

L'UNION EUROPÉENNE RISQUE DE SUBIR DES CONTRAINTES FORTES SUR LES APPROVISIONNEMENTS PÉTROLIERS D'ICI À 2030

– ANALYSE PROSPECTIVE PRUDENTIELLE –

LA MAJORITÉ DES SOURCES ACTUELLES D'APPROVISIONNEMENT EN PÉTROLE DE L'UNION EUROPÉENNE MENACENT DE DÉCLINER D'ICI À 2030, SELON UNE ANALYSE DU THINK TANK *THE SHIFT PROJECTS* S'APPUYANT SUR DES DONNÉES EXCLUSIVES.



RÉSUMÉ

Le déclin probable d'ici à 2030 des capacités de production des pays fournissant aujourd'hui plus de la moitié du pétrole consommé par l'Union européenne (UE) risque d'entraîner des contraintes significatives sur l'approvisionnement de celle-ci.

L'UE risque de connaître une contraction du volume total de ses sources actuelles d'approvisionnement en pétrole pouvant aller jusqu'à 8 % entre 2019 et 2030, selon une analyse offrant un détail sans précédent dans une étude publique, s'appuyant essentiellement sur les estimations des capacités futures de production mondiale de brut de l'agence d'intelligence économique norvégienne spécialisée Rystad Energy. Les rythmes potentiels maximum de cette contraction sont supérieurs au rythme de décrue de la consommation pétrolière que connaît depuis 2010 l'Union européenne (laquelle, malgré cette décrue, importe aujourd'hui plus de brut que la Chine ou que les Etats-Unis).

La production de la Russie et celle de l'ensemble des pays d'ex-URSS, qui fournissent plus de 40 % du pétrole de l'UE, semblent être entrées en 2019 dans un déclin systématique. La production pétrolière de l'Afrique (plus de 10 % des approvisionnements de l'UE) paraît promise au déclin au moins jusqu'en 2030.

Les croissances de production attendues par Rystad sont très largement tributaires du développement de découvertes de pétrole dont le potentiel technique et économique n'a pas encore été apprécié, ou d'hypothétiques découvertes futures. De ce fait, une grande part de ces croissances attendues comporte un degré d'incertitude important, intrinsèquement supérieur au degré d'incertitude des déclinés attendus, ces derniers étant induits par une évolution connue et précisément mesurée de productions existantes dites « matures ».

Le risque sur les approvisionnements futurs de l'UE est aggravé :

- d'une part à cause de l'extrême volatilité des prix du brut constatée au cours de la dernière décennie, qui complique et rend incertaines les politiques d'investissement des pétroliers,
- et d'autre part à cause de la forte croissance de la demande attendue de l'Asie et de l'Afrique, deux continents dont la production devrait décliner, d'après Rystad et l'Agence internationale de l'énergie.

Si des contraintes sévères sur la production mondiale de pétrole risquent de s'exercer directement ou indirectement sur l'UE au cours de la décennie, l'occurrence de ces contraintes semble inexorable au-delà de 2030.

L'enjeu des limites à la production mondiale de pétrole apparaît ainsi comme la « voiture-balai » des politiques climatiques : si ces politiques climatiques échouent, l'humanité risque d'être rattrapée par des contraintes de plus en plus fortes sur l'accès au brut. Ces contraintes ne suffiraient toutefois pas à supprimer le problème du réchauffement. Loin de s'exclure, réchauffement climatique et « pic pétrolier » sont deux dangers qui se cumulent et se composent.

Par conséquent, l'enjeu du « pic pétrolier » constitue une raison supplémentaire forte pour entreprendre d'urgence la planification de la sortie du pétrole, sans compter pour cela sur une croissance économique mondiale qui demeure jusqu'ici proportionnelle à la consommation de pétrole.

Au regard de sa gravité, le problème du « pic pétrolier » ici posé reste pour l'heure radicalement sous-documenté et mal compris.

Contributeurs et remerciements

Matthieu AUZANNEAU (*directeur du Shift Project*)

Matthieu Auzanneau dirige le *Shift* depuis octobre 2016. Il avait déjà rejoint l'équipe du think tank aux affaires publiques et à la prospective, après plus de dix ans de journalisme à la croisée de l'économie et l'écologie (Le Monde, Arte, etc.). Il est depuis 2010 blogueur invité de la rédaction du Monde, avec le blog Oil Man | Chroniques du début de la fin du pétrole. Il a publié *Or Noir*, la grande histoire du pétrole (La Découverte, 2015), récompensé par le Prix spécial de l'Association des économistes de l'énergie (AEE) en 2016. Sa traduction, *Oil, Power and War – A Dark History* a été publiée en 2018 aux États-Unis.

Merci pour leur relecture critique à :

Pierre-René Bauquis, Géologue et économiste, ex-directeur stratégie et planification du groupe Total

Marc BLAIZOT, Membre du Conseil du pôle de compétitivité AVENIA, ex-directeur géosciences de la branche Exploration & Production du groupe Total de 2008 à 2014

Jean LAHERRÈRE, Président de l'ASPO France, association pour l'étude des pics pétrolier et gazier, ex-directeur des techniques d'exploration du groupe Total

Olivier RECH, Consultant indépendant, co-auteur des éditions 2007, 2008 et 2009 du World Energy Outlook de l'Agence internationale de l'énergie (analyse prospective de la production pétrolière mondiale).

Merci également à l'ASPO France (Association française pour l'étude des pics pétroliers et gaziers), ainsi qu'à Paul Boosz, Hugo Duterne, Zeynep Kahraman et Quentin Piq.

The Shift Project est un think tank qui œuvre en faveur d'une économie libérée de la contrainte carbone. Association loi 1901 reconnue d'intérêt général et guidée par l'exigence de la rigueur scientifique, notre mission est d'éclairer et influencer le débat sur la transition énergétique en Europe. Nos membres sont de grandes entreprises qui veulent faire de la transition énergétique leur priorité.

Table des matières

I - Introduction	5
1- Contexte	5
2- Enjeu	6
3- Portée de l'analyse, caractérisation de la source principale.....	7
II - Analyse prudentielle des perspectives d'approvisionnement pétrolier de l'Union européenne d'ici à 2030	9
1- The Big Picture : l'hiver du « pétrole facile »	9
2- Grille, paramètres et catégories d'analyse des scénarios de Rystad Energy de mai 2020	13
a. Grille d'analyse	13
b. Paramètres d'analyse	15
i. Paramètres économiques, techniques et géologiques	15
ii. Paramètres politiques et géopolitiques	15
c. Catégories d'analyse des scénarios de production de Rystad Energy	16
i. Croissance modérée à forte de la production – <i>incertaine</i>	17
ii. Croissance faible à modérée de la production – <i>incertaine</i>	17
iii. Faible croissance de la production – <i>très incertaine</i>	18
iv. Croissance solide de la production (Irak).....	19
v. Production solide et stable.....	19
vi. Déclins – modérés à abrupts.....	21
3- Analyse	25
a. Possible déclin de 1 % à près de 8 % des sources actuelles d'approvisionnement pétrolier de l'UE entre 2019 et 2030, toutes choses égales par ailleurs.....	25
b. Un risque aggravé par une plausible volatilité des prix et par la forte croissance de la demande des pays émergents.....	29
i. Stabilité du prix du brut, solvabilité de la demande : duo précaire	29
ii. Elargissement de la demande globale : probable vive concurrence de la demande asiatique.....	31
III - A larger picture : phénomène inexorable, danger extrême pour la paix	33
1- Géologie et démographie.....	33
2- Géostratégie.....	36
3- Macroéconomie.....	37
4- Information.....	38
IV - Conclusion et perspectives : climat et « pic pétrolier », deux raisons cumulatives de planifier d'urgence la sortie du pétrole	39

I-Introduction

1-Contexte

L'Agence internationale de l'énergie, dans son rapport annuel 2018, a décrit un risque latent de « resserrement de l'offre » pétrolière mondiale d'ici à 2025, causé par un manque chronique de nouveaux projets d'exploration et de développement de pétrole conventionnel (le pétrole puisé dans des réservoirs géologiques classiques¹).

Voici les termes dans lesquels le résumé aux décideurs du World Energy Outlook 2018 de l'Agence internationale de l'énergie décrivait ce risque :

« Le risque de resserrement de l'offre est particulièrement prégnant pour le pétrole. Ces trois dernières années, le nombre moyen de nouveaux projets approuvés de production de pétrole conventionnel ne représente que la moitié du volume nécessaire pour équilibrer le marché jusqu'en 2025, compte tenu des perspectives de demande du scénario « Nouvelles politiques ». Il est peu probable que le pétrole de schiste prenne le relais à lui seul. Nos projections prévoient déjà un doublement de l'offre de pétrole de schiste américain d'ici 2025, mais celle-ci devrait plus que tripler pour compenser le manque persistant de nouveaux projets classiques.²»

La croissance mondiale de la demande de pétrole envisagée en 2018 dans le scénario « Nouvelles Politiques » de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) était de moins de 1 % par an jusqu'en 2025, sensiblement inférieure à la tendance des années précédentes³. Le « pétrole de schiste », jugé par l'AIE indispensable afin de « prendre le relais » du pétrole conventionnel, connaissait au cours de l'année 2018 un essor supérieur à 20 %. A l'opposé, l'AIE confirmait le franchissement du pic historique de production du pétrole brut conventionnel en 2008, à 69 millions de barils par jour (Mb/j), avec entretemps un déclin de 2,5 Mb/j⁴.

Ce pic du pétrole conventionnel, qui constitue toujours plus des deux-tiers de la production mondiale de carburants liquides, a été selon l'AIE franchi de façon irréversible, dans un contexte :

- de médiocrité sans précédent au cours des dernières années⁵ et de déclin chronique durant les dernières décennies des volumes annuels de découvertes de cette forme reine de carburant liquide (*figure 1*),
- en dépit de volumes d'investissements dans la recherche et le développement de la production d'hydrocarbures au cours de la décennie 2010 très supérieurs à ce qu'ils furent au cours de toutes les décennies précédentes (*figure 2*) ; ces investissements ont été largement préservés après l'effondrement des cours en 2014-2015, grâce à la forte contraction des tarifs des sous-traitants⁶.

Figure 1.

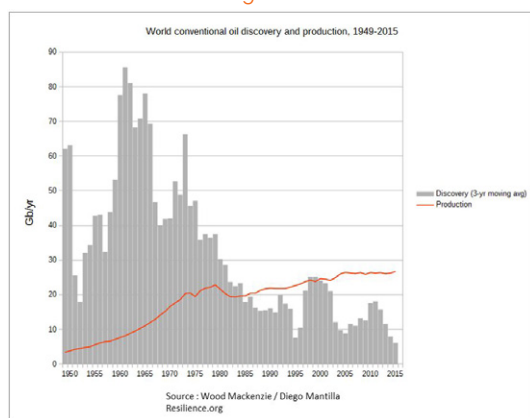
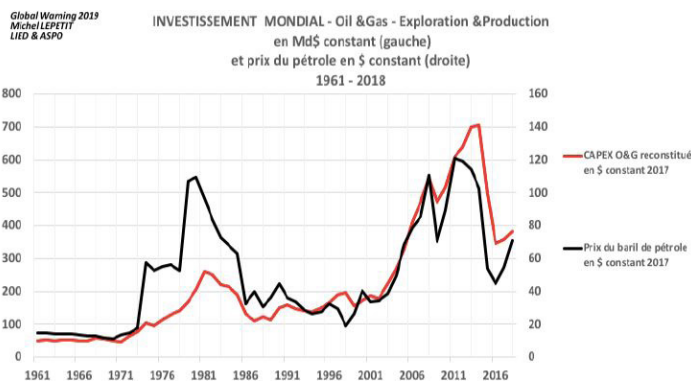


Figure 2



1. Par opposition aux pétroles dits « non-conventionnels », notamment le « pétrole de schiste » (tight oil), extrait par fracturation hydraulique, et les sables bitumineux. Le pétrole offshore, bien que constituant une source de production très technique, est un pétrole conventionnel car issu de réservoirs géologiques classiques.

2. International Energy Agency, World Energy Outlook 2018, p. 28.

3. Ce scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie (« New policies », dénommé « Stated policies » à partir de 2019) intègre les objectifs politiques annoncés par les gouvernements, il reste très en-deçà des objectifs globaux nécessaires pour respecter l'accord de Paris sur le climat, et atteindre la « neutralité carbone » d'ici 2050.

4. Ibid., p. 142.

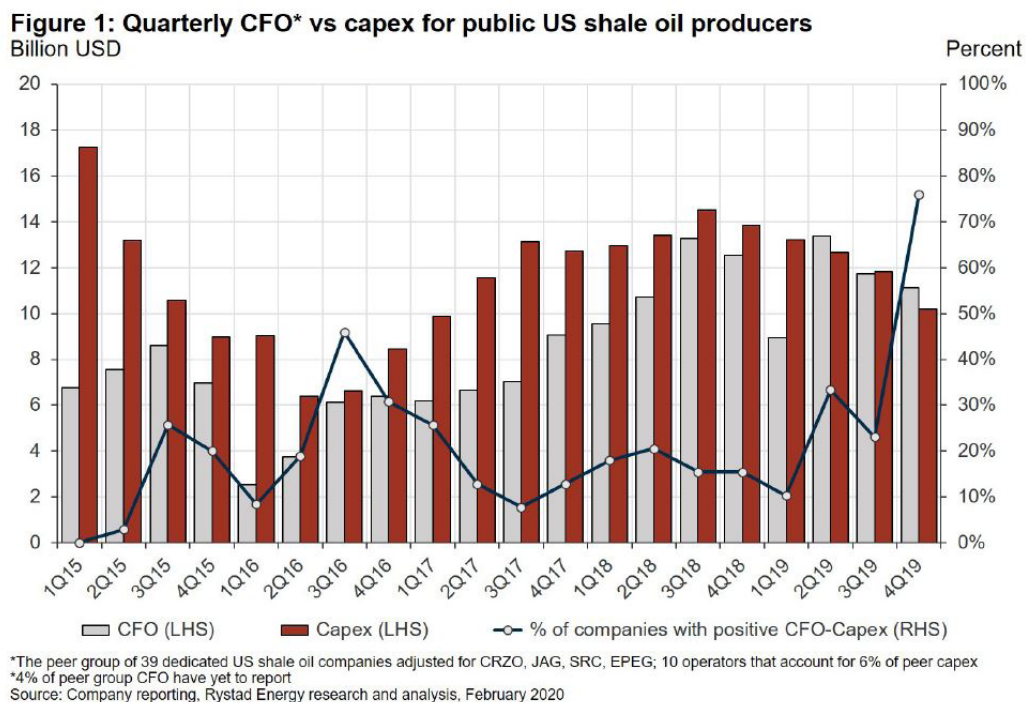
5. Voir par exemple : "IHS Markit: Conventional oil, gas discoveries at 70-year low", Oil&Gas Journal, 2 octobre 2019.

6. International Energy Agency, World Energy Investment 2019, p. 83. Voir aussi : Emmanuel HACHE, Pierre HACQUARD, Marine SIMOËN, "Is the oil industry able to support a world that consumes 105 million barrels of oil per day in 2025?" Oil and Gas Science and Technology Journal, 74, 88, 2019 : « In 2018, investments in the upstream sector were still 40% lower than those observed in 2014. Most of this contraction is due to lower investment volumes. However, companies also benefit from a favourable price environment from their suppliers under pressure. Adjusted to current upstream costs, it still represents a 12% lower investment compared to the 2014 peak. »

Le risque de « resserrement de l'offre » à l'horizon 2025, tel que décrit fin 2018 par l'AIE, semble s'être considérablement aggravé depuis :

- dans un premier temps depuis la mi-2019, du fait du fort ralentissement aux Etats-Unis de l'essor du *tight oil* (improprement appelé « pétrole de schiste » en France⁷), provoqué notamment par les forts niveaux d'endettement et le problème endémique des *cash flows* négatifs dans ce secteur, un problème qui ne semblait être en passe de se résoudre fin 2019 qu'au prix d'une diminution des investissements dans la production future (figure 3);
- puis dans un second temps depuis début 2020, du fait du gel sans précédent de nombreux projets d'investissement entraîné par l'effondrement des cours du baril, conséquence de la crise de la COVID-19 et de la guerre de prix amorcée à cette occasion par la Russie et l'Arabie saoudite.⁸

Figure 3.
Rystad Energy, March 2020⁷



2-Enjeu

L'incertitude des perspectives d'évolution immédiate et à moyen-terme de la production mondiale de brut mérite un examen précis, compte tenu des risques économiques et géopolitiques majeurs qui découlent de cette incertitude, tandis que de par le monde, aucune politique climatique susceptible de déboucher sur une décrue significative de la demande mondiale de brut ne semble être amorcée de façon suffisamment pérenne.

Le risque économique et géopolitique est particulièrement prégnant pour l'UE, laquelle :

- constitue le premier importateur mondial de brut, aujourd'hui devant la Chine et les Etats-Unis⁹,
- est dépourvue, contrairement à ces derniers, de sources domestiques de pétrole significatives¹⁰,
- s'approvisionne majoritairement en brut auprès de pays dont la production est largement mature ou d'ores et déjà en déclin.

7. Le pétrole extrait par fracturation hydraulique de formations peu perméables (*tight*), désigné également de façon presque équivalente mais plus restrictive par l'expression *shale oil*.

8. Rystad Energy, "US shale operators find sublime balance between spending and cash flow", 2 mars 2020.

9. Soustraction de la production et de la consommation de l'UE, comparée à celle de la Chine et des Etats-Unis, BP, Statistical Review of World Energy 2020.

10. Compte tenu du Brexit. Le pétrole de mer du Nord, essentiellement exploité par la Norvège et le Royaume-Uni constitue une source de production très largement mature.

3- Portée de l'analyse, caractérisation de la source principale

Compte tenu du contexte et de l'enjeu décrits ci-dessus, ***The Shift Project* a mené une analyse prudentielle du risque relatif à la pérennité des approvisionnements pétroliers futurs de l'Union européenne, en s'appuyant sur une base synthétique de données émanant de l'industrie pétrolière**, et non pas seulement sur les rapports disponibles dans le domaine public, tels que ceux de l'AIE, dont les hypothèses ne sont que rarement explicitées.

The Shift Project a acquis une licence d'accès à l'une des trois bases de données de référence sur l'état de la production mondiale de carburants liquides : celle de la société norvégienne Rystad Energy, largement utilisée au sein de l'industrie, et à laquelle l'AIE a abondamment recours (sans toutefois publier précisément ses références).

Les pronostics de production fournis par Rystad Energy reposent sur leurs propres estimations, établies en général champ par champ, de l'état des ressources (totalité du pétrole supposé récupérable) et des réserves de ces champs prouvées (récupérables de façon certaine) ou probables (ayant plus de 50 % de chances de pouvoir être récupérées). Ces estimations tiennent compte en particulier de la production actuelle et du niveau d'investissement. Bien qu'étant recoupés et consolidés de diverses manières, ces pronostics comportent un degré d'incertitude variable et difficile à estimer, ne serait-ce que parce que bon nombre de compagnies et de pays producteurs ne publient pas le détail de l'état de leurs ressources et de leurs réserves¹¹. Rystad Energy se contente de collecter des données, et tâche d'en apprécier la valeur. Pour l'utilisateur de ses données, le processus demeure essentiellement opaque.

Les pronostics analysés ici sont datés du 6 juin 2020. Ils tiennent compte des réductions d'investissement annoncées par l'industrie pétrolière depuis le début de la crise de la COVID-19 : ils intègrent une baisse significative des perspectives de production d'un grand nombre de pays au cours de la décennie. Ils tablent en revanche sur le fait que les grands producteurs du golfe Persique et le *tight oil* américain devraient pouvoir combler une large part du manque induit par la crise. Cette année, le volume des nouveaux projets de pétrole conventionnel validés devrait être le plus bas depuis 40 ans, et les investissements dans le *tight oil* pourraient être quasiment réduits de moitié¹². Mais par ailleurs, Rystad table sur un retour dès l'automne de la demande mondiale de pétrole à son niveau d'avant crise¹³, ainsi que sur une remontée des cours du brut aux alentours de 70 dollars le baril à partir de 2022, non-volatils et lentement croissants au-delà de cette date.

Rystad évalue à 6 Mb/j à l'horizon 2025 la perte de futures nouvelles capacités de production entraînée par les réductions d'investissement dues à la crise (face à une demande mondiale de l'ordre de 100 Mb/j avant la crise, et devant atteindre 105 Mb/j en 2025). Rystad estime que les principaux pays du golfe Persique devraient être capables d'accroître leur production afin de remplacer 3 à 4 Mb/j ainsi perdus, et que le reste sera probablement comblé par le développement du *tight oil*, à condition toutefois que le prix du baril remonte effectivement au-delà des 70 dollars¹⁴.

Le scénario de croissance de la production de *tight oil* dessiné en juin 2020 par Rystad reste globalement en phase avec la multiplication par deux qu'envisageait l'AIE en 2018 sur la période 2017 – 2025. Ce scénario de Rystad demeure ainsi très en-deçà d'une multiplication par au moins trois, jugée nécessaire en 2018 par l'AIE afin de prévenir le risque d'un « resserrement de l'offre » à l'horizon 2025¹⁵, en permettant de compenser « le manque persistant de nouveaux projets classiques ».

11. Voir également sections 2- a. et 2- b.

12. Rystad Energy, "Global investment slowdown set to hike oil prices and cause undersupply of 5 million bpd in 2025", 4 mai 2020.

13. Rystad Energy, Covid-19 Report - 14 May 2020.

14. Rystad Energy, "Global investment slowdown set to hike oil prices and cause undersupply of 5 million bpd in 2025", op. cit. ; Rystad Energy, UCube Change Record June 2020.

15. International Energy Agency, World Energy Outlook 2018, op. cit., p. 28, voir également table 3.3 p. 145.

Le manque de nouveaux projets classiques persiste en 2020, et le degré d'incertitude quant à la réalisation des investissements futurs est rendu paroxystique par la crise de la COVID-19.

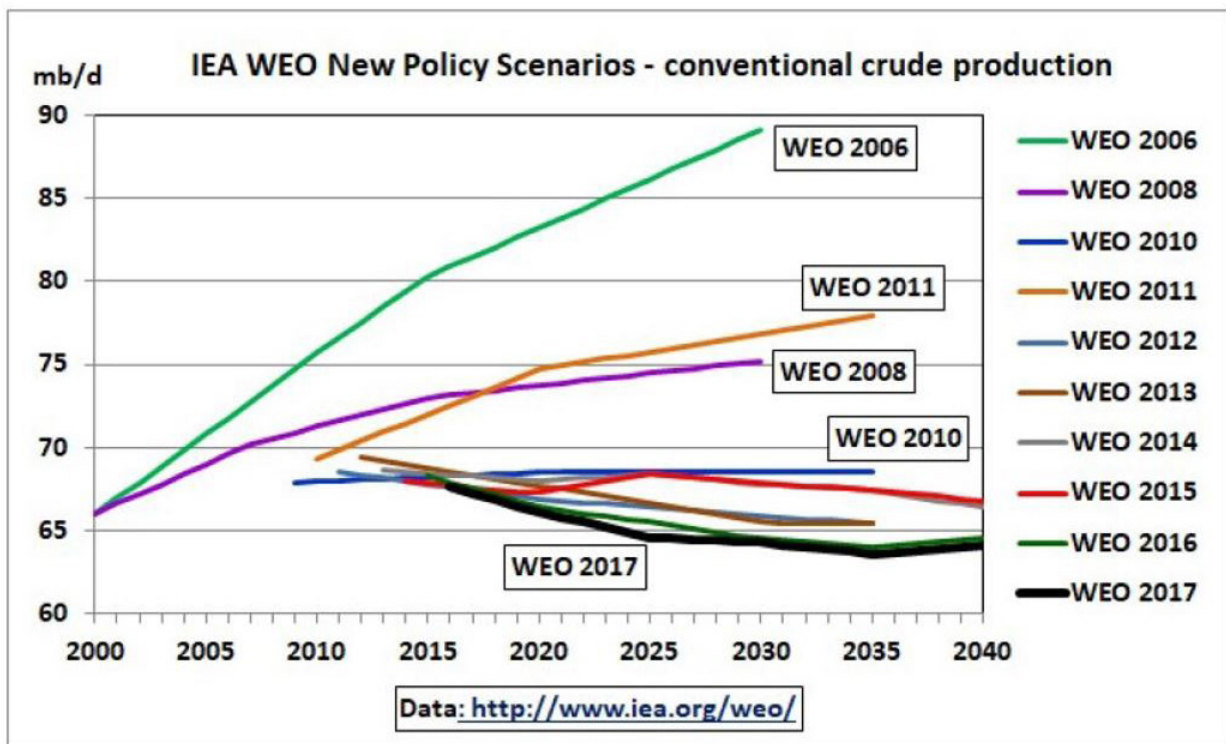
L'analyse proposée ici est de nature prudentielle : nous ne cherchons pas à établir un pronostic, mais à qualifier un risque.

Nous avons souhaité produire une analyse se concentrant délibérément sur l'état du « verre à moitié vide », autrement dit sur l'état du déclin de la production existante mature, là où la plupart des analyses se concentrent pour l'essentiel :

- soit sur le « verre à moitié plein » (essor des pétroles non-conventionnels et en particulier du *tight oil*),
- soit sur le ralentissement de la vitesse à laquelle le verre est bu (thématique d'un « *peak demand* » pour l'heure très hypothétique à l'échelle mondiale).

Cette approche prudentielle apparaît d'autant plus nécessaire que la source publique de référence sur l'avenir de la production mondiale de brut, l'AIE (une émanation de l'OCDE dont la mission historique première consiste à prémunir les pays consommateurs de pétrole contre des problèmes d'approvisionnement) a par le passé publié de nombreux pronostics qui se sont avérés nettement supérieurs à la réalité (*figure 4*).

Figure 4.



Gathered by Michel Lepetit

La présente analyse, qui nous semble dessiner les contours d'un risque majeur, est liminaire. Elle marque en effet le lancement d'une analyse plus approfondie visant à caractériser ce risque de façon aussi détaillée que possible.

II-Analyse prudentielle des perspectives d'approvisionnement pétrolier de l'Union européenne d'ici à 2030¹⁴

1-The Big Picture : l'hiver du « pétrole facile »

- Pic du pétrole conventionnel franchi en 2008
- Nature et ampleur du déclin de la production existante
- Rôle prépondérant du tight oil américain et des champs conventionnels géants du golfe Persique

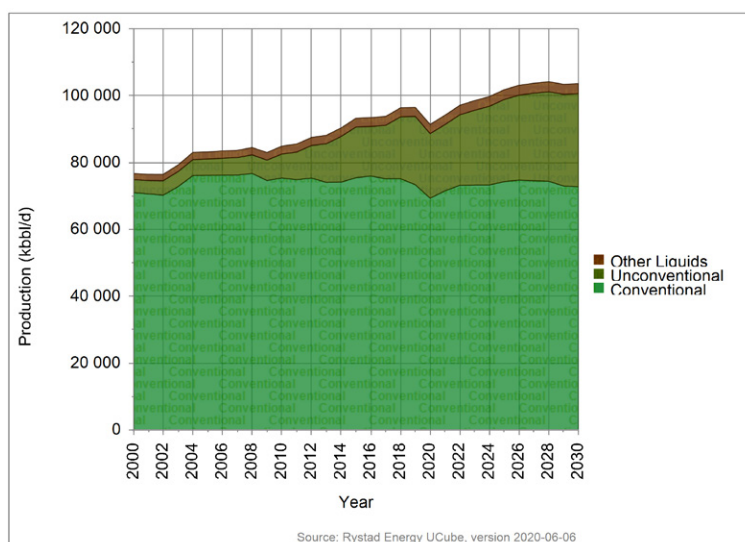
Les nouveaux projets de pétroles conventionnel qui sont nécessaires, selon l'AIE, afin de parer le risque d'un « resserrement de l'offre » mondiale de pétrole à l'horizon 2025, ne semblent pas être en passe de se matérialiser, pas plus que la production mondiale de *tight oil* ne semble être dans une bonne passe pour doubler par rapport à son niveau de 2017, ni *a fortiori* de tripler.

Les figures 5, 6 et 7 présentent la production mondiale de carburant liquide fossile de 2000 à 2030, telle que pronostiquée par Rystad à partir de 2020.

La figure 5 distingue le pétrole conventionnel de l'ensemble des pétroles non-conventionnels. Elle corrobore le franchissement du pic de production du pétrole conventionnel en 2008 : elle fait état d'un déclin de -4,4 % en 2019 par rapport à 2008, et table sur un déclin de -0,9 % entre 2019 à 2030. Compte tenu de l'ampleur limitée des variations, on peut tout aussi bien décrire un plateau ondulant de 2004 à 2018, suivi d'un second plateau ondulant légèrement inférieur à partir de 2019.

En tout état de cause, jamais la production ne devrait repasser au-dessus du maximum atteint en 2008, y compris au-delà de 2030, aussi bien selon Rystad que selon l'AIE.

Figure 5.
World liquid fossil fuel production, 2000 – 2030 conventional and unconventional
("other liquids" : refinery gains)



16. Sauf mention différente, les chiffres et les graphes ci-après présentés ont été extraits en mai 2020 de la base de données de Rystad Energy. Ils concernent la production en barils par jour de carburant liquide fossile (liquid fossil fuel), défini comme la somme de la production de pétrole brut, de condensats, de liquides de gaz naturel et des gains de raffinerie. Ils sont exprimés en milliers de barils standards par jour, (Kbbl/d) dans les graphiques issus de la base de données de Rystad, ou bien en millions de barils par jour dans le texte de l'analyse (Mb/j).

Les agrocarburants liquides ne sont pas analysés ici. Rystad Energy estime que leur production devrait continuer à croître au même rythme que depuis 2010, passant environ de 3 Mb/j en 2019 à 3,5 Mb/j en 2030.

Figure 6.
World liquid fossil fuel production, 2000 – 2030
conventional and unconventional categories

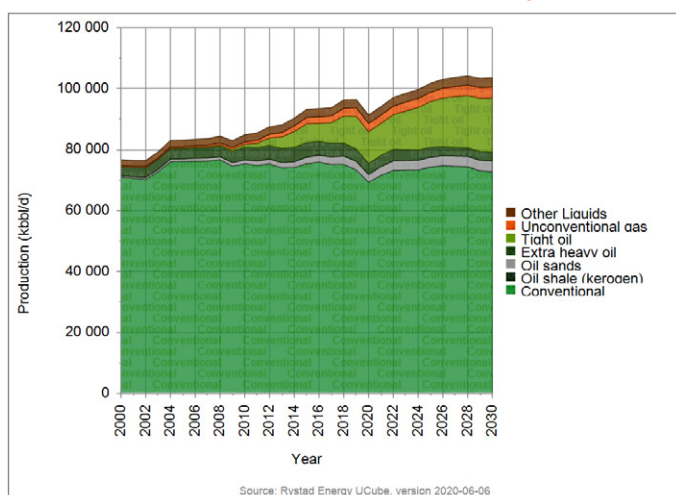


Figure 7.
World liquid fossil fuel production, 2000 – 2030
by life cycle category

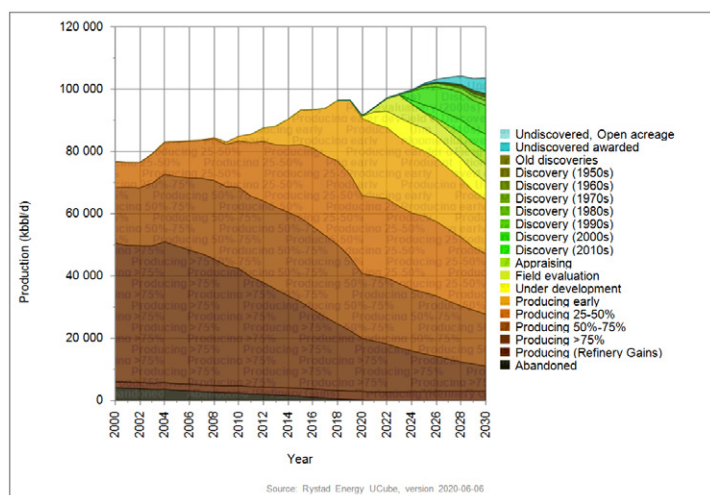
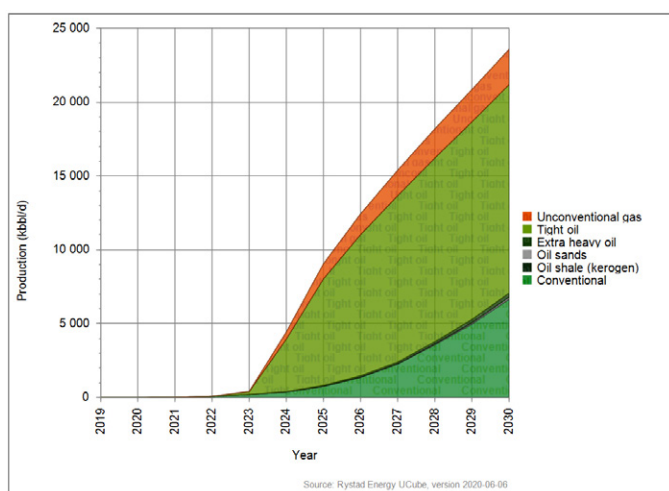


Figure 8.
World new production from discoveries not appraised yet
or from undiscovered reserves, 2019 - 2030
by conventional and unconventional category



La figure 6 montre que le *tight oil* et les liquides issus des puits de « gaz de schiste » (*unconventional gas*) assurent la totalité de la croissance attendue de la production de l'ensemble des pétroles non-conventionnels sur la période 2019 – 2030¹⁷.

La figure 7 présente l'évolution de la production mondiale par maturité des sources d'extraction. Elle montre que pratiquement la moitié de la production actuelle (47,8 %, soit 46,1 Mb/j en 2019) provient de sources dites « matures », c'est-à-dire de champs pétroliers qui ont déjà commencé à décliner, ayant déjà fourni plus de la moitié de leurs réserves jugées à terme récupérables, en fonction de divers paramètres techniques et économiques futurs estimés plausibles.

La figure 7 montre également qu'un tiers de la production existante en 2019 devra avoir été remplacé d'ici à 2030, juste pour maintenir cette production à son niveau de l'an dernier (96,5 Mb/j). Ce déclin de la production existante devant être compensé au cours des dix prochaines années représente 31,7 Mb/j, soit l'équivalent de la somme des capacités actuelles de production de pétrole brut des Etats-Unis, de l'Arabie Saoudite et de la Russie, les trois premiers producteurs mondiaux¹⁸.

Pour atteindre le niveau total de production de 103,6 Mb/j escompté pour 2030¹⁹, près d'un quart (23,6 Mb/j) devra provenir de découvertes passées (en vert) ou de découvertes futures éventuelles (en bleu). Le potentiel de développement effectif de ces découvertes est par essence hypothétique, autant d'un point de vue économique que géologique. A partir de 2023, le maintien de la production dépend de la mise en exploitation effective de découvertes passées, à partir de 2026 de celle de découvertes futures éventuelles.

Sur ces 23,6 Mb/j de capacités nouvelles de production hypothétiques, 70 % devront être fournis par du *tight oil* ou par des liquides de gaz naturel issus de puits de « gaz de schiste » (*unconventional gas*) : figure 8.

17. Les autres formes de pétrole non-conventionnel devraient rester marginales d'ici à 2030, selon Rystad Energy : la production de sables bitumineux du Canada devrait croître fortement mais demeurer proportionnellement limitée, tandis les extractions des pétroles extra-lourds devraient décroître fortement au Venezuela et ailleurs.

18. Production de pétrole brut au sens strict (crude oil), hors condensats, liquides de gaz naturel et gains de raffinerie.

19. Le scénario « New Stated Policies » publié par l'AIE dans son rapport annuel en novembre 2019, avant la crise de la COVID-19, avançait le chiffre légèrement supérieur de 102,8 Mb/j.

Cette perspective de développement du *tight oil* et des liquides tirés de puits de « gaz de schiste » pourrait être entravée :

- si l'absence de répliques significatives au boom américain du *tight oil* devait perdurer,
- si le modèle d'affaire du secteur du *tight oil* aux Etats-Unis devait ne pas s'assainir durablement,
- ou si cet assainissement se faisait au prix d'un ralentissement des investissements (tendance observée au cours de l'année 2019),
- ou encore si, pour une raison quelconque, le nombre de puits nouveaux effectivement forés et « *frackés* » diminuait de façon très importante (comme c'est le cas depuis mars 2020),
- ou enfin, comme des indices le suggèrent²⁰, si les *sweet spots* (les zones particulièrement productives) devaient se raréfier aux Etats-Unis, rendant impossible la compensation du déclin rapide des puits en production, déclin caractéristique des formations géologiques permettant l'exploitation du *tight oil* et du « gaz de schiste ».

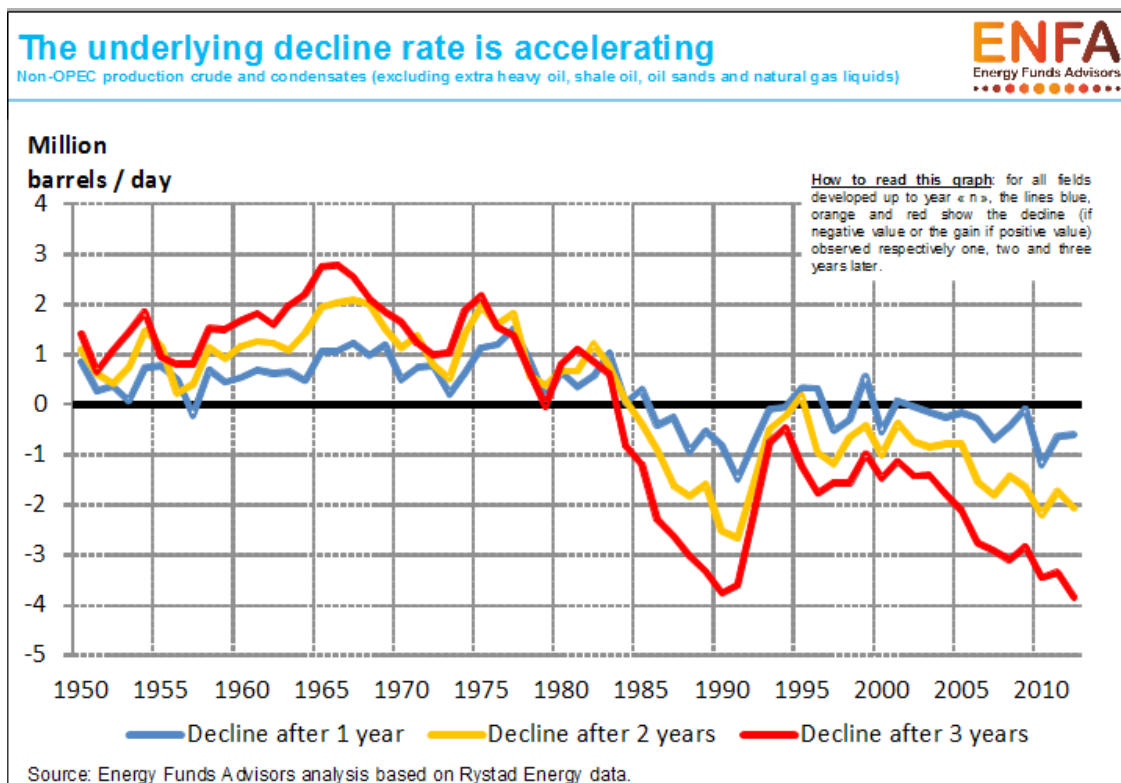
Le phénomène de course sur le tapis roulant du déclin de la production existante est devenu inévitable depuis le franchissement du pic du pétrole conventionnel en 2008. Cette course est un phénomène récent dans l'histoire de l'industrie pétrolière. Il s'agit d'une évolution symptomatique de « *la fin du pétrole facile*²¹ », selon l'expression rendue fameuse en 1998 par le PD-G de la compagnie Mobil, lors de la fusion de celle-ci avec Exxon. Jusqu'aux années 90 en effet, la croissance de la production pouvait être assurée par des puits pétroliers déjà ouverts et exploités.

Autrement dit, un arrêt des investissements dans le développement de nouveaux puits n'entraînait nullement une chute de la production (*figure 9*).

Le phénomène de course sur un tapis s'observe également lorsque l'on empile la production mondiale par date d'entrée en production des nouveaux puits (*figure 10*).

Figure 9.

Olivier Rech for Energy Funds Advisors, 2012



²⁰ Voir par exemple : Platts, S&P Global, "Feature: US shale oil productivity growth expected to slow in some basins", 10 janvier 2020.

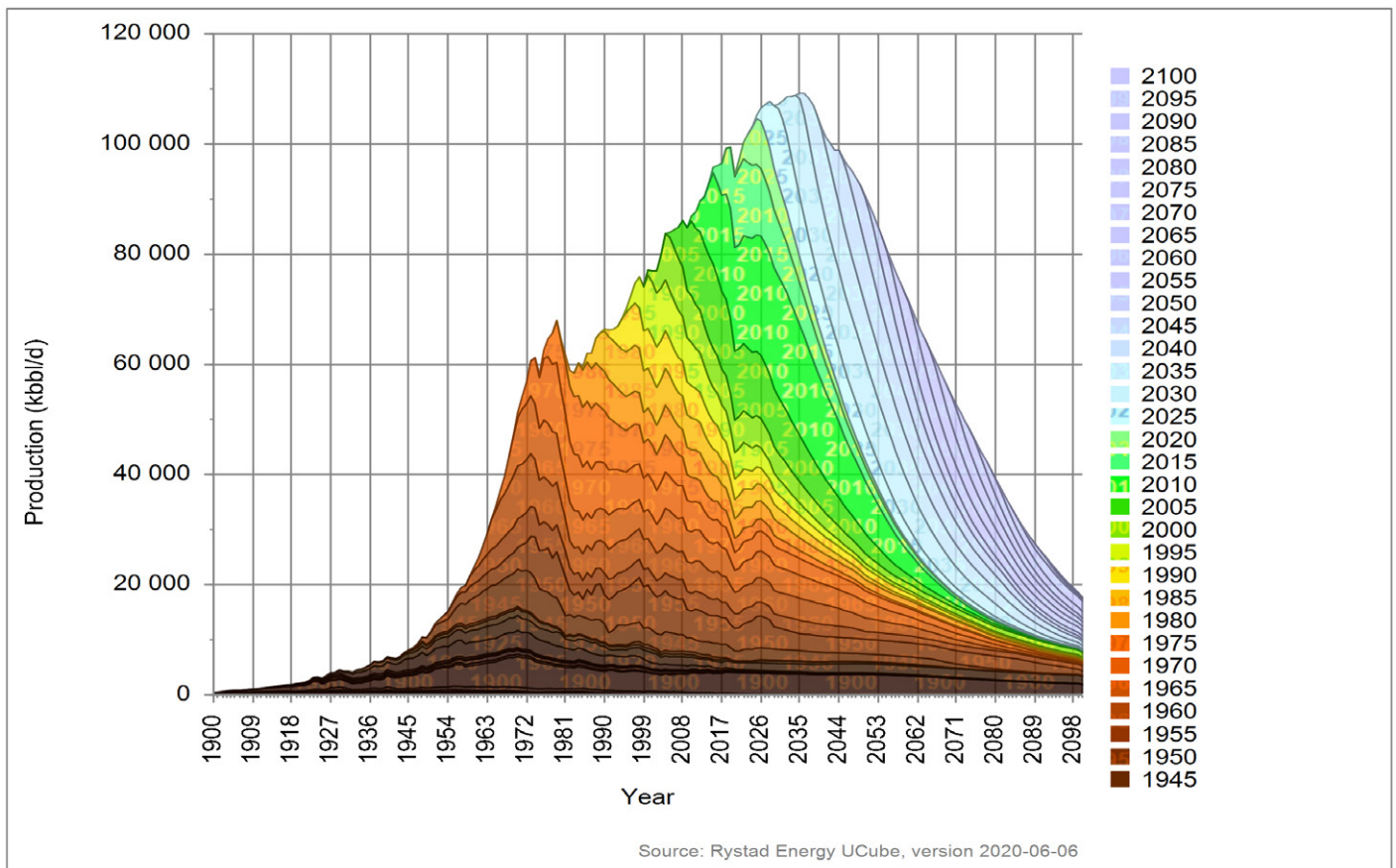
²¹ Matthieu AUZANNEAU, *Or noir, la grande histoire du pétrole*, La Découverte, 2015, p. 543 (Oil, Power, & War, Chelsea Green Publishing, 2018).

On observe alors une sorte de tas, auquel il devient de plus en plus difficile de faire prendre de la hauteur en y ajoutant de nouvelles couches, c'est à dire de nouvelles sources de production, à mesure que la pente du déclin de la production passée devient de plus en plus abrupte.

Pour Rystad, cette course sur le tapis roulant de la production existante sera perdue et le tas s'écroulera à partir de 2035, avec cette année-là le pic pétrolier mondial, toutes formes de carburants liquides comprises, à environ 109 Mb/j (*figure 10*). Un pic pétrolier sur les contre-forts duquel on peut considérer que l'économie mondiale se trouve déjà depuis au moins 2008, date du franchissement du pic du pétrole conventionnel.

Ce phénomène de course sur un tapis roulant se trouve accentué par la nature des nouvelles découvertes.

Figure 10.
World liquid fuel production 1900 – 2100
by five years start-up period



De façon systématique, ces nouvelles découvertes se composent de champs de pétrole conventionnel de plus en plus petits, ou bien de champs difficiles d'accès et dont l'exploitation réclame davantage d'infrastructures. Une évolution caractérisée, dans les nouvelles mises en production, par la part prédominante de *l'offshore* profond, des sables bitumineux et des champs conventionnels plus petits depuis l'an 2000, puis du *tight oil* à partir de 2010.

Pour des raisons différentes mais convergentes, les champs plus petits, les champs *offshore* et, a fortiori, les puits de *tight oil* et de gaz de schiste, tendent à amorcer leur déclin plus tôt et plus abruptement²² que les champs géants de pétrole conventionnel, les « éléphants » qui pour la plupart ont été découverts et mis en production au milieu du XXe siècle. Dans le cas du *tight oil* et du gaz de schiste, avec une production obtenue par fracturation hydraulique, le déclin intervient en général au bout de quelques semaines ou mois après l'ouverture du puits (même si l'importance cumulée des « queues de production » de puits matures, et le « *refracking* » de certains puits compense partiellement cette tendance lourde).

22. Voir notamment : Richard G. MILLER, Steven R. SORRELL, *The future of oil supply*, *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, janvier 2014, volume 372 ; HSBC Global Research, *Global oil supply - Will mature field declines drive the next supply crunch?*, septembre 2016.

Selon diverses sources d'analyse, dont Rystad, le développement futur de la production future repose avant tout sur l'accroissement des extractions dans les champs géants de pétrole conventionnel du golfe Persique, ainsi que sur une reprise de l'essor du *tight oil*. La chute des cours du brut depuis 2014-2015 a fortement modéré l'intérêt des pétroliers pour le pétrole *offshore* profond, les sables bitumineux, et de manière générale pour toutes les sources d'extraction délicates réclamant un cycle long de retour sur investissement. Cet état de fait vient d'être accentué par la crise de la COVID-19, estime notamment Rystad²³.

L'Europe, premier importateur mondial de brut devant la Chine et les Etats-Unis, se trouve placée pour ses approvisionnements futurs dans une partie qui promet de se jouer de plus en plus dans le golfe Persique et aux Etats-Unis, deux zones marquées récemment par de forts aléas, géopolitiques dans le cas de la première, économiques pour l'autre.

La *figure 11* illustre le déclin attendu par Rystad de la production mondiale hors Moyen-Orient et Amérique du Nord. La *figure 12* souligne la part périlleuse des productions « matures » (marron sombre : *producing* > 50 %) dans cette même production mondiale hors Moyen-Orient et Amérique du Nord.

2-Cadre général, paramètres et catégories d'analyse

Figure 11.

World liquid fossil fuel production by continent without Middle-East and North America

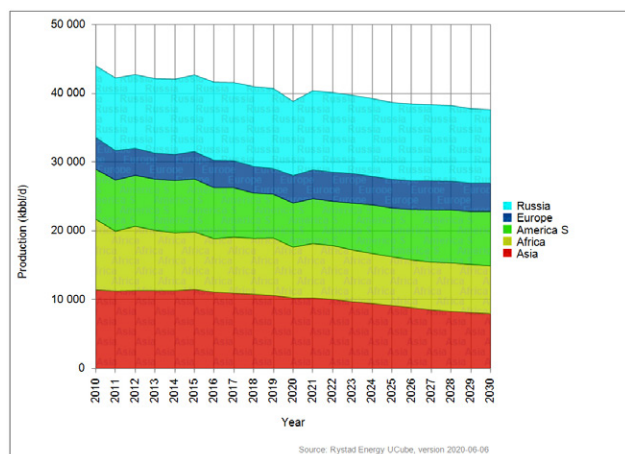
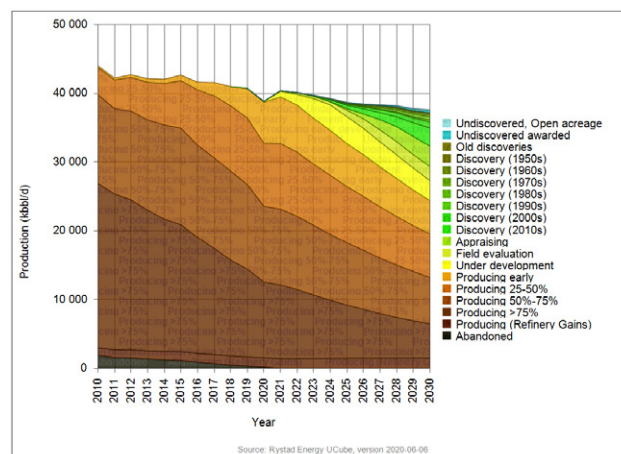


Figure 12.

World liquid fossil fuel production by life cycle category without Middle-East and North America



a. Cadre général d'analyse

La situation de la production mondiale de pétrole peut être comparée à une baignoire qui se vide d'un côté, et qu'il faut sans cesse re-remplir de l'autre. La baignoire qui se vide, ce sont les réserves extraites et consommées au fil du temps. Pour que la production puisse se maintenir, il est impératif de constamment remplacer ces réserves extraites, soit par la découverte de nouvelles ressources, soit par l'amélioration de l'exploitation de champs existants (accroissement du « taux de récupération des ressources en place »).

La vitesse maximale à laquelle la baignoire se viderait si rien n'était fait est évaluée en permanence par les industriels du pétrole. Ce rythme est le « taux de déclin naturel de la production existante ». Il mesure la pente d'évolution de la production si, par hypothèse, tous les investissements dans le maintien de cette production étaient arrêtés (équipements de pompage et « stimulation » de la production en particulier par injonction d'eau et de gaz, selon les méthodes dites « *Improved Oil Recovery* »).

Le taux de déclin naturel de la production existante est le repère de base des stratégies des compagnies pétrolières. Son importance peut se comparer au taux directeur d'une banque

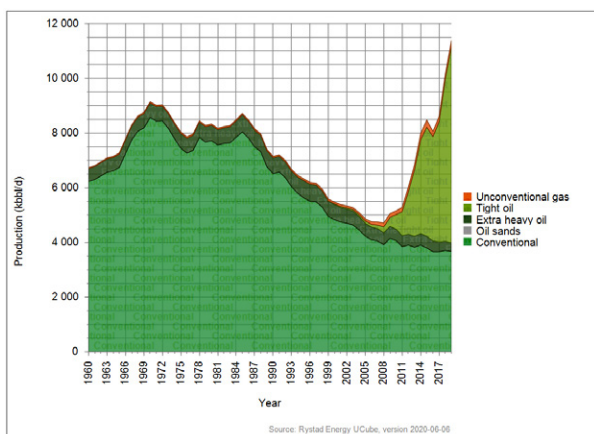
23. Rystad Energy, "Global investment slowdown set to hike oil prices and cause undersupply of 5 million bpd in 2025", op. cit.

centrale pour la finance. Ce taux de déclin naturel varie en fonction de la nature et de la maturité du champ considéré. La pression naturelle qui s'exerce parfois dans un nouveau champ de pétrole conventionnel peut permettre à la production d'un tel champ de se maintenir, voire d'augmenter sans nécessiter des investissements supplémentaires. A l'extrême inverse, dans la plupart des cas, un puits de *tight oil* connaît très vite après son ouverture un déclin rapide, quels que soient les investissements.

Tous les champs dits « matures » (les champs dont plus de 50 % de la totalité des réserves exploitables, dites « réserves ultimes », ont été extraits) sont voués au déclin, à plus ou moins longue échéance, en fonction principalement du volume de ces réserves ultimes : les plus gros champs sont en général ceux qui déclinent le plus lentement²⁴.

Il se produit régulièrement des phénomènes dits de « dos de chameau », en particulier à l'échelle de vastes zones pétrolifères : lorsqu'un premier pic de production est franchi et que les extractions diminuent, les opérateurs pétroliers peuvent décider de consentir à relancer leur effort d'investissement, aboutissant dans certains cas à un certain rebond de la production. C'est ce qui est en passe de se produire en mer du Nord, aujourd'hui dans les eaux norvégiennes et peut-être d'ici à 2030 dans celles du Royaume-Uni.

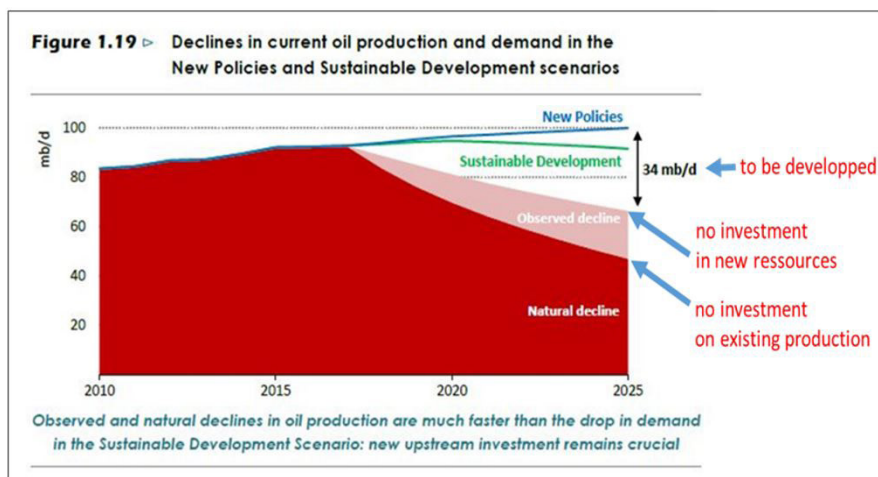
Figure 13.
United States crude oil production
by unconventional category 1960-2019



Toutefois, il s'est rarement avéré jusqu'ici qu'au cours de cette période de « dos de chameau », la production d'une zone pétrolifère remonte au-dessus du niveau du pic initial. Le contrexemple le plus fameux est le boom du *tight oil*, advenu au prix non seulement d'une relance massive des investissements, mais aussi du changement de mode d'exploitation et de la nature même des ressources visées. Grâce à ce boom, la production de pétrole brut est largement repassée depuis 2018 au-dessus du pic du brut conventionnel atteint par les Etats-Unis en 1970, et cela en dépit de la poursuite du déclin de celui-ci (voir *figure 13*).

Mais plus la production d'une zone pétrolifère est dominée par des champs « matures », plus le problème posé par le déclin naturel de la production existante devient prégnant. La *figure 14* illustre l'ampleur atteinte aujourd'hui par le phénomène du déclin de la production existante. On y retrouve l'ordre de grandeur exposé à la *figure 7*.

Figure 14.
International Energy Agency, World Energy Outlook 2018
(The Shift Project)



24. Voir section précédente

b. Paramètres d'analyse

La capacité à accroître, à maintenir ou à ralentir le déclin d'une zone pétrolière est une composition de paramètres d'ordre économique, bornés par des paramètres limitants d'ordre technique et géologique d'une part, et par des contraintes de nature politique et géopolitique d'autre part.

i. Paramètres économiques, techniques et géologiques

Les conditions économiques dont bénéficient un producteur ou un ensemble de producteurs (sécurité des contrats, prix du brut, état de la demande, etc.) permettent de maximiser plus ou moins le potentiel d'une ressource. Ce potentiel est borné en première instance par l'état de l'art de l'industrie, et en dernière instance par l'état de la ressource à un moment donné (volume des réserves ultimes, propriétés physiques, maturité de l'exploitation).

Les conditions économiques évoluent constamment, souvent d'une façon abrupte et difficilement prédictible. Un prix du baril élevé favorable aux opérateurs se maintient difficilement dans le temps, en particulier en raison de son caractère récessif pour la demande²⁵.

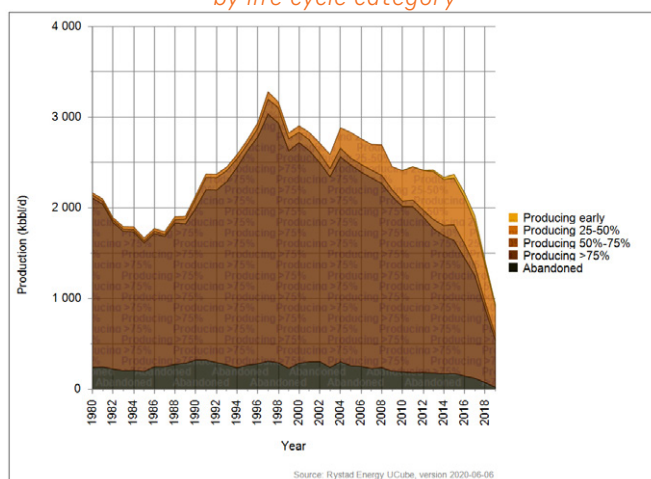
Pour ce qui concerne le pétrole conventionnel, dans des conditions économiques favorables, le taux de récupération des ressources en place est souvent de l'ordre 35 %. Avec des conditions économiques optimales et des propriétés physiques particulièrement propices, l'état de l'art technique actuel permet parfois de faire monter ce taux de récupération jusqu'à plus de 50 %. L'état de l'art progresse habituellement de façon incrémentale et relativement lente, dans la limite d'un certain nombre de contraintes physiques absolues. Il advient parfois des ruptures inattendues ; dans le cas de la fracturation hydraulique et des forages horizontaux à long déport (plusieurs kilomètres), la rupture technologique réclame des conditions économiques très favorables pour être déployées à grande échelle (de 2010 à 2014, la première phase du boom du *tight oil* a ainsi bénéficié d'un baril à plus de 100 dollars).

ii. Paramètres politiques et géopolitiques

La situation politique et géopolitique d'un pays ou d'une région particulières peuvent dégrader considérablement la capacité des opérateurs pétroliers à optimiser leur niveau de production.

Parmi les facteurs de dégradation politique, on retiendra en particulier la nécessité fréquente pour un pays producteur de capter une part substantielle des revenus des pétroliers afin de financer le fonctionnement de l'Etat, d'« acheter la paix sociale », de reverser une partie de la manne à un réseau d'affidés, ou encore de corrompre. Lorsque cette manne est vouée à décroître en raison d'une production largement mature, l'alternative entre investir dans le maintien de la production et redistribuer la manne à des fins politiques peut aboutir à un cercle vicieux catastrophique. Ce fut récemment le cas au Venezuela. Ce fut aussi sans doute dans une certaine mesure le cas en Syrie, où au cours des années 2000, on assiste à la fois à un déclin rapide des extractions et à une restriction forte des politiques de subventions²⁶. Ce fut peut-être encore le cas du Yémen (*figures 15, 16 et 17*).

Figure 15
Venezuela crude oil production, 1980 – 2019
by life cycle category



25. Nous reviendrons sur cet aspect en fin d'analyse : voir section II- 3- b. i.

26. Hypothèse insuffisamment documentée pour l'heure, faute de travaux sur la question, mais proposée de façon convaincante ici : Nafeez AHMED, "Peak oil, climate change and pipeline geopolitics driving Syria conflict", *The Guardian*, 13 mai 2013.

Figure 16
Syria crude oil production, 1980 – 2019
by life cycle category

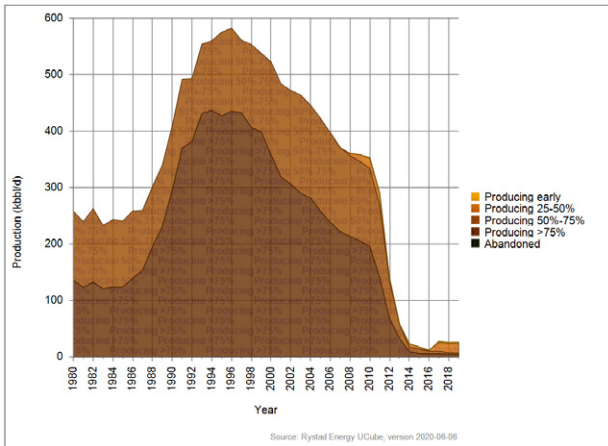
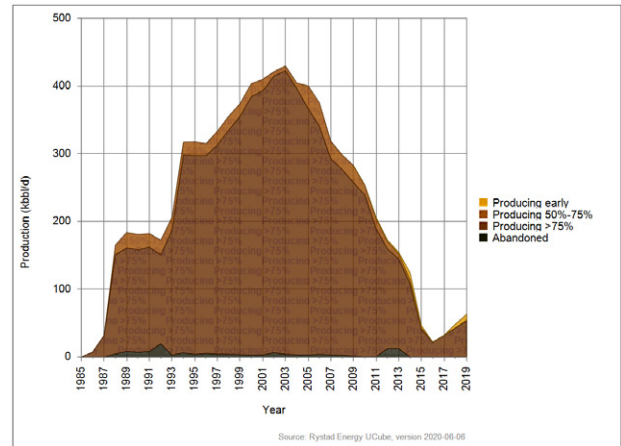


Figure 17
Yemen crude oil production, 1980 – 2019
by life cycle category



Un tel cercle vicieux peut advenir dans tous les pays producteurs dont la production est largement mature, en particulier ceux où la stabilité des institutions d'une population nombreuse est largement tributaire de la manne pétrolière. A ce titre, les cas de l'Algérie, des pays producteurs du golfe de Guinée, du Mexique, de l'Iran ou encore de la Russie apparaissent préoccupants (nous allons y revenir).

c. Catégories d'analyse des scénarios de production de Rystad Energy

Rystad Energy bâtit des scénarios prospectifs de référence pour des milliers de champs pétroliers, mis à jour en s'appuyant sur un réseau de centaines d'analystes à travers le monde, et sur des modélisations intégrant un ensemble de paramètres ajustables et détaillés de nature géologique, technique et économique. Ces paramètres sont pondérés en fonction de contraintes politiques et géopolitiques spécifiques. Rystad fournit une évaluation de son degré de confiance dans ses propres pronostics de production. Ce degré de confiance dépend surtout de la politique de gestion des réserves de brut du pays concerné (tendance à une moindre transparence de la part des producteurs souverains, notamment).

Nous avons catégorisé les scénarios de Rystad à horizon 2030 pour les principaux pays fournisseurs de pétrole de l'Union européenne (UE) en fonction des groupes de paramètres décrits dans la section précédente :

- i- croissance modérées à fortes de la production – *incertaine* (Etats-Unis, Canada, Brésil, etc.);
- ii- croissances faible (Mexique) à modérées (Norvège, Royaume-Uni) de la production – *incertaines*;
- iii- faibles croissances de la production – *très incertaines* (Libye, Iran);
- iv- croissance solide de la production (Irak);
- v- productions solides et stables (Arabie Saoudite, Koweït);
- vi- déclin – *modérés à abrupts* (Russie, Kazakhstan, Nigeria, Azerbaïdjan, Mexique, Algérie, Angola, etc.)

i. Croissance modérée à forte de la production – *incertaine*

La forte croissance des extractions de carburant liquide fossile de ces pays, attendue par Rystad sur la période 2019 – 2030, devra être assurée exclusivement par le développement de découvertes déjà réalisées, mais dont le potentiel de production n'avait été encore ni apprécié ni évalué en juin 2020, ou bien par d'hypothétiques futures découvertes nouvelles.

La production existante de ces pays est assez fortement mature (> 30 % du total en 2019)

Pays principaux concernés, en fonction de leur part dans les approvisionnements de l'UE en 2018 :

- Etats-Unis (figure 18) ;
- Canada (figure 19) ;
- Brésil (figure 20).

Figure 18.
US liquid fossil fuel production, 2010 – 2030
by life cycle category

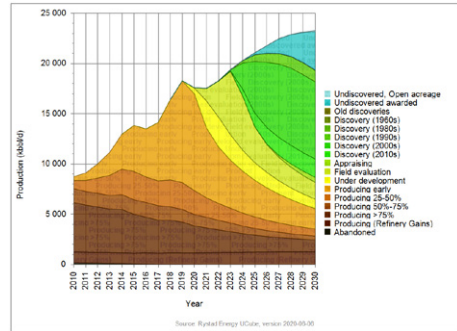


Figure 19.
Canada liquid fossil fuel production, 2010 – 2030
by life cycle category

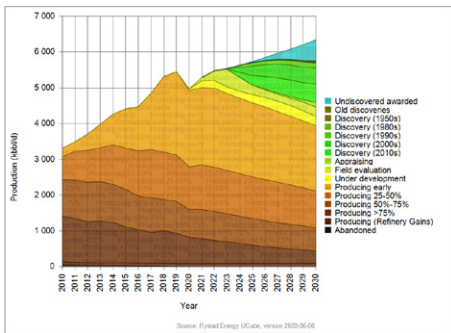
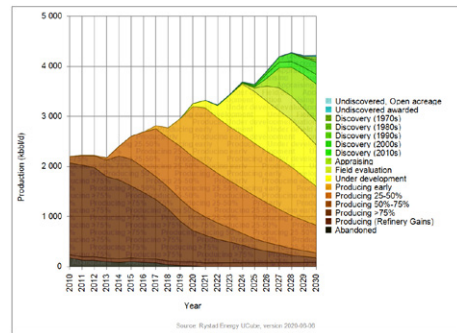


Figure 20.
Brazil liquid fossil fuel production, 2010 – 2030
by life cycle category



ii. Croissance faible à modérée de la production – *incertaine*

La croissance relativement modérée des extractions de ces pays sur la période 2019 – 2030 devra être assurée exclusivement par le développement de découvertes qui n'ont pas été évaluées ni appréciées, ou par de nouvelles découvertes.

La production existante de ces pays est très majoritairement mature (> 75 % du total en 2019).

Pays concernés : Norvège (figure 21), Royaume-Uni (figure 22) et Mexique (figure 23).

Figure 21.
Norway liquid fossil fuel production, 2010 – 2030
by life cycle category

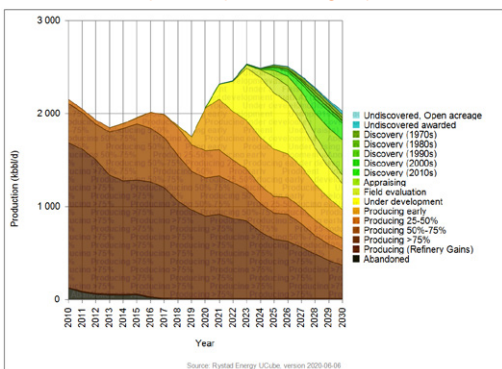


Figure 22.
UK liquid fossil fuel production, 2010 – 2030
by life cycle category

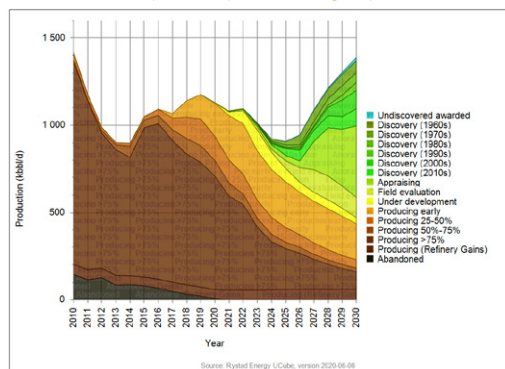
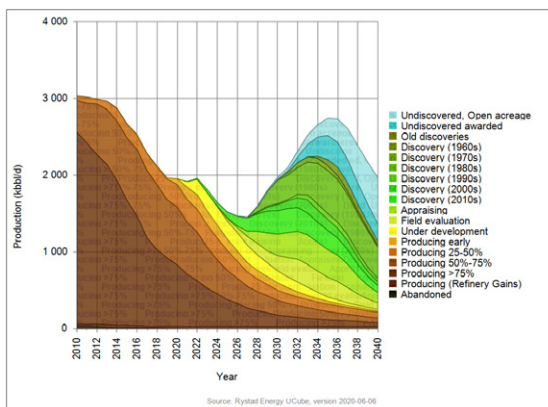


Figure 23.
Mexico liquid fossil fuel production, 2000 – 2040
by life cycle category

Le Mexique, enfin, à condition qu'il trouve au sortir de la crise de la COVID-19 une situation propice à son ambitieux plan d'investissement dans les ressources *offshore*, devrait à partir de 2027 connaître une résurgence de sa production, et interrompre ainsi un déclin ininterrompu depuis 2003 (figure 23).



iii Faible croissance de la production – très incertaine

La croissance faible des extractions attendue de ces pays, confrontés à de graves difficultés politiques et géopolitiques, s'inscrit dans le cadre du déclin de capacités de production matures constituant près d'au moins la moitié des capacités totales de production en 2019.

L'exploitation des ressources en hydrocarbures de la Libye et de l'Iran – comme celles de tous les pays du golfe Persique et d'Afrique du Nord – a pris son essor au cours de la seconde moitié du XXe siècle.

Comme tous les pays du golfe Persique et d'Afrique du Nord examinés dans cette section et dans les suivantes, la Libye et l'Iran devraient être confrontés au cours de cette décennie à un déclin caractéristique de la production existante, plus ou moins imminent et marqué.

Ces déclin des productions existantes ne pourront être compensés au cours de la décennie que par le développement – quand elles existent – de réserves souvent connues depuis longtemps, mais dont l'exploitation a en général été laissée de côté en raison de leur moindre qualité (pétroles plus lourds et/ou plus acides, champs plus morcelés et délicats à exploiter). L'appréciation des probabilités d'un tel développement est délicate, et dépasse le champ de la présente analyse.

Un essor du *tight oil* ou d'autres formes de pétroles non-conventionnels n'est pas à exclure, et est effectivement souvent à l'étude. Un tel essor n'en demeure pas moins hypothétique à ce jour.

Pays concernés, dans la présente catégorie : Libye (figure 24) et Iran (figure 25).

Figure 24.
Libya liquid fossil fuel production, 2000 – 2030
by life cycle category

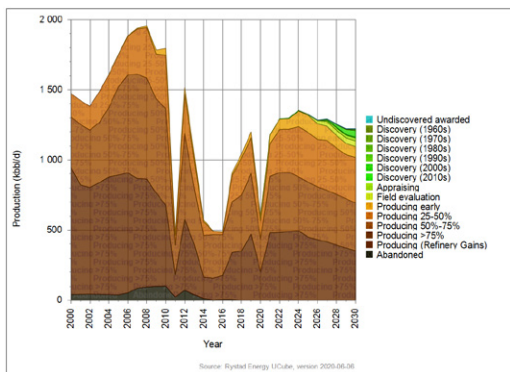
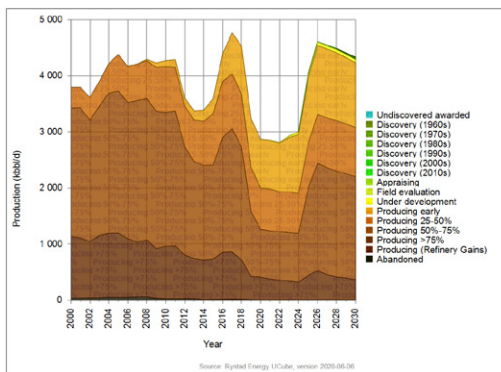


Figure 25.
Iran liquid fossil fuel production, 2000 – 2030
by life cycle category



iv. Croissance solide de la production (Irak)

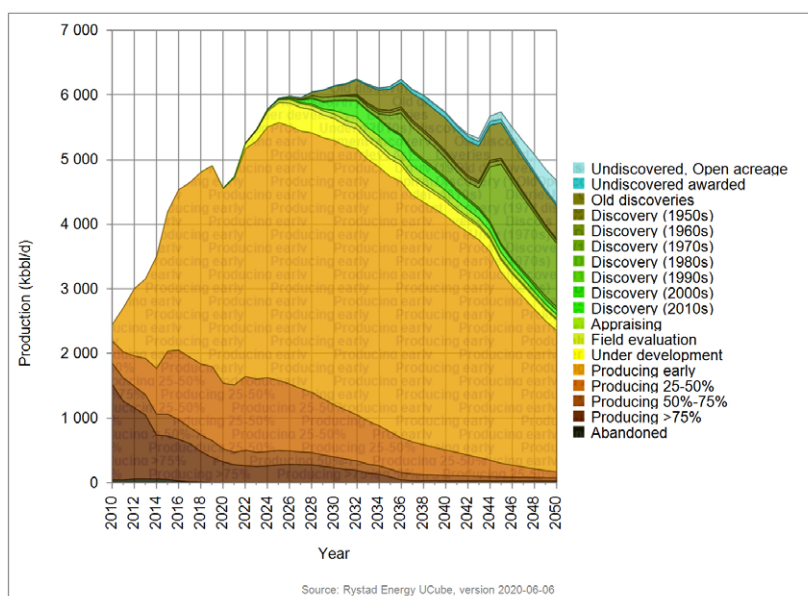
L'Irak, tout comme les autres grands pays du golfe Persique, dispose encore de réserves massives de pétrole conventionnel. La situation politique et géopolitique cauchemardesque subie par l'Irak durant plus d'une génération joue désormais en faveur de son industrie pétrolière, les réserves de l'Irak ayant été épargnées par un quart de siècle de guerres conventionnelles, de guerres civiles et d'embargo.

Cas unique parmi les producteurs du Moyen-Orient, l'Irak bénéficie en outre d'un taux faible de production mature (13 % en 2019, selon Rystad).

Toutefois, l'amorce au cours de cette décennie d'une tendance au déclin de la production existante totale, entraîné par un déclin plus ou moins ample des réserves matures – tendance soulignée à la section précédente et valable pour l'ensemble des pays du golfe Persique et d'Afrique du Nord – est à nouveau visible dans le profil envisagé par Rystad.

Dans le cas de l'Irak, cette amorce devrait s'effectuer à partir de 2025, d'après Rystad (figure 26).

Figure 26.
Iraq liquid fossil fuel production, 2010 – 2050
by life cycle category (Rystad 05-20)



L'horizon de 2050 choisit pour les figures suivantes est de plus en plus spéculatif à mesure que l'on avance dans le temps. Cet horizon aide cependant à percevoir l'ampleur et le caractère inexorable du problème posé par la maturité de la production (en dépit d'éventuels « redéveloppements », dont l'ampleur est en général marginale).

v. Production solide et stable

L'Arabie Saoudite, et dans une moindre mesure le Koweït, bénéficient tous deux de faramineuses réserves de pétrole conventionnel extractibles à bas coût. Rystad pronostique un maintien de leurs capacités de production au cours de la décennie.

Un quart de la production de l'Arabie Saoudite est mature. Ce taux atteint 60 % dans le cas du Koweït. En raison de l'ampleur de leurs réserves, le plateau maximal de production peut – et est effectivement – géré sur le long terme par ces deux producteurs souverains.

L'amorce au cours de la décennie d'une tendance au déclin de la production existante, entraînée par le déclin des réserves matures, est à nouveau visible. Cette tendance devrait selon

Rystad se faire jour à partir en 2023 dans le cas du Koweït (figure 27), et à partir de 2025 dans le cas de l'Arabie Saoudite (figure 28).

Figure 27.
Kuwait liquid fossil fuel production, 2010 – 2050
by life cycle category

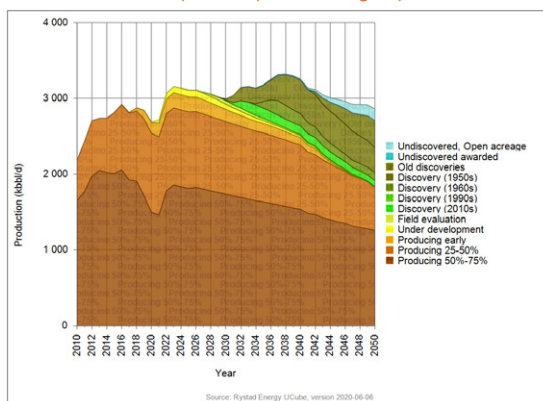
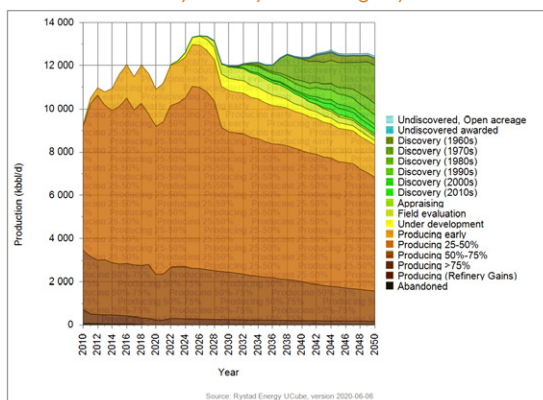
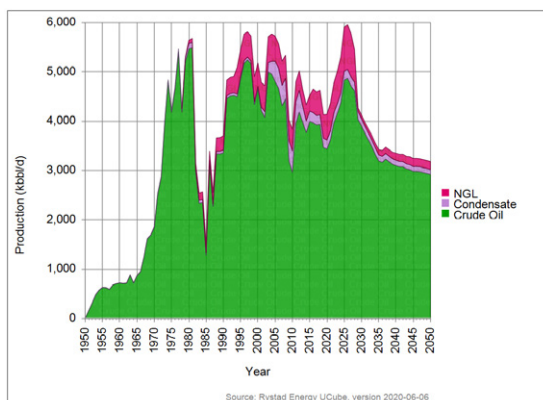


Figure 28.
Saudi Arabia liquid fossil fuel production, 2010 – 2050
by life cycle category



Le déclin depuis longtemps pronostiqué de la production mature du champ pétrolier saoudien de Ghawar, le plus grand de la planète, devrait s'amorcer de façon très abrupte à partir de l'année suivante (2026), Ghawar devant alors franchir son pic historique à 5,9 Mb/j (figure 29). Ce pic de Ghawar entraînerait le passage de l'Arabie Saoudite par son pic pétrolier également en 2026. Grâce au développement de nouvelles ressources, selon Rystad, ce pic n'entraînerait toutefois pas un déclin systématique de la production saoudienne, laquelle s'installerait sur un plateau ondulant durant plusieurs décennies.

Figure 29.
Ghawar liquid fossil fuel production, 1950 – 2050



Les réserves techniques dites « 2P » (prouvées et probables) de l'Arabie Saoudite étaient de l'ordre de 188 milliards²⁷ de barils selon Rystad, contre près de 300 milliards selon le montant officiel déclaré par le pays. Une disparité récurrente dans de nombreux pays producteurs (voir section III- 4-, figure 58).

27. Rystad Enerav. «Rystad Energy's annual review of world oil resources: Recoverable oil loses 282 billion barrels as Covid-19 hastens peak oil», 17 juin 2020.

vi. Déclins – modérés à abrupts

Cette dernière des catégories d'analyse des principaux fournisseurs de l'UE est constituée de pays pour lesquels Rystad n'attend pas autre chose qu'un déclin de la production au cours de cette décennie.

Dans le cas des producteurs les plus importants, les déclins envisagés sur la période 2019 à 2030 s'échelonnent de - 7 % pour le Kazakhstan à - 31 % dans le cas du Nigeria. Certains producteurs bien plus modestes, comme les anciennes colonies françaises du Gabon et du Congo-Brazzaville, seraient parties pour un effondrement supérieur à 45 % de leurs extractions au cours de la décennie.

La production existante de tous les pays de cette catégorie est majoritairement mature, et les réserves demeurant exploitables apparaissent aujourd'hui proportionnellement insuffisantes pour compenser en tout ou partie ce déclin d'ici à 2030. La mise en production de nouvelles ressources intactes pourrait seulement ralentir (Algérie, - 13%) ou pratiquement interrompre les déclins sur la période 2019 – 2030 (cas du Nigeria et de l'Angola, lesquels n'en enregistreraient pas moins une chute de l'ordre de 30 % de leurs extractions).

Tous les pays pour lesquels Rystad Energy s'attend à un déclin ont été classés dans une seule et même catégorie (même si, comme nous allons le voir, des situations assez contrastées existent en son sein).

Ce choix a été fait pour quatre raisons :

- en première analyse, même si la production devait être plus élevée que ce que pronostique Rystad, les déclins envisagés sont suffisamment amples pour qu'il semble improbable que les pays de cette catégorie affichent malgré tout une croissance de la production d'ici à 2030, par rapport à 2019 ;
- plus profondément, à un tel horizon de temps, il est peu probable que se produisent des événements inattendus capables d'accroître de façon très significative les niveaux de production envisagés, car d'une part Rystad est particulièrement attentive à l'évolution des investissements dans les champs existants ou dans les nouveaux champs, et d'autre part parce que le développement d'un nouveau champ de pétrole conventionnel prend en général de 6 à 10 ans (délai particulièrement incompressible dans le cas d'*offshore* profond, qui fournit désormais la plupart des grandes découvertes)²⁸ ;
- surtout, le fait même que les productions des pays considérés dans cette catégorie soient anciens et majoritairement matures rend les surprises significatives assez peu probables de manière générale, d'une part parce qu'il s'agit de pays dont la géologie est largement connue et offre de ce fait des possibilités de nouvelles découvertes limitées, et d'autre part parce que le facteur le mieux connu de cette géologie est précisément l'état de maturité de la production existante ;
- en dernier lieu, la nature prudentielle de la présente analyse nous conduit à considérer les déclins des pays de cette catégorie dans leur globalité comme l'hypothèse de base du risque que nous cherchons à apprécier.

28. Un essor de ressources en pétroles non-conventionnels prendrait sans doute au minimum une demi-décennie pour atteindre un niveau significatif. Un tel essor demeure aujourd'hui hypothétique pour les pays de cette catégorie, même si des projets pilotes existent en particulier aujourd'hui pour le tight oil, notamment en Russie et en Algérie, et si le Venezuela disposait avant sa crise politique de perspectives de développement de ses réserves gigantesques de pétrole extra-lourd.

La Russie a franchi son pic de production en 2019 à 11,67 Mb/j, estime Rystad (figures 30, 31 et 32). Le déclin des extractions russes devrait être de 9 % entre 2019 et 2030, d'après Rystad.

Figure 30.

Russia liquid fossil fuel production, 1970 – 2050
by life cycle category

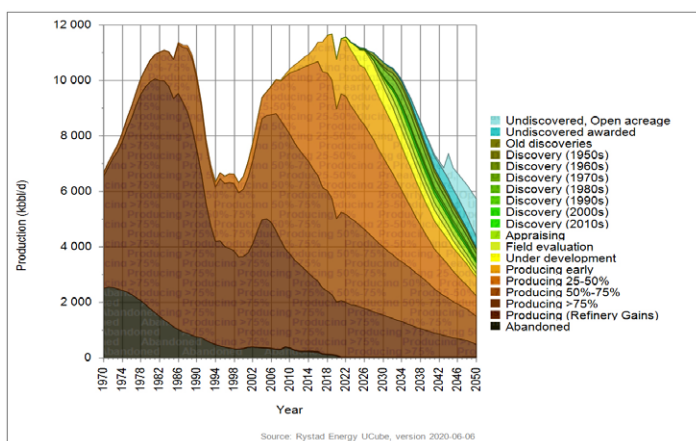
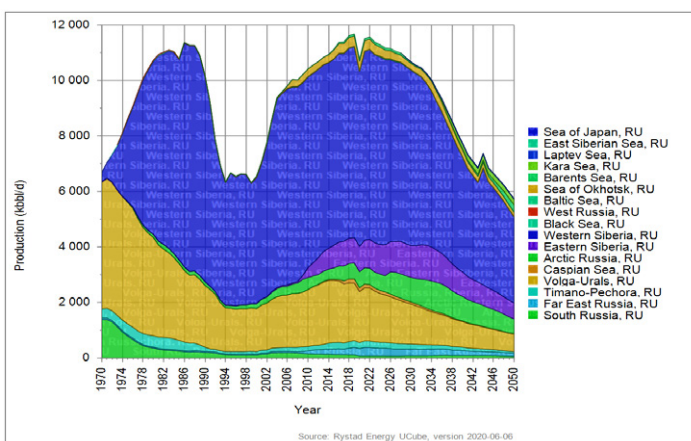


Figure 31.

Russia liquid fossil fuel production, 1970 – 2050
by producing regions



Au début des années 2010, l'amorce d'un déclin du pétrole russe était présenté par l'AIE comme pouvant se produire avant 2020. Ce moment fatidique pour la Russie a pu être repoussé par un effort soutenu de son industrie, particulièrement fructueux dans des zones du territoire russe encore peu développées jusque-là : en Russie arctique et davantage encore en Sibérie orientale. Depuis fin 2018 toutefois, le franchissement d'un pic en 2021 a été plusieurs fois présenté publiquement par Moscou comme une éventualité hautement probable²⁹.

La Russie est de loin le premier fournisseur de brut de l'Union européenne, avec 30 % des approvisionnements en 2018. Elle est l'un des trois premiers producteurs mondiaux actuels avec les Etats-Unis et de l'Arabie Saoudite (et l'un des deux plus anciens avec les Etats-Unis).

Les horizons de long terme des graphes suivants montrent l'étendue du problème posé par la maturité de la production russe, problème auquel le Kremlin se sait depuis longtemps confronté³⁰. La géologie russe (et les secrets d'Etat que représentent dans une certaine mesure les données concernant les ressources russes en matières premières) peuvent encore réserver des surprises, en Sibérie orientale, dans l'océan Arctique ou encore dans le domaine du *tight oil*.

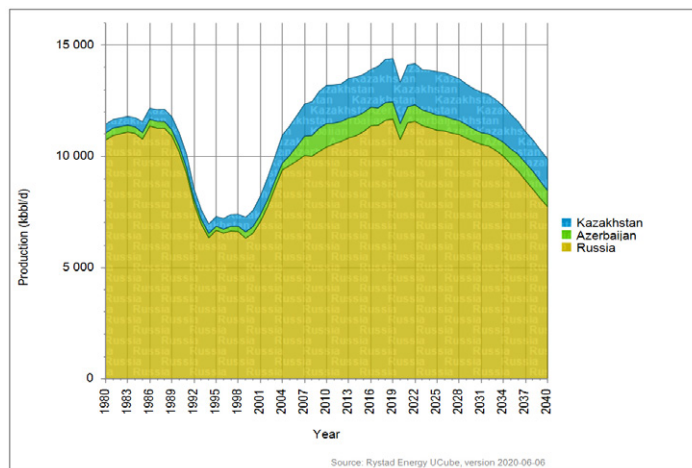
Pour l'heure, la baisse envisagée de la production russe est essentiellement due à la poursuite du déclin amorcé dès 2006 (et quasi-continu depuis) des champs de Sibérie occidentale, principale région pétrolifère du pays. Ce déclin se cumule à la reprise de celui de la vieille zone Volga-Oural depuis 2014. Le développement important des réserves situées en Russie arctique et en Sibérie orientale ne devrait pas suffire, d'après Rystad, à « refaire le plein » (figure 31). D'ici à 2030, un développement important du *tight oil*, objet de divers projets pilotes prometteurs, demeure hypothétique (et supposerait probablement une levée de l'embargo actuel sur les équipements et la technologie occidentales).

29. "Russia is Only 3 Years Away From Peak Oil, Energy Minister Warns", *The Moscow Times*, 24 septembre 2018 ; Nastassia ASTRASHEUSKAYA, "Russia makes its oil reserves work harder as output declines", *The Financial Times*, 12 novembre 2019

30. Les hydrocarbures constituent à la fois la première source de devises de la Russie, et un facteur essentiel de la stabilité du régime en place. Un régime qui a pu s'installer de façon décisive en reprenant le contrôle l'industrie pétrolière russe, et dont les hiérarques n'ignorent pas que la géostratégie pétrolière de l'administration Reagan a été l'un des facteurs décisifs des graves difficultés économiques ayant contribué à la chute de l'Union soviétique, cf. Matthieu AUZANNEAU, *Or Noir, la grande histoire du pétrole*, op. cit., p. 455 et suiv.

L'ensemble de la production des pays pétroliers d'ex-Union soviétique devrait décliner à un rythme préoccupant au cours de cette décennie et des suivantes, d'après Rystad. Le déclin de la Russie à partir de 2019 se cumule à celui de l'Azerbaïdjan, débuté en 2009, et devrait être aggravé par celui du Kazakhstan à partir de 2025 (figure 32).

Figure 32.
Russia, Kazakhstan & Azerbaijan
liquid fossil fuel production, 1980 – 2040

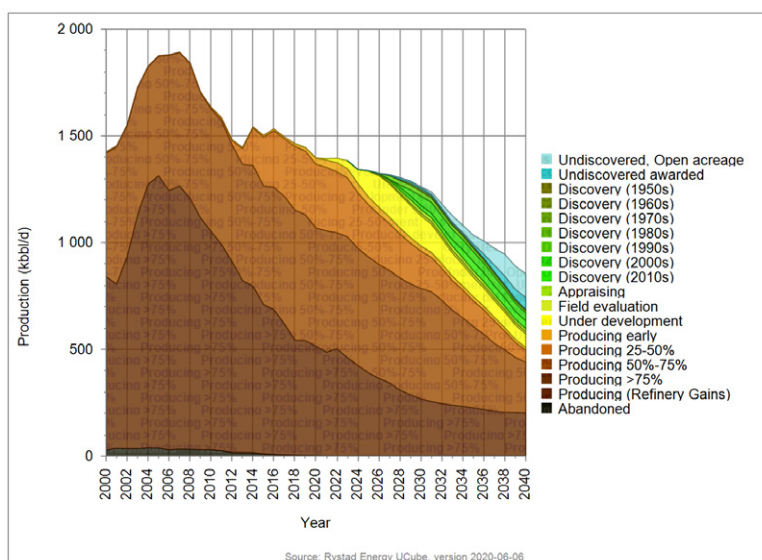


Les producteurs pétroliers d'ex-Union soviétique, peu ou prou sous la férule de Moscou, fournissent pas moins de 42 % des approvisionnements en pétrole de l'Union européenne en 2018, selon les données consolidées les plus récentes fournies par Eurostat.

L'Algérie, fournisseur pétrolier important pour le sud de l'Europe et en particulier pour la France, présente une situation similaire à celle de la Russie : une production largement mature, et guère de perspectives à ce jour pour en compenser le déclin. Mais la situation algérienne semble encore davantage problématique. Dans le cas de l'Algérie, le déclin de la production nationale est déjà entamé depuis 2007, avec une baisse de la production de 23,6% sur la période 2007 – 2019, et une baisse future continue d'environ 13 % sur la période 2019 – 2030, selon Rystad (figure 33).

Cet état de fait porte en germe un risque fort d'instabilité pour le régime politique, l'économie et la société algériens, tout comme pour la Russie et la plupart des pays dont la production semble pour l'heure vouée au déclin.

Figure 33.
Algeria liquid fossil fuel production, 2000 – 2040
by life cycle category



Dans le golfe de Guinée, tous les principaux fournisseurs actuels de l'UE – Nigeria, Angola, mais également les anciennes colonies françaises du Gabon et du Congo-Brazzaville, ce dernier ayant atteint un pic en 2019³¹ – sont voués selon Rystad à une baisse de production plus ou moins marquée sur la période 2019 – 2030 (figures 34 à 38).

Figure 34.

West Africa liquid fossil fuel production, 1990 – 2030 by water depth

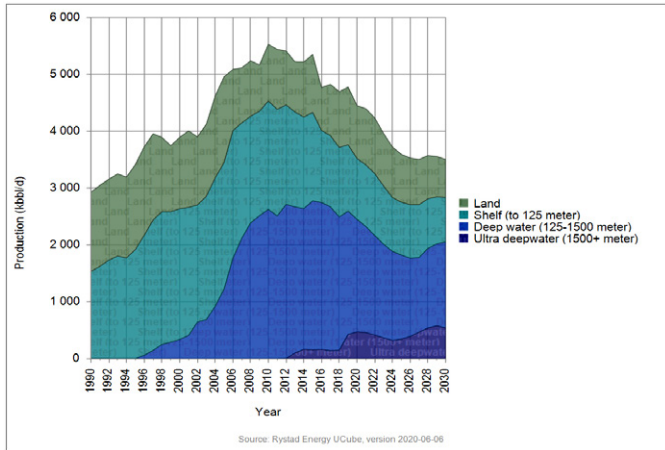


Figure 36.

Angola liquid fossil fuel production, 1980 – 2040 by water depth

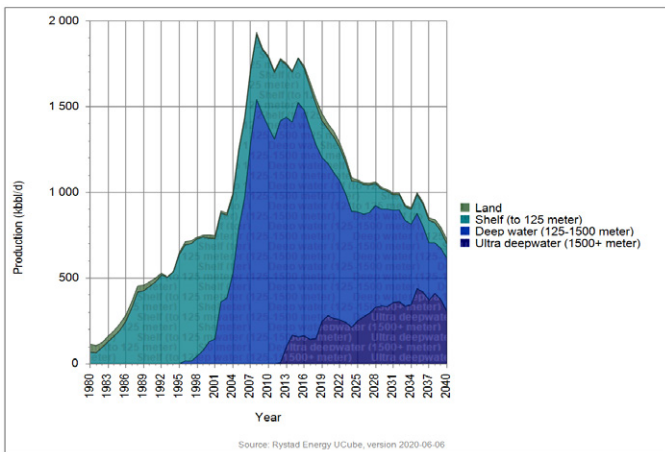


Figure 38.

Congo-Brazzaville liquid fossil fuel production, 2010 – 2040 by life cycle category

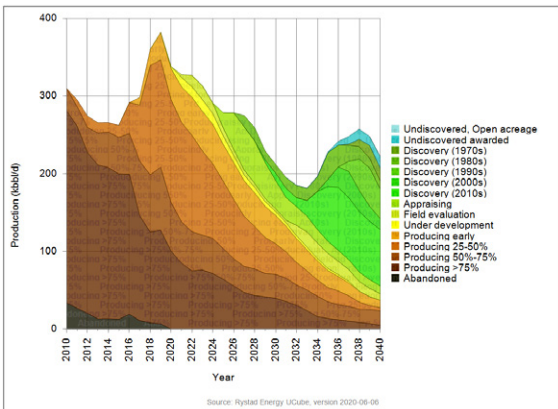


Figure 35.

Nigeria liquid fossil fuel production, 2010 – 2040 by life cycle category

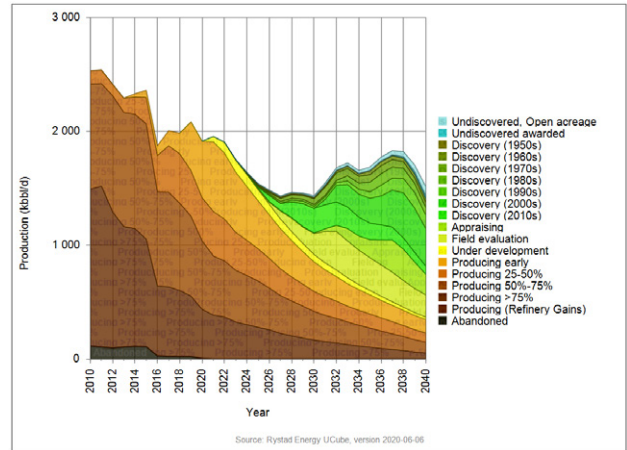
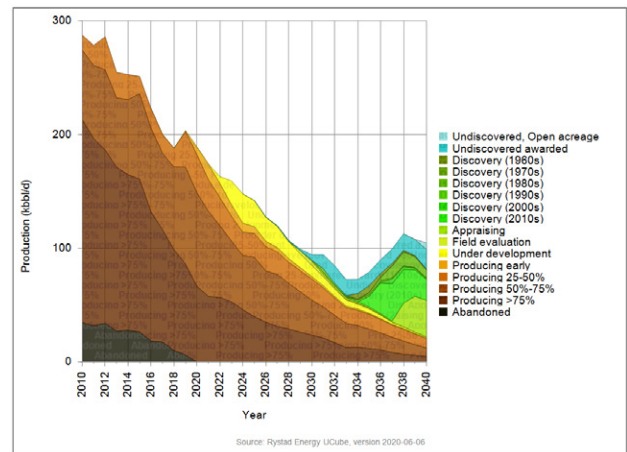


Figure 37.

Gabon liquid fossil fuel production, 2010 – 2040 by life cycle category



Une grande majorité de la production de l'Ouest africain est désormais située au large (figure 34), tributaire de réserves de brut de plus en plus techniques et coûteuses à mettre au jour. Historiquement, les productions offshore ont souvent montré des croissances plus vives suivies de déclin plus marqués que leurs équivalents à terre, en raison de l'impatience des opérateurs à rentabiliser des investissements initiaux particulièrement importants³². C'est ce qui semble se profiler pour l'Angola, dont le déclin rapide depuis 2015 pourrait être interrompu à partir de 2024 par le développement de nouvelles réserves en eaux profondes (figure 36).

31. Au même titre que pour l'Algérie, la perspective d'un déclin des ressources en devises du Nigeria, de l'Angola ou encore du Congo-Brazzaville est préoccupante compte tenu de l'instabilité potentielle de pays qui ont déjà connu de longs épisodes de guerre civile – dans le cas du Congo-Brazzaville dans les années 90, le conflit était lié de près aux disputes autour de réseaux français de financement politique occulte, cf. Matthieu AUZANNEAU, *Or Noir, la grande histoire du pétrole*, op. cit., p. 509 et suiv.

32. La vive croissance des extractions du Royaume-Uni en mer du Nord de 1974 (au lendemain du 1er choc pétrolier) jusqu'en 1999, puis leur chute tout aussi rapide au cours des années 2000, en offre un exemple caractéristique.

3-Analyse

a. Possible déclin de 1 % à près de 8 % des sources actuelles d’approvisionnement pétrolier de l’UE entre 2019 et 2030, toutes choses égales par ailleurs

Pour cette analyse, nous avons pondéré l’évolution des principaux pays fournisseurs de carburant liquide fossile de l’Union européenne, en fonction du poids en tonnes des approvisionnements de chacun de ces pays fournisseurs dans l’approvisionnement total de l’UE au cours de l’année 2018, en pétrole brut ainsi qu’en produits pétroliers³³.

La somme de la production de l’ensemble de ces principaux fournisseurs de l’UE constituait plus des trois-quarts de la production mondiale totale en 2019.

D’une année sur l’autre, les parts de chaque pays fournisseur fluctuent de façon limitée, à la fois pour ce qui concerne l’UE dans sa globalité, et pour chaque Etat membre pris séparément. En effet, la répartition des sources d’importation d’un pays donné est fortement structurée et contrainte par les proximités géographiques ainsi que par les rapports historiques – choisis ou subis – entre fournisseurs et clients. Ainsi par exemple, autour des trois-quarts du pétrole consommé en Pologne vient de Russie (de manière générale, l’Est de l’Europe est fortement dépendante du brut extrait en Russie et au Kazakhstan).

Au cours de la dernière décennie, l’évolution la plus marquante a bien sûr été la pénétration du *tight oil* américain sur le marché européen (voir *figure 39* pour les cas de l’Allemagne et de la France).

Figure 39.
Ex-USSR major oil producing countries, Algeria & US's shares of Germany & France supplies
(Eurostat, 2020)

Oil supply %age by source country (Eurostat - The Shift Project)		RUSSIA	KAZAKHSTAN	AZERBAIJAN	ex-USSR	ALGERIA	US
Germany	2015	40%	9%	7%	56%	4%	1%
	2018	35%	10%	3%	48%	1%	5%
	2019	29%	8%	3%	40%	1%	6%
France	2015	8%	15%	7%	29%	8%	0%
	2018	14%	16%	2%	32%	10%	3%
	2019	12%	15%	3%	30%	12%	8%

Toutefois, les Etats-Unis occupent encore une place limitée sur le marché de l’UE : 2 % des approvisionnements en 2018³⁴, probablement de l’ordre de 4 à 5 % en 2019³⁵, sans doute beaucoup moins en 2020³⁶. Cette place limitée s’explique en premier lieu par le fait que les Etats-Unis, premier pays consommateur mondial de pétrole, restent des importateurs de brut massifs (de l’ordre de 4 Mb/j d’importations nettes en 2019³⁷, soit un peu moins que l’équivalent de la production totale du Canada, leur premier fournisseur étranger).

La part simultanée des sources approvisionnements varie en revanche fortement d’un pays membre de l’UE à un autre. La *figure 39* compare les sources de l’Allemagne et de la France³⁸.

33. 2018 est l’année la plus récente pour laquelle étaient disponibles en juin 2020 auprès d’Eurostat des données consolidées par pays d’origine pour l’ensemble de l’UE, pour le pétrole brut et les produits pétroliers, en tonnes. Le niveau de production mondiale de pétrole ayant été pratiquement égal entre 2018 et 2019, l’extrapolation de la part des pays sources d’approvisionnements de l’UE pour 2019 donne des résultats identiques à celle fournie par les données historiques pour l’ensemble de l’UE actuellement disponibles pour l’année 2018, mais pas au-delà. Cette extrapolation néglige les deux seules évolutions majeures de la production mondiale entre 2018 et 2019 : par rapport à la réalité des parts de marché au sein de l’UE en 2019, elle surestime probablement quelque peu la part des approvisionnements de l’Arabie Saoudite (à cause de la politique saoudienne de réduction limitée de ses extractions en 2019), et sous-estime l’impact de la poursuite de la forte croissance de la production aux Etats-Unis (sous-estimation toutefois restreinte au regard de la répartition des approvisionnements de l’UE, compte tenu de la part de marché encore faible du pétrole américain en Europe).

34. Idem. Voir également *figure 39* pour l’Allemagne et la France.

35. Idem. Sur l’année 2018 et concernant les Etats-Unis, les valeurs consolidées en tonnes pour l’ensemble des produits pétroliers donnent des parts dans les approvisionnements sensiblement inférieures aux données en baril et pour le seul pétrole brut

36. Compte tenu de l’effondrement de la production et des investissements aux Etats-Unis au cours de la crise de la COVID-19 ; en mai 2020, les importations américaines étaient en forte hausse, en particulier en provenance d’Arabie Saoudite, cf. Derek BROWER, Anjali RAVAL, “US crude imports surge as Saudi oil armada arrives”, *Financial Times*, 28 mai 2020.

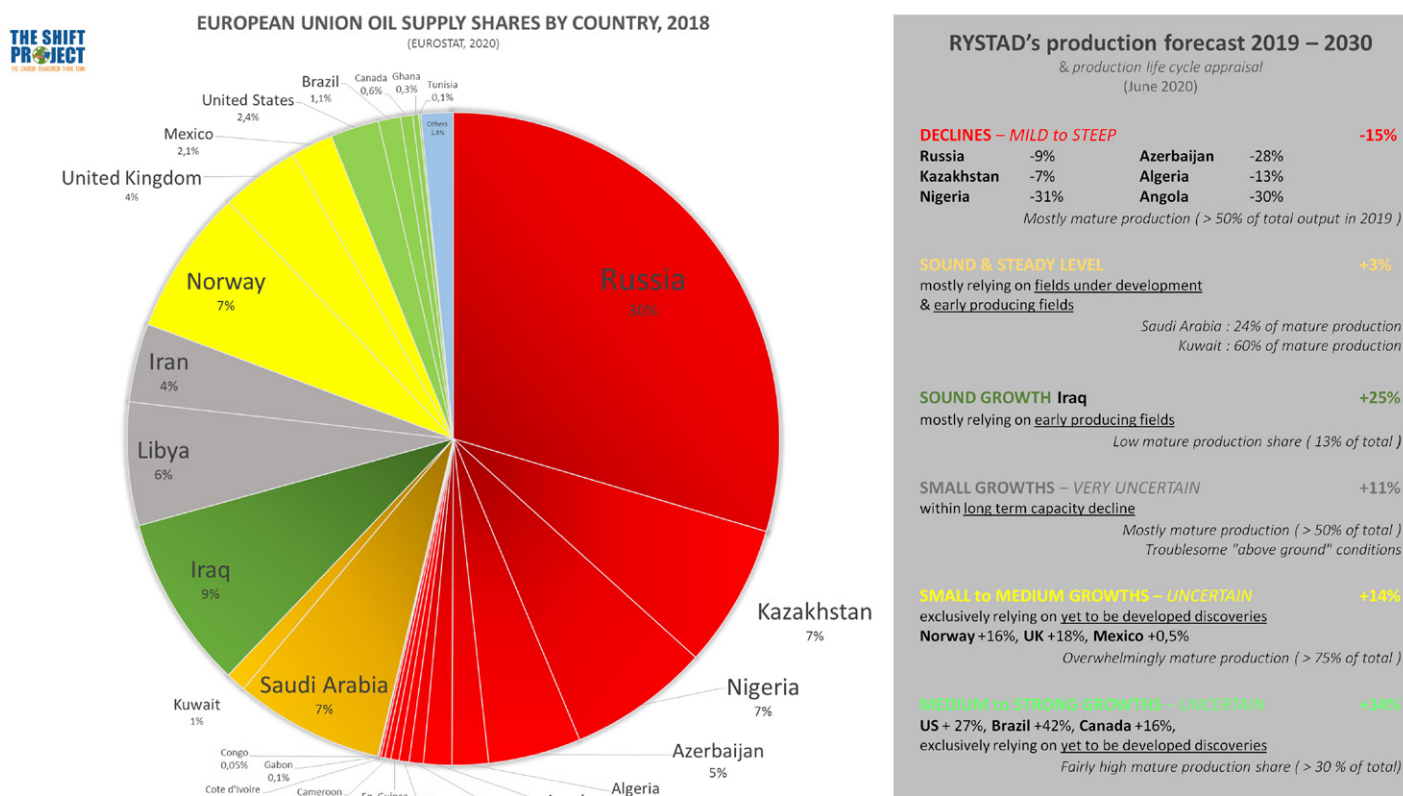
37. US Energy information administration (EIA).

38. Données Eurostat disponibles pour 2019 en barils de pétrole brut, par pays, par région pétrolière et/ou par type de brut (données indisponibles en mai 2020 pour l’année 2019 sous forme consolidée, pour l’ensemble de l’UE, en tonnes et pour les produits bruts et raffinés, voir note 21).

L'Allemagne reste fortement dépendante du pétrole russe, et importe en revanche très peu de brut d'Algérie. La France est une cliente majeure de l'Algérie. Elle achète beaucoup moins à la Russie que l'Allemagne, mais importe néanmoins une part substantielle de son brut auprès des pays d'ex-URSS dans leur ensemble.

La *figure 40* présente la synthèse de l'extrapolation sur la période 2019 – 2030 des profils futurs de production des principaux pays fournisseurs de l'UE envisagés par Rystad Energy, classés selon les catégories présentées dans la section précédente, en fonction du poids de chacun de ces pays dans les approvisionnements de l'UE en 2018. Cette *figure 40* montre en particulier que plus de la moitié des sources d'approvisionnement de l'UE en 2018 devrait connaître une baisse de production entre 2019 et 2030.

Figure 40



La *figure 41* détaille l'évolution année par année des profils de production de chacun des principaux pays fournisseurs de l'UE, pondérés en fonction de leur poids dans les approvisionnements en 2018.

La *figure 42* résume cette évolution pour les seules années 2019 et 2030 et par catégories d'analyse.

Cette *figure 42* fait apparaître trois pentes d'évolution tendancielle entre 2019 et 2030 des sources principales d'approvisionnement de l'UE en 2018, toutes choses égales par ailleurs :

- *tendance 1* : pente de déclin si tous les pronostics de Rystad Energy se réalisent ;
- *tendance 2* : pente de déclin si les croissances incertaines sont neutralisées (croissance nulle de la production de l'ensemble des pays rassemblés dans ces deux catégories) ;
- *tendance 3* : pente de déclin si les croissances incertaines et très incertaines sont neutralisées.

Figure 41.

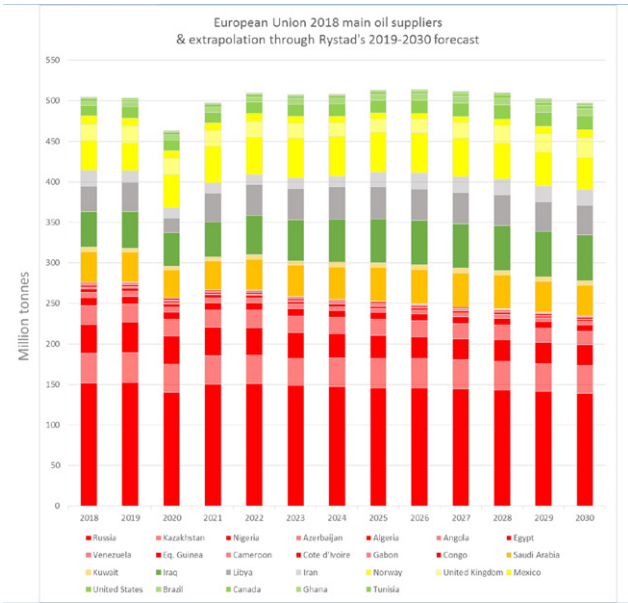
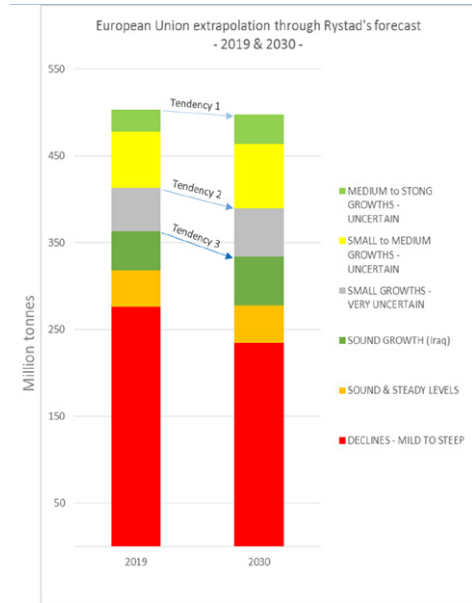


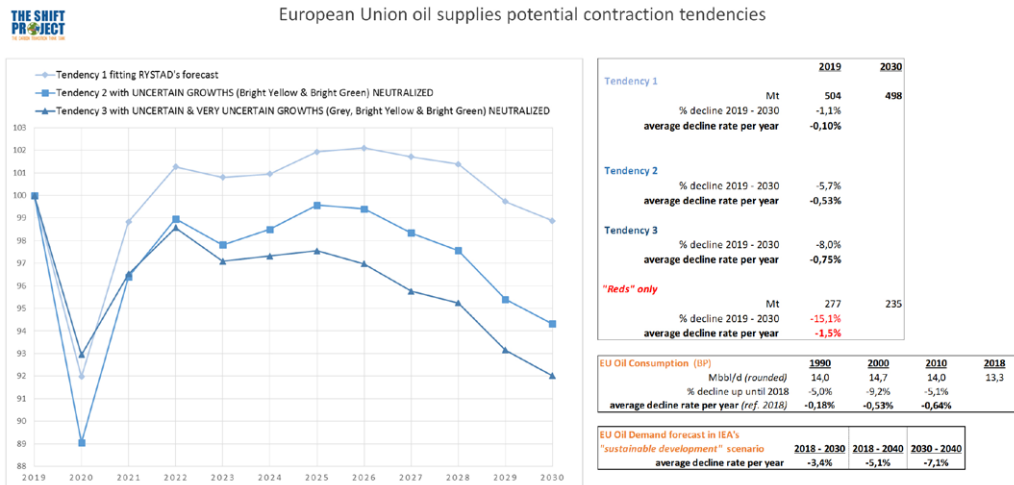
Figure 42.



Ces tendances de déclin toutes choses égales par ailleurs sont décrites par la figure 43, et mises en regard :

- du rythme annuel de décrue de la consommation de pétrole au sein de l'UE au cours des précédentes décennies ;
- du rythme annuel de décrue de la consommation de pétrole au sein de l'UE nécessaire pour respecter les engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris de 2015 sur le climat, d'après le scénario « Sustainable Development » de l'AIE.

Figure 43.



Les tendances décrites aboutissent à une contraction, toutes choses égales par ailleurs, de l'ensemble des sources principales d'approvisionnement de l'UE de l'ordre de 1 % à près de 8 % sur la période allant de 2019 à 2030.

La tendance 1, extrapolant strictement les profils de production prévus par Rystad, donne un rythme annuel de déclin très modéré, de - 0,10 %, soit légèrement inférieur au rythme de décrue de la consommation observé depuis 1990 (- 0,18 %) au sein de l'Union européenne.

Sauf nouvel événement technique ou géologique inattendu d'ampleur comparable au boom du *tight oil* depuis 2010, la tendance 1 peut être considérée comme un *best case scenario*, dans le contexte de prix futur imaginé par Rystad Energy (*voir section suivante*).

Une contraction des approvisionnements de l'UE allant au-delà de la *tendance 1* est à redouter si quoi que ce soit n'advient pas conformément à ce *best case scenario* : échec partiel du développement prévu des catégories de pays dont la croissance apparaît incertaine, ou chute plus prononcée des extractions de la catégorie des pays promis à un déclin.

Si les profils de croissance incertains et très incertains ne se matérialisent pas, la *tendance 3* aboutit à un rythme de déclin (- 0,75 %) supérieur au rythme le plus soutenu de décrue de la consommation jamais observé au sein de l'Union européenne, celui de la dernière décennie (- 0,64 %).

La réalité promet de se situer quelque part entre ces deux tendances, toutes choses égales par ailleurs. Les principaux paramètres par ailleurs inégaux dépendent de la fongibilité de l'offre et de l'évolution de la demande solvable (*voir section suivante*).

La décrue notable de la consommation pétrolière au sein de l'UE depuis 2010 a été principalement obtenue grâce à des gains d'efficacité énergétique et à des substitutions relativement aisées dans les transports et le bâtiment, ainsi que par une reprise limitée de la croissance des activités industrielles par rapport à la période précédant la crise de 2008, une relative stagnation du volume du fret routier et enfin une poursuite du déclin de certaines des industries les plus intensives en hydrocarbures.

Le rythme de décrue sera difficile à maintenir au cours de la prochaine décennie.

Les objectifs en matière de politique climatique et de transition énergétique affichés au sein de l'UE n'en sont pas moins relativement ambitieux. En intégrant ces objectifs, l'AIE table sur un rythme de décrue de 1,9 % par an d'ici à 2030³⁹, nettement au-delà de l'évolution attendue des pays fournisseurs rangés dans la catégorie des déclinés modérés à abrupts (- 1,5 % par an, cf. « *Reds* » only, figure 43). Toutefois, les objectifs en matière de sortie du pétrole au sein de l'UE, notamment par l'Allemagne et la France, ont été jusqu'ici systematiquement manqués, et de beaucoup.

Une décrue de la consommation pétrolière de l'Union européenne en phase avec les objectifs climatiques de l'Accord de Paris signé en 2015 devrait être de l'ordre de - 3,4 % par an d'ici à 2030, et supérieure à 5 % par an d'ici à 2040⁴⁰.

La problématique du « pic pétrolier » apparaît ainsi comme la voiture-balai prête à sanctionner l'échec éventuel des politiques climatiques⁴¹.

³⁹. International Energy Agency, *World Energy Outlook 2019*, cf. table 3.2, p. 134, "Stated Policies" scenario ; tableau reproduit à la figure 46.

⁴⁰. Ibid., "Sustainable development" scenario ; voir aussi The Shift Project, « COP22 | Emissions mondiales : - 5 % par an maintenant, ou... impossible plus tard », 18 novembre 2016

⁴¹. Nous reviendrons sur ce constat dans la partie suivante (« A larger picture »), ainsi qu'en conclusion.

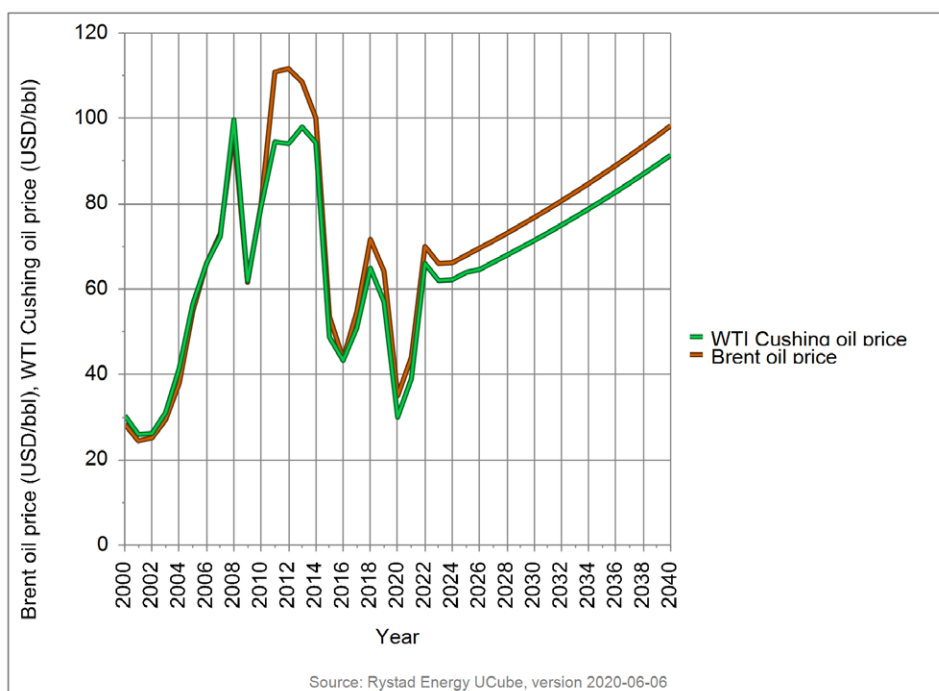
b. Un risque aggravé par une plausible volatilité des prix et par la forte croissance de la demande des pays émergents

i. Stabilité du prix du brut, solvabilité de la demande : duo précaire

Les hypothèses d'évolution de prix sont bien sûr cruciales dans les scénarios économiques non seulement leur niveau, mais également leur caractère plus ou moins volatil.

Rystad table, comme nous l'avons noté en introduction, sur une remontée régulière des cours du baril au sortir de la crise de la COVID-19. Une remontée forte à partir de 2021, jusqu'à 70

Figure 44
Historical oil prices & Rystad's base case assumption, 2000 – 2040



dollars en 2022, puis régulière jusqu'en 2030, frôlant alors les 80 dollars (figure 44).

Une telle situation de prix à la fois croissants et peu volatils est des plus précieuses pour permettre de sécuriser les politiques d'investissement de long terme propres aux industries lourdes. Ce n'est certes pas la configuration qui a prévalu depuis la crise de 2008 (année marquée également par le franchissement du pic du pétrole conventionnel).

Dans le contexte de forte volatilité des prix au cours des années passées, la rapidité avec laquelle les puits de *tight oil* peuvent être mis en production (de l'ordre de quelques mois, là où plusieurs années sont nécessaires pour les puits de pétrole conventionnel) a contribué à l'émergence de cette forme nouvelle de pétrole non-conventionnel. La brièveté du cycle d'investissement propre au *tight oil* explique en bonne part l'arrivée à partir de 2018 dans ce secteur des *majors* américaines Exxon et Chevron, compagnies confrontées par ailleurs à de sérieuses difficultés pour sécuriser leurs investissements, notamment à cause une fois encore de la volatilité (et par conséquent de l'imprédictibilité) du prix du brut.

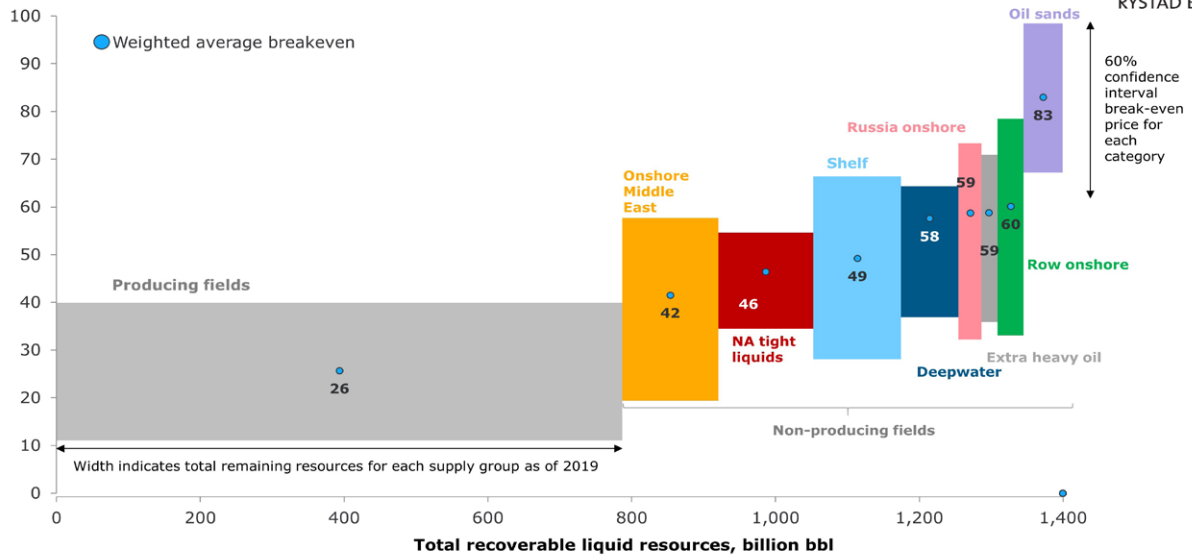
Cette volatilité des prix a joué fortement, *a contrario*, en défaveur des investissements dans les autres formes de pétroles non-conventionnels, notamment des sables bitumineux canadiens, ainsi que dans les pétroles conventionnels les plus techniques, en particulier le *offshore* profond.

L'évolution des prix escomptée pour la prochaine décennie devrait en principe permettre de « remettre tout le monde en selle », d'après les niveaux d'équilibre commerciaux en fonction du prix du baril (« *break-even prices* ») estimés par Rystad Energy en 2019 (figure 45).

Figure 45.

Global liquid supply curve

Real Brent Break-even price, USD/bbl



Source: Rystad Energy UCube

Rystad Energy fait montre d'un haut degré de confiance (assez sensiblement supérieur à celui mis en avant par l'AIE) dans le potentiel géologique et économique du *tight oil*. Toutefois, la spectaculaire volatilité des cours du brut depuis 2008 – hypertrophiée au cours de la crise de la COVID-19 – et l'impact négatif de cette volatilité sur les politiques d'investissement conduisent à considérer avec circonspection l'hypothèse d'un prix régulièrement croissant d'ici à 2030.

L'hypothèse inverse d'un prix demeurant volatil est confortée par le niveau d'incertitude sans précédent qui caractérise l'état de la demande.

Dans les faits, cette incertitude ne tient nullement (encore ?) à un « *peak demand* » global, timidement amorcé en Europe occidentale et au Japon, et encore tributaire, entre autres, d'un éventuel essor significatif de la voiture électrique. Cette incertitude concerne en premier lieu le degré de solvabilité de la demande mondiale de pétrole lorsque le prix du baril augmente.

Aux Etats-Unis depuis 1945, 10 épisodes de récession sur 11 ont été précédés par une flambée des cours du baril⁴². La crise de 2008 a coïncidé avec le sommet d'un essor sans précédent du prix du brut durant les années précédentes (symptôme du début de la fin du « pétrole facile »)⁴³. Les politiques monétaires d'« assouplissement quantitatif » mises en œuvre pour sortir de cette crise ont eu pour effet principal une explosion des encours de dettes, et parmi les effets secondaires une facilitation sans doute décisive du boom du *tight oil*, particulièrement vorace en capitaux empruntés (cf. figure 3).

Lorsqu'en 2014, la banque centrale américaine a commencé à restreindre sa politique d'assouplissement quantitatif, un effondrement des cours du baril et de l'ensemble des principales matières premières s'en est suivi. Une évolution qui, à rebours cette fois, souligne encore la question de la solvabilité de la demande, lorsqu'en l'occurrence celle-ci est moins en mesure

42. James D. HAMILTON, « *Historical oil shocks* », *Routledge handbook of major events in economic history*, Routledge, 2013, p. 239-265

43. Il existe sans doute un lien, exploré dans diverses publications, entre l'éclatement de la bulle des subprimes et l'essor historique des cours du brut qui l'a chronologiquement précédé :

-d'une part à cause de contraintes exercées sur le budget des ménages modestes aux Etats-Unis par les prix de l'essence et du fioul domestique, -d'autre part, et peut-être avant tout, à travers l'écrasement entre 2004 et 2006 du spread entre des taux hypothécaires américains stables et l'accroissement du taux directeur de la Fed, décidé au nom d'un risque inflationniste induit par une hausse des cours du baril d'une ampleur et d'une durée jamais vues auparavant.

de s'appuyer sur la béquille d'une politique monétaire particulièrement accommodante⁴⁴.

Au sortir de la crise de la COVID-19, cette question se posera à nouveau⁴⁵ : celle du compromis jusqu'ici pour le moins délicat à trouver entre un prix du brut suffisamment élevé et stable pour permettre aux pétroliers de compenser les déclinés endémiques des productions existantes, et d'autre part le caractère toujours potentiellement récessif d'un prix élevé, débouchant sur son instabilité chronique

Le compromis devrait être d'autant plus difficile à trouver dans une économie plus lourdement endettée que jamais, et par là d'autant plus menacée par des phénomènes économiques erratiques et des cercles vicieux de type déflation par la dette.

Il est malaisé de courir sur un tapis roulant lorsque la foulée est irrégulière.

ii. Elargissement de la demande globale :
probable vive concurrence de la demande asiatique

Quel que soit son degré de solvabilité face à une hausse durable des cours du baril nécessaire pour les producteurs, il faut s'attendre pour l'heure à la poursuite d'un ample élargissement de la demande de carburants liquides issue des pays émergents, en premier lieu celle de la Chine et de l'Asie en général, et dans une moindre mesure celle de l'Afrique. Telle est l'hypothèse de l'AIE dans son scénario « *Stated Policies* » (figure 46).

Figure 46.
International Energy Agency, *World Energy Outlook 2019*

Table 3.2 ► Oil demand by region and scenario (mb/d)

			Stated Policies				Sustainable Development	
	2000	2018	2025	2030	2035	2040	2030	2040
North America	23.5	22.8	22.5	21.5	20.3	19.1	17.7	11.7
United States	19.6	18.5	18.4	17.4	16.3	15.1	14.2	9.1
Central and South America	4.5	5.8	6.1	6.2	6.4	6.5	4.9	3.8
Brazil	1.9	2.4	2.6	2.7	2.8	2.8	2.1	1.6
Europe	14.9	13.2	12.4	11.1	9.7	8.7	9.2	5.0
European Union	13.1	11.1	10.1	8.8	7.4	6.3	7.3	3.5
Africa	2.2	3.9	4.9	5.5	6.2	7.0	4.9	5.2
South Africa	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.6	0.5
Middle East	4.3	7.5	8.4	8.8	9.6	10.2	6.7	6.3
Eurasia	3.1	3.9	4.3	4.3	4.2	4.2	3.8	3.1
Russia	2.6	3.2	3.4	3.4	3.3	3.2	3.0	2.4
Asia Pacific	19.4	31.6	35.8	38.0	38.9	39.2	32.4	25.4
China	4.7	12.5	14.5	15.6	15.6	15.5	12.7	9.3
India	2.3	4.7	6.4	7.5	8.4	9.0	6.5	6.1
Japan	5.1	3.6	3.0	2.7	2.3	2.0	2.3	1.2
Southeast Asia	3.1	5.3	6.3	6.6	6.9	6.9	5.8	4.7
International bunkers	5.4	8.2	9.3	10.0	10.7	11.4	7.6	6.4
World oil	77.4	96.9	103.5	105.4	106.0	106.4	87.1	66.9
World biofuels	0.2	1.9	2.8	3.5	4.1	4.7	6.3	7.7
World liquids	77.6	98.8	106.4	108.9	110.1	111.1	93.4	74.6

Si cette hypothèse se vérifie, elle signifie que l'Union européenne entrera nécessairement peu ou prou en concurrence pour ses approvisionnements en premier lieu avec la Chine (qui n'est déjà plus très loin d'importer à elle seule autant de brut que toute l'Europe hors Russie⁴⁶), mais aussi avec l'ensemble des pays émergents, en particulier ceux d'Asie et d'Afrique.

44. La limitation, puis l'arrêt en octobre 2014 de la troisième phase de quantitative easing par la Réserve fédérale américaine a joué sur la forte remontée du dollar face à la plupart des autres grandes devises à partir du mois de juin 2014. Cette remontée du dollar a coïncidé avec le glissement simultané des prix du pétrole et de nombreuses autres matières premières généralement cotées en dollar. Dans beaucoup d'économies majeures hors des États-Unis, l'appréciation du dollar a créé une augmentation des coûts d'approvisionnement, et par conséquent une pression à la baisse sur la demande de pétrole et d'autres matières premières essentielles, ainsi que sur leurs nombreux produits dérivés et services tributaires majeurs.

45. Le niveau d'incertitude extrême actuellement atteint par les pronostics concernant l'évolution du prix du brut peut être illustré par une analyse publiée en mars 2020 par J.P. Morgan, estimant que les cours du baril pourraient atteindre 190 dollars en 2025, à cause du manque chronique d'investissements au cours des dernières années, et du potentiel déficit d'offre découlant de ce manque. Un tel niveau de prix, sans précédent, a déjà été pronostiqué avant et après la crise de 2008, mais n'a jamais atteint jusqu'ici.

Analyse citée in Cattle Drive Capital, "\$190 Oil? J.P. Morgan Thinks It's Possible", cf. <https://seekingalpha.com/>.

46. BP, *Statistical Review of World Energy 2019*, op. cit.

Ce paramètre décisif d'élargissement de la demande, bien connu, se trouve aggravé par le fait qu'aussi bien la production de pétrole de l'Afrique que celle d'Asie baissent (*figure 47*), et devraient continuer à baisser – en particulier en Chine, producteur jusqu'ici majeur, entré après 2015 dans un déclin marqué (*figure 48*), mais également en Inde, producteur de deuxième plan, entré en déclin après 2017. Au total, le volume de la demande supplémentaire issue d'Afrique et d'Asie-Pacifique attendue entre 2018 et 2030 est impressionnant : + 8 Mb/j, alors même que les productions locales sont parties, selon Rystad, pour se contracter dans le même temps de 3,6 Mb/j (*figure 49*). Le besoin supplémentaire total sur cette période pour l'ensemble Asie-Pacifique et Afrique atteindrait ainsi plus de 11 Mb/j, grosso modo l'équivalent de la consommation totale actuelle de l'Union européenne⁴⁷.

Figure 47.
Asia Pacific & Africa liquid fossil fuel production, 2010 – 2030

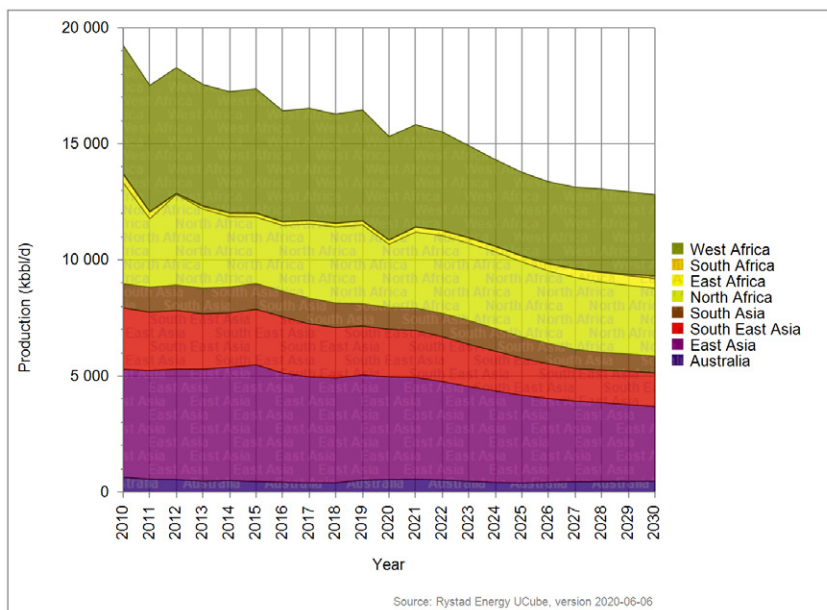


Figure 48.
China liquid fossil fuel production, 2010 – 2030 by life cycle category

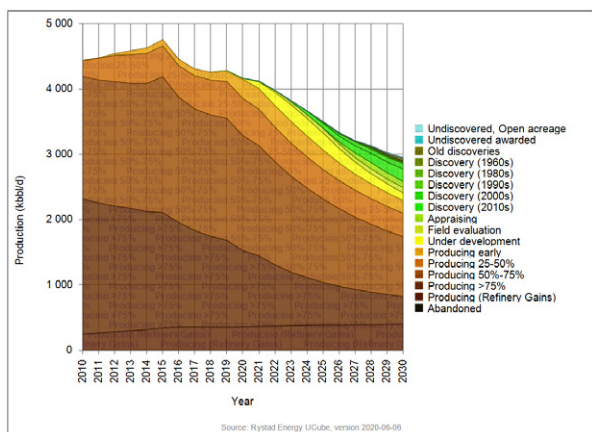


Figure 49.
Oil production & demand scenarios 2018 – 2030

Oil Demand, Mb/d	2018	2025	2030
IEA 11-19, "Stated policies"			
Asia Pacific	31,6	35,8	38
Africa	3,9	4,9	5,5
2018 - 2030 TOTAL GROWTH			8
Oil Production, Mb/d	2018	2025	2030
Rystad 06-20			
Asia Pacific	7,3	5,8	4,9
Africa	8,1	7,1	6,9
2018 - 2030 TOTAL DECLINE			-3,6

A noter que les pronostics publiés avant la COVID-19 par l'AIE donnaient des productions africaines et asiatiques également en baisse, mais de manière nettement moins prononcée⁴⁸.

47. Consommation de l'Union européenne en 2018 selon l'AIE, voir figure 46.

48. A partir de catégories statistiques de carburants liquides légèrement différentes, l'AIE concluait fin 2019 dans son rapport annuel à une baisse de la production de l'ensemble Asie Pacifique entre 2018 et 2030, mais sensiblement moins prononcée que selon Rystad Energy en mai 2020 (AIE, novembre 2019 : - 14,5 % ; Rystad, mai 2020 : - 27 %). De même pour l'Afrique (AIE, novembre 2019 : - 3,6 % ; Rystad mai 2020 : - 12 %).

Nous avons choisi de ne retenir ici que les données de Rystad, d'un part par soucis de clarté et d'homogénéité des chiffres de production analysées, d'autre part et à cause de l'opacité des hypothèses retenues l'AIE (cf. World Energy Outlook 2019, pp. 140-142).

Nous reviendrons dans la partie suivante sur la difficulté à apprécier les pronostics de l'AIE, en raison de leur manque de détail.

Compte tenu des réserves de change de la Chine, de la puissance de son industrie pétrolière et de la qualité actuelle de ses relais auprès de nombreux producteurs majeurs, en particulier en Irak, en Iran, en Russie ainsi qu'autour du golfe de Guinée, une confrontation entre la solvabilité de la demande chinoise future (+ 3,1 Mb/j à elle seule entre 2018 et 2030, selon l'AIE) et celle des pays de l'UE serait probablement périlleuse pour ces derniers – en particulier pour les pays tels que la France, dont les économies semblent être les plus vulnérables, avec à la fois de grosses importations et de forts niveaux d'endettement.

Sous cet angle de l'élargissement de la demande des pays émergents, les limites futures vraisemblables à la croissance de la production de brut apparaissent, à nouveau, comme la voiture-balai d'un échec ou d'un retard des politiques climatiques de sortie du pétrole.

Le déclin d'ici à 2030 de la production mondiale hors Moyen-Orient et Amérique du Nord a été souligné en début d'analyse (*figures 11 et 12*). Il est vraisemblable que la hausse attendue de la production du Moyen-Orient soit en très large part absorbée par la demande asiatique. Pour ce qui concerne les Etats-Unis, compte tenu en premier lieu de leurs importations nettes de brut toujours massives en 2019⁴⁹, et en second lieu des larges incertitudes quant à l'avenir du boom du *tight oil*, il est probable que la hausse attendue de leur production soit en bonne part absorbée par leur demande domestique.

III - A larger picture : phénomène inexorable, danger extrême pour la paix

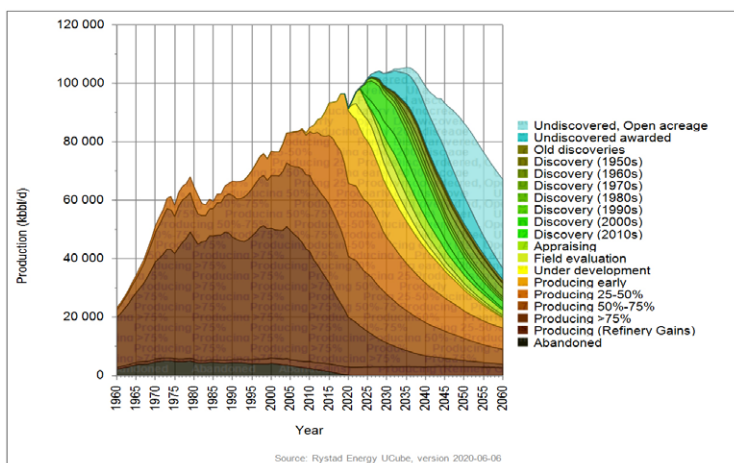
1- Géologie et démographie

Rystad Energy envisage le pic de la production mondiale de carburant liquide en 2035. Cet horizon de temps est similaire à celui proposé par les sources les plus « optimistes » depuis le début des années 2000, lorsque cette question du pic pétrolier commençait à être posée dans les médias de masse. En 2004, une étude du département américain de l'énergie avançait la date de 2037. Après avoir co-signé en 1998 la prédiction exacte d'un pic du pétrole conventionnel « d'ici dix ans⁵⁰ », puis en ayant pris en compte notamment l'essor inattendu du *tight oil*, le pétrogéologue français Jean Laherrère, la source « pessimiste » de référence, a avancé à partir du début des années 2010 une date du pic de production de l'ensemble des formes de pétrole située approximativement autour de l'année 2020.

La vérité se révélera vraisemblablement située entre ces deux horizons : au milieu de la prochaine décennie ou dès à présent. Après 2026, comme nous l'avons souligné en introduction (*voir également figure 50*), le maintien de la production dépend de la mise en production d'importantes découvertes de pétrole encore hypothétiques.

Les symptômes multiples et convergents de limites physiques, techniques et économiques au maintien futur de la production de brut, symptômes déjà apparus ou en passe d'apparaître au cours de cette décennie sont préoccupants : limites des sources de pétrole faiblement mature, de pétrole conventionnel, de pétrole puisé à terre ou en mer à faible profondeur, de pétrole issu de grands champs, de pétrole de qualité chimique médiane (« *regular* ») : *figures 50 à 54*.

Figure 50.
World liquid fossil fuel production, 1960 – 2060,
by life cycle category



49. Voir début de section précédente.

50. Colin J. CAMPBELL, Jean H. LAHERRÈRE, "The end of cheap oil", *Scientific American*, mars 1998, p. 78-83.

En raison de l'énormité des risques économiques et géopolitiques encourus en cas de sevrage subi et non-anticipé, le verre à moitié vide mérite d'être regardé avec la plus grande attention.

Figure 51.

World liquid fossil fuel production, 1960 – 2060, by unconventional category

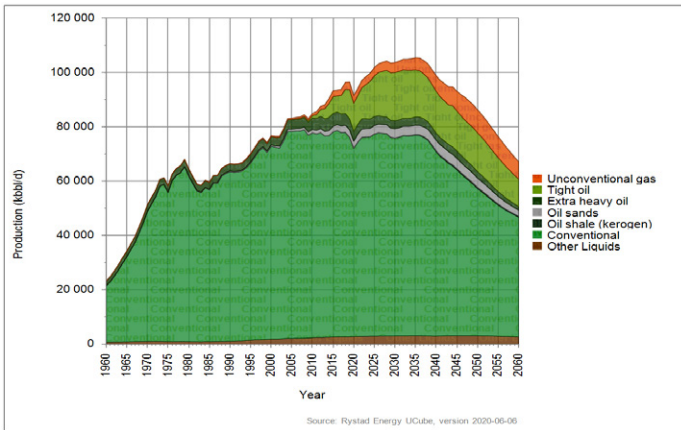


Figure 52.

World liquid fossil fuel production, 1960 – 2060 by water depth

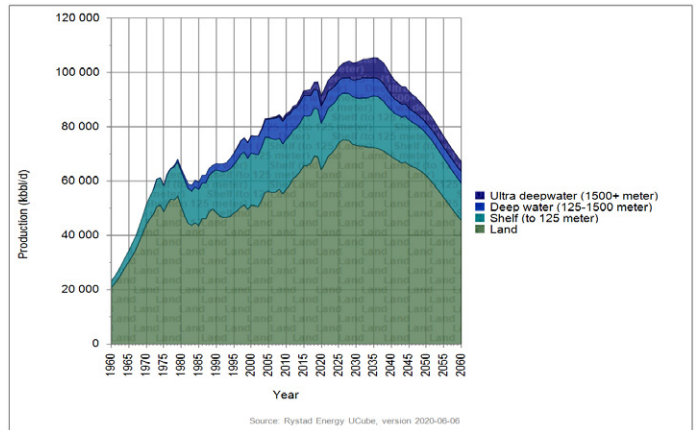


Figure 53.

World liquid fossil fuel production, 1960 – 2060 by field size

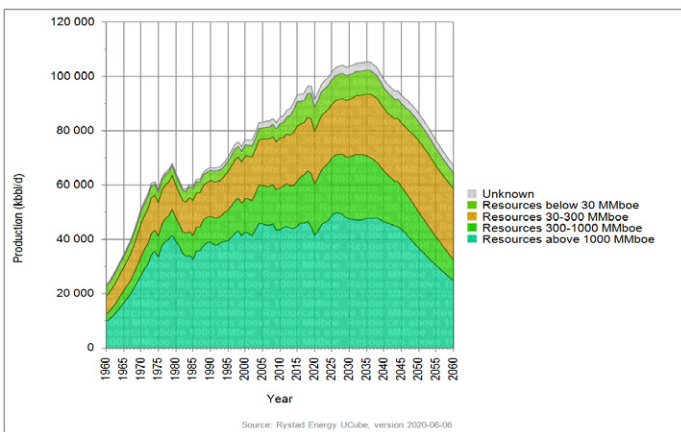
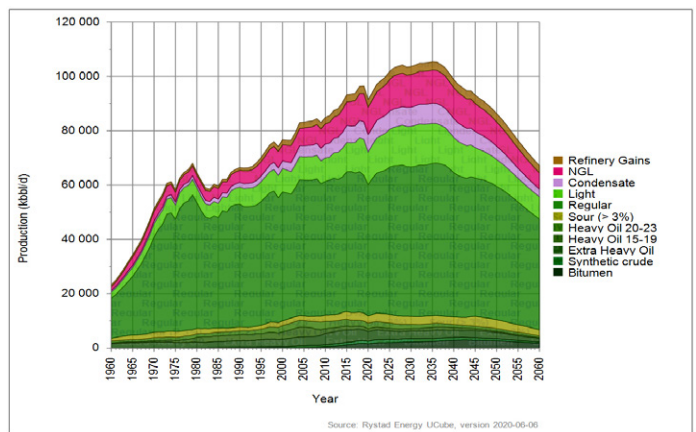


Figure 54.

World liquid fossil fuel production, 1960 – 2060 by chemical quality



En 2060, chaque Terrien aurait en moyenne à sa disposition deux fois moins de pétrole que son ancêtre de 1980 pour une production mondiale de niveau similaire, si l'on suit Rystad et en prenant une hypothèse démographique centrale. Ce Terrien « moyen » devrait ainsi se contenter de la quantité de pétrole disponible par personne en 1950. Ses enfants auraient moins encore, et ainsi de suite.

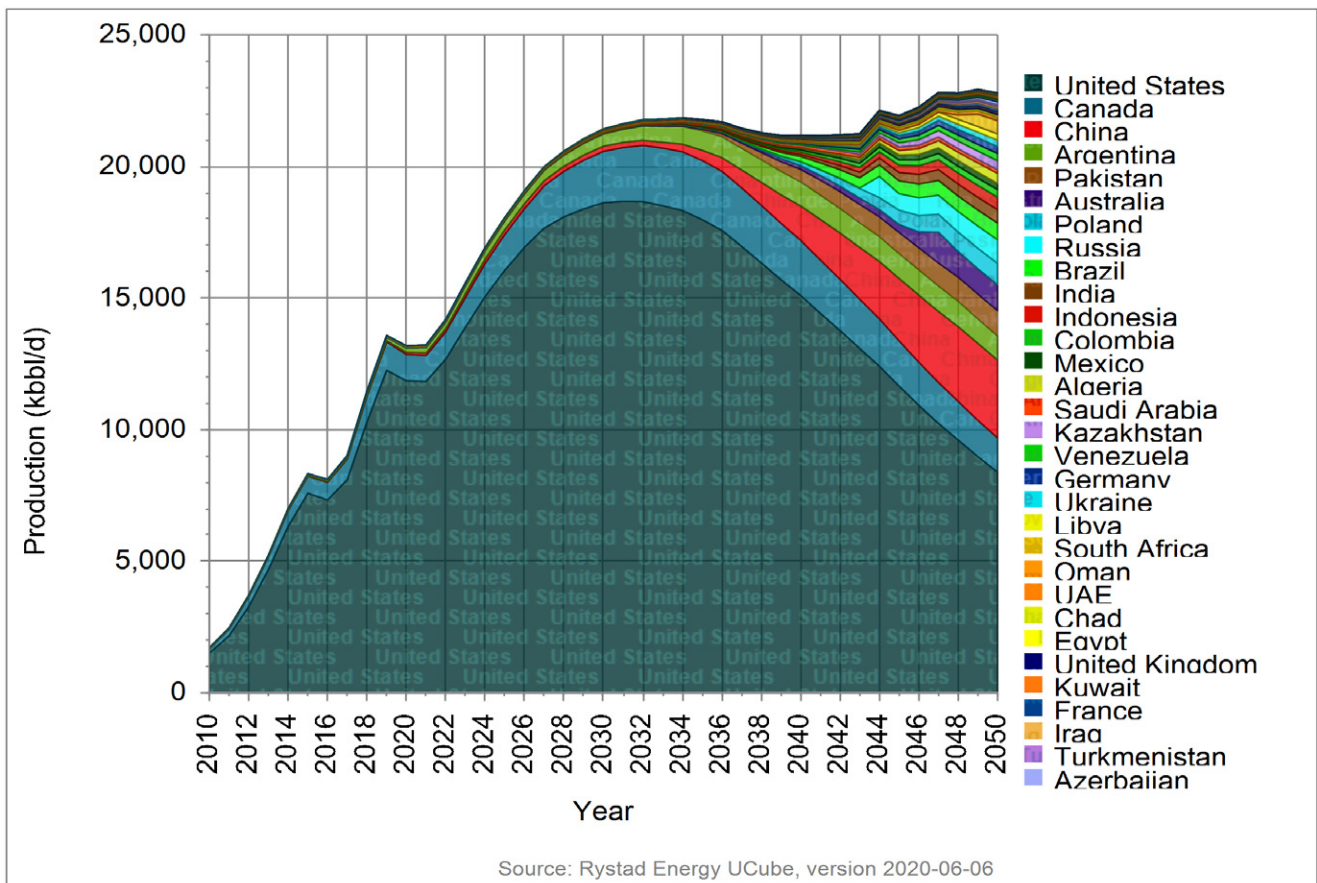
Commencer par cueillir les fruits mûrs et à portée de main est un tropisme universel. L'expression « or noir » tient au fait qu'à son âge d'or, au milieu du XXe siècle, l'industrie pétrolière jouissait d'un atout sans égal : des coûts d'investissements marginaux très faibles pour maintenir et même accroître la production, en raison de la jeunesse de la plus grande part d'une production de brut conventionnelle issue de grands champs relativement faciles d'accès.

Cette période est largement révolue, et pour la plupart des pétroliers, le pétrole ne mérite déjà guère plus son surnom d'or noir : la production de toutes les formes alternatives au « pétrole facile » est coûteuse à mettre en œuvre et à maintenir.

La prouesse que constitue depuis 2010 le développement rapide de la production d'hydrocarbures par fracturation de roches peu perméable permet à Rystad de formuler l'hypothèse d'une reprise de ce boom aux Etats-Unis à partir de 2021, jusqu'au passage en 2031 du pic du *tight oil* et des liquides de « gaz de schiste » américains. D'après une projection très spécula-

tive de Rystad, l'amorce de ce déclin serait compensée opportunément à partir de cette date par de multiples répliques du boom américain, mais de bien moindre importance que celui-ci, en Chine (sous forme de liquides issus de puits de gaz de schiste), en Argentine, en Inde ou encore au Pakistan – mais pas en Russie, où la production de *tight oil* resterait très subsidiaire, au moins jusqu'à en 2040 (figure 55).

Figure 55.
Liquid fuel production from tight oil and unconventional gas
2010 – 2050 by country



Cette poursuite de l'essor du *tight oil* représente une hypothèse forte, si l'on rappelle que ce n'est qu'au prix d'une réduction importante des investissements dans la production future que le secteur semblait fin 2019 en passe de se diriger enfin vers l'équilibre économique, après dix ans d'un régime globalement déficitaire d'investissements à marche forcée dans les fruits mûrs et à portée de main de ce nouvel arbre.

Or même avec de telles hypothèses fortes, que l'on retrouve dans une moindre mesure pour d'autres formes de pétrole non-conventionnel (sables bitumineux) ou extrêmes (*offshore* profond), la production ne pourra plus être maintenue dans une quinzaine d'années, selon Rystad. Soit dans deux cycles d'investissements dans le pétrole conventionnel, autrement dit après-demain.

Une analyse prudentielle conduit à considérer un « resserrement de l'offre » (pour reprendre l'expression du résumé aux décideurs du rapport annuel de l'AIE de 2018) structurel comme un risque très plausible au cours des années 2020, et comme un phénomène sans doute inexorable au cours des années 2030.

2-Géostratégie

Le péril que constitue la problématique du pic pétrolier, si celle-ci occupe parfois une place diffuse à l'arrière-plan, ne joue pas aujourd'hui, hélas, le rôle performatif pressant qui devrait être le sien dans les agendas politiques des pays consommateurs.

Il en va sans doute tout autrement de l'agenda des pays producteurs de brut, et en particulier des grands pays producteurs historiques, qui depuis longtemps suivent de près les événements tout autour de la planète pétrole, et se sont employés dans bien des cas à en altérer le cours en leur faveur.

Le rôle stratégique occupé dès avant la guerre de 1914 par l'industrie du pétrole dans le régime de puissance des Etats-Unis autorise à envisager que Wall Street et Washington puissent en somme continuer à tenter de préserver les conditions de perpétuation de ce régime, quoi qu'il risque d'en coûter.

Le XXIème siècle a sans doute débuté par une guerre pour le contrôle des ultimes sources intactes de « pétrole facile ». La thèse apparaît solide, selon laquelle l'objectif sous-jacent de l'invasion de l'Irak en 2003 fut d'assurer une bonne fois pour toutes l'hégémonie des Etats-Unis autour du golfe Persique, à une époque où la production américaine de pétrole déclinait encore de façon jugée alors irrémédiable⁵¹.

Autre symptôme possible du grand jeu pour l'accès aux ultimes ressources pétrolières abondantes et pas chères : le passage à la tête de la diplomatie américaine de Rex Tillerson, PD-G sortant d'Exxon, et surtout le départ de celui-ci le 31 mars 2018, un mois jour pour jour après l'annonce officielle de l'abandon d'une *joint venture* entre Exxon et Rosneft qui devait redonner vie en Russie, en Sibérie et dans l'océan Arctique aux ressources déclinantes de ces deux géants ; *joint venture* rendue inopérable par les sanctions de l'administration Obama après l'invasion de la Crimée, puis par l'in vraisemblance d'une éventuelle levée partielle ou totale de ces sanctions après les accusations d'interférence du Kremlin dans l'élection de du président Donald Trump⁵².

Encore un symptôme ? Il est tentant de voir dans le déclin annoncé de la production de pétrole de Russie, du Kazakhstan et d'Azerbaïdjan le mobile fondamental de l'audacieuse et impitoyable stratégie russe d'avancée au Moyen-Orient et en Libye.

Si l'invasion de l'Irak en 2003 était une guerre pour le pétrole, cette guerre a été remportée par la Chine et la Russie. La puissante ellipse Moscou – (Damas - Bagdad) - Téhéran - Pékin, désormais consolidée, a pour foyers énergétiques d'une part les champs pétroliers extrêmement généreux situé au sud de l'Irak, dans lesquels les pétroliers chinois et russes continuent de se tailler des parts de rois (*figures 56 & 57*), et d'autre part les champs de Sibérie orientale, à portée d'oléoduc de l'Asie.

Figure 56.
Iraq oil production
by nationality of operating companies, 2009 – 2030

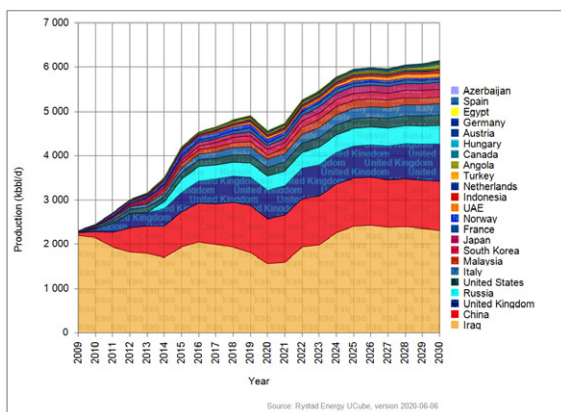
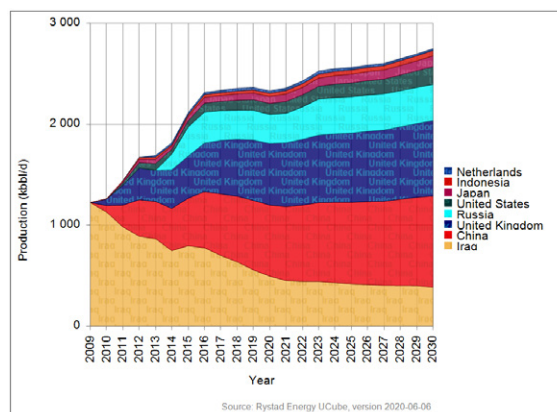


Figure 57.
Rumaila & Qurna West oil fields production
by nationality of operating companies, 2010 – 2030

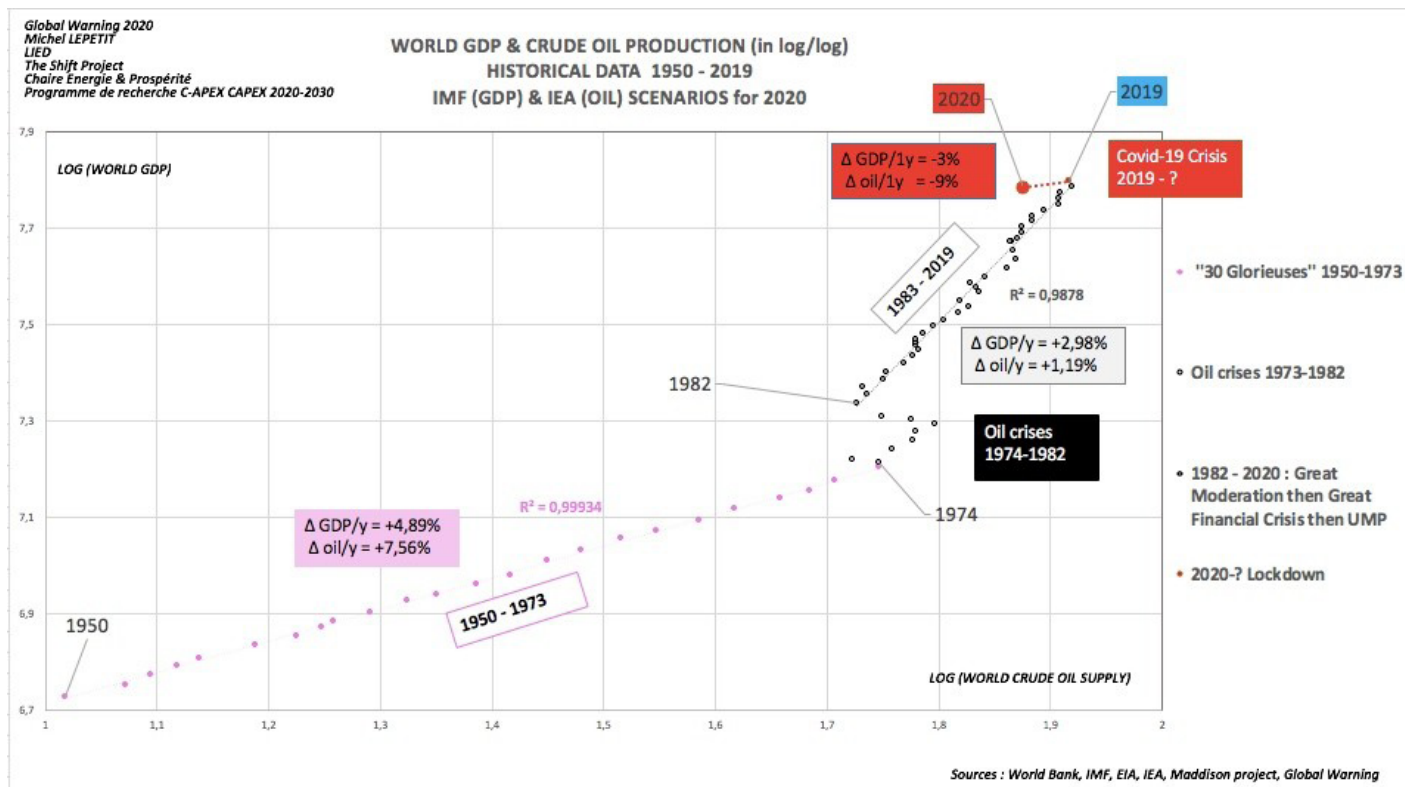


51. Matthieu AUZANNEAU, *Or noir, la grande histoire du pétrole*, op. cit., chapitres 27 et 28.

52. Matthieu AUZANNEAU, « Avec le pétrole de schiste, l'Amérique est « pleine aux as »... À quel prix ? », *Fin du leadership américain ? - L'état du monde 2020*, dir. Bertrand Badie, Dominique Vidal, La Découverte, 2019.

3- Macroéconomie

Figure 58.



Si,

- d'une part, comme le montre la *figure 58*, il existe un lien proportionnel entre croissance économique et croissance de la consommation de pétrole (avec uniquement deux régimes stables de lien de proportionnalité depuis 1950, avant et après les chocs pétroliers des années 1970 – le second régime, à partir de 1982, étant légèrement moins intensif en pétrole, constituée à ce titre à proprement parler à l'échelle mondiale la seule transition énergétique advenue depuis à ce jour),
- d'autre part, le pétrole doit demeurer sans égal en tant que source d'énergie abondante et techniquement relativement peu coûteuse,

alors le régime économique mondial actuel, dont la croissance s'impose désormais comme une priorité impérative – ne serait-ce qu'en raison de la nécessité de rembourser la dette contractée dans des proportions sans précédent depuis 2008 afin de perpétuer cette croissance – a les propriétés du sciage d'une branche où l'on est assis, ou d'une glace qui se lèche toute seule.

Métaphore similaire, plus belle et bien plus ancienne : le *New York Times* a récemment comparé la politique de la Réserve fédérale américaine à l'Ouroboros⁵³, sans hélas faire de lien avec notre principale et tarissable source d'énergie.

Ouroboros



53. Niel IRWIN, "The Increasingly Bizarre Interplay Between Trump's Trade Policy and the Fed", *The New York Times*, 1er août 2019.

4- Information

Si des contraintes d'approvisionnement se profilent, et si perdure le jeu entre les grandes puissances pour l'accès aux dernières sources intactes d'énergie abondantes et pas chères⁵⁴, alors les pays de l'UE, grands consommateurs de cette énergie, font montre d'une tragique naïveté.

Car les preuves de l'intensification de ces contraintes et de ce grand jeu ne sont nullement occultes, elles sont visibles en plein jour.

Le fait que douze ans après le franchissement du pic du pétrole conventionnel, un modeste *think tank* fournisse la première analyse publique de l'évolution de la production pétrolière transparente, circonstanciée et fondée sur des données primaires, constitue en soi un scandale tout autant que la promesse d'une catastrophe, à moins d'un rapide sursaut. Si seules les compagnies pétrolières et l'Agence internationale de l'énergie explorent les données de Rystad Energy et de ses deux concurrents anglo-saxons, IHS et Wood Mackenzie, ce n'est pas à cause des tarifs d'accès, insignifiants pour n'importe quel Etat, à ces données précieuses pour tout gouvernement prévoyant.

La transition énergétique n'est pas l'affaire d'un claquement de doigt. A la lettre, sortir du pétrole revient à changer le système sanguin des sociétés industrielles. Si rien ne se passe, celles-ci risquent dans un proche avenir de se retrouver peu à peu exsangues. L'anticipation est vitale.

Aussi, comment se fait-il que l'Agence internationale de l'énergie, dont c'est la raison d'être, n'ait pas fortement alerté les pays consommateurs, par exemple sur l'état des champs pétroliers russes depuis l'entrée en déclin de la Sibérie occidentale en 2006 ? Ou bien qu'elle justifie en seulement quatre lignes dans son dernier rapport annuel que l'Afrique puisse être capable de contenir le déclin de ses extractions ?

Surtout, comment se fait-il que l'AIE, dont le siège est à Paris, puisse tenir un discours le plus souvent lénifiant et manquant de transparence, sans susciter un flot de questions critiques et de demandes de précisions de la part des gouvernements des pays consommateurs de l'OCDE, dont elle représente les intérêts ? Où sont les contre-analyses prudentielles des Etats membres de l'Union européenne, première entité politique mondiale importatrice de pétrole devant la Chine et les Etats-Unis, dont les propres sources de pétrole sont faibles et en déclin (voire dérisoires compte tenu du Brexit), et qui est entourée par des Etats-nations dont la stabilité est mise en jeu par le déclin de la manne pétrolière, en Algérie, en Russie, au Nigéria, en Angola, ou encore au Gabon et au Congo-Brazzaville ?

Les analyses prospectives de l'AIE, à l'instar de celles de la plupart des institutions internationales (à l'exception notable du Giec), sont imprégnées d'une forte dose de « *story telling* » et de « *wishful thinking* ». Les auteurs de ces analyses redoutent en effet de crier au loup, craignant de provoquer l'apparition du loup s'ils s'y risquent. Ainsi, si l'AIE parlait haut et fort du pic pétrolier comme d'un phénomène à terme inexorable (ce qu'il est), les investissements se détourneraient peut-être rapidement de l'industrie du pétrole, accélérant le processus.

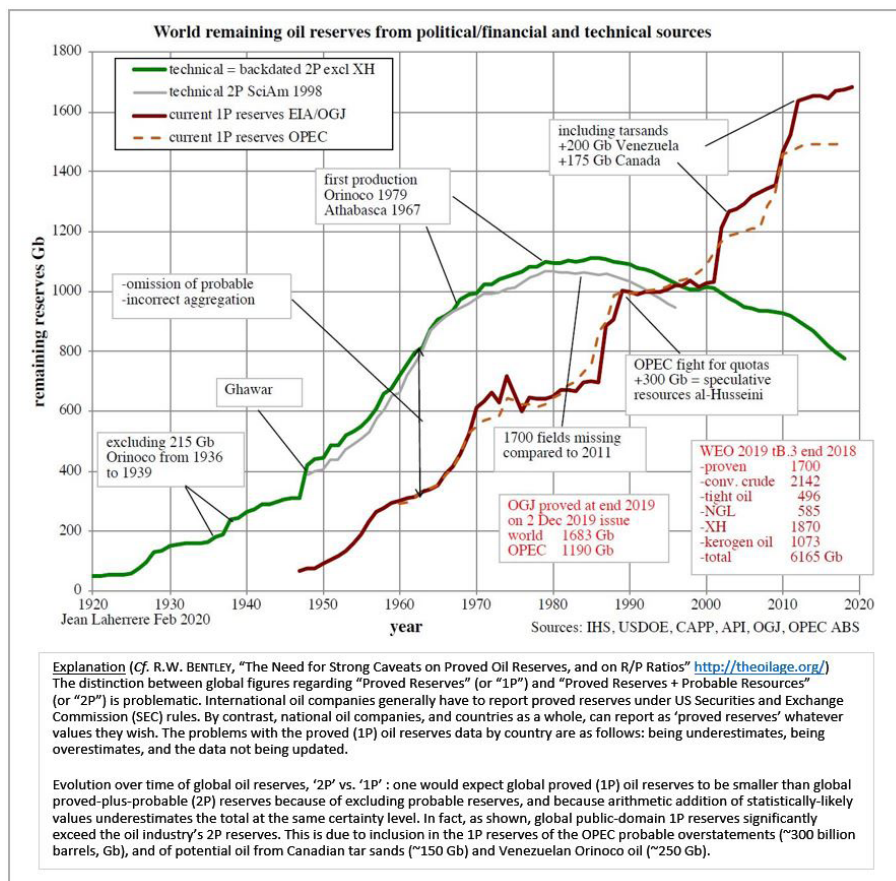
Autre source systématique des malentendus concernant l'avenir de la production pétrolière mondiale : la confusion entre le montant – déclinant depuis les années 1980 – des réserves techniques confidentielles auxquelles se fient les pétroliers, dites « 2P », et le montant supé-

⁵⁴. Jeu inévitable tant que chacun cherche à maximiser sa puissance, et tant qu'un watt égale un joule par seconde.

rieur – toujours croissant – des réserves déclaratives « 1P » des pays producteurs présentées dans les rapports publics⁵⁵, auquel se fient en particulier les pays consommateurs (figure 59).

Les États membres de l'OCDE devraient d'urgence se constituer un diagnostic circonstancié et transparent du problème. Il est grand temps que le malade connaisse l'état d'avancement de sa maladie.

Figure 59.



IV-Conclusion et perspectives : climat et « pic pétrolier », deux raisons cumulatives de planifier d'urgence la sortie du pétrole

Fréquemment discutée au cours des années 2000, puis jugée nulle et non avenue du fait du boom du *tight oil*, la problématique du pic pétrolier constitue une raison pour sortir d'urgence du pétrole tout aussi grave et pressante que celle du changement climatique.

Le lien compact qui jusqu'ici perdure entre croissance économique et croissance de la consommation d'énergie fossile en général, et de pétrole en particulier, amène à concevoir la transition énergétique sans miser sur la croissance économique. Il nous paraît nécessaire d'aborder la transition énergétique en la considérant d'abord comme un problème humain et technique systémique, réclamant la mise en œuvre d'une planification sous contrainte physique⁵⁶.

⁵⁵. Notamment dans le *Statistical Review of World Energy*, rapport de référence publié chaque année par BP.

⁵⁶. The Shift Project, « Crise(s), climat: plan de transformation de l'économie française, présentation d'un chantier d'urgence », mai 2020

Risque climatique et risque du pic pétrolier ne sont nullement des dangers s'excluant mutuellement. Ce sont au contraire deux raisons cumulatives de mettre en œuvre des politiques de transition énergétique audacieuses et cohérentes. La transition énergétique doit avoir lieu de gré, pour échapper à un monde en surchauffe ; sinon elle se produira de force, car si l'humanité persiste dans son addiction aux énergies fossiles, elle risque rapidement d'être rattrapée par des contraintes d'accès aux sources de ces mêmes énergies.

Ces contraintes physiques d'approvisionnement, d'évidence potentiellement destructives pour l'économie et pour l'équilibre des sociétés en général, ne nous sauveraient pas pour autant, en première analyse, de conséquences catastrophiques d'un réchauffement du climat d'abord engendré par la consommation des hydrocarbures et du charbon. Même sévères, des contraintes sur la production de pétrole pourraient laisser tout de même l'humanité avec des émissions anthropiques de gaz à effet de serre bien supérieures aux cotes d'alertes définies par le Giec. Qu'il s'agisse de chauffage, d'industrie et de production électrique ou même de transports, l'alternative la plus aisée au pétrole demeure en pratique bien souvent une autre source fossile d'énergie carbonée.

La Chine, qui sans surprise a franchi son pic pétrolier en 2015, n'émet pour autant pas moins de CO₂ depuis. Et si elle devait se détourner rapidement du charbon et du pétrole pour privilégier systématiquement le gaz naturel, quitte à extraire de son sol par fracturation hydraulique des quantités massives de « gaz de schiste » (ainsi qu'une certaine quantité de carburants liquides afférents), la Chine aurait encore sans doute longtemps des émissions de CO₂ supérieures à un niveau compatible avec les cotes d'alerte climatique – sans ou avec fuites de méthane.

Par ailleurs, des contraintes importantes d'accès au charbon et au gaz naturel risquent d'apparaître dans diverses régions du globe, à commencer par la Chine, bien avant le milieu de ce siècle. Rystad Energy table par exemple aujourd'hui sur un pic de la production mondiale de gaz naturel situé à la fin des années 2030. Et plusieurs études montrent que la pérennité future de la production de charbon de la Chine est loin d'être assurée⁵⁷.

De quelle façon risque climatique et risque de pics pétrolier, gazier et charbonnier se composent-ils ? Impossible de le savoir aujourd'hui, tant la seule question du pic pétrolier reste encore radicalement – nous sommes tentés d'écrire ridiculement – sous-documentée, pour ce qui est en tout cas les analyses disponibles dans le domaine public. Radicalement d'une part au regard de l'instruction désormais solide et détaillée du risque climatique, et d'autre part vis-à-vis du risque spécifique gigantesque que représente la question (car c'en est une, encore largement ouverte) du pic pétrolier.

Le mot « pétrole » n'apparaît pas une seule fois dans la feuille de route transmise à la commissaire à l'énergie Kadri Simson en décembre 2019 par la nouvelle présidente de la Commission européenne Ursula von der Leyen⁵⁸.

L'actuel directeur exécutif de l'AIE, Fatih Birol, déclarait au quotidien *Le Monde* en 2005, trois ans avant que n'advienne, sans guère de surprise pour les spécialistes, le pic du pétrole conventionnel :

« Le pétrole est comme une petite amie dont vous savez depuis le début de votre relation qu'elle vous quittera un jour. Pour qu'elle ne vous brise pas le cœur, mieux vaut la quitter avant qu'elle ne vous quitte. »⁵⁹

Cette affirmation était véridique il y a quinze ans, elle l'est encore bien davantage aujourd'hui. Il est tragique que ce message vital n'ait pas encore été entendu.

⁵⁷. Voir notamment les travaux du Dr. Jian Liang WANG, de l'université chinoise du pétrole, en particulier "A review of physical supply and EROI of fossil fuels in China", *Petroleum Science*, 2017

⁵⁸. Ursula von der LEYEN, « Mission letter », 1 décembre 2019.

⁵⁹. Matthieu AUZANNEAU, Jean-Michel BEZAT, « La production pétrolière des pays non OPEP décroîtra «juste après 2010», prévient l'AIE », *Le Monde*, 19 septembre 2005

Auteur principal

Matthieu AUZANNEAU, directeur, *The Shift Project*

Matthieu Auzanneau dirige le *Shift* depuis octobre 2016. Il avait déjà rejoint l'équipe du think tank aux affaires publiques et à la prospective, après plus de dix ans de journalisme à la croisée de l'économie et l'écologie (Le Monde, Arte, etc.). Il est depuis 2010 blogueur invité de la rédaction du Monde, avec le blog Oil Man | Chroniques du début de la fin du pétrole. Il a publié *Or Noir*, la grande histoire du pétrole (La Découverte, 2015), récompensé par le Prix spécial de l'Association des économistes de l'énergie (AEE) en 2016. Sa traduction, *Oil, Power and War – A Dark History* a été publiée en 2018 aux États-Unis.

The Shift Project

The Shift Project est un think tank qui œuvre en faveur d'une économie libérée de la contrainte carbone. Association loi 1901 reconnue d'intérêt général et guidée par l'exigence de la rigueur scientifique, notre mission est d'éclairer et influencer le débat sur la transition énergétique en Europe. Nos membres sont de grandes entreprises qui veulent faire de la transition énergétique leur priorité.

Une étude publiée dans le contexte du « Plan de transformation »

Le 6 mai 2020, le *Shift* a publié son [programme de travail d'urgence](#) visant à produire un « Plan de transformation de l'économie française », et la [campagne de financement participatif](#) associée. Nous remercions vivement les donatrices et donateurs pour leur votre engagement.

Le « Plan », dont une première version de cadrage sera publiée à l'été, visera à rendre saines et robustes nos activités essentielles (se nourrir, se loger, se déplacer, se soigner, travailler, comprendre, échanger) pour les temps de crise économique et écologique.

Ce « Plan » vise à rendre la société française résiliente face à ces menaces qui se profilent. Si celle du changement climatique est amplement documentée, la menace du « pic pétrolier » reste pour l'heure radicalement sous-documentée et mal comprise. Elle constitue pourtant un puissant impératif pour décarboner.

Contact

petrole@theshiftproject.org

Photo de couverture : Duncan Sanchez / Unsplash
Mise en page : Quentin Piq



theshiftproject.org

**THE SHIFT
PROJECT**
THE CARBON TRANSITION THINK TANK