

APPROVISIONNEMENT PÉTROLIER FUTUR DE L'UNION EUROPÉENNE : ÉTAT DES RÉSERVES ET PERSPECTIVES DE PRODUCTION DES PRINCIPAUX PAYS FOURNISSEURS

Rapport du *Shift Project*,
pour la Direction Générale des Relations Internationales
et de la Stratégie (DGRIS), Ministère des Armées.

MAI 2021

**THE SHIFT
PROJECT**



Comité de rédaction

Auteurs :

Olivier RECH (Consultant ; Diplômé de l'ENSPM, de l'Université de Bourgogne, de l'ESCEM et de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour ; Economiste et chargé de formation à l'Institut Français du Pétrole de 2000 à 2006 ; co-auteur des éditions 2007, 2008 et 2009 du World Energy Outlook de l'Agence internationale de l'énergie ; Consultant Carbone4 en 2010 et 2011 ; Conseil en investissements financiers de 2011 à 2013 ; Responsable de la recherche « Energie-Climat » de Beyond Ratings de 2014 à 2019 ; membre d'ASPO France.)

Hugo DUTERNE (Diplômé de Sciences Po Strasbourg ; membre d'ASPO France.)

Experts associés :

Marc BLAIZOT (Ingénieur Géologue ; Directeur Exploration de Total de 2009 à 2015 ; Rédacteur en chef de la revue Géologues/Société Géologique de France de 2015 à 2020 ; membre du CA du pôle Géosciences AVENIA ; membre d'ASPO France.)

Alain LEHNER (Ingénieur ENSTA et INSA Lyon ; Directeur de la division Valorisation des Gisements et Président du comité gisement de Total de 2004 à 2011 ; Président du Pôle de compétitivité AVENIA de 2013 à 2016 ; Conseiller technique gisement de la société d'exploration «Carib X».)

Mise en page :

Anaïs Carrière (chargée de communication The Shift Project)
Camilo Hiche (graphiste bénévole)

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.

theshiftproject.org

Nota bene :

Les propos exprimés dans ce rapport n'engagent que leurs auteurs et ne constituent en aucune manière une position officielle du ministère des Armées.

Remerciements

Caroline GALACTÉROS Docteur en Science politique (Paris I-Sorbonne), auditeur de l'IHEDN (AA59), Caroline Galactéros a longtemps travaillé dans l'évaluation et la prospective stratégiques pour les Services du premier ministre (SGDSN). Colonel dans la réserve opérationnelle des armées, elle dirige aujourd'hui le cabinet de conseil privé et de formation en intelligence stratégique PLANETING. Fondatrice et Présidente du Think-tank GEOPRAGMA - pôle français de géopolitique réaliste, elle a publié «Manières du monde, Manières de guerre» (éd. Nuvis, 2013) et «Guerre, Technologie et société : le progrès va-t-il dans le bon sens ?» (Avec Régis Debray et le général Vincent Desportes, éd. Nuvis, 2014). Elle a enseigné la gestion et la négociation de crise, les relations internationales contemporaines, la stratégie et l'éthique du conflit à HEC et à l'Ecole de Guerre notamment.

Jean LAHERRÈRE Géologue et géophysicien pétrolier, ingénieur de formation, diplômé de l'école polytechnique, il a travaillé 37 ans à divers postes à responsabilité au sein de la compagnie pétrolière TOTAL, expert de renommée mondiale sur les réserves pétrolières et co-fondateur d'ASPO (« Association pour l'étude du pic pétrolier »).

Jacques PERCEBOIS Professeur émérite à l'Université de Montpellier, dirige le Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN), équipe spécialisée sur l'énergie. Il est co-auteur de « Énergie : économie et politiques », Seconde édition, De Boeck, 2015, « Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle », Timée Éditions, 2007, « Le fardeau de la sécurité : Défense et Finances publiques », Éditions L'Harmattan, 2004.

Francis PERRIN Directeur de recherche à l'IRIS, spécialiste des problématiques énergétiques et Président du cabinet Stratégies et politiques énergétiques (SPE). Il a été rédacteur en chef de Pétrole et Gaz Arabes (PGA) et d'Arab Oil & Gas (AOG) entre 1991 et 2000 et directeur de la rédaction de l'ensemble des publications de l'APRC entre 2001 et début 2012. Il collabore à l'hebdomadaire spécialisé Petrostratégies et au rapport annuel Cyclope sur les matières premières (Editions Economica). Il a créé Energy Industries Strategies Information (EISI) qui publie la Lettre OAG Africa en association avec l'Agence Ecofin à Genève.

Didier PILLET Après avoir exercé plusieurs fonctions opérationnelles de R&D dans le secteur industriel, Didier Pillet, Ingénieur en Chef des Mines, et diplômé de Télécom Paris Tech, a intégré en 2009 le Conseil Général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies (CGE). Au sein du CGE, il effectue des missions ministérielles ou interministérielles d'expertises, d'audits et d'inspections, liées notamment à l'industrie, à l'énergie et au développement durable.

Philippe SÉBILLE Analyste indépendant au sein du cabinet Géopolia depuis 1995. Titulaire d'un doctorat en géopolitique, il est spécialisé sur les enjeux énergétiques dans les relations internationales. Il est notamment l'auteur de « Géopolitiques du pétrole », Armand Colin, 2006.

« Ma génération a eu le privilège d'avoir vu mourir un monde et en naître un nouveau. Le passage du siècle américain au siècle asiatique aura un jour ses historiens. En France, et plus modestement, nous sommes passés des ultimes soubresauts d'un court siècle rouge aux premiers vagissements du siècle vert [...]. »

Régis Debray, D'un siècle l'autre, Gallimard, 2020

« La civilisation industrielle actuelle est handicapée par la coexistence de deux systèmes intellectuels universels, enchevêtrés et incompatibles : la connaissance accumulée depuis quatre siècles des propriétés et des interactions de la matière et de l'énergie ; et la culture monétaire qui lui est associée, qui a évolué sur la base de coutumes pré-historiques. »

Marion K. Hubbert, «Two Intellectual Systems: Matter-energy and the Monetary Culture», conférence au MIT Energy Laboratory, 1981

Résumé

La production pétrolière totale des principaux fournisseurs actuels de l'Union européenne risque de s'établir dans le courant de la décennie 2030 à un niveau inférieur de 10 à 20 % à celui atteint en 2019. Faute de réserves suffisantes pour compenser le déclin de la production existante, ce risque existe y compris en prenant en compte une hypothèse haute concernant l'évolution aux Etats-Unis de la production de « pétrole de schiste » (*Light tight oil, LTO*).

Avant l'amorce du déclin irréversible à partir des années 2030, la production pétrolière totale des principaux fournisseurs pourrait se maintenir à un niveau relativement stable au cours de la décennie 2020, inférieur de 4 à 10 % au niveau atteint en 2019.

La présente étude s'appuie sur une analyse critique de la base de données pétrolières de la seule société norvégienne Rystad Energy, qui figure parmi les sources de référence au sein de l'industrie.

Cette étude propose un diagnostic concernant l'état de la production et des réserves des seize pays fournissant l'essentiel des approvisionnements en pétrole de l'Union européenne (UE). Ces seize pays sont tous extérieurs à l'UE. On retrouve parmi eux la plupart des principaux producteurs mondiaux. Les Etats membres de l'UE importent près du dixième de la production mondiale de pétrole, soit à peu près autant que la Chine.

Les importations de pétrole brut de l'UE, aux origines assez diversifiées au début des années 1990, reposent de plus en plus sur les seize pays étudiés. La part de ces derniers dans les importations est passée de 65 % en 1990 à 95 % en 2018. Par ordre décroissant d'importance à cette date : la Russie, l'Irak, l'Arabie Saoudite, la Norvège, le Kazakhstan, le Nigéria, la Libye, l'Azerbaïdjan, l'Iran, le Royaume-Uni, les Etats-Unis, le Mexique, l'Algérie, l'Angola, le Koweït et l'Égypte.

Concernant la production existante, hors LTO aux Etats-Unis, l'analyse d'un échantillon de dix-huit champs de pétrole conventionnel aboutit au diagnostic d'une sous-estimation quasi systématique de la part de Rystad Energy de plusieurs types de risques opérationnels récurrents, ainsi que du montant des investissements (CAPEX) et dépenses (OPEX) nécessaires au maintien de la production de ces champs. Ce diagnostic, par extension, débouche sur une **correction du volume des réserves telles qu'estimées initialement par Rystad Energy, de - 10 % pour les champs situés à terre et en offshore peu profond, et de - 10 à - 20 % pour les champs en offshore profond, en fonction de leur degré de maturité,** le tout indépendamment du type et de la taille des champs et du pays producteur.

Concernant les réserves des champs non-développés et les réserves prospectives des seize pays étudiés (hors LTO aux Etats-Unis), l'analyse des champs découverts majeurs et des principaux bassins identifiés conduit à corriger à la baisse les valeurs des réserves de deux champs non-développés situés au Royaume-Uni et en Irak, et à confirmer l'estimation du volume global des réserves prospectives proposée par Rystad Energy (avec des corrections à la hausse ou à la baisse, selon les cas).

L'analyse détaillée des données concernant la production et les réserves des champs exploités, ainsi que l'intégration des conclusions concernant les réserves non développées et prospectives, mettent en évidence **deux phénomènes symptomatiques affectant l'ensemble des seize principaux pays fournisseurs de l'UE** (hors LTO aux Etats-Unis).

- **La taille des champs découverts et mis en production tend à décroître au fil du temps.** Le corollaire est que le nombre de champs en exploitation est en hausse, continue et parfois forte, dans tous les pays étudiés.
- **Le délai entre découverte et mise en production est croissant dans tous les pays étudiés, sans exception. Ce phénomène a pour origine la raréfaction, depuis dix à trente ans selon le cas, de découvertes significatives ou d'une qualité ou d'une situation géographique justifiant un développement dans les délais observés antérieurement**

dans l'industrie. Le maintien et *a fortiori* la croissance de la production nationale nécessite la mise en production de champs dont la date de découverte est de plus en plus ancienne, et dont le développement avait été différé en raison d'une moindre qualité et de coûts supérieurs (liés, par exemple, à des caractéristiques défavorables du réservoir et aux difficultés opérationnelles, sociétales ou administratives).

A ce jour, le diagnostic synthétique sur la situation pétrolière des seize principaux pays fournisseurs de l'UE (hors LTO aux États-Unis) est le suivant :

- **tous les pays étudiés présentent un déclin tendanciel des découvertes**, depuis une date plus ou moins récente selon le cas ;
- **quatorze présentent un déclin ou un niveau de la production inférieur** au maximum observé dans le passé ;
- **le taux de déplétion du total des découvertes cumulées à ce jour des seize pays est proche de 70 %.**

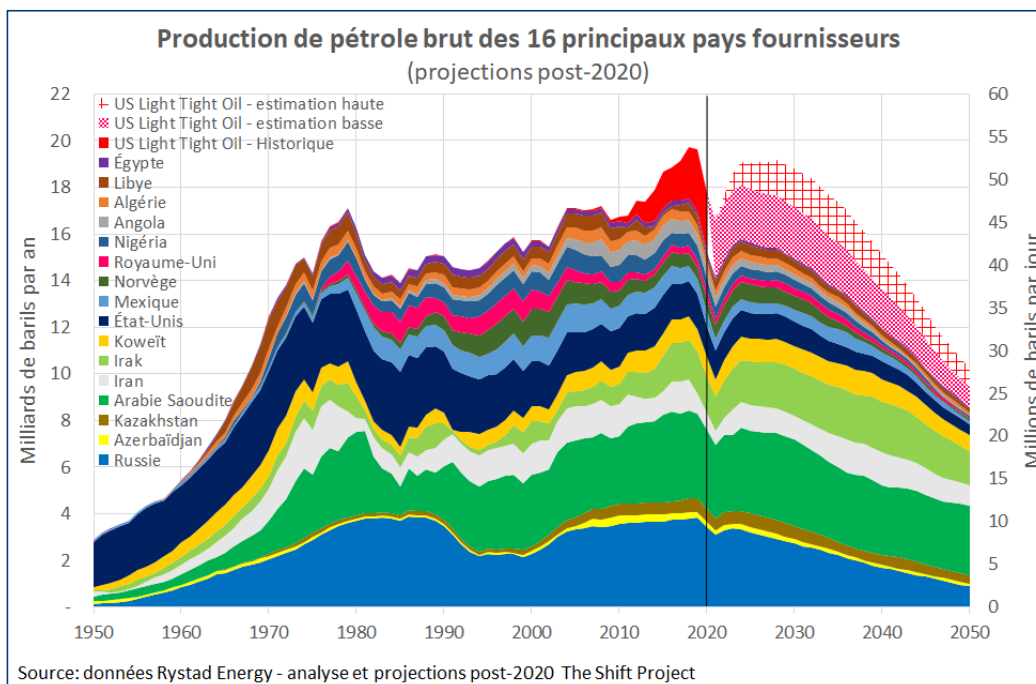
Les perspectives de production agrégée de pétrole brut des seize principaux pays fournisseurs, hors LTO aux États-Unis, conduisent à envisager :

- **une baisse tendancielle de l'ordre de 12 % en 2030 par rapport au niveau atteint en 2019,**
- **un déclin potentiellement plus sévère avant 2030**, si les contraintes opérationnelles et économiques de développement de champs de taille de plus en plus réduite s'avèrent supérieures à ce qui est estimé et retenu dans le cadre du diagnostic de cette étude.

A partir de la décennie 2030, aucun potentiel de développement (champs découverts à ce jour ou potentiel d'exploration) ne paraît à même d'enrayer le déclin de la production agrégée de brut, hors LTO aux États-Unis, qui devrait présenter un caractère irréversible.

Concernant les ressources de LTO aux États-Unis, les références institutionnelles (Agence internationale de l'énergie, Organisation des pays exportateurs de pétrole et *Energy information administration* aux États-Unis) suggèrent aujourd'hui une trajectoire médiane de stabilité de la production, avant l'amorce d'une tendance baissière au cours de la décennie 2030.

L'analyse des principaux facteurs d'incertitudes conduit à retenir deux estimations de trajectoire, haute et basse, reflétant un potentiel de croissance plus faible qu'au cours de la décennie 2010, puis un déclin attendu durant la décennie 2030.



La question du potentiel d'approvisionnement auprès de nouveaux pays producteurs, existant ou en voie d'émergence, n'est pas traitée dans cette étude.

Sur la période 2005-2018, alors que la production de pétrole brut agrégée des seize principaux pays fournisseurs de l'UE (incluant la production de LTO aux États-Unis) a augmenté de 15 % environ, les approvisionnements pétroliers totaux de l'UE et de la France ont décliné respectivement de 17 % et de 20 %.

Cette contraction de la demande pétrolière en Europe résulte de phénomènes de substitution par d'autres vecteurs énergétiques (à ce jour principalement électricité et gaz dans les secteurs de l'industrie et de l'habitat), ainsi que de replis et de délocalisation d'activités industrielles intensives en énergie. Ce phénomène est concomitant de l'émergence de nouveaux grands pays consommateurs sur le marché pétrolier mondial. **La Chine, l'Inde et d'autres pays à fort potentiel de croissance se trouvent en concurrence pour leurs approvisionnements en brut avec les pays développés dont la demande de brut demeure massive.** L'augmentation de la consommation domestique de bon nombre de pays exportateurs tend en outre à réduire graduellement leur capacité d'exportation, exacerbant ainsi le risque de contraintes s'exerçant sur les pays importateurs nets.

En première approche, les volumes des approvisionnements pétroliers de l'UE et de la France seront déterminés, en tendance et de façon graduelle, par les niveaux de réserves des pays fournisseurs et la disponibilité de la ressource. Dans l'hypothèse hautement probable d'une poursuite de la croissance de la consommation pétrolière des pays non-membres de l'UE, la stabilité (dans le meilleur des cas) puis le déclin (au plus tard au cours de la décennie 2030) de la production totale des seize principaux pays fournisseurs actuels de l'UE risque de réduire l'offre disponible sur marché mondial pour répondre à la demande européenne. **Cette réduction de la part de l'UE dans le marché mondial sera synonyme de contrainte subie, si son rythme est supérieur à celui des effets des mesures prises à l'échelle de l'UE pour réduire la consommation de pétrole.**

En seconde approche, les volumes d'approvisionnements de l'UE et de la France seront fonction de facteurs potentiellement plus prégnants à court et moyen terme que la seule contrainte tendancielle de disponibilité des ressources : adéquation des qualités des pétroles bruts exportés par les pays fournisseurs aux caractéristiques des capacités de raffinage des pays importateurs ; existence d'infrastructures de transport sur longue distance (oléoducs) ; proximité géographique et minimisation des coûts de transport ; émergence et renforcement de relations internationales bilatérales, en reconnaissance d'intérêts géostratégiques communs, dont l'un des objectifs serait la sécurisation des flux par accord de gré à gré entre pays importateurs et exportateurs, en abstraction des mécanismes de marché d'allocation des ressources.

Commentaires des relecteurs

Jacques PERCEBOIS

L'Union européenne, qui importe actuellement 96% de ses besoins de pétrole, ce qui représente environ 10% de la production mondiale de brut, dépend de 16 pays qui ont en commun d'être confrontés, sauf rares exceptions, à un déclin présent et futur de leurs réserves et de leur production. La taille moyenne des nouvelles découvertes tend à se réduire et le délai de mise en production comme les coûts d'extraction à s'accroître dans la quasi-totalité des cas. Seuls échappent un peu à ce constat l'Irak, l'Iran et peut-être la Norvège. Il y a certes un potentiel de découvertes en Arabie saoudite mais ce sera à coût croissant. Le pétrole non-conventionnel des Etats-Unis est quant à lui soumis à de fortes incertitudes tant technologiques, économiques que réglementaires. Dans le même temps, la demande intérieure de ces pays fournisseurs va croître. La compétition avec la Chine et l'Inde dont les besoins en pétrole importé sont énormes et croissants risque donc d'augmenter la vulnérabilité future de l'Union. Certes on peut espérer trouver du pétrole dans d'autres pays, mais cela ne suffira pas. Heureusement le poids du pétrole dans le bilan énergétique de l'U.E. devrait baisser dans le futur avec le développement des usages électriques.

Francis PERRIN

C'est une étude fort intéressante même si je suis loin d'être toujours en phase avec certaines des hypothèses clés, type insuffisance des réserves.

La méthodologie est intéressante et originale avec un aperçu global suivi d'un examen de 16 pays importants pour les approvisionnements pétroliers de l'UE. Le sujet identifié est très important et les risques mis en lumière pour l'Union européenne ne doivent effectivement pas être sous-estimés ou passés sous silence. C'est l'un des grands mérites de ce travail. Je n'ai cependant pas étudié la base de données Ucube de Rystad Energy et il est donc difficile pour moi d'apprécier une bonne partie de l'étude du Shift Project, qui repose largement sur Ucube.

Le rapport souligne que les importations de pétrole brut de l'UE dépendent depuis les années 2000 d'un nombre limité d'acteurs. D'un autre côté, avec un peu plus de 16 pays, ce n'est pas si mal en termes de diversification géographique. Le verre peut être à moitié vide ou à moitié plein.

Je suis un peu surpris par l'affirmation selon laquelle le délai entre découverte pétrolière et mise en production est croissant dans tous les pays. Cela ne correspond ni à mon ressenti, ni à certaines situations réelles que j'ai suivies de près mais quelques arbres peuvent parfois cacher la forêt.

Le fait que la question du potentiel d'approvisionnement auprès de nouveaux pays producteurs ne soit pas traitée est un problème. Certes, on ne peut pas tout traiter dans un rapport mais cette absence pourrait conduire à nuancer certaines conclusions.

Pages 19 et 20, on note à plusieurs reprises la mention d'une « surestimation des réserves » sans que ce soit toujours argumenté. On parle de surestimation systématique des réserves et de sous-estimation quasi-systématique des Capex et des Opex mais il s'agit parfois plus d'affirmations que d'une démonstration.

À la page 25, l'intérêt de la production de condensats et de liquides de gaz naturel est sans doute sous-estimé.

Toujours à la page 25, il est rappelé que le délai entre la découverte et la mise en production est fonction de la taille du champ. Ceci est tout à fait exact mais, pour un gros champ, on peut le diviser en plusieurs phases et mettre assez rapidement en production la première d'entre elles. Les compagnies pétrolières procèdent souvent de cette façon.

Dans les études pays, il n'y a pas de prise en compte des facteurs géopolitiques et il est peu question de l'OPEP. Ce n'était pas l'objet du rapport et cette remarque ne constitue donc pas un reproche. Il n'en demeure pas moins que certaines dimensions importantes des réalités pétrolières internationales manquent à l'appel. À compléter peut-être dans un autre rapport.

L'étude contient des prévisions de production de pétrole par pays à l'horizon 2050. Je suis personnellement plus que réservé sur la pertinence de tels chiffres à une telle échéance même si je comprends bien leur intérêt compte tenu de la démarche des auteurs.

Didier PILLET

Un point qui fait largement consensus aujourd'hui est que les énergies fossiles, et le pétrole en particulier, ont indéniablement permis d'atteindre le niveau de développement dont jouissent actuellement nos sociétés. S'intéresser au devenir de la place et de l'approvisionnement futur du monde en produits pétroliers est donc essentiel, tant du point de vue économique, que, plus récemment, de celui du climat. A cet égard, l'étude menée par LSP à l'échelle européenne est tout à la fois précise et précieuse. Elle est précise car elle se base sur des données pétrolières de première main. Elle est précieuse, car elle permet d'évaluer entre 10 à 15 ans le temps dont dispose l'économie européenne pour desserrer durablement l'étau de sa dépendance au pétrole, et contribuer ainsi à la nécessaire décarbonation de l'économie.

Le point important ici est que la production future d'hydrocarbures est évaluée en considérant la réalisation complète du potentiel attaché à l'ensemble des champs relatifs aux 16 pays producteurs retenus, tels que décrits dans la base utilisée dans le cadre de l'étude. Celle-ci s'appuie par ailleurs sur une hypothèse d'augmentation régulière du prix du baril qui assure tout à la fois un niveau suffisamment élevé pour assurer les conditions économiques attendues par les investisseurs et les producteurs, ainsi qu'un prix pas trop élevé afin de préserver la solvabilité des consommateurs. In fine, il s'agit donc en quelque sorte d'un scénario que l'on pourrait qualifier de scénario « best effort ».

Toutefois, certaines limites sur les conclusions de l'étude sont pointées par leurs auteurs. Elles résultent d'une part de la non-prise en compte de l'évolution à la hausse des consommations domestiques des pays producteurs de pétrole, diminuant de fait les volumes de pétrole disponibles sur le marché mondial (problématique du « net export »). D'autre part, il est aussi précisé que l'analyse détaillée des LTO américains n'a pu être incluse dans le périmètre de l'étude. L'approche retenue en la matière a consisté à inscrire les productions US de LTO entre un scénario bas et un scénario haut, ce qui se traduit là aussi par une incertitude en termes de compétition sur le partage des volumes de pétrole disponible sur le marché mondial. Il ne fait alors aucun doute qu'une étude spécifique sur ces deux points réduirait quelque peu la fenêtre d'opportunité de 10 à 15 ans évoquée plus haut, avec potentiellement une évolution plus chahutée sur les prix du baril, ce qui dégraderait la visibilité nécessaire aux décisions d'investissements. Sur ce dernier point, les désengagements récents de certains fonds d'investissement au regard des énergies fossiles, ainsi d'ailleurs que de certains opérateurs pétroliers, réduisent plus encore les perspectives de production de pétrole sur le court-moyen-terme.

Au final, par son sérieux et sa rigueur, cette étude permet la mise en évidence, pour l'Europe, d'une contrainte forte, à court-moyen terme, sur son approvisionnement pétrolier. Replacée au sein du triptyque « Energie-Économie-Climat », cette contrainte vient ainsi compliquer les processus de transition en cours qui appellent à la fois une décarbonation de l'économie dictée par la nécessité de contenir le réchauffement climatique, et le maintien d'un approvisionnement énergétique suffisant afin d'assurer la bonne marche de l'économie. S'agissant de l'Europe, et en suivant les conclusions de l'étude LSP, le point important à relever ici est qu'au-delà d'un horizon d'à peine plus de 10 ans, le rythme des transitions en cours deviendra largement commandé par la vitesse à laquelle s'opérera le déclin de l'approvisionnement pétrolier de l'Europe.

Philippe SEBILLE

Nous savions que le pic du pétrole conventionnel avait été atteint en 2006 et avec lui, la fin du pétrole « bon marché ». Cette étude du SHIFT, parfaitement documentée, confirme certaines inquiétudes concernant les capacités futures de production de plusieurs des 16 principaux pays fournisseurs de l'UE. Quelques regrets toutefois malgré l'ampleur et la qualité du travail réalisé. Si l'analyse technique des ressources est excellente, l'impact des facteurs politiques et géopolitiques est insuffisamment abordé alors qu'ils agiront directement, comme le relève d'ailleurs l'étude, sur les perspectives pétrolières globales mais aussi sur l'évolution économique et la stabilité future de certains de ces pays (Irak, Iran, Algérie, Libye, Nigeria, etc.).

L'étude précise aussi que la question très complexe des perspectives futures de la production des US LTOs n'est pas intégrée dans le cadre de son analyse. Cette prudence est parfaitement légitime et compréhensible vu d'une part les difficultés techniques liées à l'évaluation de ces réserves et d'autre part le poids des variables économiques en matière de mise en production et donc de disponibilité de la ressource. L'absence de données futures sur les US LTOs est cependant d'autant plus regrettable que Rystad, dont la qualité des analyses est très largement reconnue, dans un scénario prospectif de novembre 2019 (pré-Covid), considérait que les LTOs assureraient 20% de la production pétrolière mondiale à partir de 2025 et même 25% au-delà de 2040. Si ce scénario ne se matérialisait pas, la pression sur la demande pourrait s'en trouver brutalement renforcée au niveau mondial et donc sur les pays fournisseurs de l'UE. En outre, l'incertitude sur l'éventuelle disponibilité d'une partie de ces ressources états-uniennes à l'exportation dépendra de l'évolution de la consommation pétrolière aux Etats-Unis. Le dernier rapport de l'US EIA (AEO février 2021) table sur une consommation constante de pétrole et d'autres liquides aux Etats-Unis jusqu'en 2035 et même sur une légère hausse ensuite jusqu'en 2050. D'où toujours plus de questionnements et d'incertitudes sur l'apport futurs des US LTOs, ceci en attendant l'effet réel à venir des « mesures Biden » en matière de climat et d'énergie.

Par ailleurs, les importations de produits « bruts » (pétrole brut, condensats, LGN) représentent effectivement la plus grande part de la dépendance de l'UE aux importations pétrolières extérieures de ses 16 premiers pays fournisseurs actuels. Mais les capacités européennes de raffinage déclinent régulièrement depuis des années, alors que ces capacités augmentent fortement en Asie et au Moyen-Orient. Côté prix, pour le pétrole, comme d'ailleurs pour le gaz naturel, la croissance future de la demande viendra d'Asie et cette demande asiatique devrait structurer l'évolution des prix mondiaux. L'évolution technico-industrielle de la dépendance pétrolière de l'UE mériteraient peut-être que l'on s'y intéresse davantage.

La politique de la Commission pour une transition maximale vers les véhicules électriques implique que l'UE se donne les moyens d'une production électrique abondante, sûre, durable, mais aussi et peut-être surtout à un prix abordable. Or sur ce dernier point, peu ou pas d'éléments, même indicatifs, ont été publiés par la Commission. De plus, on ne connaît ni le rythme, ni la durée de cette transition aux niveaux européen et mondial, ce qui complique l'examen de ses conséquences pour les compagnies pétrolières en termes de CAPEX et donc sur l'ajustement futur de l'offre et de la demande pétrolière mondiale et les cours du brut. Les débats internes au sein de l'UE sur la place du gaz naturel n'arrangent rien.

Si comme le dit fort justement l'étude il y a rarement eu d'ajustement durable entre offre et demande pétrolière par le passé, la hausse tendancielle de la demande était du moins assurée. Seul son niveau fluctuait et avec lui les cours du brut en fonction de l'offre potentielle disponible. Dans l'avenir et dans un monde post Covid encore à venir, la volatilité des cours pourrait donc être encore plus marquée, en fonction de l'évolution de la demande mondiale, au moins autant que de celle de l'offre, sans que l'on sache si ces deux baisses tendancielles pourraient se combiner plus ou moins harmonieusement ou bien de façon très chaotique pour au moins les 20 ans qui viennent. Et c'est bien là tout le paradoxe de cette étude, qui souligne d'ailleurs en conclusion les conséquences d'une baisse de la demande pétrolière mondiale sur la stabilité des pays producteurs de pétrole dans le voisinage de l'UE. Une baisse des capacités de production de ces pays producteurs pourrait malgré tout stabiliser les cours à certaines périodes, même si, selon Rystad (mars 2021), dans une optique post-Covid, la demande pétrolière mondiale devrait désormais afficher un plateau autour de 101 Mbj de 2025 à 2030, puis décliner progressivement de 2030 à 2050.

Pic de la demande ou pic de l'offre, nous pourrions bien avoir les deux, en fonction de l'évolution du parc mondial de véhicules électriques, d'autres sources alternatives dans les

transports, d'un renchérissement progressif des coûts de la production pétrolière, etc. L'UE a fait de la lutte contre le changement climatique l'une de ses priorités politiques mais elle ne semble pourtant pas en mesurer encore toutes les conséquences géopolitiques, aussi bien sur les énergies propres que sur les hydrocarbures. Pour ces différentes raisons, une approche stratégique, à la fois sur le pétrole et sur les produits pétroliers, de gré à gré entre Etats, ou via une structure multilatérale ad hoc à définir, en association avec des compagnies représentatives du secteur et d'autres acteurs non étatiques, pourrait s'avérer attractive pour certains pays exportateurs et importateurs, ceci, tant que l'UE restera dans une dépendance significative au pétrole. De tels accords existent déjà entre certains pays exportateurs du Moyen-Orient et importateurs d'Asie via leurs compagnies nationales. Sur une question aussi essentielle pour la sécurité européenne au sens large, pour encore un bon moment, une entorse encadrée aux principes du marché et de la concurrence pourrait se justifier. C'est d'ailleurs déjà le cas concernant le marché européen de l'électricité avec un accès prioritaire réservé à l'électricité d'origine renouvelable.

En résumé, cette étude de qualité apporte un grand nombre d'éléments d'appréciation et d'analyses importants sur l'avenir des approvisionnements pétroliers de l'UE à partir de la situation actuelle. Certains questionnements pourraient être encore affinés et utilement enrichis par des axes complémentaires de réflexion et d'analyse pour l'avenir.

Matthieu AUZANNEAU, directeur du Shift Project

The Shift Project estime que la probabilité de contraintes de plus en plus fortes s'exerçant sur les approvisionnements pétroliers de l'Union européenne constitue une raison supplémentaire – outre les engagements climatiques – pour planifier la sortie du pétrole.

Si des politiques cohérentes et systémiques de « décarbonation » ne sont pas engagées, l'Europe et la France courent le risque d'être rattrapées par les limites physiques des ressources en hydrocarbures.

En outre, l'éventualité d'une réduction de la manne pétrolière de pays producteurs majeurs et proches de l'Europe doit conduire à soulever des graves questions concernant la stabilité régionale et globale future.

Table des matières

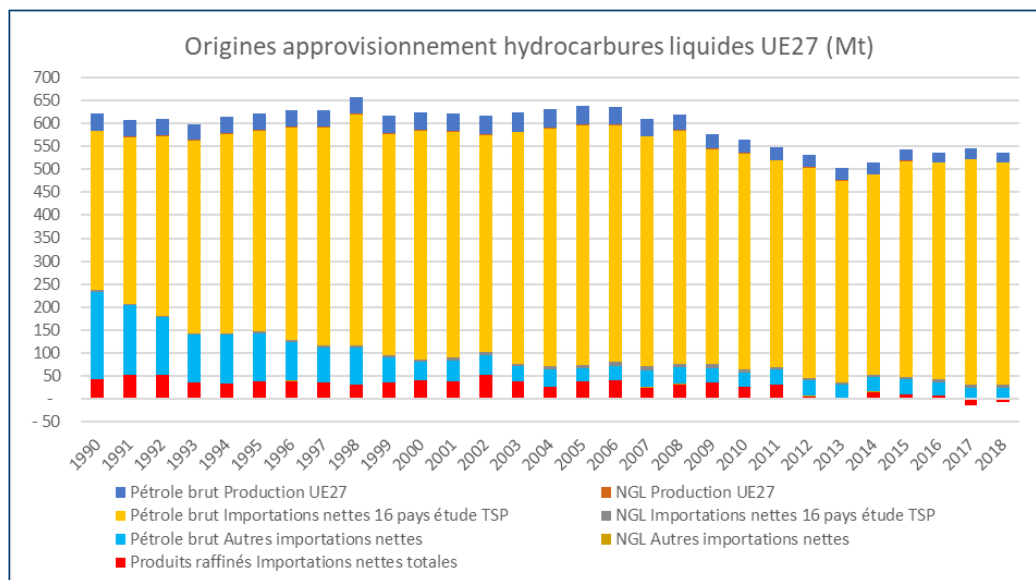
2	Comité de rédaction	88	Mexique
3	Remerciements		
5	Résumé		
8	Commentaires des relecteurs		
12	Table des matières		
13	Introduction		
17	Méthodologie de l'étude		
24	Corpus d'analyses pays		
	01		
27	Afrique		
28	Algérie		
35	Angola		
42	Égypte		
50	Libye		
58	Nigéria		
	02		
66	Amériques		
67	États-Unis d'Amérique		
			03
		96	Asie
		97	Arabie Saoudite
		105	Azerbaïdjan
		113	Irak
		120	Iran
		128	Kazakhstan
		136	Koweït
			04
		143	Europe
		144	Norvège
		152	Royaume-Uni
		160	Russie
		168	Conclusion
		172	Bibliographie
		174	Glossaire
		176	Annexes

Introduction

État des lieux de l'approvisionnement pétrolier en France et en Union Européenne¹

Les réserves du continent européen en hydrocarbures sont limitées. La France et l'Union européenne (UE-27) sont des entités massivement et historiquement importatrices de pétrole. Les importations nettes annuelles d'hydrocarbures liquides en UE-27 fluctuaient autour de 630 millions de tonnes entre le milieu des années 1990 et le milieu des années 2000. Un palier à la baisse a été franchi après 2011, les importations nettes de l'UE-27 se situant depuis en deçà de 550 millions de tonnes.

L'essentiel de l'approvisionnement en hydrocarbures liquides (pétrole et liquides de gaz) de l'UE-27 est constitué de pétrole brut (plus de 90 % sur la période 1990-2018) provenant de diverses origines. L'UE-27 ne produit qu'une quantité marginale des hydrocarbures liquides qu'elle consomme : de 7 % au début des années 2000 cette proportion est tombée à 4 % en 2018. L'approvisionnement pétrolier de L'UE-27 repose également sur des produits raffinés. Le solde net en produits raffinés, historiquement importateur puis exportateur sur la période récente (2017 et 2018), est faible par rapport aux flux de matière première mais résulte d'échanges importants en volume, intra européens comme en provenance de pays tiers, et en structure (l'UE-27 fut et reste importatrice de distillats moyens tels que le gazole et exportatrice d'essence).



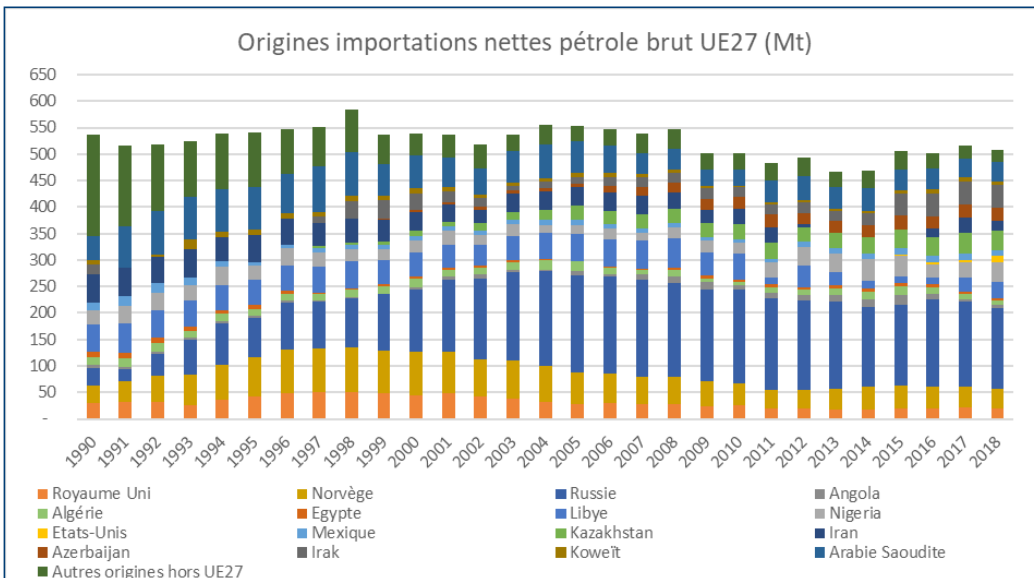
La présente étude traite de l'approvisionnement de l'UE-27 et de la France en pétrole brut uniquement, en excluant donc l'étude des approvisionnements en produits pétroliers. En effet, les importations nettes de pétrole brut constituent la plus grande part, de l'ordre de 90 %, de l'approvisionnement pétrolier total. En outre, l'identification du pays tiers fournisseur offre un niveau de certitude élevé pour ce qui est du pétrole brut qui ne fait pas l'objet de réexportations. La traçabilité géographique de la matière première des produits raffinés est en revanche beaucoup plus incertaine, voire impossible à établir, pour les raisons suivantes : les raffineries traitent fréquemment, non pas un pétrole brut unique, mais un cocktail de pétrole bruts d'origines différentes ; les rendements en produits raffinés sont fonction de la qualité du ou des pétroles bruts traités mais également des unités de traitement (distillation, craquage catalytique, conversion profonde) propres à chaque raffinerie ; enfin, les produits raffinés font l'objet d'échanges d'optimisation dont une matrice origine/destination ne peut rendre compte.

Les importations de pétrole brut de l'UE-27 sont d'environ 500 millions de tonnes par an depuis la fin des années 2000. En 2018, ce volume était de 509 millions de tonnes en baisse

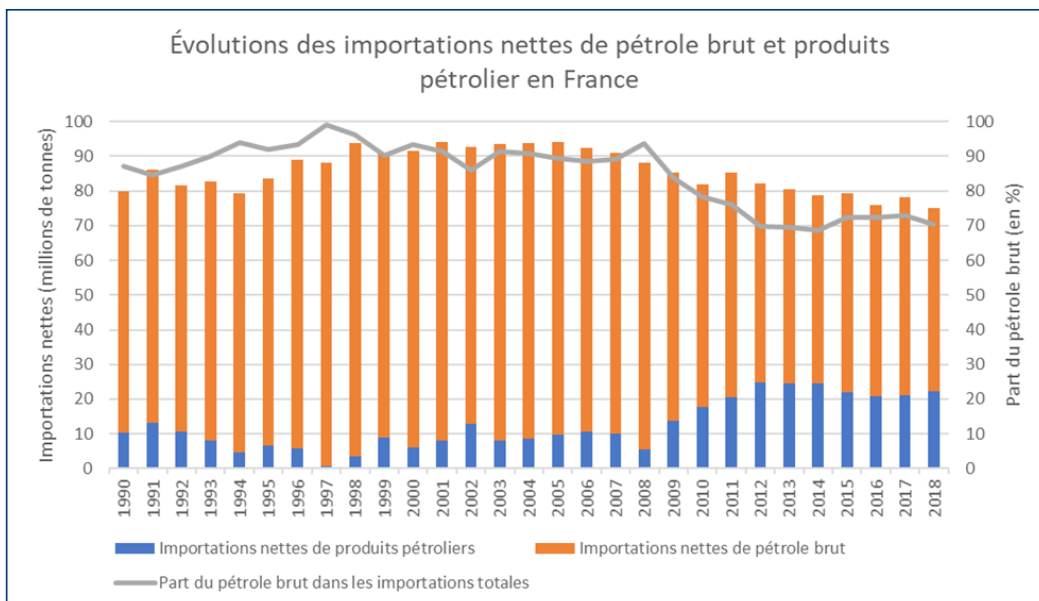
¹ - Les statistiques présentées dans cette introduction sont exprimées en tonne, unité d'origine de la source EUROSTAT. Par convention, une tonne est égale à 7 barils d'un pétrole brut de densité moyenne.

de 13 % par rapport aux records d'importations de 1998 à 585 millions de tonnes. La part des importations de brut en provenance des pays européens hors UE (Royaume-Uni et Norvège) représentait 11 % du total de 2018. Cette source d'approvisionnement a culminé à 24 % en 1997.

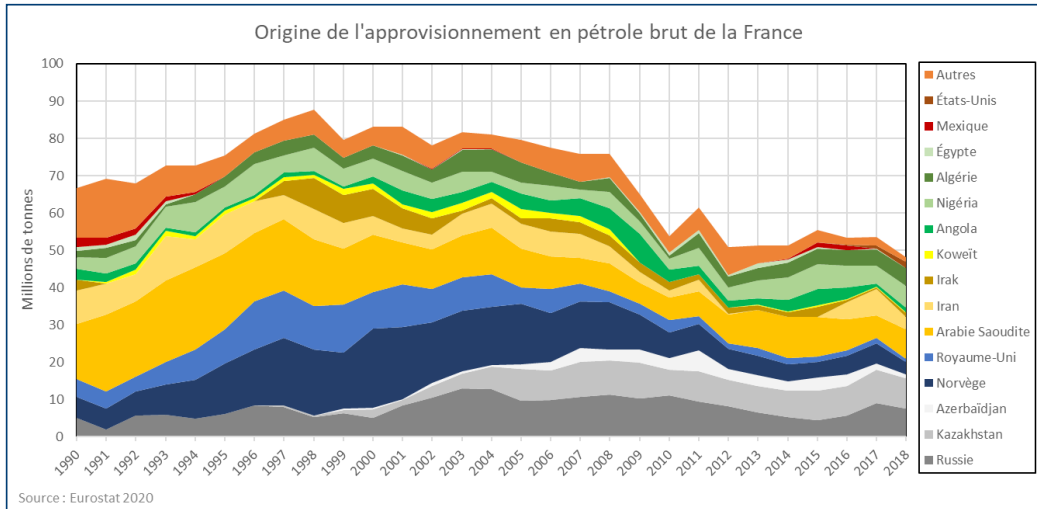
Parmi les principaux fournisseurs « extra-européens » on trouve la Russie pour 30 % de l'approvisionnement total en pétrole brut en 2018, l'Irak pour 8,7 %, suivis de l'Arabie Saoudite (7,4 %) et de la Norvège (7,2 %). L'approvisionnement en provenance de Russie qui est de 152 Mt en 2018 est en baisse depuis son maximum atteint en 2005 (185 Mt), de même pour l'Arabie Saoudite qui fournissait 38 Mt à l'UE-27 en 2018 contre 86 Mt en 1997. De manière plus générale, les importations de pétrole brut en UE-27 dépendent depuis les années 2000 d'un nombre limité d'acteurs, 16 pays fournissant plus de 91 % des importations totales. En 2018 ces même pays fournissaient même plus de 95 % des importations nettes avec par ordre d'importance la Russie, l'Irak, l'Arabie Saoudite, la Norvège, le Kazakhstan, le Nigéria, la Libye, l'Azerbaïdjan, l'Iran, le Royaume-Uni, les États-Unis, le Mexique, l'Algérie, l'Angola, le Koweït et l'Égypte.



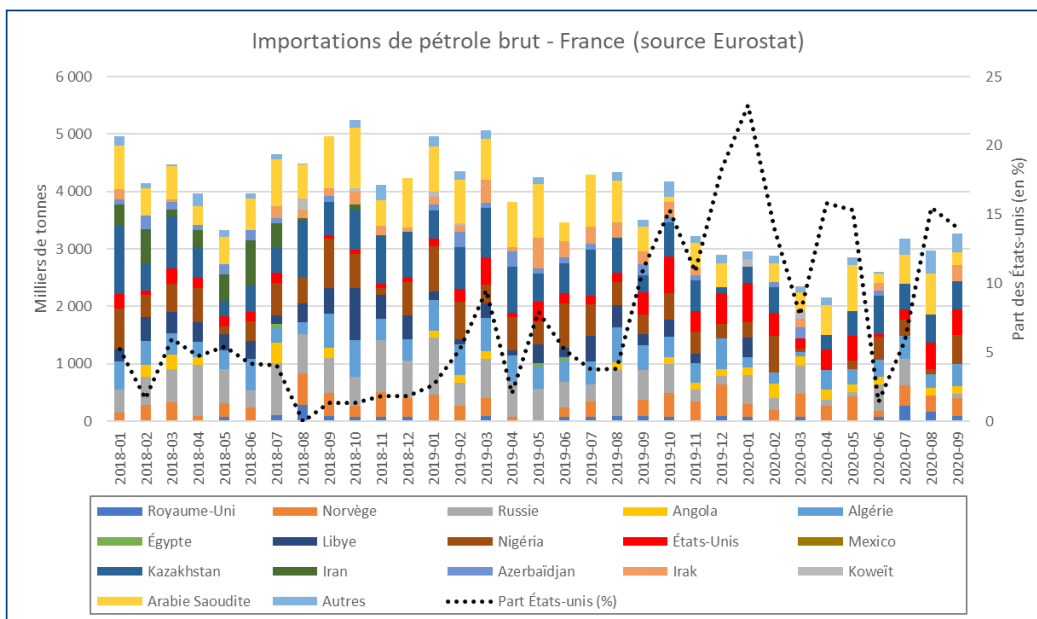
La situation française se caractérise par une dépendance plus élevée aux importations de produits pétroliers, en particulier depuis 2011. Les importations nettes de pétrole en France sont ainsi constituées en 2018 de 30 % de produits pétroliers et 70 % de pétrole brut. Ces proportions étaient respectivement de 13 % et 87 % en 1990.



Les importations nettes de pétrole brut proviennent également dans le cas de la France d'un nombre limité de pays. Les 16 principaux pays fournisseurs de l'UE-27 assuraient ainsi en 2018 plus de 97 % des approvisionnements en pétrole brut de la France. Le trio de tête des pays fournisseurs était formé du Kazakhstan (15,4 %), de l'Arabie Saoudite (15,1 %), et de la Russie (14,3 %). Ces 16 pays constituaient déjà par le passé la source principale du pétrole brut importé en France avec 81 % du volume importé en 1990 et 94 % en 2000.



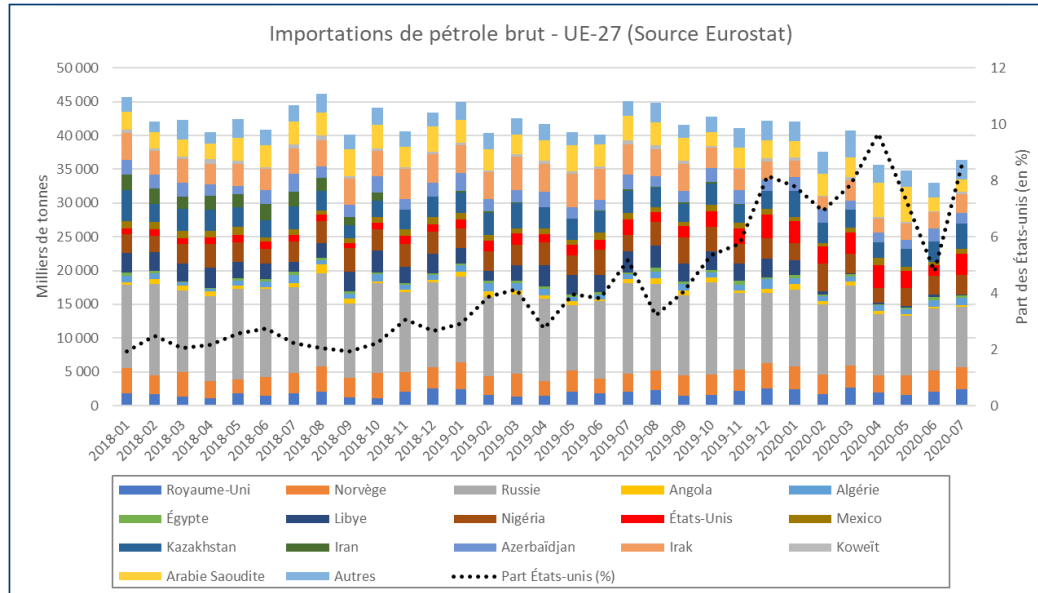
Les données mensuelles d'Eurostat indiquent que les importations de pétrole brut en France ont poursuivi leur déclin en 2019 (-8 % par rapport à 2018) et en 2020 (baisse de 33 % par rapport aux 9 premiers mois de 2019). Cette chute importante est due avant tout au choc économique engendré par la pandémie de Covid-19. Malgré la baisse globale des importations, on note que les importations en provenance des États-Unis sont en hausse régulière à la fois en valeur absolue et en valeur relative. Sur les 9 premiers mois de 2020, les États-Unis représentaient 12 % des importations contre 6 % en 2019. En 2020, seuls les approvisionnements en provenance du Royaume-Uni et de la Norvège ne sont pas en baisse par rapport à 2019.



Les importations de pétrole brut en Union Européenne sont en baisse plus limitée en 2019 (-1 % par rapport en 2018) et sur 2020 (-11 % par rapport aux 7 premiers mois de 2019). En 2020, seules les importations en provenance d'Égypte, du Royaume-Uni, de Norvège et des États-Unis sont en hausse. L'augmentation des importations de pétrole brut depuis les États-Unis est particulièrement importante, en hausse de 75 % en valeur absolue par rapport à 2019.

En conséquence la part des États-Unis dans les importations totales est de 7,6 % en 2020 contre 3,8 % sur la même période en 2019.

L'augmentation des importations depuis les États-Unis dans le cas de la France et de l'Union Européenne est due à la forte hausse de production de pétrole de *shale* et réservoir compact (« *Light Tight Oil* ») dans ce pays.



Les enjeux de l'étude

Le pétrole est une matière première dont les usages sont multiples, variés et omniprésents. Son utilisation à grande échelle après la seconde guerre mondiale a sans aucun doute permis le fort développement économique de ces dernières décennies. Du fait de sa forte densité énergétique, le pétrole couvre 94 % des besoins en énergie du secteur des transports² et reste difficilement substituable à grande échelle.

Le pétrole étant un combustible liquide à température et pression ambiante, son transport sur longue distance est aisé et économique. L'échelle de l'approvisionnement en pétrole est mondiale. En effet il existe près de 30 000 champs de pétrole en production à travers le monde et près de 700 raffineries.

Néanmoins deux éléments doivent tempérer cette affirmation :

- Si la plus grande partie du pétrole est transportée par voie maritime, une part significative d'environ 40 % est transportée via des vecteurs « captifs » moins flexibles quant à un changement de destination (Speight 2015)³. Ces vecteurs alternatifs concernent en majorité les réseaux d'oléoducs.
- La répartition des réserves pétrolières dans le monde est inégale. Si on exclut le Venezuela, dont l'évaluation des réserves est sujette à caution (Laherrère 2018)⁴, 10 pays concentrent 80 % des réserves.

En conséquence la plus grande part de l'approvisionnement en pétrole brut repose sur un nombre restreint de grands producteurs. La présente étude vise à caractériser les risques qui pèsent sur l'approvisionnement futur en pétrole brut de l'UE27 et de la France. Les 16 principaux pays fournisseurs⁵ sont soumis à une analyse approfondie des données de réserves et des historiques de production issues de la base UCube de la société Rystad Energy. L'évaluation des perspectives de production à l'horizon 2050 repose sur l'analyse indépendante et, selon le cas, la réestimation des projections de source Rystad Energy.

2 - Furfari et Mund 2020

3 - Speight 2015

4 - Laherrère 2018

5 - Russie, Irak, Arabie Saoudite, Norvège, Kazakhstan, Nigéria, Libye, Azerbaïdjan, Iran, Royaume-Uni, États-Unis, Mexique, Algérie, Angola, Koweït, Égypte

Méthodologie de l'étude

Le profil de production future, post 2020, de chacun des 16 principaux pays fournisseurs de pétrole brut de l'UE27 est construit par agrégation de chacune des composantes évaluées de façon distincte :

- Champs en production et en cours de développement à la date de 2020
- Champs découverts non développés à la date de 2020
- Ressources prospectives (non découvertes) à la date de 2020

La méthodologie repose sur :

- Le recours à la base de données Ucube de Rystad Energy
- Les études de cas des données économiques et de production de la base Ucube
- L'analyse et la réestimation des potentiels des champs non développés (« Discovered Resources Opportunities ») et des découvertes futures (« Yet To Find ») de la base Ucube

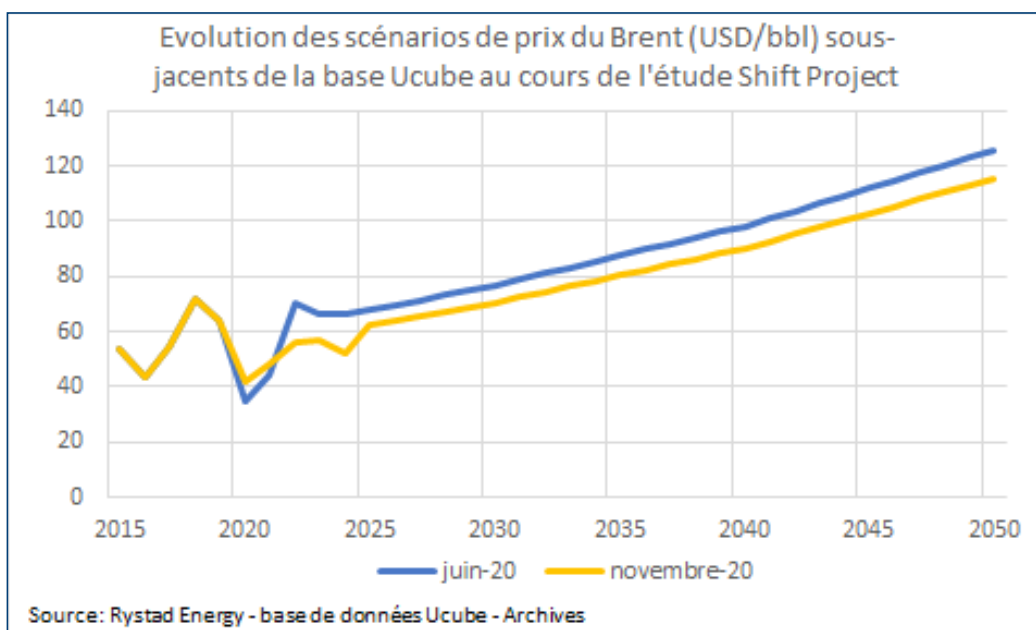
I. Scénarios de prix sous-jacents de la base Ucube et conséquences de la crise covid-19

La base de données Ucube intègre les grandeurs physiques et économiques sur les volets historique et prospectif :

- Le volet historique résulte d'une collecte d'information ou, à défaut, de la modélisation des CAPEX, OPEX, revenus et cash flows en résultant à partir des prix observés du pétrole et du gaz ;
- Le volet prospectif résulte de la seule modélisation des dépenses en capital (CAPEX), des dépenses d'exploitation (OPEX), des revenus et des flux de trésorerie (*cash flows*), dont l'élément clé est l'évolution anticipée des prix du pétrole et du gaz.

Au cours de la période sur laquelle l'étude du *Shift Project* a été réalisée (juin à novembre 2020), le scénario sous-jacent de prix du pétrole, indissociable de l'évolution de la demande mondiale, conditionnant les estimations de réserves, de production, de CAPEX, d'OPEX, de *cash flows*, a fait l'objet de révisions par Rystad Energy, en particulier sur la période 2020-2025 (voir graphique ci-dessous).

Ces révisions attestent de l'incertitude particulièrement élevée relative à la situation du marché pétrolier mondial, en raison du déséquilibre sans précédent créé par la contraction de la consommation mondiale consécutive à la crise sanitaire covid-19.



L'amplitude des niveaux de prix du pétrole envisagée par l'ensemble des analystes sur les 2 à 5 prochaines années est loin d'être négligeable : en première approche, l'écart entre prix anticipé et prix observé aura pour effet un ajustement de même ordre de grandeur des revenus et des CAPEX. Mais cette problématique d'incertitude sur le prix est consubstantielle du marché pétrolier et l'industrie pétrolière a traversé de multiples phases, de plusieurs trimestres à plusieurs années, de marché excédentaire et de prix bas et de marché sous-provisionné et de prix élevé. A cet égard, le déséquilibre consécutif à la crise covid-19 est violent par la vitesse de son apparition, mais non exceptionnel par son amplitude mesurée en termes de prix.

Eu égard au caractère cyclique du marché pétrolier, nous considérons comme cohérent le scénario de prix du pétrole sous-jacent de la base Ucube, qui n'a fait l'objet que d'une révision à la baisse très limitée sur la période 2025-2050 entre les mois de juin et novembre 2020. Par extension, nous considérons que les données et la méthodologie de la base Ucube de la société Rystad Energy demeurent recevables pour l'analyse des perspectives de production tendancielle des 16 principaux pays fournisseurs de pétrole brut de l'UE27.

II. Recours à la base de données Ucube de Rystad Energy : intérêt et limites

La base de données Ucube constitue la principale source d'information de l'étude. Cette base fournit pour chacun des pays la liste exhaustive des champs d'hydrocarbures. Parmi les informations disponibles, l'étude utilise les suivantes :

- Statut du champ : en production, en cours de développement, découvert mais non développé, abandonné, découverte spéculative (entité résultant de la seule modélisation propriétaire de Rystad Energy).
- Réserves (2P) subdivisées par type d'hydrocarbure (pétrole brut, condensats, liquides de gaz naturel, gaz naturel).
- Type de réservoir : conventionnel, réservoir compact/roche mère.
- Localisation : latitude/longitude, onshore (à terre), offshore (en mer avec profondeur d'eau).
- Dépenses en capital (CAPEX, « CAPital EXpenditures ») subdivisées en infrastructures de surface et forage de puits.
- Dépenses d'exploitation (OPEX, « OPeration EXpenditures ») subdivisées en coûts de production, de transport, frais généraux et coûts d'abandon/démantèlement.
- Type infrastructure de surface/technologie.

La base Ucube fournit la chronique d'exploitation complète de chaque champ sur un pas de temps annuel, mettant en regard les données économiques et la production. Selon la date de mise en production (« first oil ») du champ et la date de publication de la base de données, la chronique est constituée de données historiques et de données prospectives.

Les données historiques proviennent, selon le cas, de différentes sources publiques ou privées. En l'absence de source d'information, Rystad Energy procède à une estimation. Les données prospectives résultent du modèle propriétaire de Rystad Energy qui repose sur la simulation des principales caractéristiques de l'industrie pétrolière : détermination des cash flows par les prix (prix international du pétrole brut, prix régional du gaz), allocation du capital au niveau international en fonction des coûts techniques de production, de la fiscalité propre à chaque pays hôte et du potentiel de découvertes pour les dépenses d'exploration.

La base de données Ucube de Rystad Energy est donc un outil qui fournit, non pas des données figées, mais une description complète de l'industrie mondiale des hydrocarbures, réactualisée mensuellement et reposant, pour le volet prospectif, sur la variable de premier ordre que constituent les observations et les scénarios de prix des hydrocarbures sur les marchés de gros.

La base de données Ucube de Rystad Energy ne contient pas les informations suivantes :

- Type de roche réservoir (grès, carbonate, etc...).
- Profondeur du réservoir.

- Qualité de l'huile mesurée par la densité et la viscosité.
- Nombre et coût unitaire des puits forés producteurs, injecteurs et d'exploration.
- Décomposition CAPEX des puits forés entre puits producteurs et injecteurs.
- Volume et chronique de production d'eau associée aux hydrocarbures.
- Volume et chronique d'injection d'eau dans le réservoir.
- Volume et chronique d'injection de gaz dans le réservoir (sauf rares exceptions).
- Volume et chronique de gaz torché (brûlé à la torche) (sauf rares exceptions).

III. Etudes de cas des données économiques et de production de la base Ucube

L'étude réalisée pour le *Shift Project* complète le recours à la base de données Ucube de Rystad Energy par une analyse indépendante de la cohérence des données économiques et physiques obtenues par ce moyen. Il a été procédé à 18 études de cas par application d'une modélisation technico-économique propriétaire. Les champs ont été sélectionnés selon des critères de volume des réserves telles qu'estimées initialement par Rystad Energy (par extension, critère de poids dans les approvisionnements de l'UE27), de complétude des données (en particulier volumes de gaz injecté et torché) et d'accès par l'équipe projet à des informations privilégiées de l'industrie permettant de compléter, confirmer ou infirmer selon le cas, les données fournies par la base Ucube.

Synthèse études de cas					
Champs	Pays	Localisation	Estimation réserves 2P pétrole brut Rystad Energy (Mb) *	First oil	Commentaires
Nahr bin Umar	Irak	Onshore	3 742	1998	Incertitude sur le gaz torché.
Minagish	Koweït	Onshore	7 863	1961	Incertitude sur la production et l'injection de gaz. Surestimation importante des réserves post 2035.
Majnoon	Irak	Onshore	13 049	2002	Incertitude sur la production et l'injection de gaz.
Kaombo South	Angola	Offshore ultra profond	430	2019	
Kashagan	Kazakhstan	Offshore peu profond	13 058	2016	Sous-estimation des CAPEX relatifs à la production et au traitement de l'eau et au traitement du gaz H2S associé. Surestimation des réserves.
Ekofisk	Norvège	Offshore peu profond	4 039	1971	Sous-estimation des CAPEX relatifs aux puits producteurs et injecteurs. Risque d'arrêt de production de certaines plateformes pour raisons de sécurité liées à un phénomène de subsidence (passage sous le niveau acceptable pour les vagues centennaires).

Egina	Nigeria	Offshore ultra profond	737	2018	Sous-estimation des CAPEX et surestimation des réserves : - puits sous-marins difficilement monitorables (mauvaise gestion du réservoir et perte de réserves dès les percées d'eau aux puits) ; - coûts très importants pour les interventions sous-marines.
Ratawi	Irak	Onshore	2 902	2010	Surestimation des réserves principalement due aux productions liquides trop importantes.
Burgan	Koweït	Onshore	60 476	1946	Sous-estimation des CAPEX relatifs aux puits injecteurs. Surestimation des réserves.
Azadegan	Iran	Onshore	6 096	2008	Sous-estimation des CAPEX relatifs aux puits producteurs et au traitement de l'eau. Incertitude sur le traitement du gaz. Surestimation des réserves.
Dalia	Angola	Offshore profond	1 381	2006	Sous-estimation des CAPEX et surestimation des réserves : - puits sous-marins difficilement monitorables (mauvaise gestion du réservoir et perte de réserves dès les percées d'eau aux puits) ; - coûts très importants pour les interventions sous-marines.
ACG	Azerbaïdjan	Offshore profond	6 977	1997	Sous-estimation des CAPEX. Surestimation des réserves.
Ab-E-Teimur	Iran	Onshore	1 502	1991	Surestimation des réserves.
Doroud	Iran	Offshore peu profond	3 525	1964	Incertitude sur le gaz torché. Sous-estimation des CAPEX. Surestimation des réserves.
Yadavaran	Iran	Onshore	5 512	2012	Sous-estimation des CAPEX relatifs aux puits injecteurs et au traitement de l'eau.
Usan	Nigeria	Offshore profond	716	2012	Sous-estimation des problèmes techniques réels. Sous-estimation des CAPEX et surestimation des réserves : - puits sous-marins difficilement monitorables (mauvaise gestion du réservoir et perte de réserves dès les percées d'eau aux puits) ; - coûts très importants pour les interventions sous-marines.
Umm Gudair	Koweït	Onshore	5 281	1964	Sous-estimation des CAPEX relatifs aux puits injecteurs et au traitement de l'eau. Surestimation des réserves.
Zuluf	Arabie Saoudite	Offshore peu profond	34 234	1971	Sous-estimation des CAPEX relatifs aux puits injecteurs, au traitement de l'eau et aux infrastructures de surface. Surestimation des réserves.

* Données extraites en juin 2020.

Les diagnostics relatifs aux 18 études de cas accréditent la conclusion générale que les données de CAPEX et OPEX relatifs aux puits injecteurs, au traitement de l'eau, aux

infrastructures de surface, au traitement H2S, sont sous-estimées dans la base Ucube. Par extension, la modélisation de profils prévoyant le maintien des opérations sur une durée prolongée à des niveaux faibles de production résiduelle, en fin de cycle, est contestable. Ces volumes de production apparaissent trop faibles et inférieurs au seuil de rentabilité (« *cut-off* ») imposé par les coûts fixes, sauf niveau de prix du baril élevé qui les justifierait. La sous-estimation des coûts résulte également, dans les cas étudiés et modélisés, de la méconnaissance de difficultés opérationnelles réelles dont une base de données, aussi riche et documentée soit-elle, ne peut rendre compte.

De plus, les réserves des champs localisés en *offshore* profond et très profond semblent entachées d'une surestimation systématique en rapport avec ces conditions d'exploitation. Les développements de ces champs reposent sur des infrastructures flottantes de type FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) dont les capacités de traitement des liquides et du gaz sont limitées. L'origine d'une venue d'eau ou de gaz dans un puits sous-marin est par ailleurs très difficilement identifiable car les puits sont tous connectés sur la même ligne de production et le *monitoring* en est difficile et coûteux. Lorsque la venue d'eau ou de gaz est importante, il n'y a pas d'alternative à la limitation de la production du fait des capacités limitées de traitement des liquides et du gaz des infrastructures flottantes de type FPSO. L'optimisation de la récupération du champ devient donc pratiquement impossible et entraîne des pertes de production sur la fin de vie des champs.

La sous-estimation quasi systématique des CAPEX et OPEX et des risques opérationnels, dans l'échantillon des cas étudiés, conduit à appliquer 2 facteurs correctifs aux projections de production post-2020 :

- **réduction de 10 à 20% (croissante en fonction du temps), applicable à tous les champs *offshore* dont la profondeur d'eau est supérieure à 300 mètres**, indépendamment de tout autre critère ;
- **réduction de 10%, applicable à tous les autres champs (*onshore* et *offshore* dont la profondeur d'eau est inférieure à 300 mètres)**, indépendamment de tout autre critère.

Ces facteurs correctifs sont estimés à partir des données historiques et des estimations associées au scénario sous-jacent de prix du pétrole tel que défini par Rystad Energy entre les mois de juin et novembre 2020. Ces facteurs correctifs relèvent de facteurs structurels et de choix méthodologiques et sont indépendants du scénario sous-jacent de prix du pétrole.

IV. Analyse et réestimation des potentiels des champs non développés et restant à découvrir (découvertes futures ou « *Yet To Find* ») de la base Ucube pour les 16 pays fournisseurs de l'UE27

En raison du déclin des champs en production, le potentiel de tout pays producteur à un horizon de 30 ans repose en grande partie sur les champs non développés et le développement de découvertes futures.

Nous procédons à une expertise indépendante, pour chacun des 16 pays objets de l'étude :

- **Des principaux champs non développés**, dont les réserves (2P) estimées par Rystad Energy sont supérieures à 1 milliard de barils de pétrole brut.
- **Des réserves prospectives** des principaux bassins qui représentent environ 75 milliards de barils sur le total de 160 milliards de baril environ des réserves désignées « *Undiscovered* » (« restant à découvrir ») telles qu'estimées par Rystad Energy dans la base de données Ucube et dont le développement serait envisageable avant 2050.

Cette expertise repose sur un large corpus d'informations publiques et confidentielles ainsi que sur l'expérience professionnelle de haut niveau présente au sein de l'équipe projet.

Parmi les champs non développés, deux corrections sont apportées aux données de la base Ucube, concernant d'une part les champs *offshore* « Greater Lancaster » au

Royaume Uni en raison de la réestimation à la baisse du potentiel de production, d'autre part le champ « Baghdad East » en Irak dont la probabilité de développement est jugée négligeable en raison des contraintes matérielles (exploitation incompatible avec la proximité et la densité de la zone urbaine).

Pays	Champs	Estimation réserves 2P Rystad Energy * (Mb)	Estimation indépendante équipe projet TSP (Mb)
Royaume Uni	Lancaster et Halifax (Greater Lancaster Area)	1 124	103
Irak	Baghdad East	7 505	0

Pays	Bassins	Estimation réserves 2P Rystad Energy * (Gb)	Estimation indépendante équipe projet TSP (Gb)
Irak	Widyan Onshore	1,1	5,0
	Zagros Foldbelt Onshore	0,8	4,8
	Western Arabian Onshore	1,2	0,2
	Central Arabian Onshore	5,1	1,6
Koweït	Central Arabian Onshore	7,1	1,7
Arabie Saoudite	Central Arabian Offshore	13,8	1,7
	Central Arabian Onshore	8,5	6,0
	Rub al Khali Onshore	0,7	1,0
Russie	North Kara Sea Offshore	1,3	1,8
	Southern Barents Offshore	0	1,1
	Timan Pechora Basin Offshore	3,9	1,7
	Timan Pechora Basin Onshore	0,5	1,5
	Volga - Urals Onshore	0,2	1,3
	West Siberia Offshore	2,5	1,3
	West Siberia Onshore	0,5	1,5
	Bazhenov Shale	10,6	10,6
Norvège	Bjarmeland Offshore	1,2	0,5
	Viking Graben Offshore	1,2	0,7
Nigeria	Benue Trough Onshore	0,1	0,3
	Niger delta Offshore	1,0	2,9
	Niger delta Onshore	0,3	1,5
	Niger Fan Ultradeep Offshore	0,2	2,0
Mexique	Gulf Deepwater Offshore	4,5	9,5
	Sureste Basin Offshore	0,8	0,6
	Sureste Onshore	1,3	2,4
	Tihonian La Casita	1,2	0,6
	Yucatan Platform Offshore	2,1	0,6
Libye	Sirte Basin Onshore	0	0,5
	Sirte Basin Offshore	0	1,0
	Sirte Shale	3,2	1,6
Kazakhstan	Precaspian Basin Offshore	0,3	0,7
	East Aral Slope Onshore	0,4	0,5
	Precaspian Basin Onshore	0,2	0,6
	Carboniferous Shale	3,2	2,3

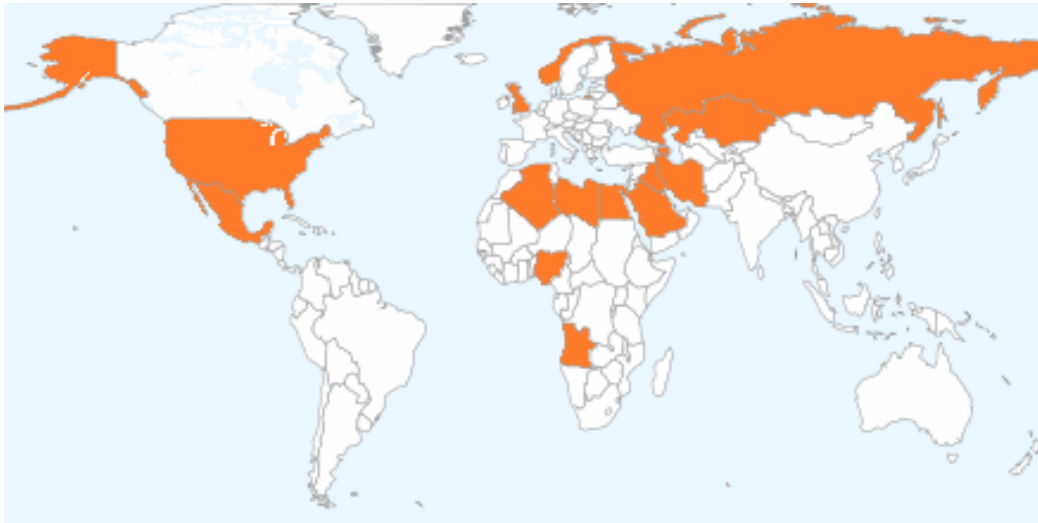
Iran	Central Arabian Offshore	4,3	1,7
	Rub al Khali Offshore	0,3	0,6
	South Caspian Basin Offshore	0,5	1,1
	Zagros Foldbelt Onshore	1,2	9,7
Angola	Congo Fan Ultradeep Offshore	0,4	1,8

* Données extraites entre juin et décembre 2020.

L'expertise indépendante par l'équipe projet des principaux bassins pétroliers sélectionnés conclut à la confirmation du volume global des réserves prospectives de pétrole brut, restant à découvrir, des 16 premiers pays fournisseurs de l'UE27, tel qu'estimé par Rystad Energy, de l'ordre de 75 milliards de barils.

Mais les réestimations par bassin conduisent à des corrections par pays selon le cas positives (Iran +6,8 Gb, Nigeria +5,1 Gb, Irak +4,5 Gb, Mexique +3,8 Gb, Angola +1,4 Gb, Russie +1,3 Gb) et négatives (Arabie Saoudite -14,3 Gb, Koweït -5,4 Gb, Norvège -1,2 Gb). Le tableau ci-dessus fournit le détail des réestimations par pays et par bassin.

Corpus d'analyses pays



Grille de lecture des analyses pays

L'analyse de chacun des 16 principaux pays fournisseurs repose sur 3 axes :



Exploration et découvertes



Historique et mises en production



Perspective et caractérisation de l'incertitude

Chacun de ces axes comporte une sélection d'indicateurs synthétiques dont la définition et l'interprétation sont données ci-après :

Données d'exploration

- Chronique des découvertes par année : historique sur temps long (depuis 1900) des découvertes annuelles mesurées en milliard de barils distinguant le domaine *onshore*, *offshore* peu profond (jusqu'à 125m de profondeur d'eau), *offshore* profond (profondeur d'eau de 125 à 1500m) et *offshore* très profond (profondeur d'eau supérieure à 1500m). La valeur associée à chaque année est la somme des réserves 2P des champs découverts à cette date.
 - ➔ *Interprétation : représentation de la séquence historique et des dates de découverte des champs permettant de déterminer le caractère plus ou moins ancien ou récent des réserves, indépendamment des éléments de contexte (flux d'investissements en exploration, prix du baril, conditions contractuelles).*
- Cumuls des découvertes et du nombre de champs : chaque point de la courbe correspond à une année et est défini par le croisement, à cette date, des cumuls, depuis le début de l'activité d'exploration, des découvertes (réserves 2P mesurées en milliards de barils) en ordonnée et du nombre de champs en abscisse. La segmentation des données *onshore*, *offshore* peu profond, *offshore* profond et *offshore* très profond permet de représenter les phases d'exploration propres à chacun de ces domaines et leur contribution au total.
 - ➔ *Interprétation : un segment de la courbe proche de la verticale indique un résultat très positif de l'activité d'exploration car un volume significatif de réserves est ajouté par un petit nombre de champs découverts. Inversement, un segment de la courbe proche de l'horizontale indique un résultat très négatif de l'activité d'exploration car un volume faible de réserves est ajouté par un grand nombre de champs découverts. La forme générale de cette courbe, sur temps long, est un segment proche de la verticale suivi d'un aplatissement progressif.*

- Taille moyenne (mesurée en millions de barils) des champs découverts par année.
 - ➔ *Interprétation : un phénomène de hausse de la taille moyenne des champs découverts caractérise un pays qui dispose d'un potentiel important de découvertes et de production futures. Inversement, un phénomène de baisse de la taille moyenne des champs découverts est synonyme d'un potentiel déclinant de découvertes et de production futures par raréfaction des champs de taille importante.*

Historique de production

- Répartition de la production historique totale d'hydrocarbures liquides en pétrole brut, condensats et liquides de gaz naturel
 - ➔ *Interprétation : la partie de la production ayant la plus haute valeur est le pétrole brut à partir duquel sont obtenus les produits pétroliers par raffinage. Les condensats et liquides de gaz naturel n'entrent que de façon marginale dans le système de raffinage. Toutes choses égales par ailleurs, l'utilité et la valeur de la production est fonction croissante de la part du pétrole brut dans la production totale d'hydrocarbures liquides.*
- Répartition de la production historique de pétrole brut par millésime décennal de découverte des champs
 - ➔ *Interprétation : la structure de la production de pétrole brut par date décennale de découverte des champs en production est un indicateur du degré de maturité de l'exploitation des ressources du pays : mise en évidence de la difficulté du pays à réaliser des découvertes de façon continue ou récente et/ou à mettre en production les découvertes réalisées.*
- Historique du délai moyen entre dates de découverte et de mise en production des champs
 - ➔ *Interprétation : le délai entre la découverte et la mise en production d'un champ est fonction de sa taille mesurée par le volume des réserves. De façon schématique, ce délai peut-être de 2 à 3 ans pour un « petit » champ et jusqu'à une décennie pour un « gros » champ. Le délai moyen à l'échelle du pays est donc fonction d'un effet de structure selon les parts des « petits » et des « gros » champs dans les mises en production. Un phénomène de hausse tendancielle du délai moyen, en particulier supérieur à une décennie, est un indicateur de développements de moindre qualité (caractéristiques de la roche réservoir, problèmes opérationnels), de coûts de production croissants et de déclin des perspectives de production.*
- Taille moyenne (mesurée en millions de barils) des champs mis en production
 - ➔ *Interprétation : un phénomène de hausse de la taille moyenne des champs mis en production caractérise un pays qui dispose d'un potentiel important de découvertes et de production futures. Inversement, un phénomène de baisse de la taille moyenne des champs mis en production est synonyme d'un potentiel déclinant de découvertes et de production futures par raréfaction des champs de taille importante.*
- Historique du nombre de champs en production et de la part des 10 principaux champs
 - ➔ *Interprétation : couplée à l'évolution de la production totale, l'évolution du nombre de champs en production est un indicateur du degré de maturité de l'exploitation des ressources du pays. A production stagnante ou déclinante, un nombre croissant de champs en production est un indicateur de raréfaction des champs de taille importante, de coûts de production croissants et de déclin des perspectives de production.*

Perspectives de production

- Historique des découvertes cumulées et des réserves (mesurées en milliards de barils)
 - ➔ *Interprétation : les découvertes cumulées, depuis le début de l'exploration pétrolière, sont par définition croissantes et tendent vers les réserves ultimes. A une date donnée, la différence entre les découvertes et la production cumulées définit les réserves, le stock exploitable pour la production future. Le taux de déplétion des réserves est le ratio, à une date donnée, entre la production cumulée et les découvertes cumulées. A long terme, le taux*

de déplétion tend vers 100%. L'évidence empirique suggère que la production totale d'un pays atteint son maximum et commence à décliner lorsque le taux de déplétion est compris entre 40 et 60%.

- Répartition actuelle de la production et des réserves par niveau de point-mort économique (« break-even ») estimé

→ *Interprétation : la différence entre les structures de la production et des réserves par niveau de point-mort économique permet d'anticiper l'évolution probable des coûts de production. Si la part des champs à coût de production « élevés » dans les réserves est supérieure à celle dans la production, les coûts de production, moyen et marginal, augmenteront dans le futur, toutes choses égales par ailleurs.*

- Historique et perspectives post-2020 de production de pétrole brut distinguant, à la date de 2020, champs abandonnés (donc la production a définitivement cessé), champs en production, champs en cours de développement, champs découverts dont le développement interviendra dans le futur, champs non découverts

→ *Interprétation : synthèse des analyses et des projections de production nationale de pétrole brut, sous scénario de prix du pétrole. Le niveau d'incertitude et de risque relatif aux perspectives de production est fonction croissante de la part de la production future provenant de champs identifiés mais non développés (à la date de la projection) et des champs non identifiés (dont l'existence, le volume des réserves, la date de découverte et la date de mise en production résultent d'une modélisation).*

- Historique et perspectives post-2020 de production d'hydrocarbures liquides distinguant, à la date de 2020, champs abandonnés (donc la production a définitivement cessé), champs en production, champs en cours de développement, champs découverts dont le développement interviendra dans le futur, champs non découverts

→ *Interprétation : synthèse des analyses et des projections de production nationale d'hydrocarbures liquides, sous scénario de prix du pétrole. Le niveau d'incertitude et de risque relatif aux perspectives de production est fonction croissante de la part de la production future provenant de champs identifiés mais non développés (à la date de la projection) et des champs non identifiés (dont l'existence, le volume des réserves, la date de découverte et la date de mise en production résultent d'une modélisation). La structure de la production future, distinguant pétrole brut, condensats et liquides de gaz naturel, estimée à partir de la base Ucube de Rystad Energy, est indicative et constitue un résultat de deuxième ordre par rapport à la tendance de la production de pétrole brut.*

L'analyse des États-Unis comporte une analyse spécifique des incertitudes relatives à la production de LTO (« Light Tight Oil »).

01

Afrique

Algérie

La découverte de pétrole en Algérie remonte aux années 1950, lorsque le pays était sous administration française. Après l'indépendance du pays en 1962, l'exploitation des hydrocarbures est confiée à un organisme paritaire, l'Organisme Saharien, afin de s'assurer que les droits des entreprises françaises dans le pays soient respectés. La loi de 1971 entérine la nationalisation de l'ensemble du secteur des hydrocarbures.

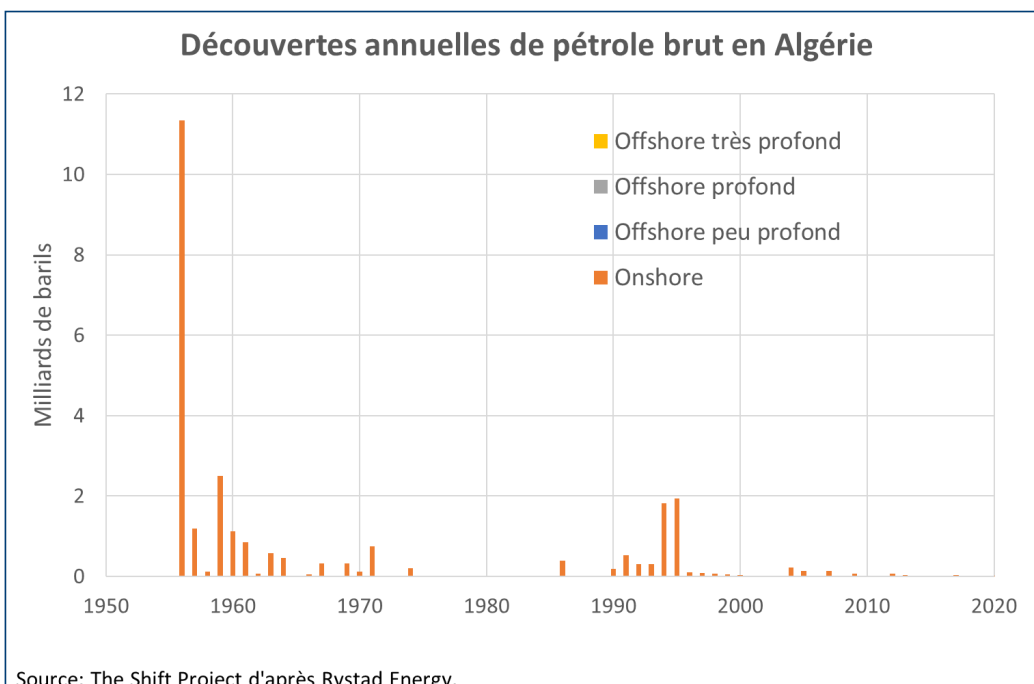
A ce jour, le pétrole brut produit en Algérie est issu de champs situés à terre. **Cette production est en déclin de 25 % depuis 2007**, lorsqu'elle représentait 510 millions de barils (1,4 Mb/j). **Les découvertes cumulées ont faiblement augmenté depuis 2000** de 1,2 milliards de barils (+4,5 %) malgré une période de prix élevé du baril. La multiplication des mises en production de champs de taille tendanciellement décroissante se conjugue au fait que **les deux-tiers des réserves restantes présentent un point mort estimé très élevé**, supérieur à 100 \$ par baril.

La quasi-totalité de la production à la date de 2020 provient de champs dont la date de découverte est antérieure à 2000. La production de ces champs devrait diminuer de près de 50% à 2030 et de 92% à 2050.

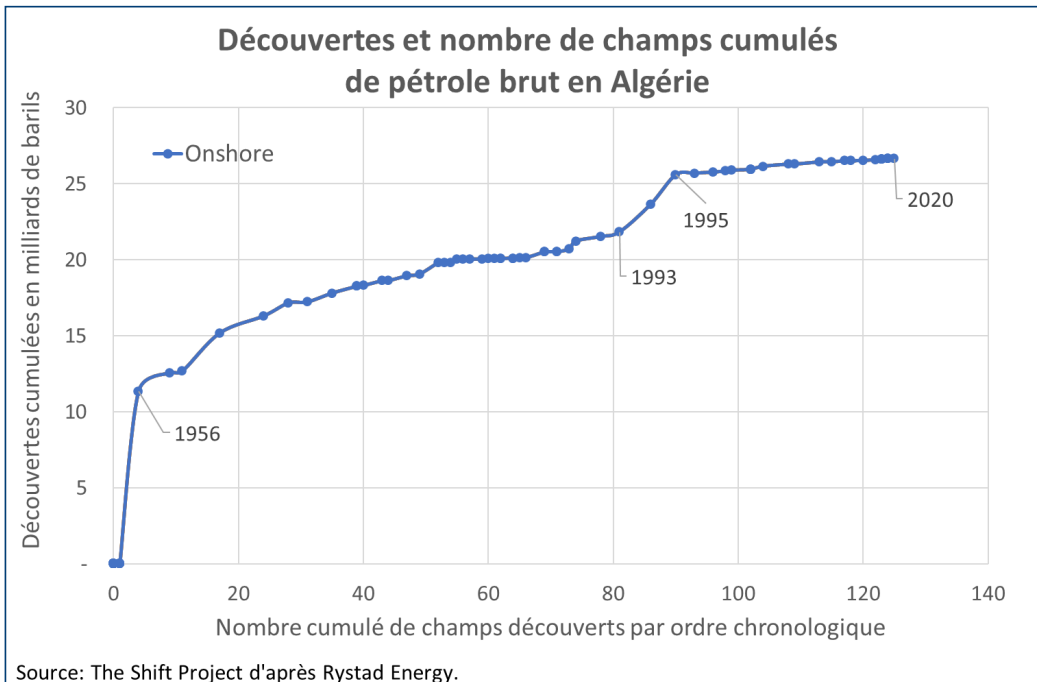
Résultat du taux élevé de déplétion des réserves (79 %) et des faibles perspectives de renouvellement, **la production de pétrole brut de l'Algérie devrait poursuivre son déclin** à un rythme comparable à celui observé depuis le pic de 2007, pour s'établir en 2030 38% en dessous du niveau de 2019 (0,7 Mb/j), et 65 % en dessous en 2050 (0,4 Mb/j).

I. Données d'exploration

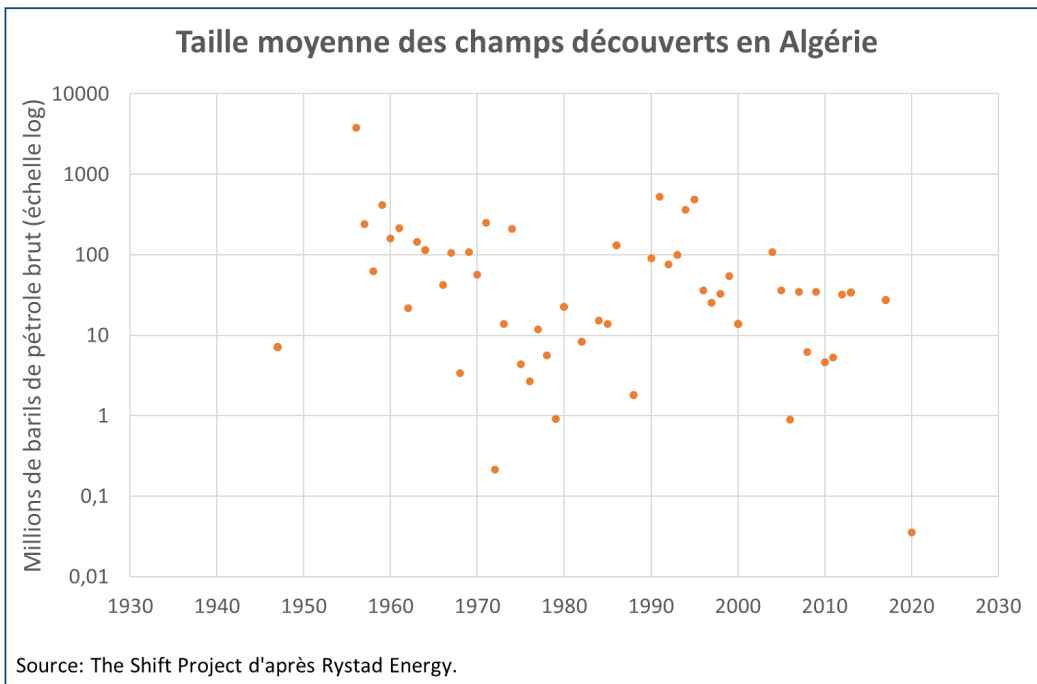
Les découvertes de pétrole brut en Algérie se situent à ce jour exclusivement à terre. Le champ d'Hassi Messaoud découvert en 1956 est de loin le plus important en termes de réserves avec plus de 11 milliards de barils. Ce premier cycle de découverte démarré en 1956 s'achève au début des années 1970. Un second cycle démarre au début des années 1990 pour environ cinq ans, mais le pic des découvertes culmine cette fois à seulement 2 milliards de barils, avec notamment les champs de Ourhoud et Hassi Berkine.



Le premier cycle de découvertes se compose au total d'environ 80 champs pour un total de 22 milliards de barils. Le second cycle a permis la découverte de plus de 40 champs, mais pour un total de moins de 5 milliards de barils.



L'évolution de la taille moyenne des champs pétroliers découverts en Algérie depuis 1960 est à la baisse. La taille moyenne des champs découverts était régulièrement supérieure à 100 millions de barils jusqu'au début des années 1970. Pour le second cycle de découvertes (1990-1995) ce seuil s'était abaissé à 75 millions de barils. Depuis le milieu des années 1990 la taille moyenne des découvertes a été quasi-systématiquement inférieure au seuil des 50 millions de barils.

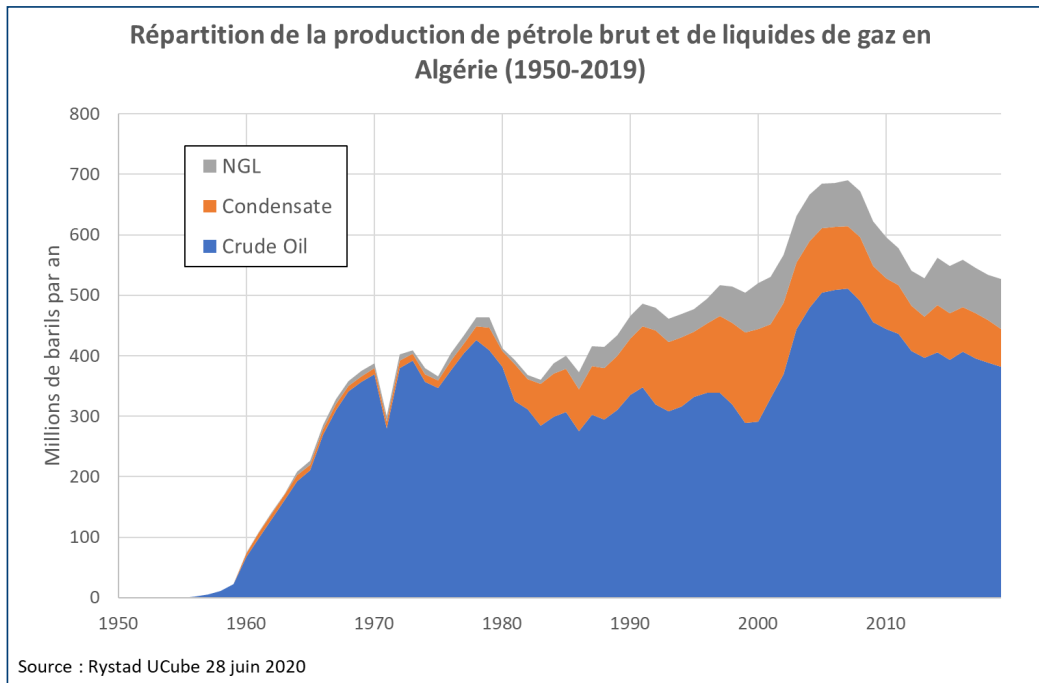


II. Historique de production

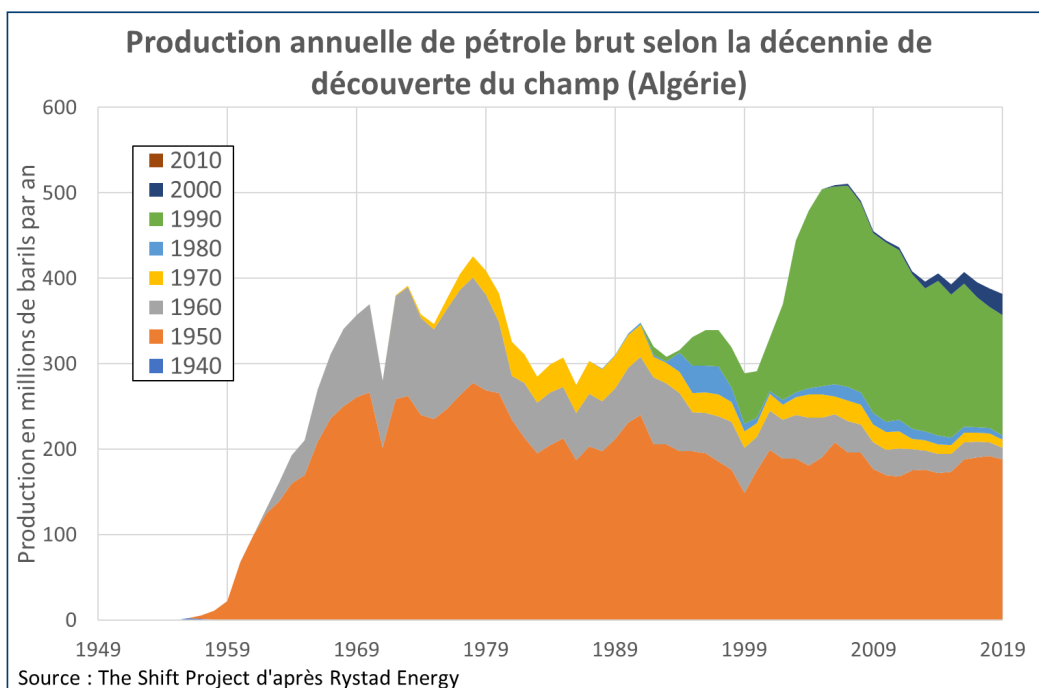
La production d'hydrocarbures liquides en Algérie a débuté au cours des années 1960. La croissance de la production était de 18 % par an durant cette période. Cependant, à partir des années 1970, la production bien que toujours en hausse n'augmente plus qu'à un rythme

de 1,6 % par an, jusqu'au **pic de production de 2007 à 690 millions de barils (1,9 Mb/j)**. Depuis cette date, **l'extraction d'hydrocarbures liquides est en recul de près de 24 %**.

La part du pétrole brut dans la production totale d'hydrocarbures liquides était de 72% en 2019, une proportion stable depuis le pic de production de 2007. Les hydrocarbures extraits en Algérie le sont exclusivement depuis des champs à terre.

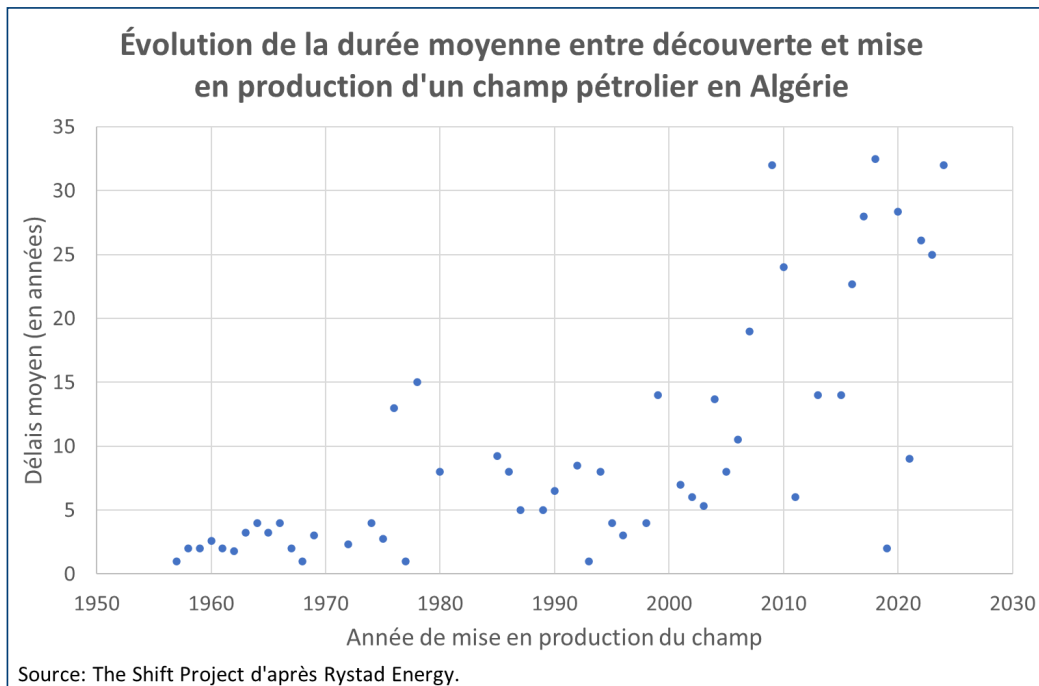


En 2019, la quasi-totalité de la production de pétrole brut en Algérie était assurée par des champs découverts soit dans les années 1950 soit dans les années 1990, avec respectivement une part de 49 % et 37 % du volume extrait. Ces deux périodes correspondent aux pics de découvertes des deux cycles d'exploration qui ont eu lieu en Algérie.

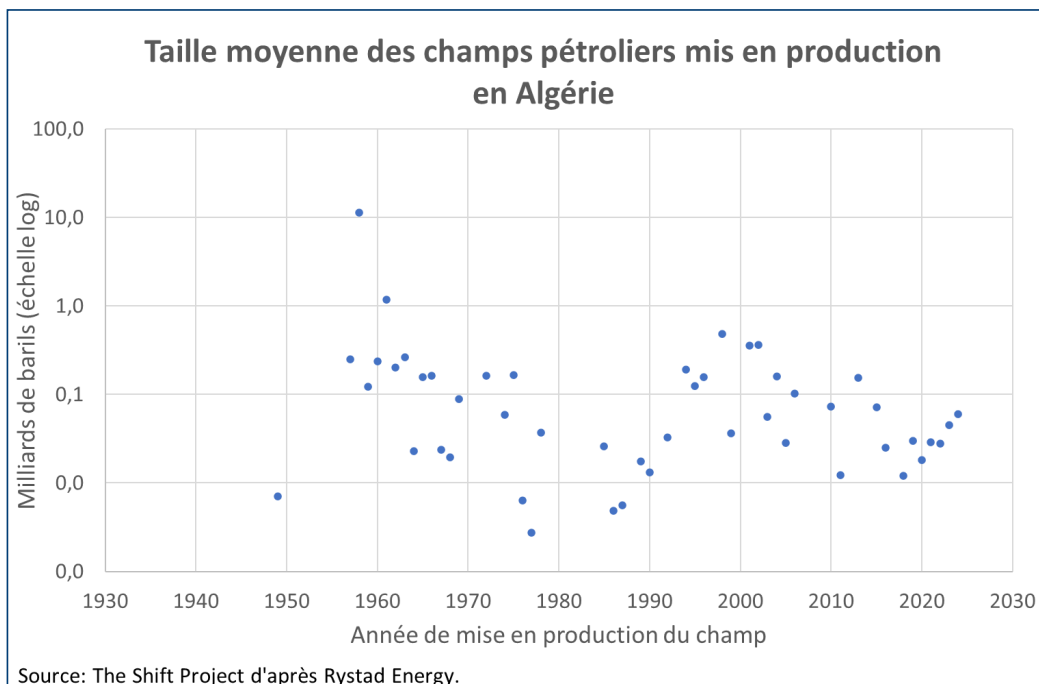


Dans les années 1980 à 2000, les champs mis en production avaient en moyenne été découverts 5 à 15 ans auparavant. Depuis les années 2010, les champs mis en production

ont été découverts entre 15 et 30 ans plus tôt. La nécessité d'exploiter des découvertes de plus en plus anciennes constitue un signal de ce que **le stock des ressources exploitables n'est plus renouvelé à un rythme suffisant depuis les années 2000.**

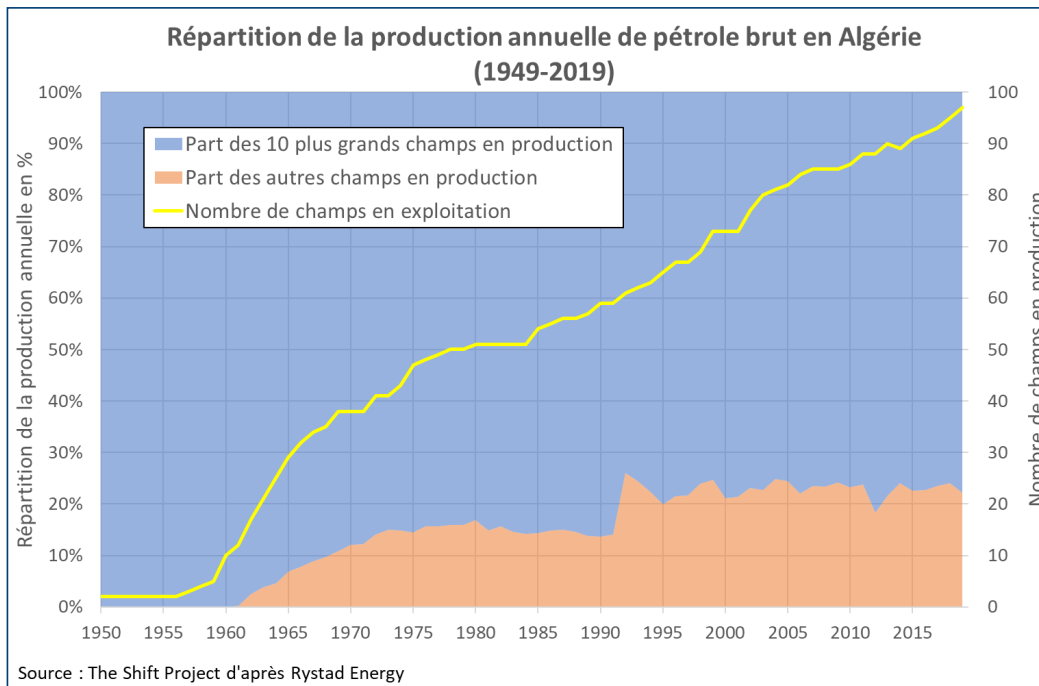


Ces champs relativement anciens mis en production ont également tendance à être d'une taille de plus en plus réduite. Ainsi, dans les années 2000, la taille moyenne des champs mis en production a régulièrement dépassé les 350 millions de barils contre 150 millions environ dans les années 2010.



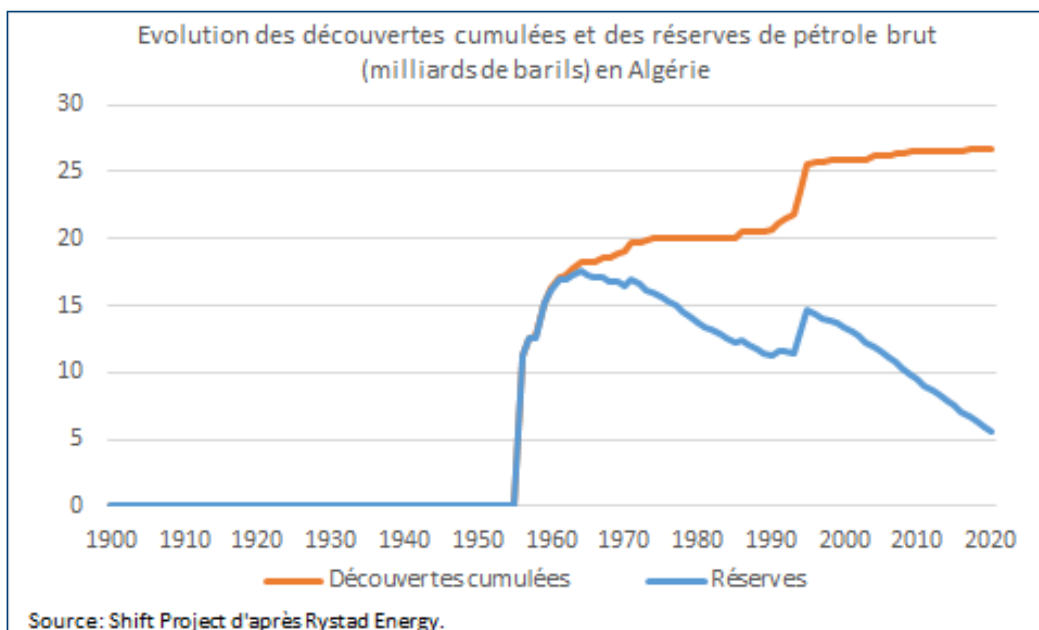
En dépit de l'augmentation continue du nombre de champs en production, doublant quasiment de 60 à près de 100, la part des 10 champs les plus importants reste stable depuis le début des années 1990 à environ 80 % du total de la production. **La multiplication de mises en production de champs de taille tendanciellement décroissante n'a pas permis à ce jour de compenser le déclin des champs géants matures,** et

d'enrayer la baisse de la production nationale depuis 2007.



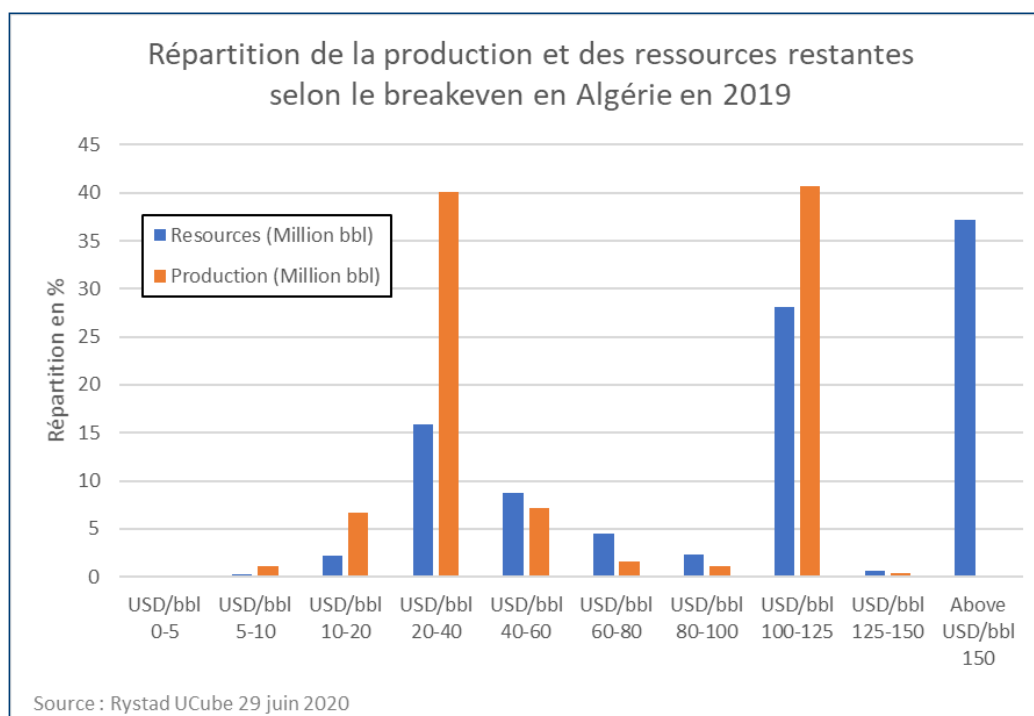
III. Perspectives de production

Les réserves en Algérie sont en déclin depuis 1964, date à laquelle la production est devenue supérieure aux découvertes annuelles. Ce déclin accélère à partir du deuxième cycle de découvertes dans les années 1990. Ces réserves représentaient en 2020 un volume de près de 6 milliards de barils de pétrole brut, tandis que le montant des découvertes cumulées stagnait autour de 27 milliards de barils. L'Algérie a donc exploité depuis les années 1950 environ 79 % du total des réserves découvertes à ce jour. Ce volume de 6 milliards de barils correspond à 17 années de production de pétrole brut au rythme de 2020.



La difficulté de compenser le déclin des champs matures par la mise en production de champs de taille réduite est amplifiée par le fait que **les champs contenant plus des deux-tiers des réserves à ce jour présentent un « point mort »⁶ estimé très**

élevé, nettement supérieur à 100 \$ par baril.



La quasi-totalité de la production à la date de 2020 provient de champs dont la date de découverte est antérieure à 2000. La production de ces champs devrait diminuer de près de 50% à 2030 et de 92% à 2050.

L'Algérie possède 25 champs identifiés mais non encore développés situés exclusivement à terre. Leur taille moyenne de 25 millions de barils est relativement faible ce qui rend incertain leur développement futur pour des raisons de coûts. L'essentiel des réserves est concentré dans des champs en cours d'exploitation (5 milliards de barils sur un total de 6 milliards de barils). Les champs identifiés non-développés ne devraient pas constituer un relais de production suffisant pour contrer le déclin des champs matures.

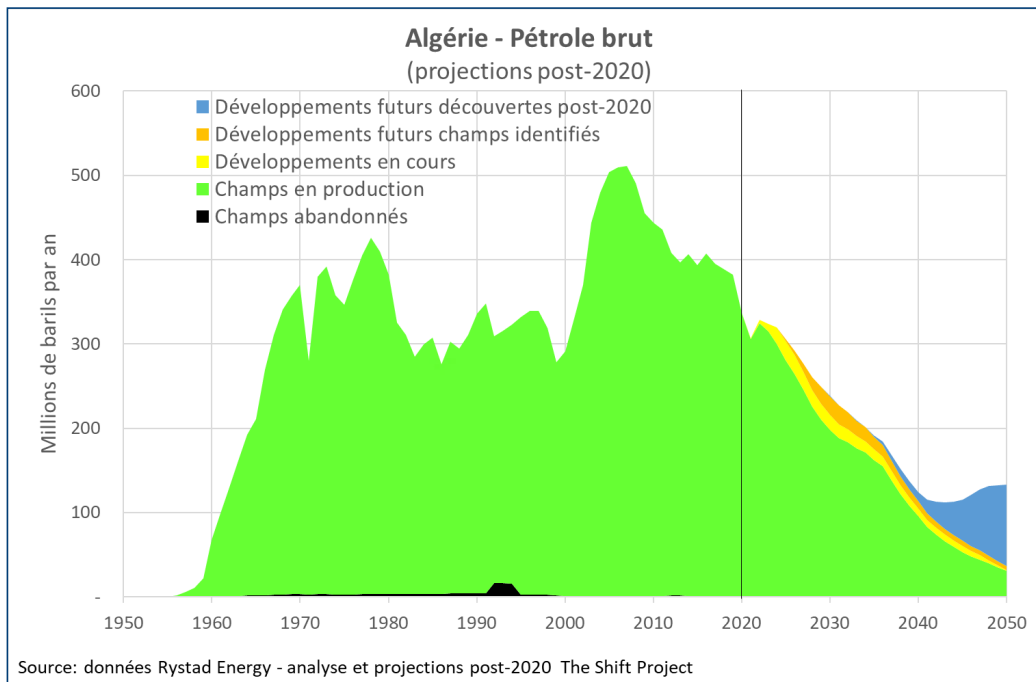
Les perspectives de nouvelles découvertes sont également limitées. Au cours de la décennie 2010, l'Algérie s'est placée au 19^e rang mondial en ce qui concerne les investissements en exploration derrière le Mexique, la Libye ou l'Égypte, mais devant le Nigéria ou le Royaume-Uni. Le monopole de la compagnie Sonatrach, tout comme le manque de perspectives de découvertes, peuvent expliquer cette place intermédiaire. En dépit d'une efficacité d'exploration plus importante que les pays précédemment cités, sur la décennie 2010, avec près de 200 000 barils découverts par millions de dollars investis, les champs non découverts ne pourraient ajouter d'ici 2050 que 4 milliards de barils aux 27 milliards déjà découverts à 2020.

Résultat du taux élevé de déplétion des réserves⁷ (79 %) et des faibles perspectives de renouvellement, **la production en Algérie devrait continuer à décliner fortement.** En 2030 la production algérienne devrait passer en dessous du seuil des 240 millions de barils produits (0,7 Mb/j) contre 380 en 2019 (1,1 Mb/j). **D'ici à 2050, la production de pétrole brut devrait baisser de près de 65 % par rapport à 2019,** et représenter environ 130 millions de barils (0,4 millions de barils par jour, Mb/j). À son niveau maximal en 2007, la production algérienne représentait près de 510 millions de barils (1,4 Mb/j).

Cette évolution s'explique avant tout par des raisons géologiques : tout d'abord le déclin des champs matures déjà en production, ensuite le manque de nouvelles découvertes et de nouvelles zones de prospections.

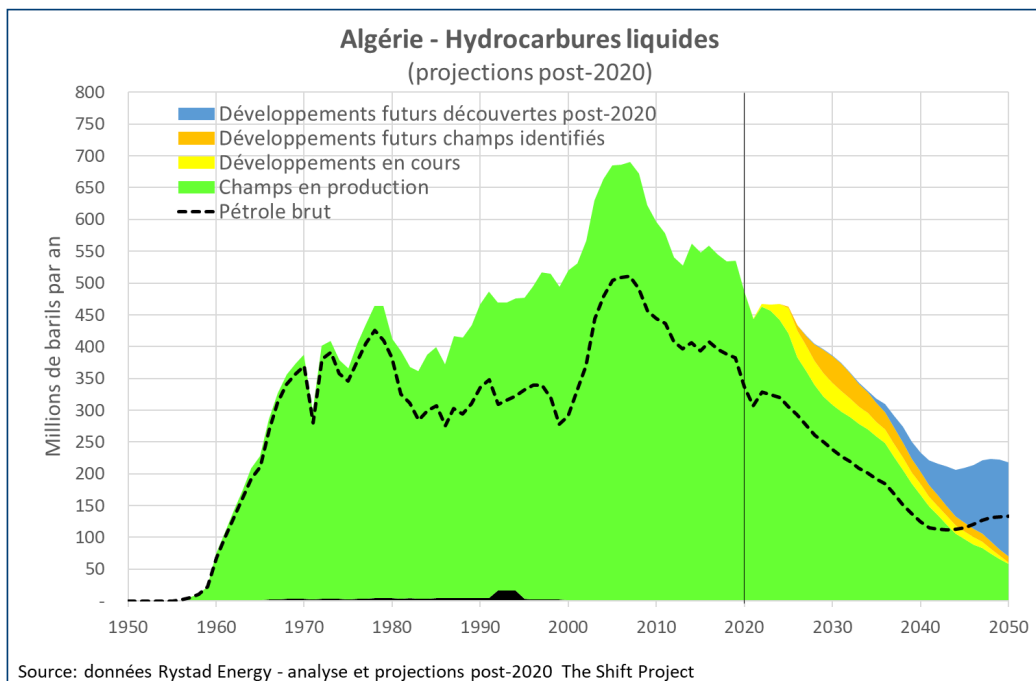
Les efforts entrepris par le gouvernement algérien pour développer

l'exploitation du gaz et huile de schiste se heurtent à l'opposition des populations locales, mais illustrent aussi le manque de perspectives optimistes sur la production d'hydrocarbures conventionnels dans le pays.



L'évolution de la production d'hydrocarbures liquides⁸ (pétrole brut, condensats et LGN) présente un déclin similaire, de l'ordre de 60 % entre 2019 et 2050. Ainsi, la production algérienne représenterait un volume de 220 millions de barils en 2050 (0,6 Mb/j), contre un niveau de 540 millions de barils en 2019 (1,5 Mb/j) et un maximum de production de 690 millions de barils en 2007 (1,9 Mb/j).

Le déclin légèrement moins prononcé de la production totale d'hydrocarbures liquides est dû à l'augmentation de la part des liquides de gaz⁹ et condensat¹⁰, qui devrait passer de 29 % en 2020 à 37 % en 2050.



8 - Cf Glossaire p.174

9 - idem

10 - idem

Angola

L'Angola est un pays pétrolier dont les ressources sont essentiellement off-shore. La production a été peu affectée par la guerre civile qui sévissait dans le pays entre 1975 et 2002. La pacification du pays s'est accompagnée d'une forte croissance de la prospection et de la production dans des zones plus complexes techniquement (offshore profond et très profond).

Depuis 2006 les découvertes de pétrole en Angola, exclusivement offshore, sont faibles en volume (4 milliards de barils découverts sur cette période) malgré des dépenses annuelles en exploration qui ont régulièrement dépassé le milliard de dollars entre 2006 et 2015. La taille moyenne des champs découverts est en déclin, ne dépassant pas les 100 millions de barils depuis 2010.

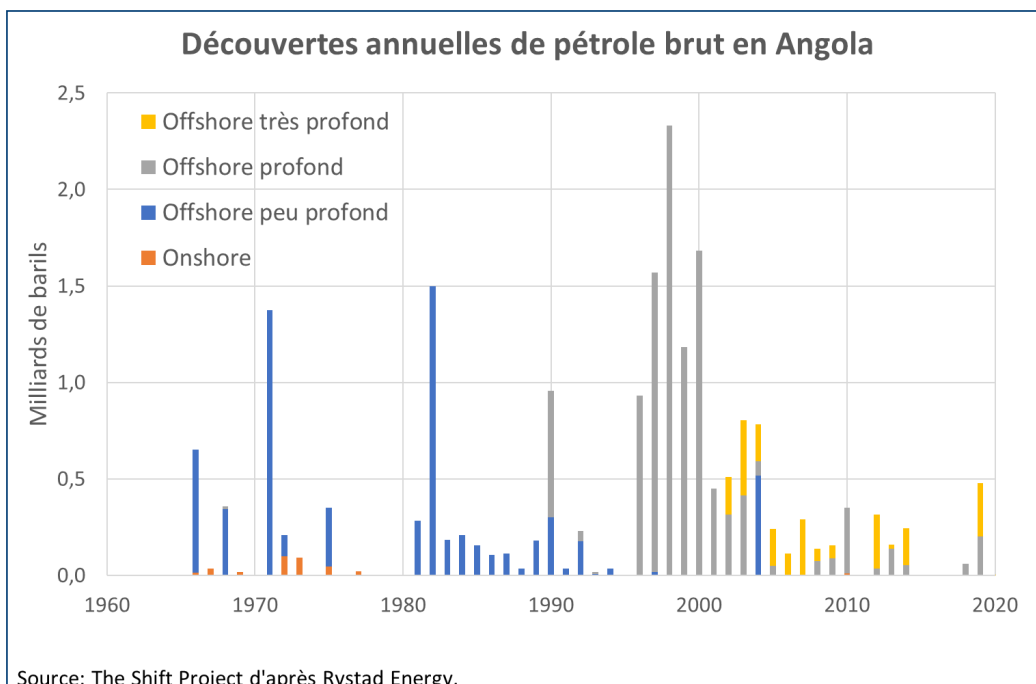
La production de pétrole brut en Angola décline fortement depuis 2008 (-26%). Elle représente en 2019 un volume de près de 510 millions de barils (1,4 Mb/j). Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse de l'ordre de 75% à 2030 et devenir négligeables à 2050.

Les réserves diminuent depuis 2005, et représentent actuellement 5 milliards de barils soit 12 années de production au rythme de 2019. Plus de **la moitié de ces réserves présente un point mort estimé supérieur à 40 \$**, tandis que le point mort des deux tiers de la production actuelle est estimé à moins de 40 \$.

La production de pétrole brut de l'Angola devrait diminuer d'ici 2030 à 0,7 Mb/j, de près de 50 % par rapport à son niveau de 2019. Malgré un plateau de production anticipé pour la période 2030-2035, la production devrait poursuivre son déclin en raison du manque de potentiel concernant de nouvelles découvertes. **En 2050, la production de l'Angola devrait être très faible à 0,1 Mb/j.**

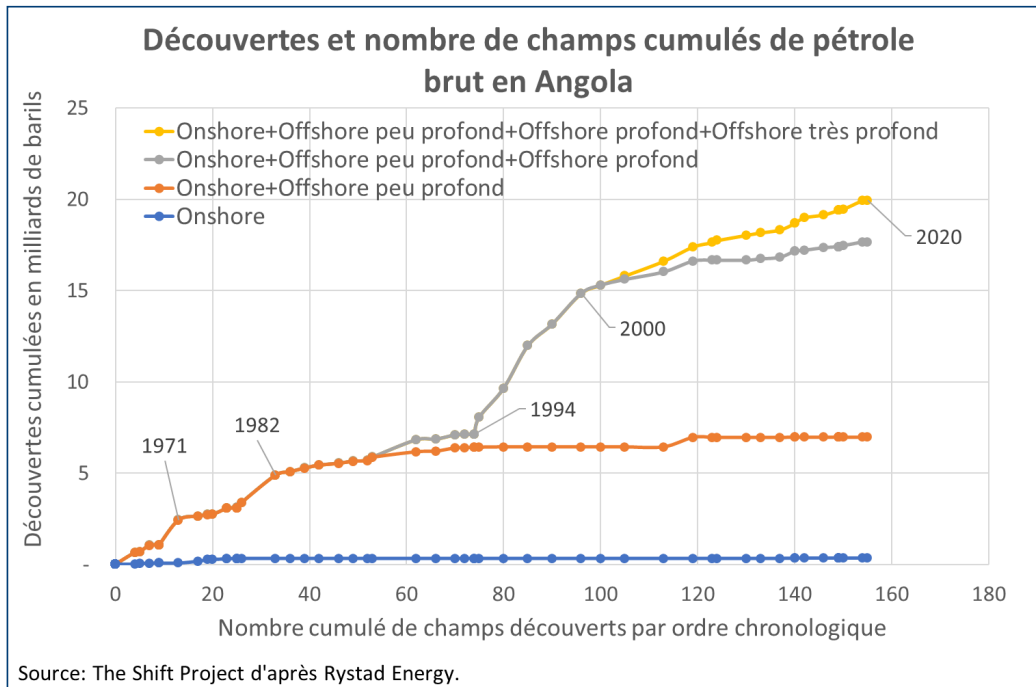
I. Données d'exploration

Les découvertes de pétrole en Angola sont situées quasi-exclusivement en offshore. On distingue plusieurs cycles de découvertes liés aux profondeurs d'eau. Si l'on néglige les découvertes à terre, le premier cycle concerne les découvertes réalisées à moins de 125 mètres d'eau (offshore peu profond) avec un pic des découvertes en 1982 à 1,5

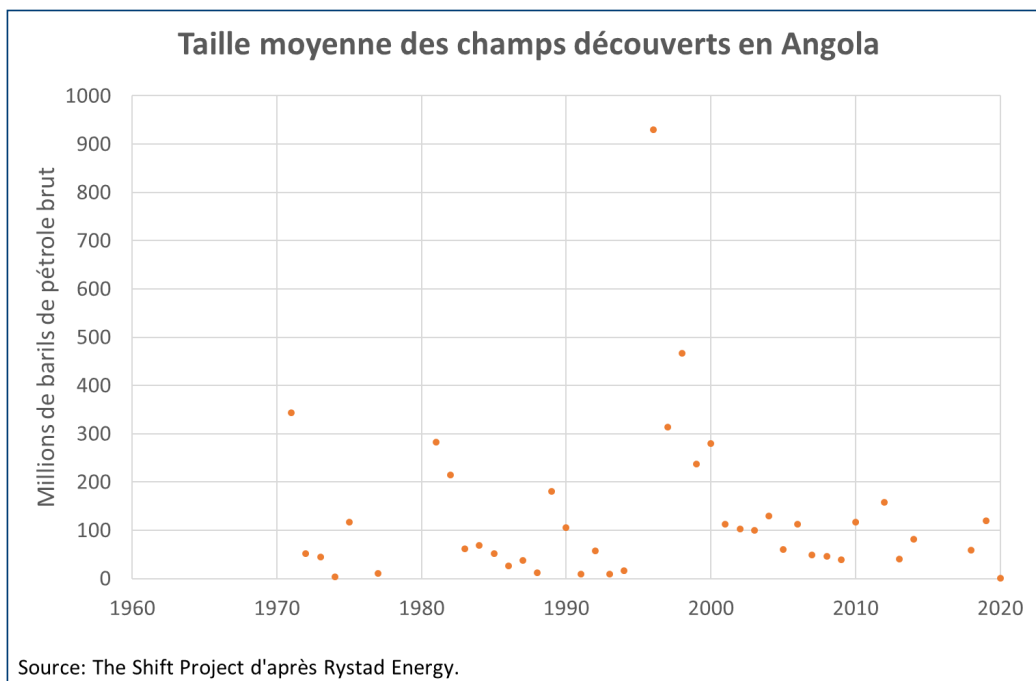


milliards de barils. Le deuxième cycle concerne les découvertes en offshore profond. Le pic des découvertes se situe en 1998 à 2,4 milliards de barils. Enfin un troisième cycle, débuté au milieu des années 2000 est lié aux découvertes en *offshore* très profond (supérieur à 1500 mètres d'eau). À ce jour, le pic des découvertes de ce cycle a eu lieu en 2003 à près de 400 millions de barils.

En 2020 les découvertes cumulées de pétrole brut en Angola représentent près de 20 milliards de barils dont près de 7 milliards pour les découvertes en eaux peu profondes (33 % du total), 11 milliards en eaux profondes (54 %), et 2 milliards en eaux très profondes (11 %). Les découvertes à terre représentent un volume très limité inférieur à 2 % du total des découverts.

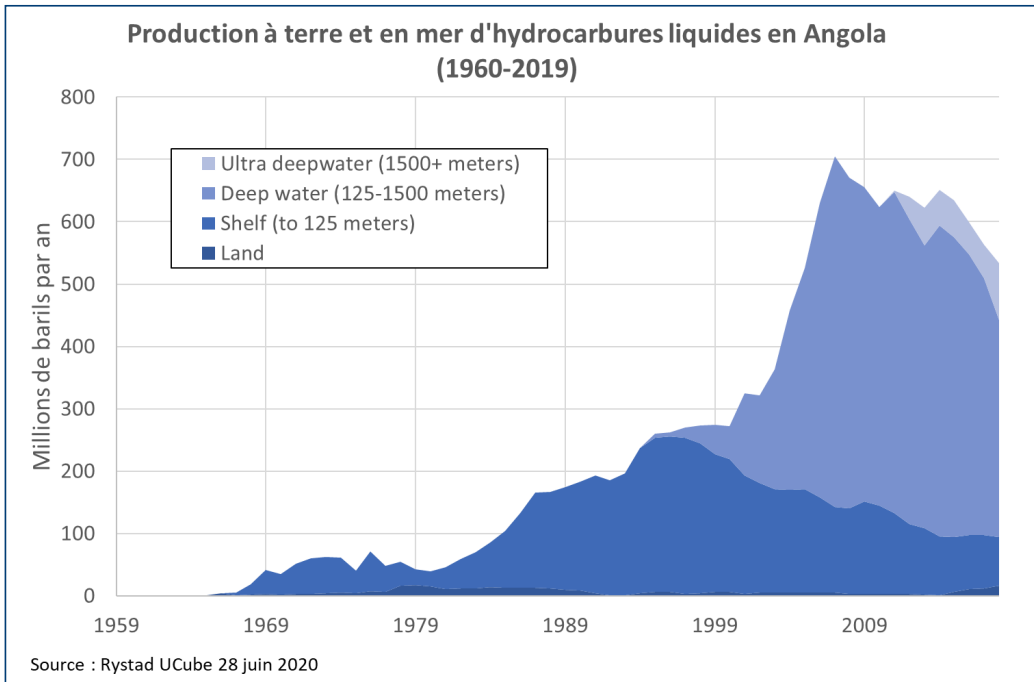


La taille moyenne des champs pétroliers découverts en Angola suit une tendance à la baisse depuis la fin des années 1990. Entre 1995 et 2000, la taille moyenne des champs découverts était supérieure à 200 millions de barils. Depuis 2000, les découvertes réalisées ne dépassent pas le seuil de 160 millions de barils.

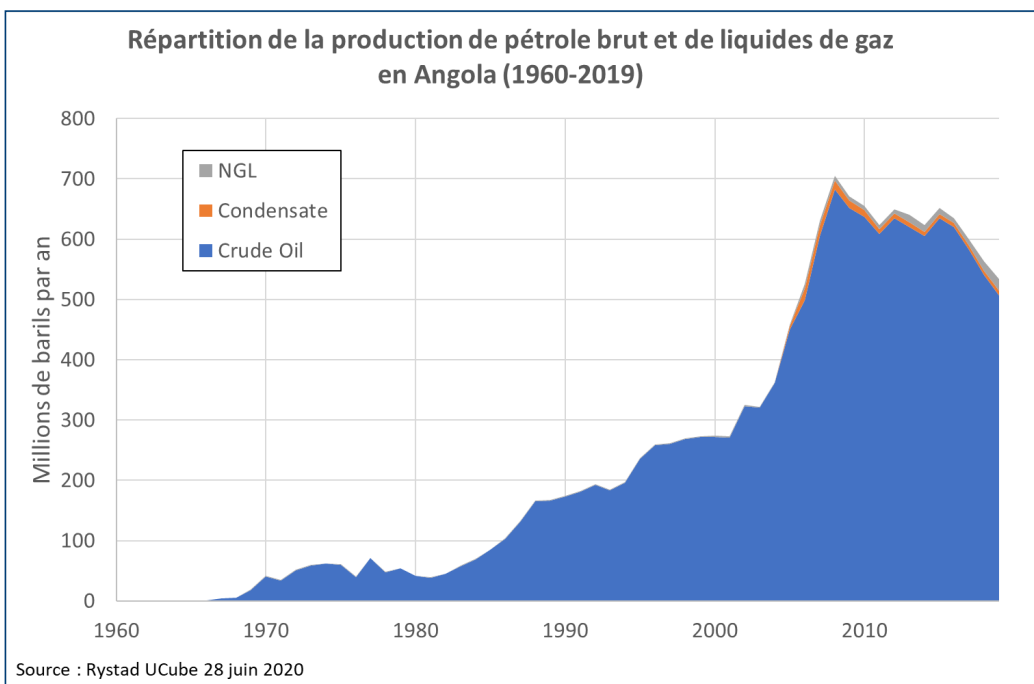


II. Historique de production

La production d'hydrocarbures liquides a connu un pic en 2008 à 700 millions de barils contre une production de 530 millions de barils en 2019. Ce déclin de la production est attribuable au déclin de la production des champs situés dans le domaine « *shelf* » et « *deepwater* » respectivement depuis 1996 et 2008. L'augmentation de la production en « *ultra-deepwater* » ne permet pas à ce jour de compenser ces déclin, par ailleurs beaucoup plus rapides en « *deepwater* » et « *ultra-deepwater* » que sur le « *shelf* ».

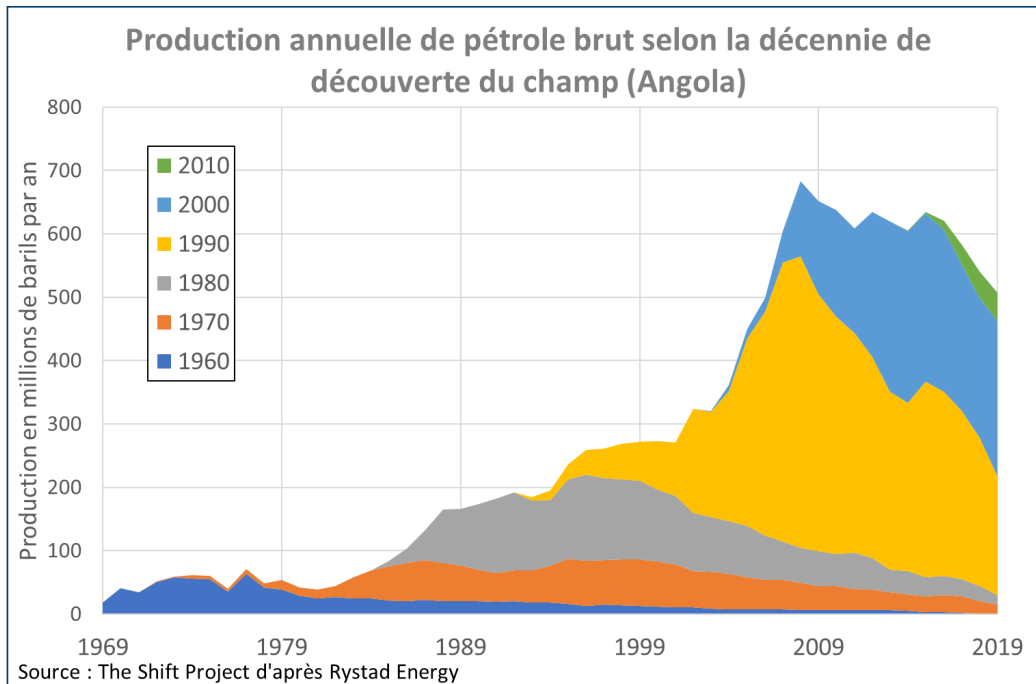


La quasi-totalité de la production d'hydrocarbures liquides en Angola est composée de pétrole brut soit environ 95 % en 2019, une proportion stable depuis 2008.

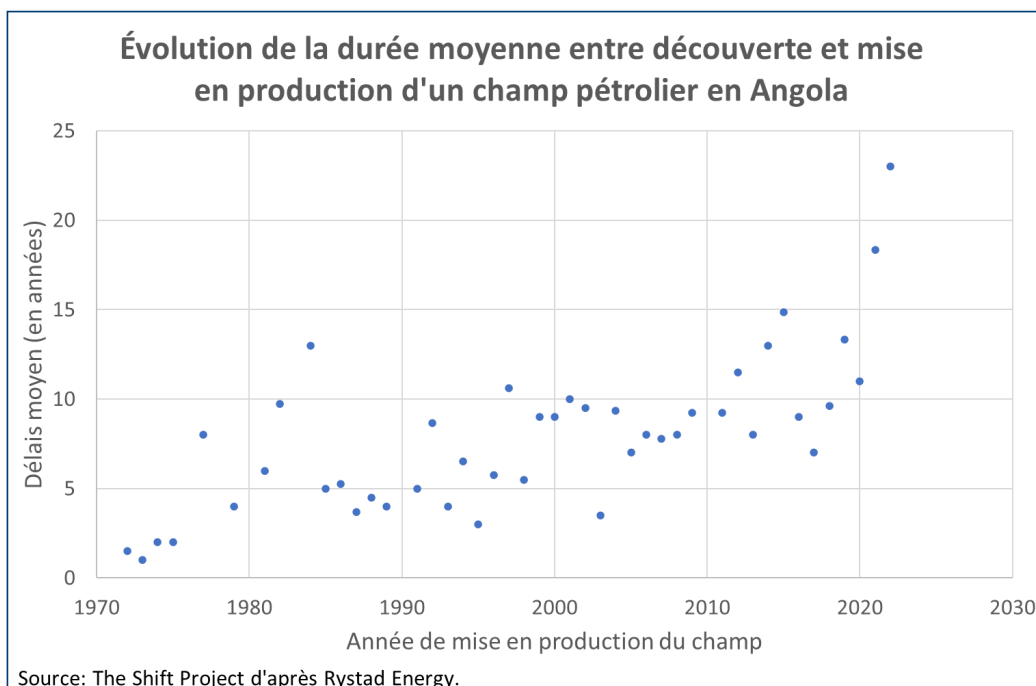


En 2019, 85 % de la production angolaise de pétrole brut était assurée par des champs découverts dans les années 1990 et 2000. Ces derniers ont passé leur pic de production respectivement en 2008 et 2014 entraînant une chute de production de

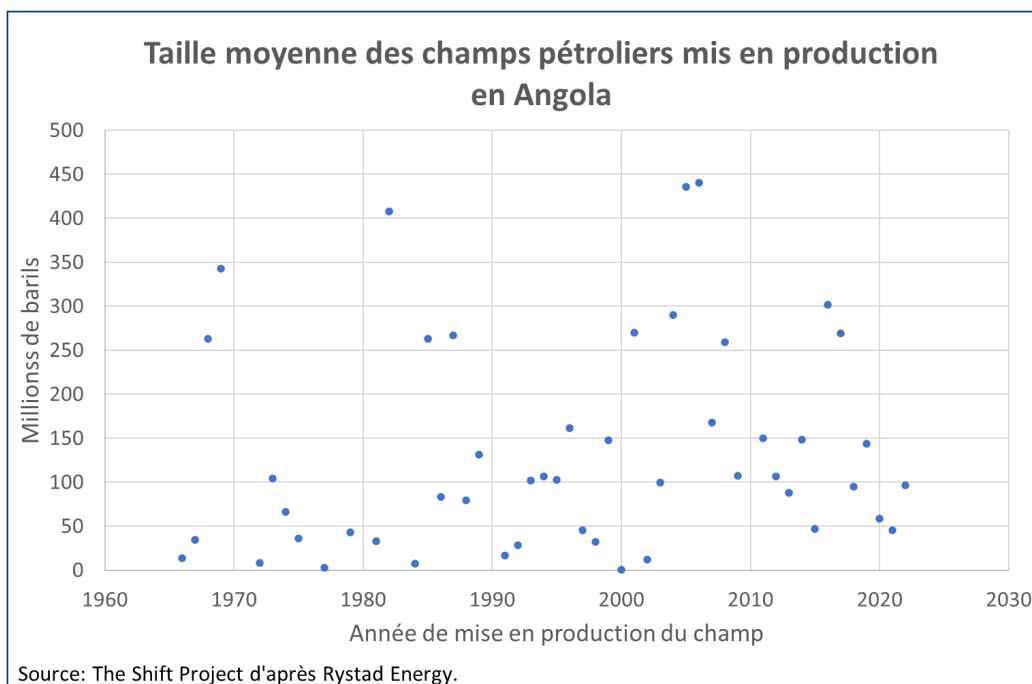
près de 26 % à ce jour.



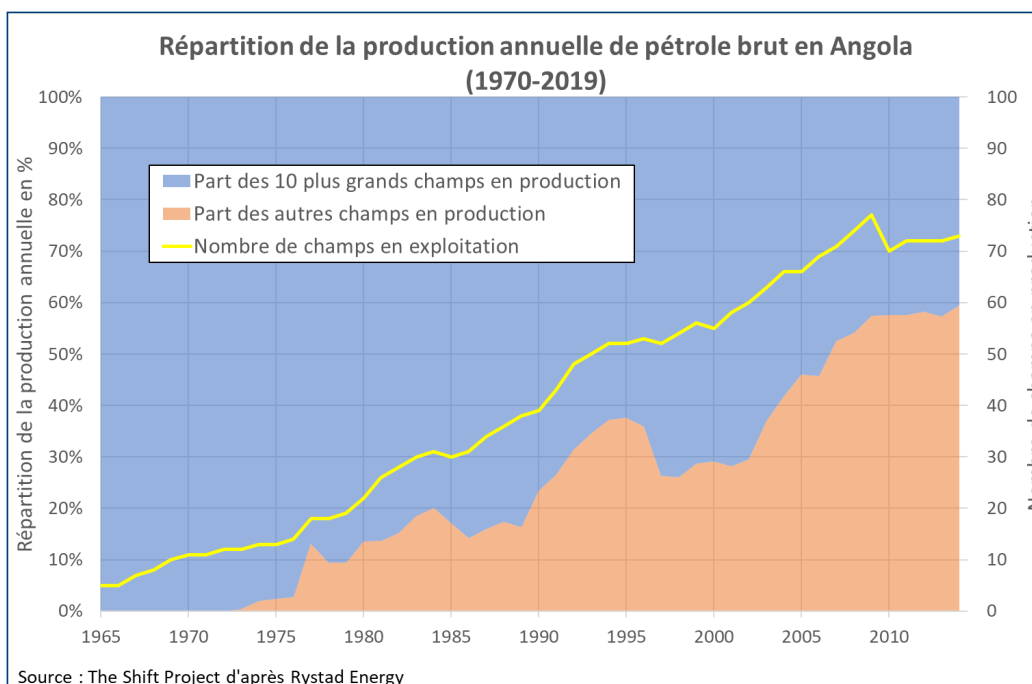
De manière concomitante à ce pic de production, **on observe une hausse de la durée moyenne entre découverte et mise en production d'un champ pétrolier.** Cette dynamique peut s'expliquer par le faible résultat des campagnes d'exploration récentes à la fois en termes de volume de découverte et de taille des champs mais également par leur profondeur d'eau supérieure à 2000 m et le renforcement des contraintes administratives, environnementales et de « local content » en particulier (emploi de personnel et recours aux entreprises considérés comme ressortissants du pays). Les champs mis en production depuis 2010 ont généralement été découverts entre 10 et 20 ans auparavant. Cette moyenne évoluait entre 5 et 10 ans tout au long des années 1980, 1990 et 2000.



Depuis les années 2000, la taille moyenne des champs mis en production décline.



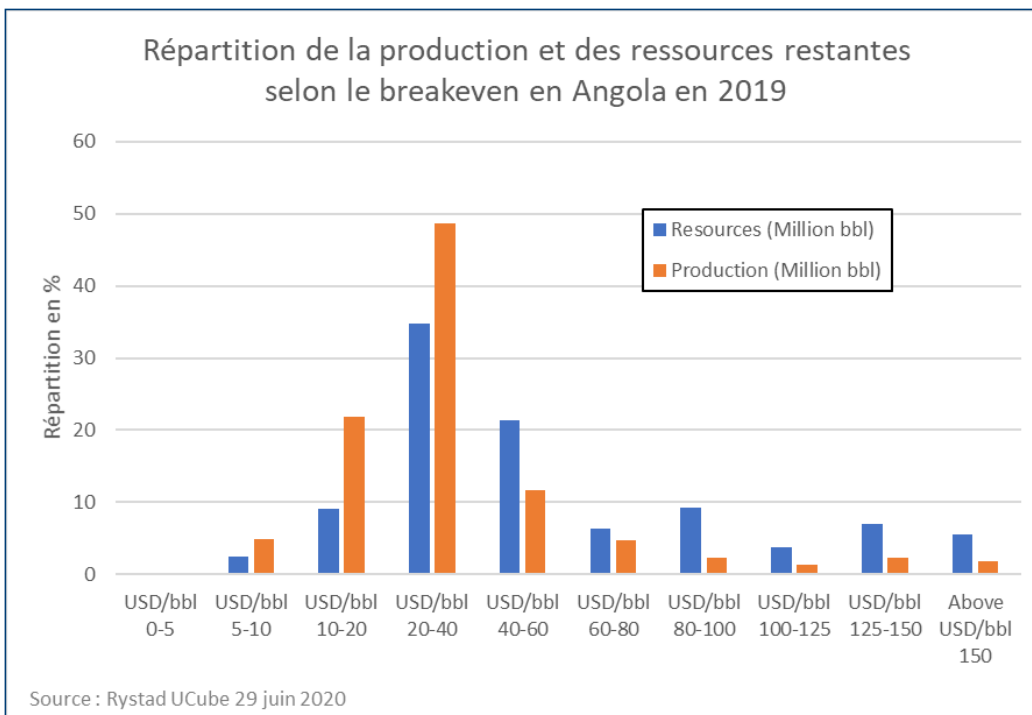
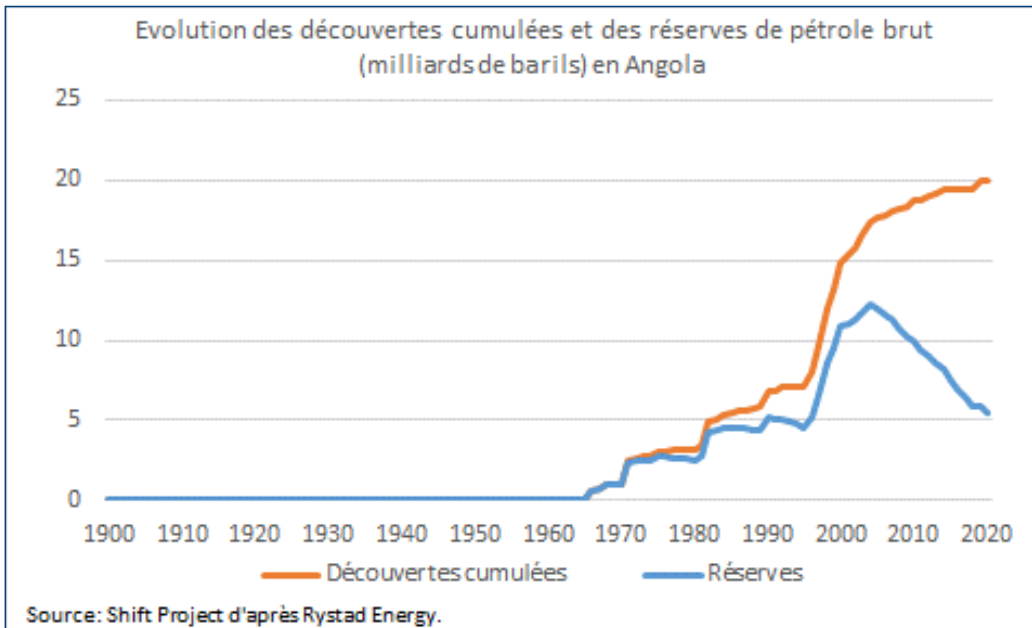
La production de pétrole brut en Angola est fragmentée, les 10 plus grands champs en production ne fournissant que 40 % de la production en 2019 contre près de 80 % en 1987. Entre ces deux dates, le nombre de champs en production est passé de 28 à 73.



III. Perspectives de production

Le double mouvement de hausse de la production et de baisse du volume des découvertes a conduit à un pic des réserves en 2004 à 12,2 milliards de barils. En 2020 les réserves représentaient près de 5 milliards de barils soit un taux de déplétion de 73% des découvertes cumulées.

Alors que les deux tiers des champs en production à ce jour présentent un point mort inférieur à 40 \$, Rystad Energy estime que 53 % des réserves présentent un point mort supérieur à 40 \$ dont 32 % avec un point mort supérieur à 60 \$ par baril.



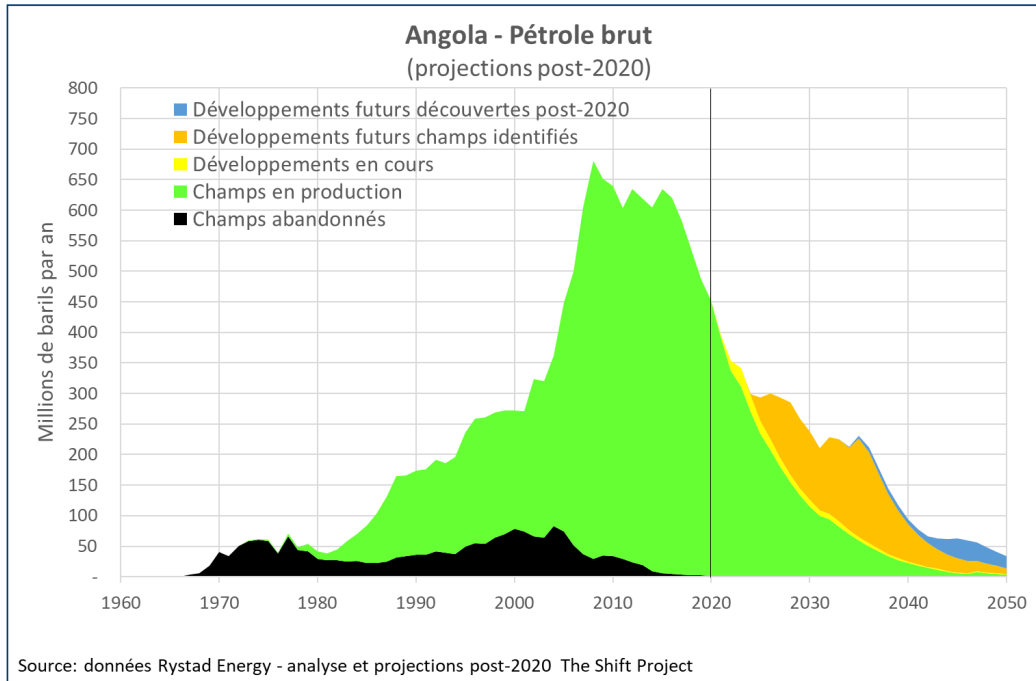
Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse de l'ordre de 75% à 2030 et devenir négligeables à 2050. La vitesse de ce déclin résulte de la prédominance des champs localisés en *offshore* profond et très profond dont le profil de production est plus rapidement déclinant que celui des champs *onshore* et en *offshore* peu profond.

L'Angola possède 46 champs non-développés qui pourraient provisoirement freiner le déclin observé depuis le pic de production de 2008. La totalité de ces champs se situe en mer. Le potentiel le plus important se situe dans les 15 champs situés en *offshore* très profond (>1500 mètres) et dont la taille moyenne est de 77 millions de barils, contre 52 millions pour les champs en *offshore* profond et seulement 18 millions pour les champs en *offshore* peu profond.

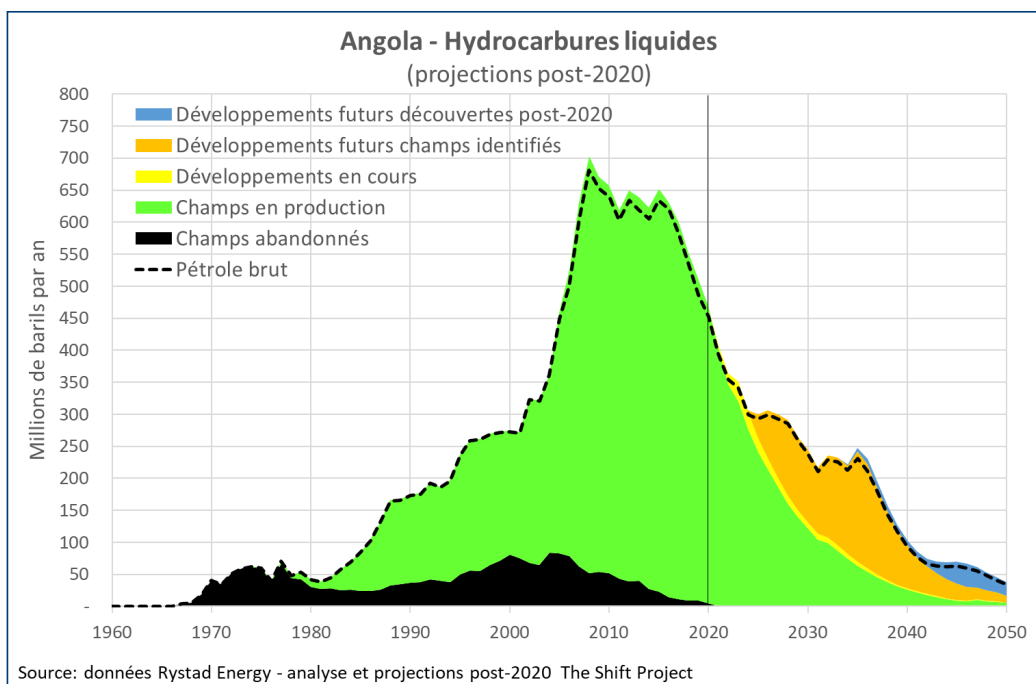
Le potentiel de découvertes additionnelles d'ici à 2050 apparaît limité : environ 2,5 milliards de barils devraient s'ajouter aux 20 milliards déjà découverts à 2020. Sur la période 2010-2019, l'Angola a concentré pour l'*offshore* profond plus de 5 % des CAPEX d'exploration

mondiaux, et plus de 7 % pour l'*offshore* très profond. Ces investissements se sont avérés payants seulement dans le domaine de l'*offshore* très profond, où près de 250 000 barils ont été découverts par million de dollars investis (cf. Annexe 1).

La production de pétrole brut en Angola devrait poursuivre son déclin jusqu'en 2030 lorsqu'elle devrait représenter 240 millions de barils par an (0,7 Mb/j) avant de se stabiliser autour de 220 millions de barils sur la période 2030-2035. En raison du manque de potentiel quant à l'exploration pétrolière future, la production reprendrait ensuite son déclin jusqu'en 2050, lorsqu'elle représenterait environ 34 millions de barils (0,1 Mb/j). Cela équivaut à un déclin de près de 93 % par rapport à son niveau de 2019 et de 95 % par rapport à son pic de production de 2008. Seul le domaine de l'*offshore* très profond du bassin du Congo pourrait receler un potentiel de découvertes à même de modérer ce diagnostic.



La production d'hydrocarbures liquides suivrait une tendance similaire, avec un plateau de production sur la période 2030-2035 autour d'un niveau de 230 millions de barils (0,6 Mb/j). Le déclin sur la période 2019-2050 serait de 93 %, passant de près de 510 millions de barils (1,4 Mb/j) à près de 40 millions (0,1 Mb/j), et de 95 % depuis le pic de production de 2008.



Égypte

Productrice de pétrole depuis les années 1920, l'Égypte est devenue importatrice nette de produits pétroliers en 2010 à la faveur de l'augmentation de sa consommation intérieure et de la baisse de sa production nationale. Néanmoins l'Égypte reste exportatrice nette de pétrole brut notamment vers l'Europe en raison de ses caractéristiques recherchées (degré API élevé et faiblement soufré). L'Égypte via le canal de Suez constitue également un acteur clé dans le monde du transport pétrolier. En effet en 2016, le canal ainsi que l'oléoduc SUMED ont vu transiter 5,5 millions de barils par jour de pétrole brut et de produits pétroliers. Cela correspond à 9 % du trafic pétrolier de l'époque.

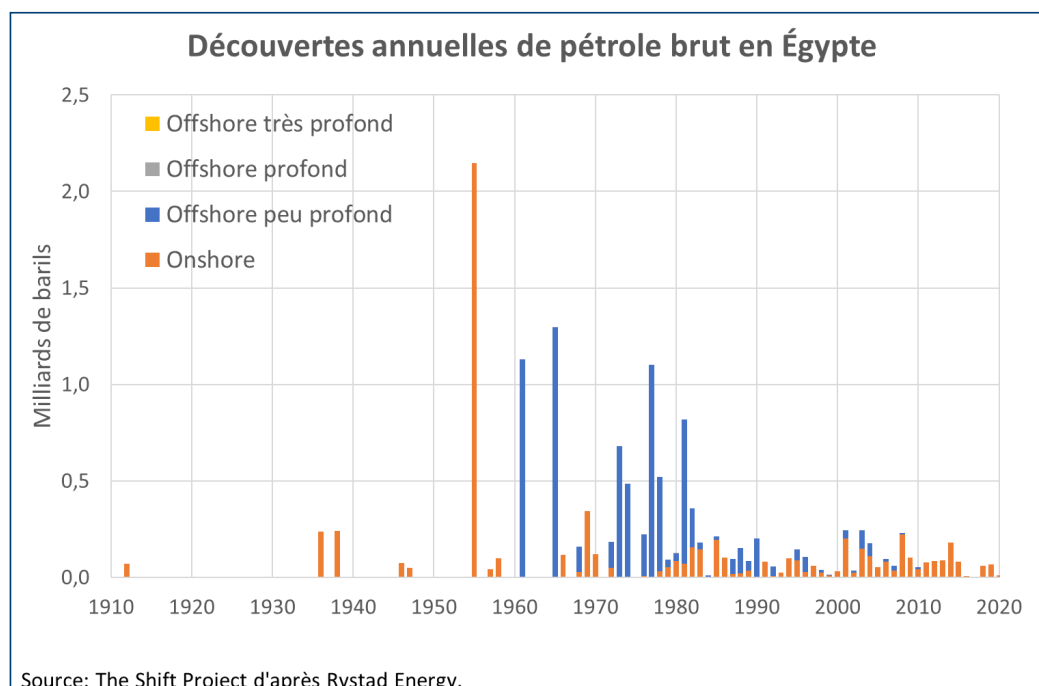
L'Égypte a atteint son pic des découvertes de pétrole brut offshore en 1965. Depuis 2000 en revanche, plus de 80 % du volume de pétrole découvert est localisé à terre. **La production de pétrole brut est en déclin depuis 1996** malgré l'augmentation continue du nombre de champs en exploitation soit 250 champs en 2019. **Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse proche de 60% à 2030 et de plus de 90% à 2050.**

Le déclin des réserves devrait se poursuivre. Depuis 1982 l'extraction de pétrole en Égypte n'est plus compensée par de nouvelles découvertes. Elles représentent 2 milliards de barils soit 15 % des découvertes cumulées en 2020. Le potentiel de nouvelles découvertes estimé à 2 milliards de barils de pétrole brut ne devrait pas permettre d'interrompre cette tendance. La diminution de la taille des champs mis en exploitation devrait contribuer à l'augmentation du coût de production dans les années à venir.

D'ici 2030, la production égyptienne de pétrole brut devrait diminuer de moitié par rapport au niveau de production de 2019, de 0,5 Mb/j à 0,25 Mb/j. Sur la période 2019-2050 le déclin de production devrait être de l'ordre de 60% correspondant à un volume d'environ 0,2 Mb/j.

I. Données d'exploration

Les découvertes de pétrole brut en Égypte ont atteint leur pic en 1955 avec plus de 2,1 milliards de barils découverts à terre. Les découvertes de pétrole brut en *offshore* peu profond ont quant à elles atteint leur niveau maximum en 1965 avec un volume de 1,3 milliard de barils.

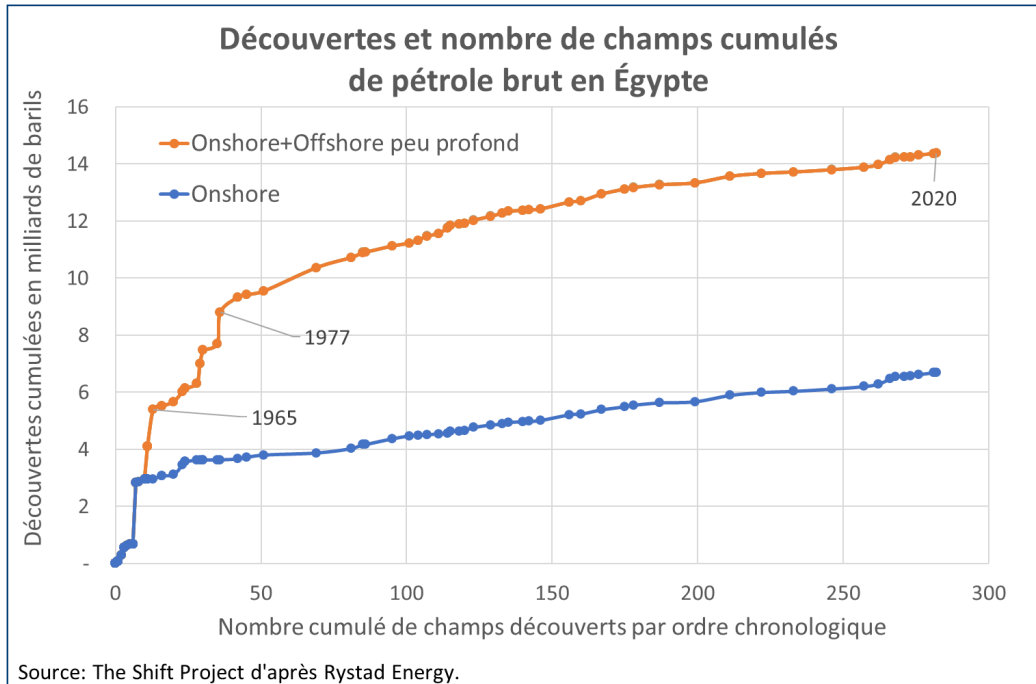


Les investissements en exploration sont supérieurs à 200 millions de dollars par an depuis 2006 pour un volume de découvertes de 1,1 milliard de barils. Ce volume de découvertes est insuffisant pour compenser le volume de 2,7 milliards de barils extraits sur la même période.

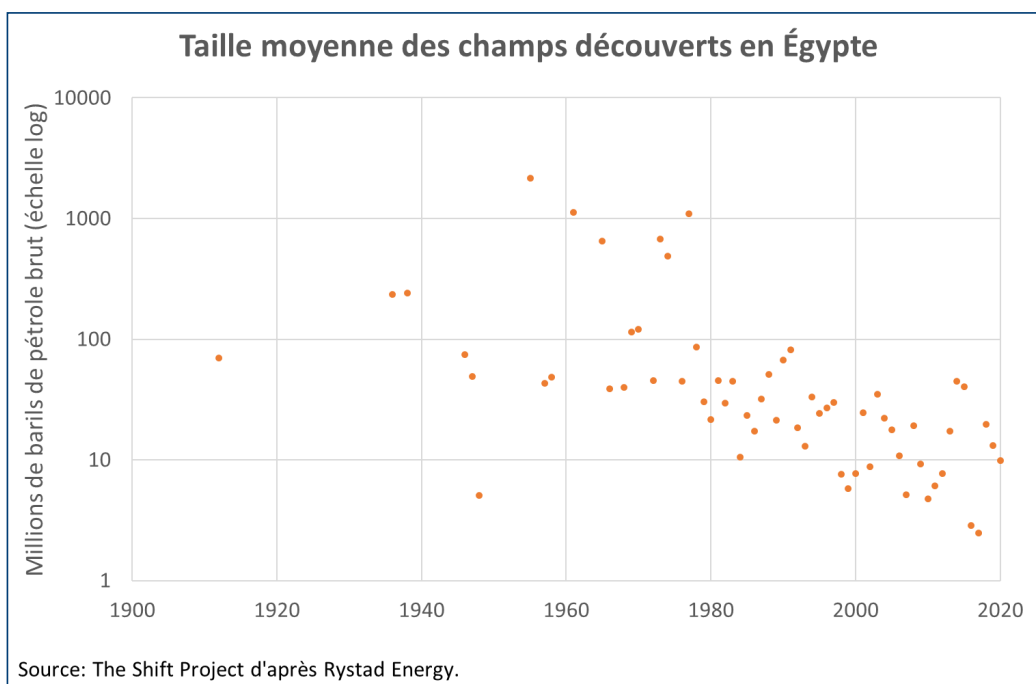
Les découvertes cumulées de pétrole brut en Égypte représentent en 2020 un volume de 14,4 milliards de barils répartis dans 282 champs.

Sur ce total, 204 champs sont situés à terre pour un volume de 6,7 milliards de barils et 78 champs en mer pour un total de 7,7 milliards de barils.

L'efficacité de l'exploration pétrolière diminue au cours du temps. Le premier tiers des champs découverts représentait un total de 11 milliards de barils contre respectivement 2 et 1 milliards de barils pour les deuxième et troisième tiers.

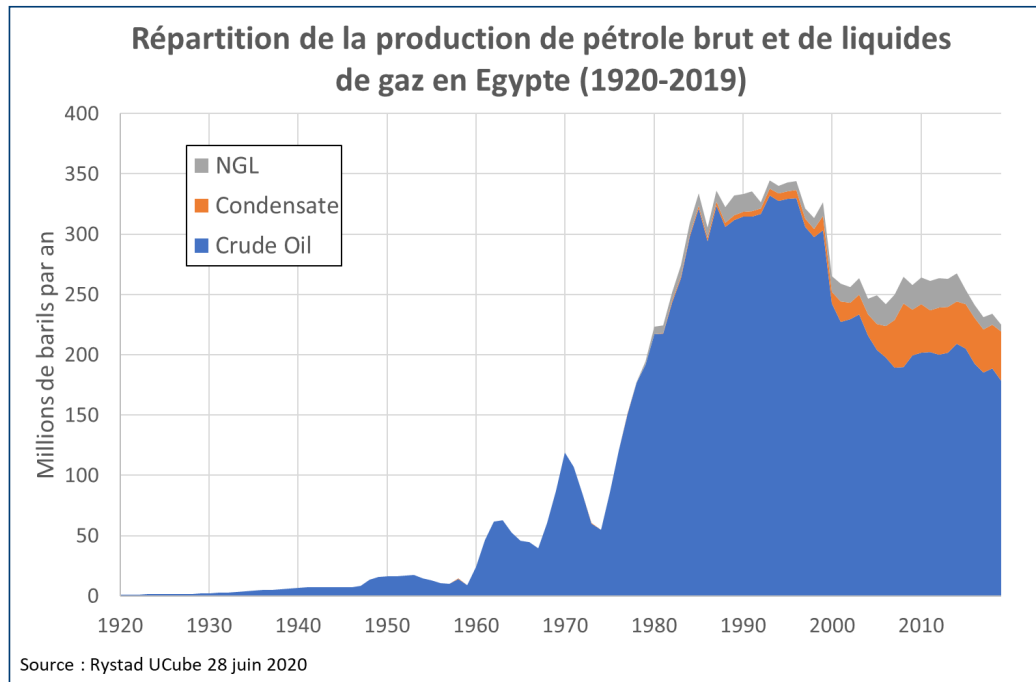


La taille moyenne des champs découverts en Égypte est en déclin depuis la fin des années 1950 après avoir atteint un pic à 2,1 milliards de barils en 1955. Depuis 2000, la taille moyenne est quasi-systématiquement inférieure au seuil de 30 millions de barils.

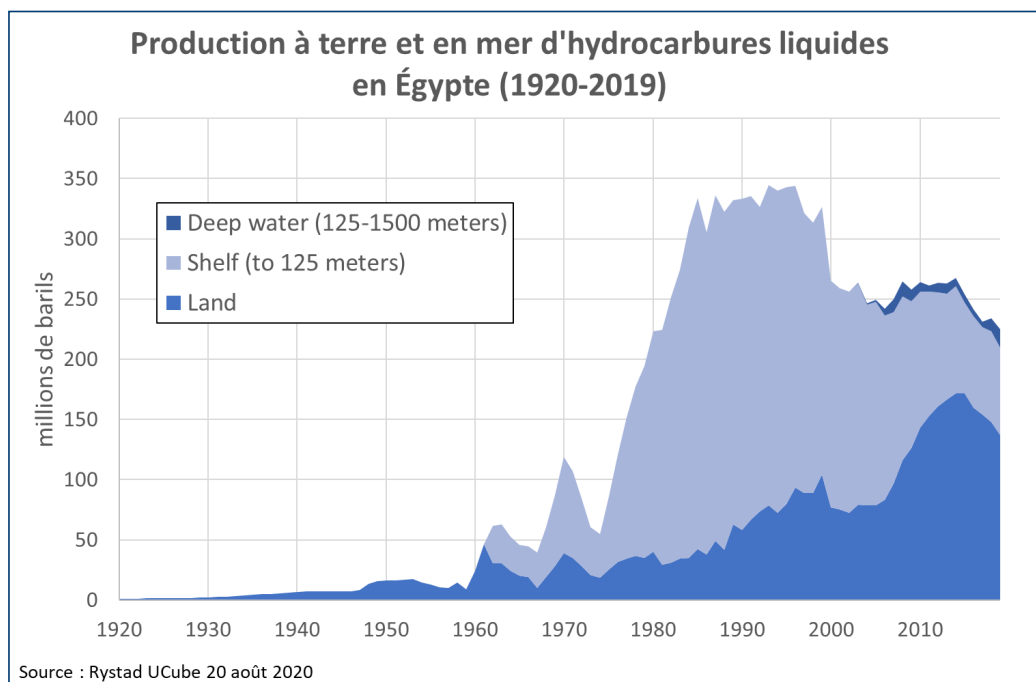


II. Historique de production

La production d'hydrocarbures liquides en Égypte a atteint son maximum en 1996 à 345 millions de barils (0,9 Mb/j). La production de pétrole brut représentait 330 millions de barils sur ce total (0,9 Mb/j). En 2019, la production d'hydrocarbures représente 225 millions de barils (0,6 Mb/j) en baisse de 35 % par rapport à 1996. La production de pétrole brut est quant à elle en recul de 46 % par rapport à 1996, soit un volume de 178 millions de barils (0,5 Mb/j) en 2019.

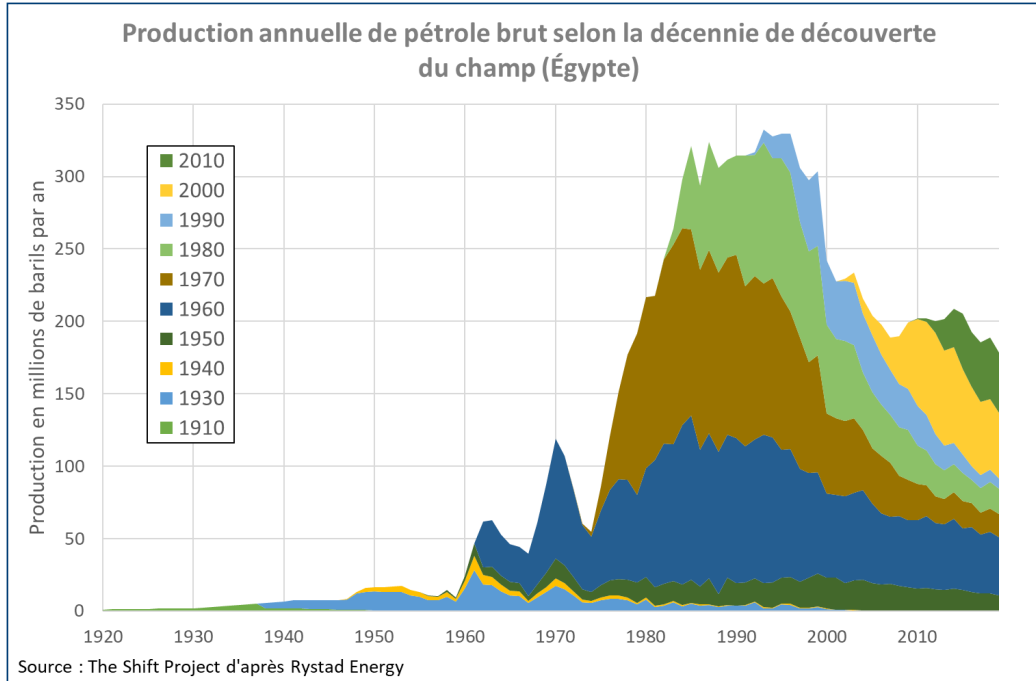


Lors du pic de production de 1996, près de 73 % des hydrocarbures proviennent de champs *offshores* soit 250 millions de barils (0,7 Mb/j) sur un total de 344 millions (0,9 Mb/j). Cette proportion se réduit à 39% en 2019 dont 7 % situé en *offshore* profond. Ainsi, la production d'hydrocarbures liquides en 2019 était composée de 137 millions de barils produits à terre (0,4 Mb/j), 72 millions de barils produits en *offshore* peu profond (0,2 Mb/j) et 16 millions en *offshore* profond (0,04 Mb/j). **Cette évolution**

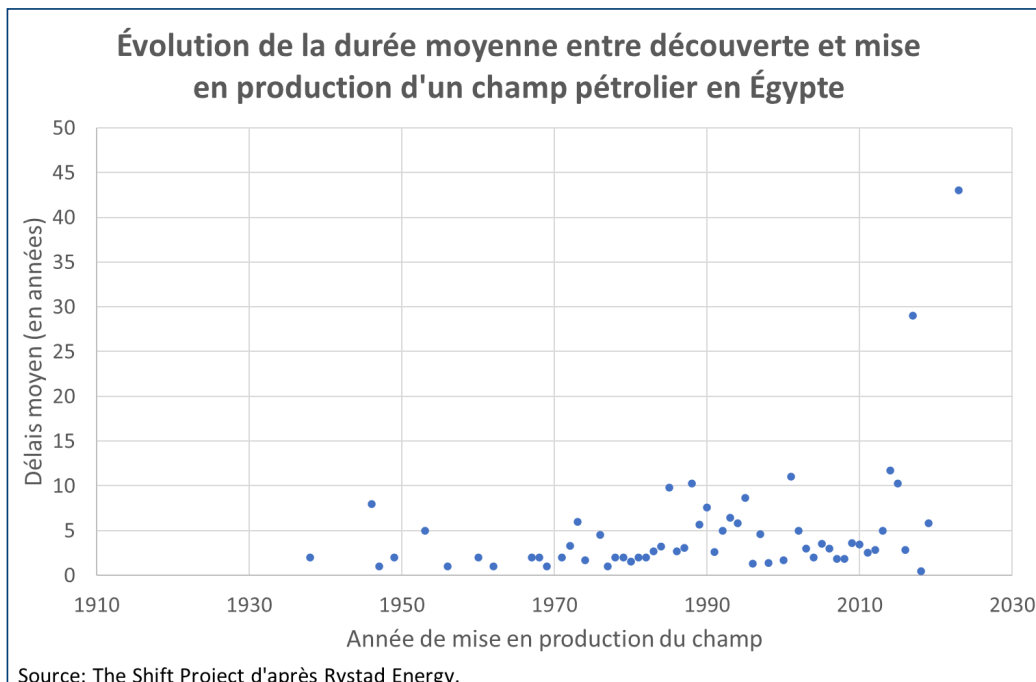


de la production est singulière, les champs *offshores* étant généralement exploités après les champs *onshore*. L'augmentation de la production de pétrole à terre à partir des années 2000 est due principalement au développement de nouvelles techniques géophysiques (sismique 3D) qui ont permis d'identifier de nombreux champs dans le désert occidental égyptien. **La production à terre semble néanmoins être entrée à son tour en déclin depuis 2014.**

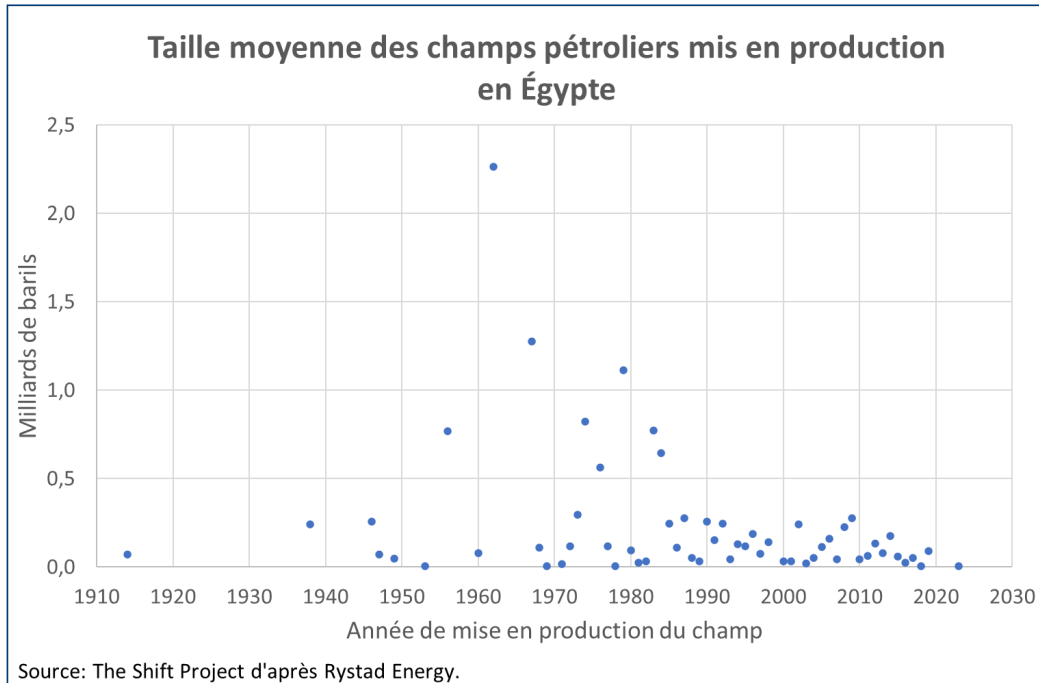
En 2019, près de 38 % de la production de pétrole brut en Égypte est assurée par des champs découverts avant 1980. Cette proportion était de 43 % en 2010.



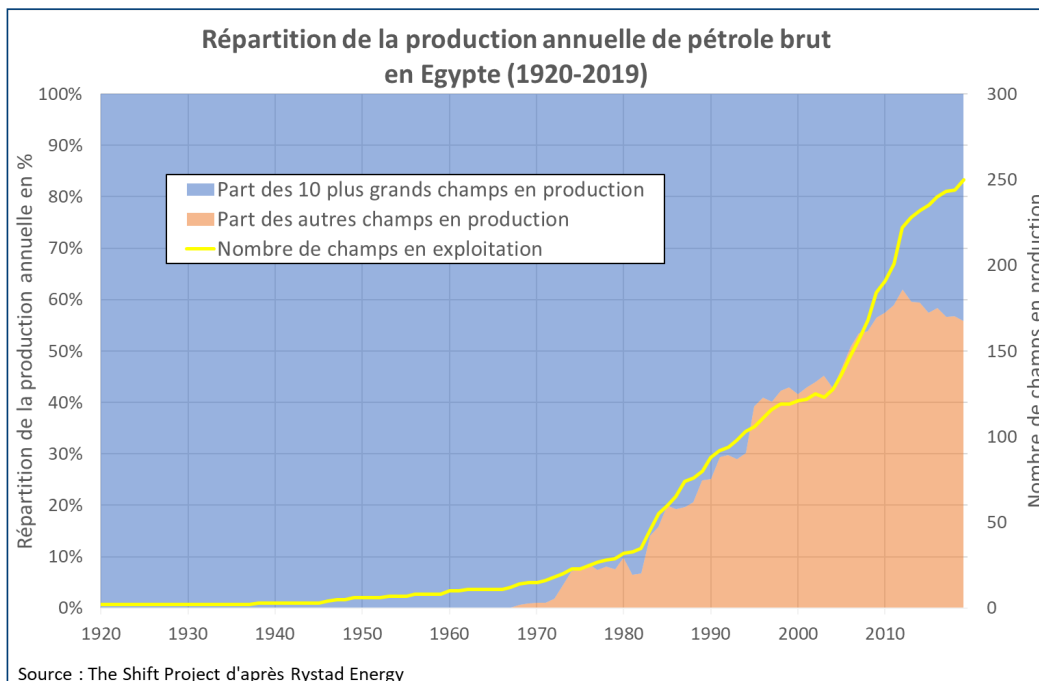
La durée moyenne entre découverte et mise en production d'un champ pétrolier en Égypte a tendance à augmenter. En effet, entre les années 1940 et 1984, la quasi-totalité des champs mis en production avait en moyenne été découverts moins de 5 années auparavant. Depuis 1985, la durée moyenne de mise en production est, près de une fois sur deux, supérieure à 5 années. Les champs mis en production en 2017 avaient même en moyenne été découverts près de 29 années auparavant.



La taille moyenne des champs pétroliers mis en production en Égypte est en déclin depuis les années 1960. En 1962, les champs mis en production avaient une taille moyenne supérieure à 2 milliards de barils. Entre 1962 et 1984, un tiers des mises en production présentait une taille moyenne supérieure à 500 millions de barils. Depuis 1985 aucune mise en production n'a dépassé une taille moyenne de 300 millions de barils. Depuis 2010, ce seuil s'est même abaissé à 180 millions de barils.

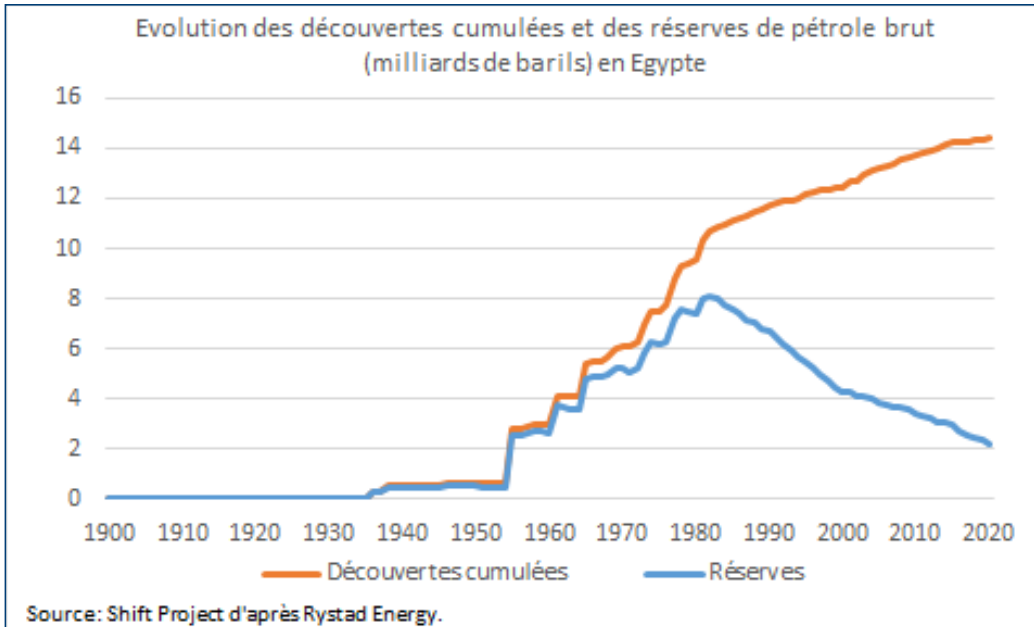


Les 10 plus grands champs pétroliers d'Égypte ont assuré plus de 90 % de la production totale du pays jusqu'en 1982. Cette proportion a été en recul jusqu'en 2012 lorsque ces 10 champs ne représentaient plus que 38 % de la production totale. **En 2019, ce chiffre atteint 44 %.** Le nombre de champs en exploitation est en augmentation continue depuis 1913. Avant 1980, le nombre de champs en exploitation était inférieur à 30 champs. **En 2019, l'Égypte compte 250 champs en exploitation.**

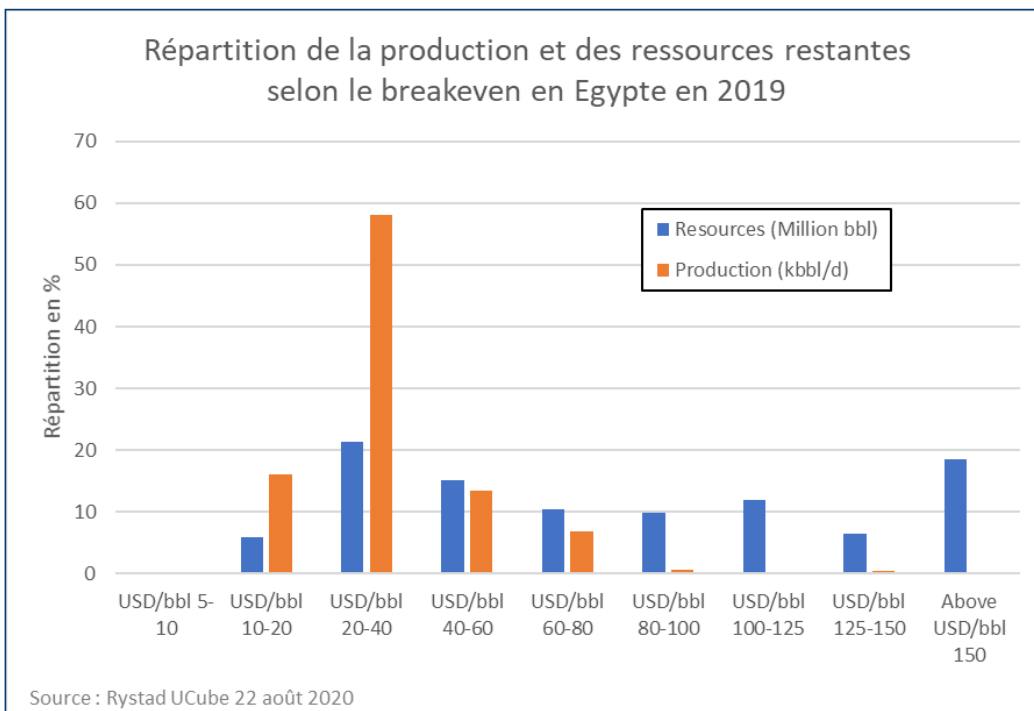


III. Perspectives de production

Les réserves de pétrole brut en Égypte sont en déclin continu depuis 1982 date à laquelle elles avaient atteint leur niveau maximal à 8 milliards de barils. En 2020, les réserves de pétrole brut représentent 2,2 milliards de barils soit 15 % des découvertes cumulées (14,4 milliards de barils en 2020). Entre 2000 et 2020, l'Égypte a découvert près de 2 milliards de barils mais elle a produit dans le même temps plus de 4 milliards de barils.



En 2019, près de 75 % de la production égyptienne de pétrole brut était issue de champs avec un point mort estimé inférieur à 40 \$ par baril. Les réserves sont situées en revanche à 73 % dans des champs dont le point mort estimé est supérieur à ce seuil de 40 \$ par baril et même à plus de 40 % dans des champs dont le point mort estimé est supérieur à 80 \$. Si les découvertes futures ne modifient pas cette répartition des réserves, **le coût de production du pétrole égyptien devrait augmenter de façon sensible dans les années à venir.**

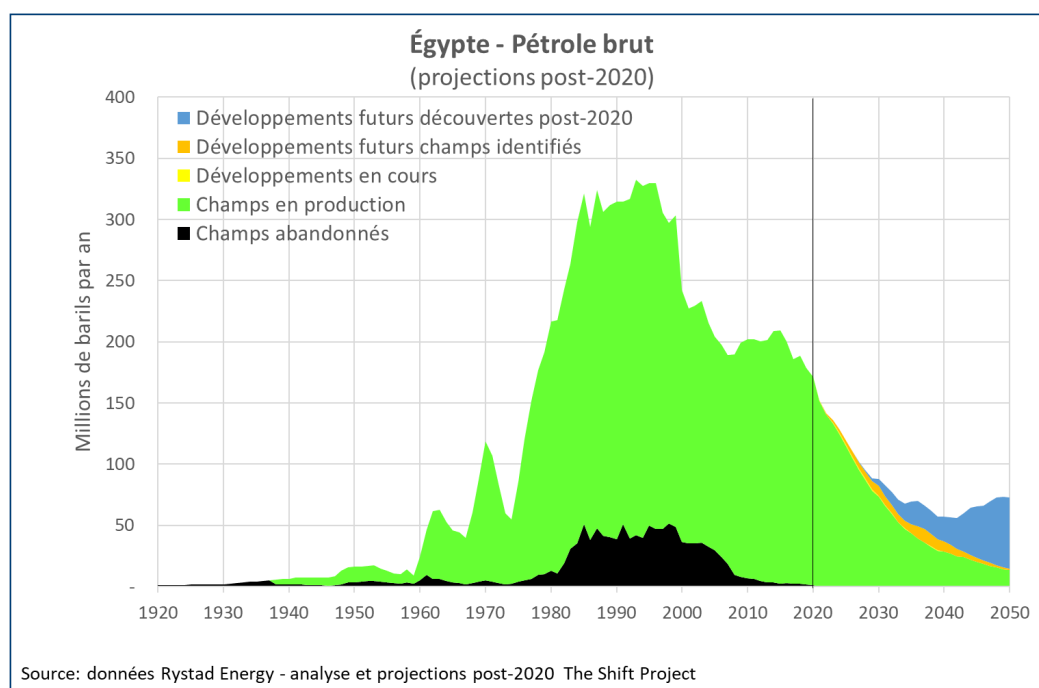


La production égyptienne de pétrole brut devrait connaître un nouveau déclin d'ici 2050, après avoir été relativement stable sur la période 2005-2019. Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse proche de 60% à 2030 et de plus de 90% à 2050.

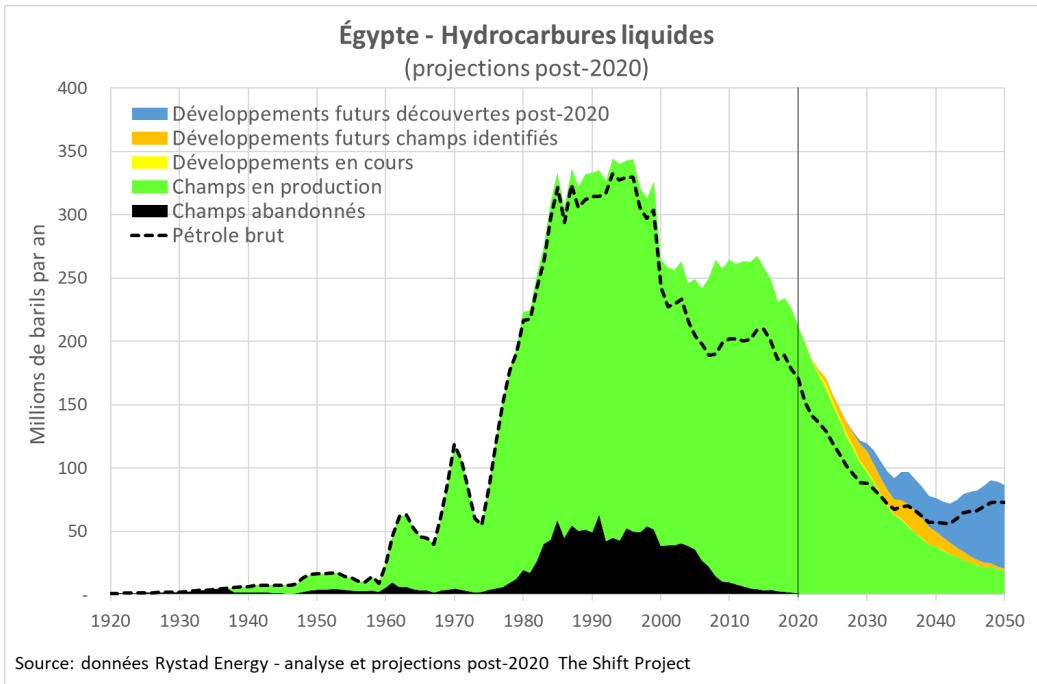
En 2020, l'Égypte compte 19 champs non développés dont 11 se situent à terre. Cependant la taille moyenne de ces champs est faible avec seulement 9 millions de barils pour les champs *onshore* et inférieure à 9 millions de barils pour les champs *offshore*.

Les découvertes réalisées en *onshore* durant la décennie 2010 l'ont été au prix d'un investissement en exploration important, l'Égypte concentrant près de 3 % des CAPEX au niveau mondial (4^e rang de l'étude) pour 138 000 barils découverts par million de dollars investi (8^e rang de l'étude). **Mais le potentiel de découvertes additionnelles d'ici à 2050 est limité à 2,1 milliards de barils.**

Le déclin des champs matures ne devrait pas être compensé par la mise en production de nouveaux champs. **D'ici 2030, la production égyptienne de pétrole brut devrait diminuer de moitié par rapport au niveau de production de 2019.** En effet elle devrait passer de 180 millions de barils (0,5 Mb/j) à 90 millions de barils entre ces deux dates. Sur la période 2019-2050 le déclin de production devrait être de l'ordre de 60 % correspondant à volume d'environ 70 millions de barils (0,2 Mb/j).



La production d'hydrocarbures liquides va également accélérer son déclin sur la période 2019-2050. En effet, elle passera d'un volume de 230 millions de barils (0,6 Mb/j) à seulement 90 millions de barils (0,2 Mb/j) en 2050 soit un déclin d'environ 62 %. Sur la période 1993-2019 ce déclin avait été de 34 %. La proportion de liquides de gaz et de condensats dans la production totale devrait décliner passant de 34 % en 2019 à 16 % en 2050.



Libye

La Libye accède à l'indépendance en 1951 sous la forme d'une monarchie fédérale. Ce gouvernement est renversé en 1969 par un coup d'Etat qui porte à la tête du pays le Colonel Mouammar Kadhafi. En 2011, le pays est en proie à une guerre civile qui aboutit à la mort du colonel Kadhafi. Deux blocs s'opposent depuis : d'une part le Gouvernement d'Union National reconnu par les Nations unies, siégeant à Tripoli et d'autre part le parlement de Tobrouk sous l'influence du maréchal Haftar. C'est le parlement de Tobrouk qui contrôle l'essentiel de la production libyenne de pétrole. La Libye a joué depuis les années 1960 un rôle majeur pour la sécurité énergétique de l'Europe.

La production en 2019 est en déclin de 30% par rapport à 2010, principalement en raison du déclenchement de la guerre civile. Le pétrole libyen est extrait quasi exclusivement de gisements situés à terre. **Les découvertes de pétrole brut en Libye sont faibles en dépit d'investissements importants en exploration au cours de la dernière décennie.** Les découvertes n'ont augmenté que de 5 milliards de barils depuis 1985 tandis que la production cumulée sur cette période représente 15 milliards de barils.

La taille des champs pétroliers découverts et mis en production diminue. À l'avenir la Libye devra mettre en production des champs dont le point mort estimé est plus élevé : alors qu'un tiers des réserves restantes a un point mort supérieur à 60 dollars par barils, seuls 7% des productions actuelles ont un point mort similaire.

Aucun développement de nouveaux champs n'étant à ce jour en cours ou prévu, et en dépit d'un déclin assez lent des champs à ce jour en production, la production libyenne de pétrole brut sur la période 2019-2030 pourrait passer de 1,1 Mb/j à 1 Mb/j, inférieur cependant au niveau de production enregistré avant la guerre civile (1,6 Mb/j en 2010). Sur l'ensemble de la période 2019-2050, la production libyenne devrait décliner de près de 60% à 0,4 Mb/j.

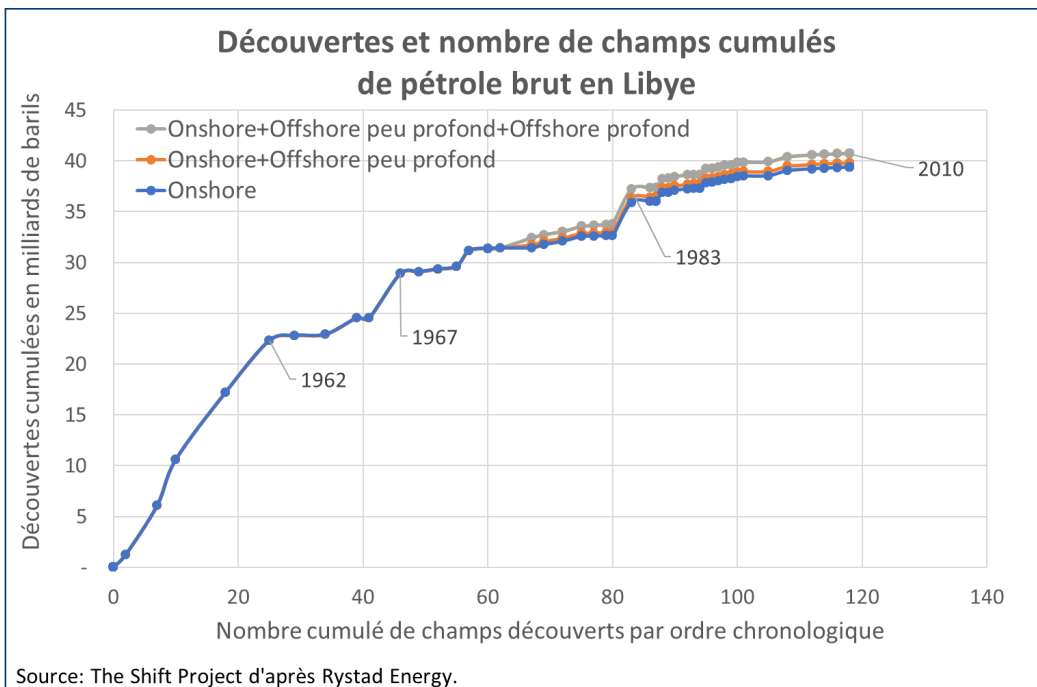
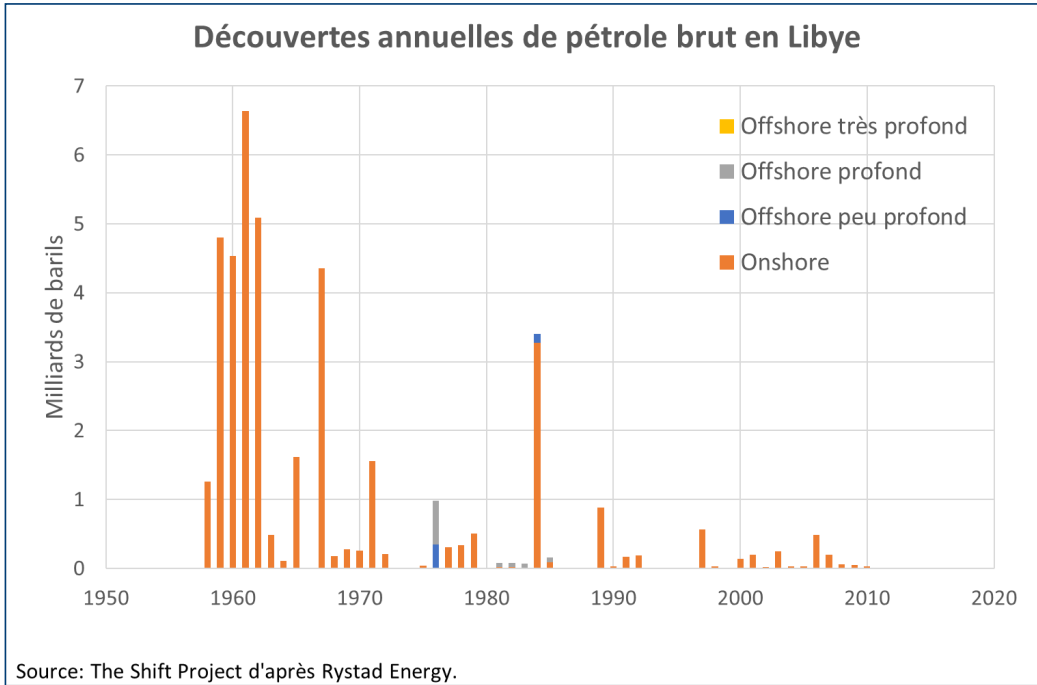
I. Données d'exploration

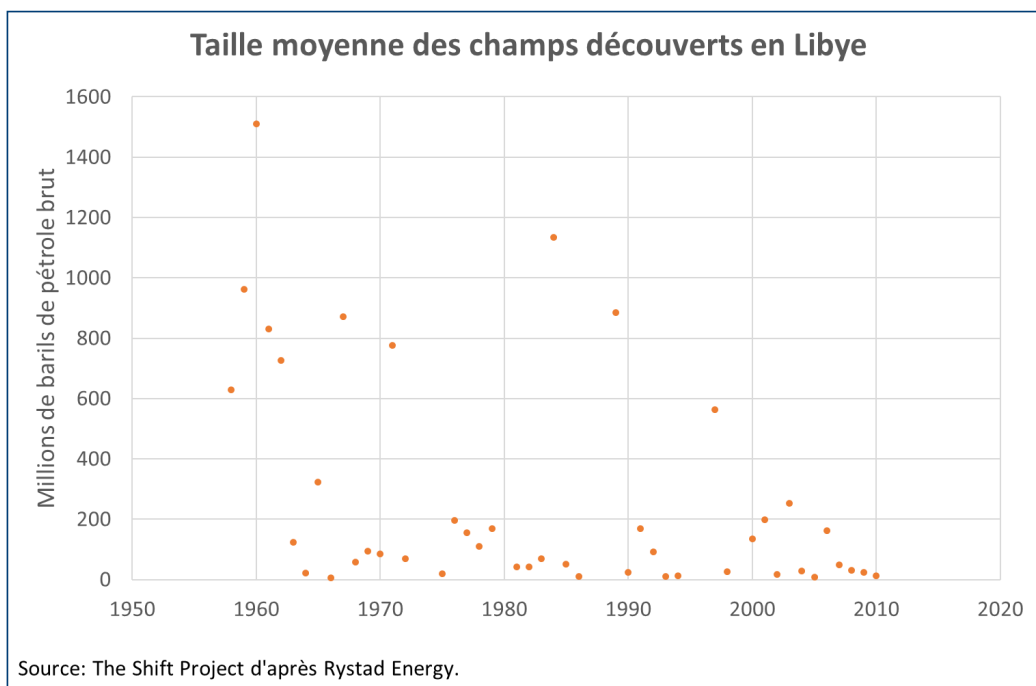
Les découvertes de pétrole brut en Libye ont connu un pic en 1961 à près de 6,6 milliards de barils. Depuis cette date les volumes découverts sont tendanciellement à la baisse. La guerre civile libyenne qui se déclenche en 2011 fait chuter les investissements en exploration, après une hausse spectaculaire en 2008 liée à la hausse des cours du brut mais qui n'a pas produit de résultat significatif.

En 2020 la Libye compte 118 champs de pétrole représentant un volume de réserves initiales d'environ 41 milliards de barils. Plus de 96 % de ce volume est constitué par des réserves situées à terre.

Les champs découverts sont de taille toujours plus réduite : les 60 premiers champs découverts représentaient un volume total de pétrole de 31 milliards de barils. Les 60 champs découverts par la suite n'ont ajouté qu'un volume de 10 milliards de barils.

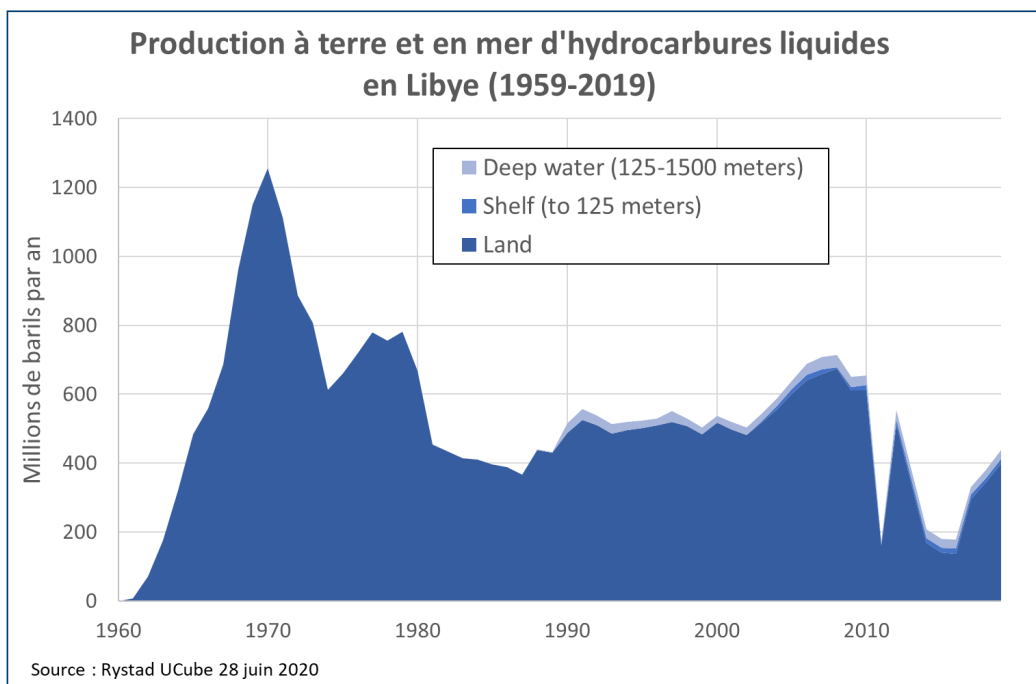
La taille moyenne des champs pétroliers découverts en Libye est en déclin depuis le début des années 1960. Alors que le seuil des 300 millions de barils était régulièrement dépassé jusqu'au début des années 1970, la taille moyenne des champs découverts depuis n'a que très rarement dépassé le seuil des 200 millions de barils. Depuis le milieu des années 2000 on peut même considérer que ce seuil maximum a été abaissé à 50 millions de barils seulement.





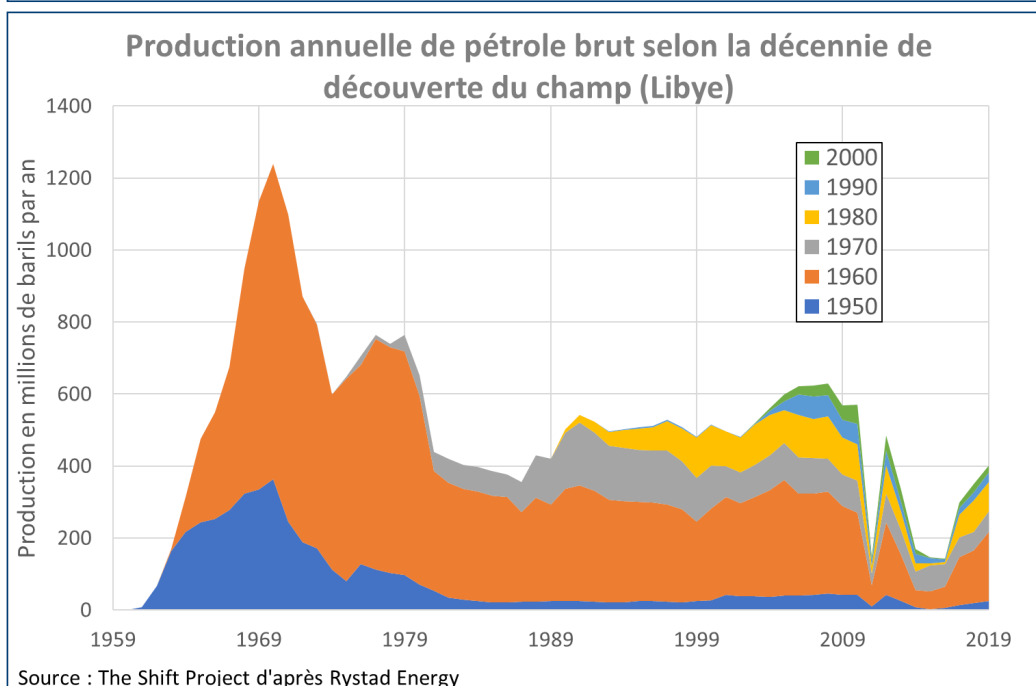
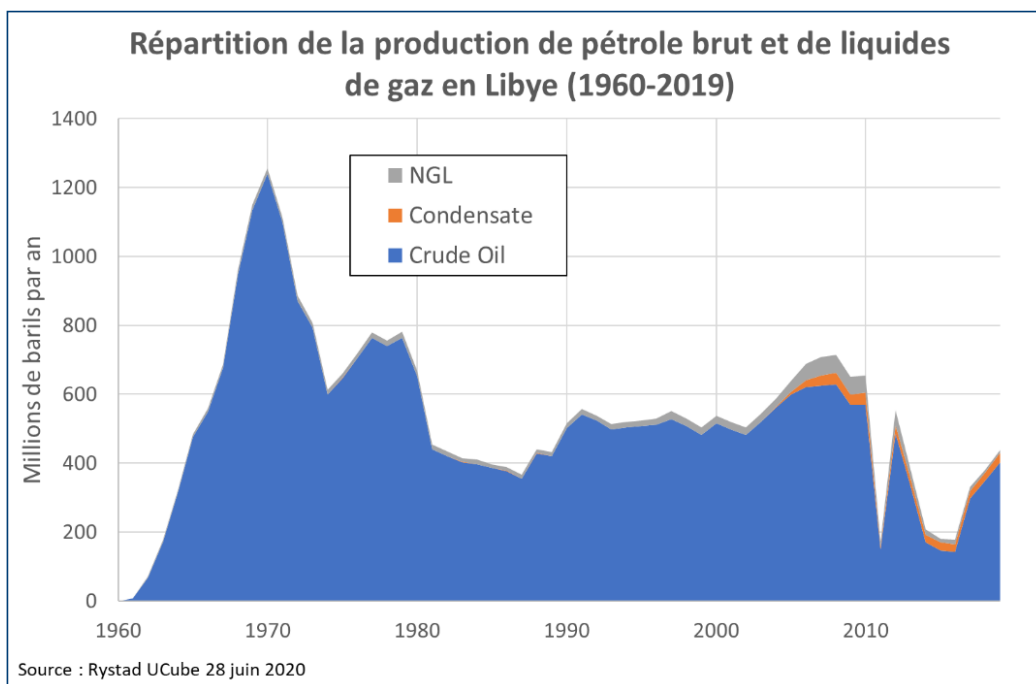
II. Historique de production

La production libyenne d'hydrocarbures liquides a connu un pic en 1970 à 1,2 milliard de barils (3,3 Mb/j). Alors que la production était à nouveau en légère croissance à partir de 1987, la guerre civile déclenchée en 2011 réduit fortement les extractions. En 2019, la production représente près de 490 millions de barils (1,3 Mb/j), un volume en baisse de 33 % par rapport à 2010. Le pétrole extrait à terre représente 90 % du pétrole produit. Ce niveau est en légère baisse depuis les années 2000 lorsqu'il représentait 95 % de la production totale.



Le pétrole brut représente en 2019 autour de 92 % de la production totale d'hydrocarbures liquides, une proportion relativement stable au fil du temps.

Depuis 2010, la production de pétrole brut en Libye dépend aux deux-tiers de champs découverts avant 1980.



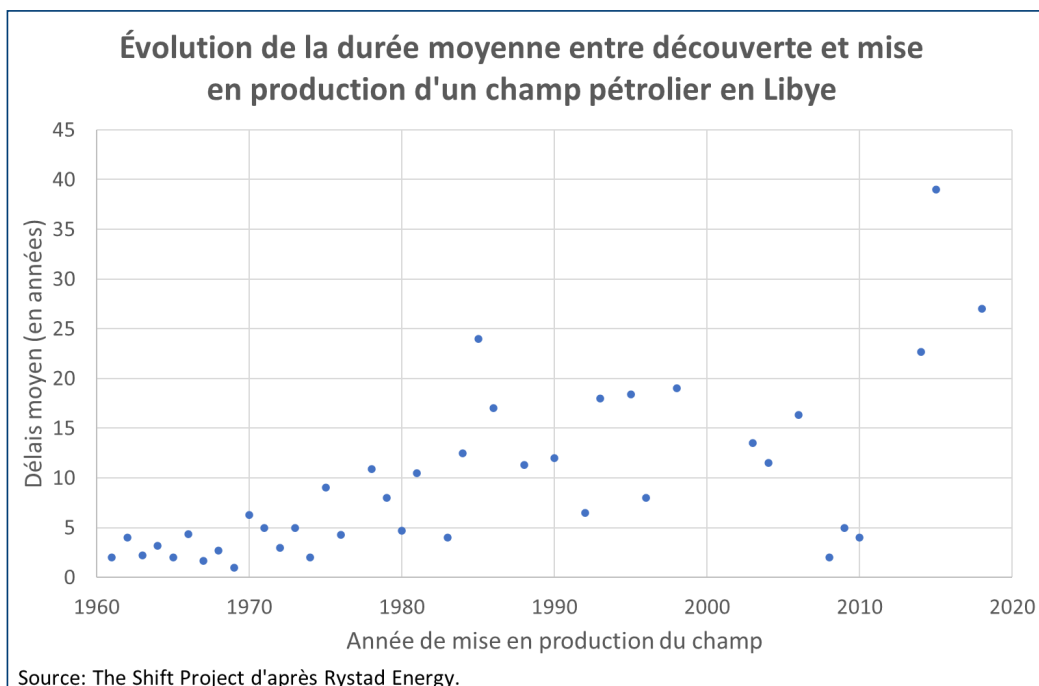
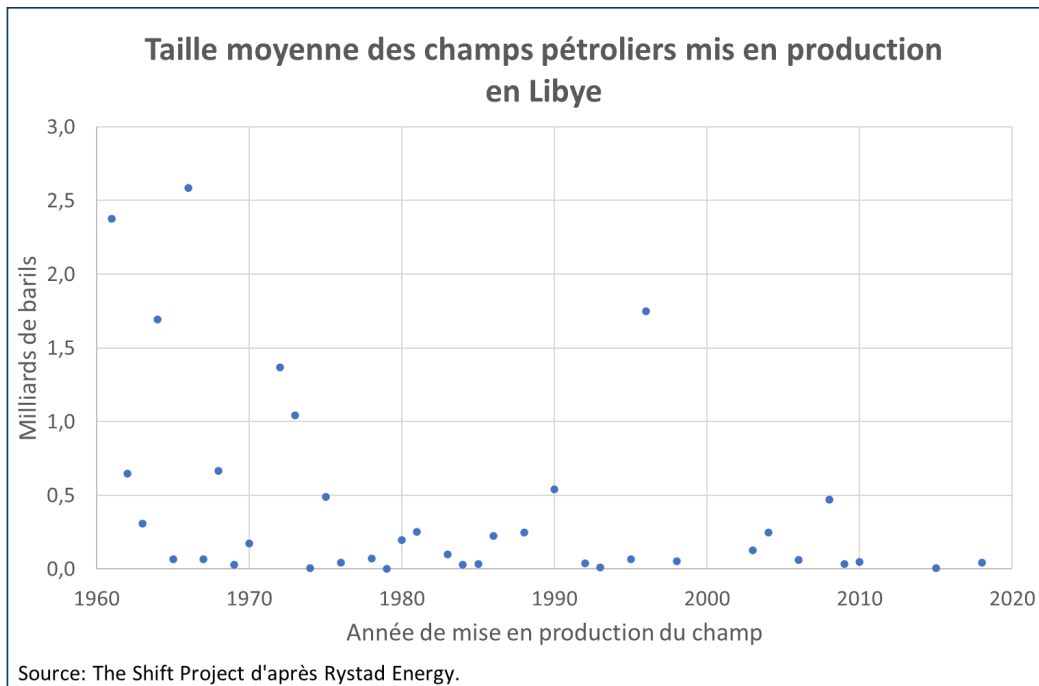
La taille des champs pétroliers mis en production à partir des années 1980 est relativement modeste par rapport aux champs mis en production jusqu'alors. En effet, hormis les années 1990, 1996 et 2008 la taille moyenne des champs pétroliers mis en production a été inférieure à 250 millions de barils. Malgré cela la Libye a mis en production suffisamment de nouveaux champs pour augmenter à nouveau la production entre 1987 et 2008 (+77%), un niveau record par rapport à 1980.

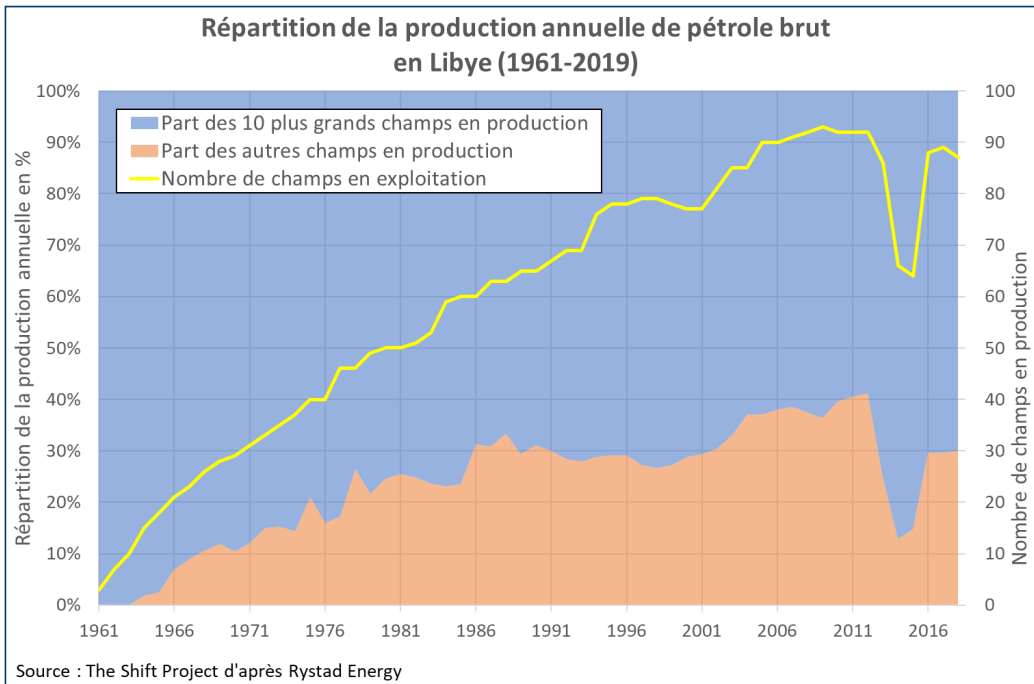
La durée moyenne entre découverte et exploitation tend à s'allonger. Alors que les champs mis en production entre 1960 et 1980 étaient découverts en moyenne moins de 10 années auparavant, cette durée est passée à près de 15 années entre 1980 et 2010. Les champs mis en production au cours de la décennie 2010 avaient en moyenne été découverts plus de 20 années auparavant.

La part représentée par les 10 plus grands champs dans la production totale de pétrole brut a reculé, au fil de la mise en production de nombreux champs de taille réduite. Alors que 88 % de la production libyenne était assurée par seulement 10

champs au moment du pic de production de 1970, cette proportion n'atteignait plus que 60 % en 2010. Sur la même période, le nombre de champs en exploitation est passé de 28 à 93.

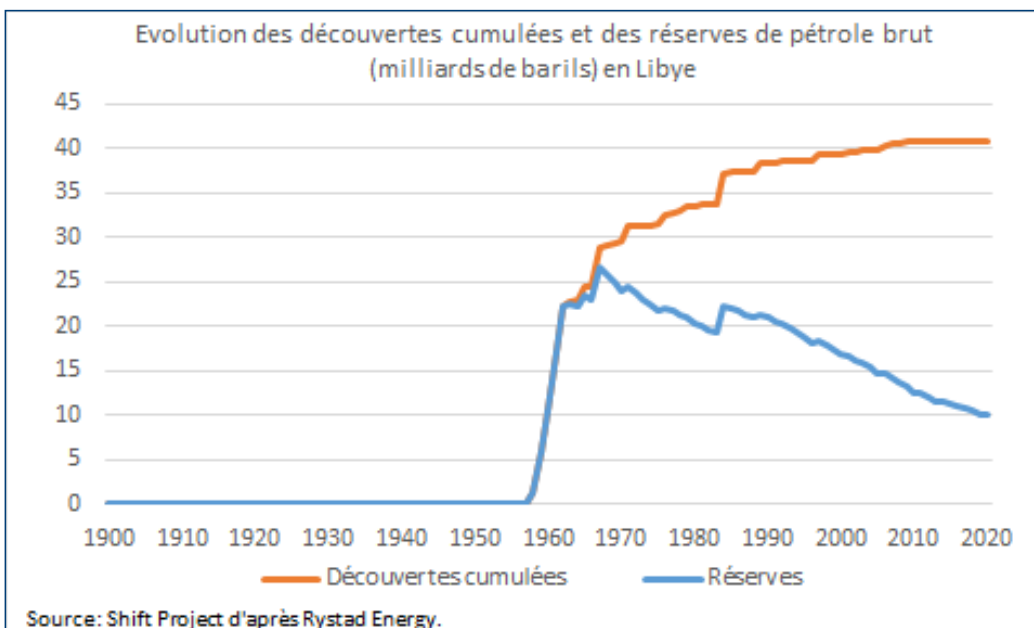
Le déclenchement de la guerre civile en 2011 est concomitant d'un fort recul du nombre de champs en exploitation (64 en 2016) et d'une augmentation de la part des 10 plus grands champs dans la production totale (85 % en 2016). Un certain nombre de champs avait repris leurs opérations en 2019 avec 87 champs rapportés comme actifs, un chiffre inférieur cependant aux 93 champs actifs à la veille de la guerre.





III. Perspectives de production

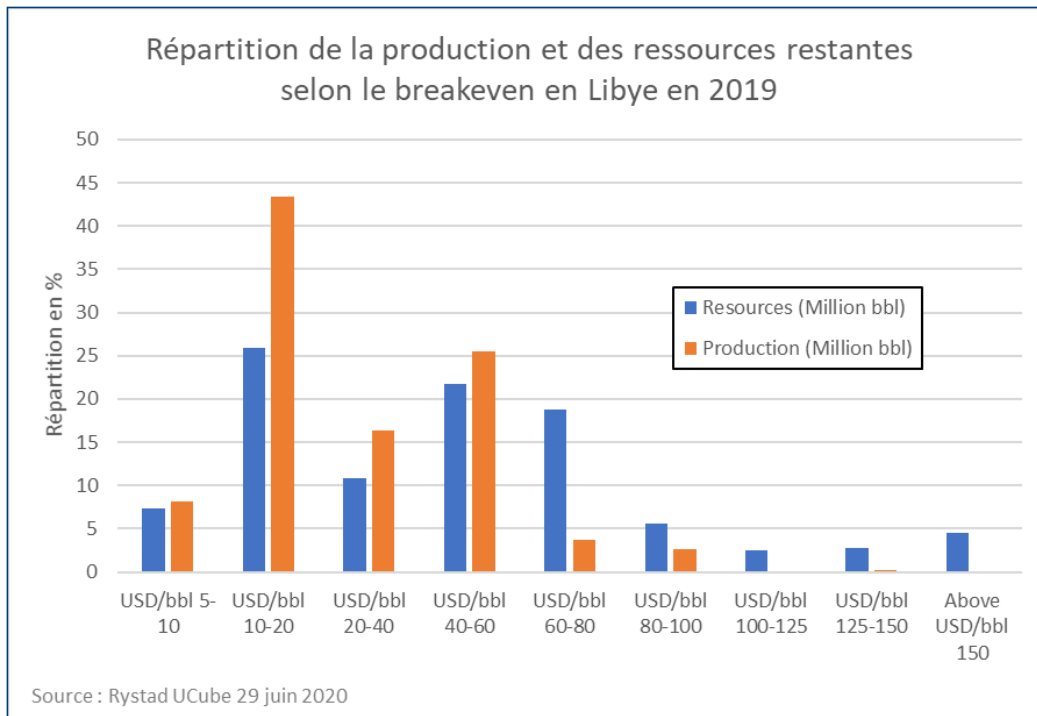
Les réserves de pétrole brut en Libye marquent un déclin quasi continu depuis 1967, lorsqu'elles représentaient près de 27 milliards de barils. En 2020 ces réserves représentent 10 milliards de barils soit 25 % des découvertes cumulées.



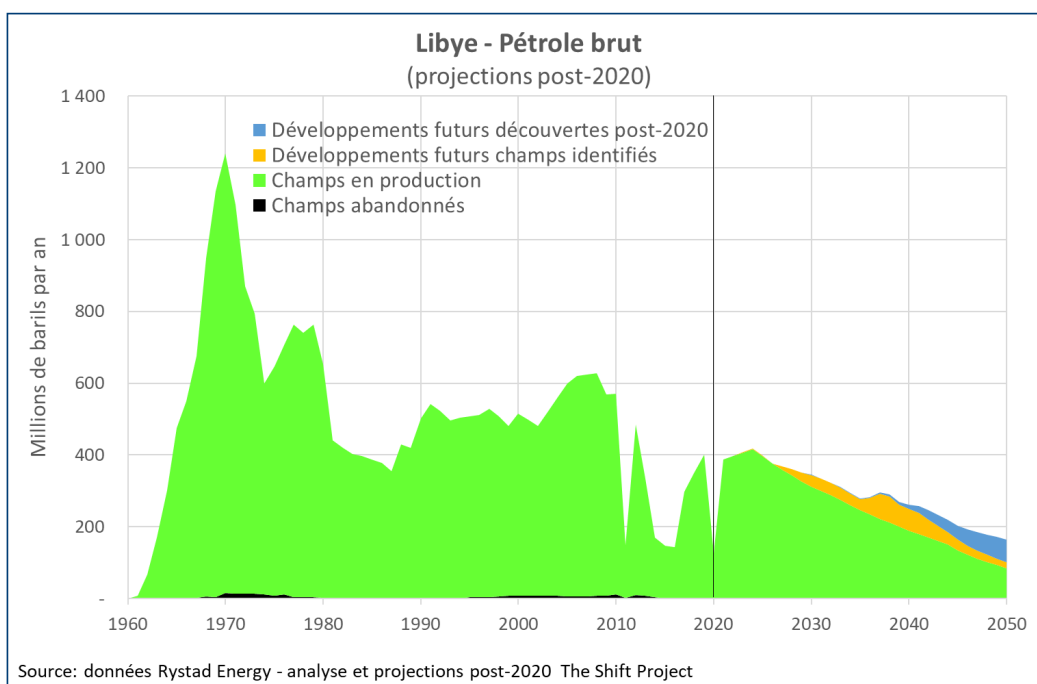
55 % du pétrole brut extrait en Libye en 2019 provient de champs dont le point mort estimé est inférieur à 20 dollars par baril. En revanche, moins de 35% des réserves présentent un point mort similaire. La Libye va donc devoir mettre en production des champs plus coûteux dans les années à venir : près d'un tiers des réserves présente un point mort estimé supérieur à 60 dollars par baril.

La production de pétrole brut en Libye devrait décroître progressivement dans les années à venir. Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient baisser de 22% à 2030 et près de 80% à 2050. La lenteur de ce déclin, caractéristique des champs *onshore* de taille importante, est accentuée par la sous-exploitation au cours de la dernière décennie liée à des facteurs exogènes.

Aucun développement de nouveaux champs n'est à ce jour en cours ou prévu. Par ailleurs, si la majorité des champs non développés se situent à terre (16 champs sur 21), leur taille moyenne de 37 millions de barils reste modeste, rendant incertain leur développement futur.



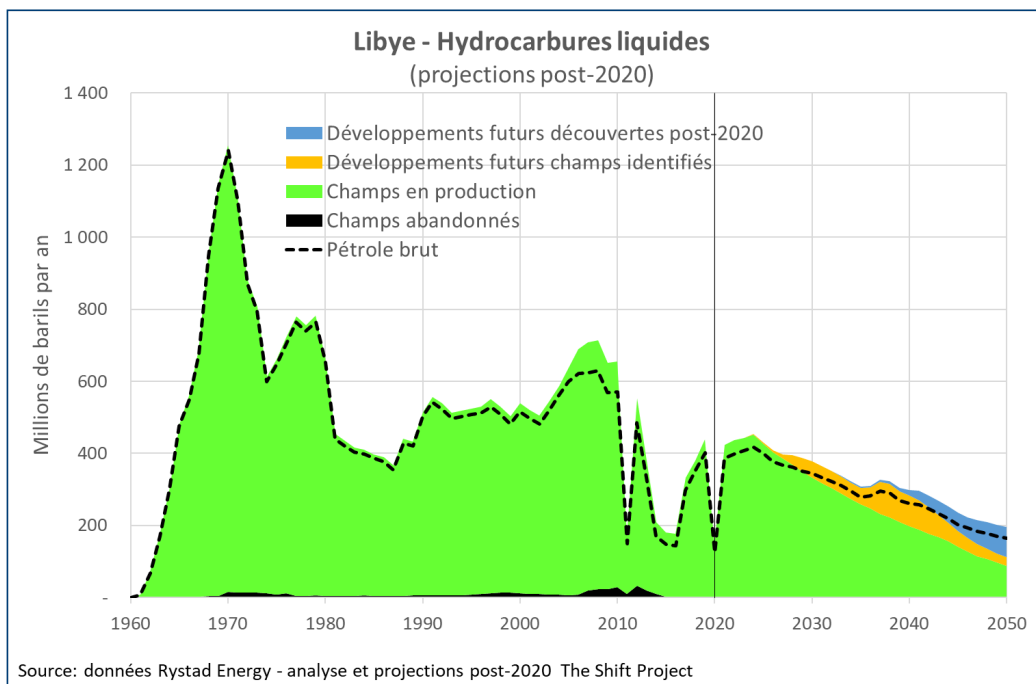
Le potentiel de découvertes additionnelles est estimé à 4,6 milliards de barils d'ici à 2050, soit en offshore soit en shale oil à terre, un volume limité et de nature beaucoup plus complexe et incertaine par rapport aux 41 milliards de barils découverts au total à ce jour. En dépit de la guerre civile, l'exploration en Libye a été marquée au cours de la dernière décennie par un montant élevé de CAPEX investi en exploration *onshore* avec près de 1,6% des CAPEX investis au niveau mondial, plaçant la Libye au 11e rang mondial. Mais les résultats ont été faibles, 45 000 barils découverts par million de dollar, et attestent de ce que la Libye est un pays pétrolier très mature.



La production libyenne de pétrole brut sur la période 2019-2030 pourrait passer de 400 millions (1,1 Mb/j) à près de 340 millions de barils (1 Mb/j), inférieure cependant au niveau de production enregistré avant la guerre civile (570 millions en 2010). Sur l'ensemble de la période 2019-2050, elle devrait décliner de près de 60% pour atteindre 165 millions de barils (0,4 Mb/j).

Ces projections supposent que la situation politique de la Libye ne se détériore pas, dans la lignée de l'accord de cessez-le-feu signé entre le maréchal Haftar et le gouvernement d'union nationale en octobre 2020.

La production libyenne d'hydrocarbures liquides devrait suivre un schéma similaire. Elle devrait passer de près de 440 millions de barils (1,2 Mb/j) à près de 200 millions de barils (0,5 Mb/j), sans atteindre cependant les niveaux de production pré-insurrectionnels. Sur la période 2019-2050, la production pourrait se contracter de moitié pour s'établir à environ 200 millions de barils (0,5 Mb/j) produits en fin de période.



Nigéria

La République Fédérale du Nigéria a obtenu son indépendance du Royaume-Uni en 1960. En 2019 le Nigéria est le premier producteur africain d'hydrocarbures liquides devant l'Angola et l'Algérie. Le Nigéria est également la première économie du continent, son PIB étant supérieur à ceux de l'Afrique du Sud et de l'Égypte. La totalité des ressources pétrolières du pays est concentrée dans delta du Niger et le long des côtes du Golfe de Guinée. Le Nigéria exporte l'essentiel du pétrole brut. En revanche, en raison d'un manque d'investissement dans l'industrie du raffinage, le pays est obligé d'importer une importante quantité de produits pétroliers raffinés. Une raffinerie d'une capacité de traitement de 650 000 barils/jour est actuellement construite par le groupe Dangote, soutenu par le gouvernement Nigérian avec comme objectif de rendre le pays autosuffisant en produits raffinés.

La production de pétrole brut au Nigéria est en déclin de 30% depuis 2005, lorsqu'elle représentait 870 millions de barils (2,4 Mb/j). Le volume de découvertes est faible depuis 2005 : 1 milliard de barils ont été ajoutés pour un total de 44 milliards de barils en dépit d'investissements assez élevés en exploration. **La taille des champs mis en production est en déclin tandis que la durée entre découverte et mise en production est en augmentation.**

Les volumes des champs à ce jour en production devraient baisser de 65% à 2030 et de 95% à 2050, en raison de la part significative des champs localisés en *offshore* profond. **La production de pétrole brut au Nigéria devrait poursuivre le déclin amorcé en 2005. La diminution devrait être de l'ordre de 40% entre 2019 et 2030** passant de 1,6 Mb/j à 1 Mb/j. À horizon 2050, la production devrait atteindre environ 0,2 Mb/j soit un déclin de 90% par rapport à 2019.

Le coût de production devrait augmenter dans les années à venir. En effet, 65% des réserves restantes ont un point mort estimé supérieur à 40\$ par baril contre seulement 20% de la production actuelle.

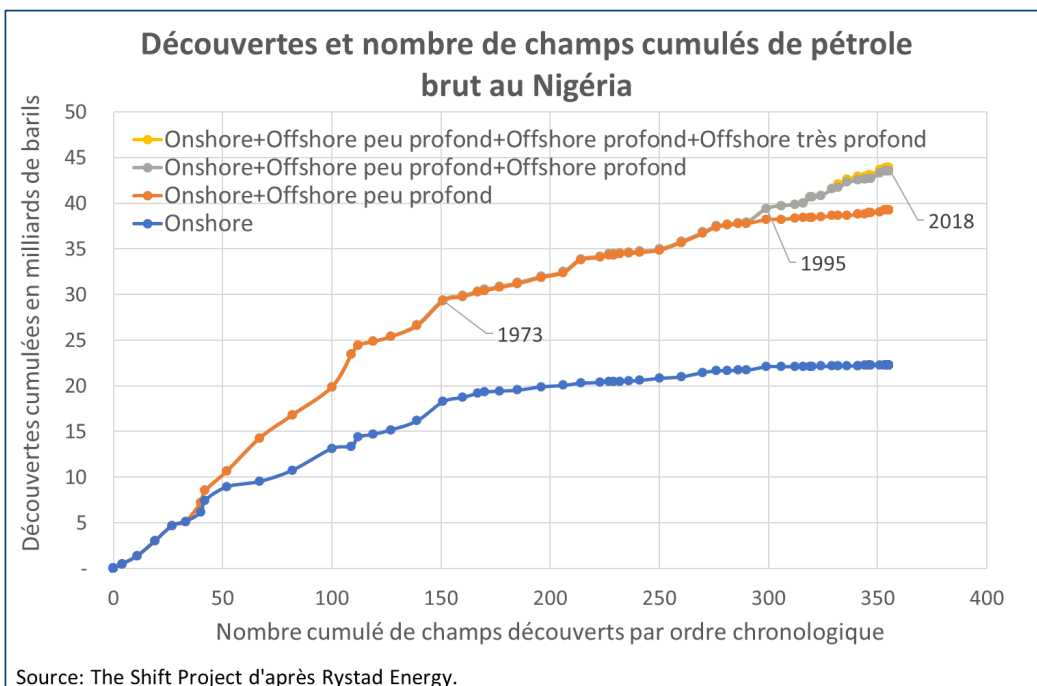
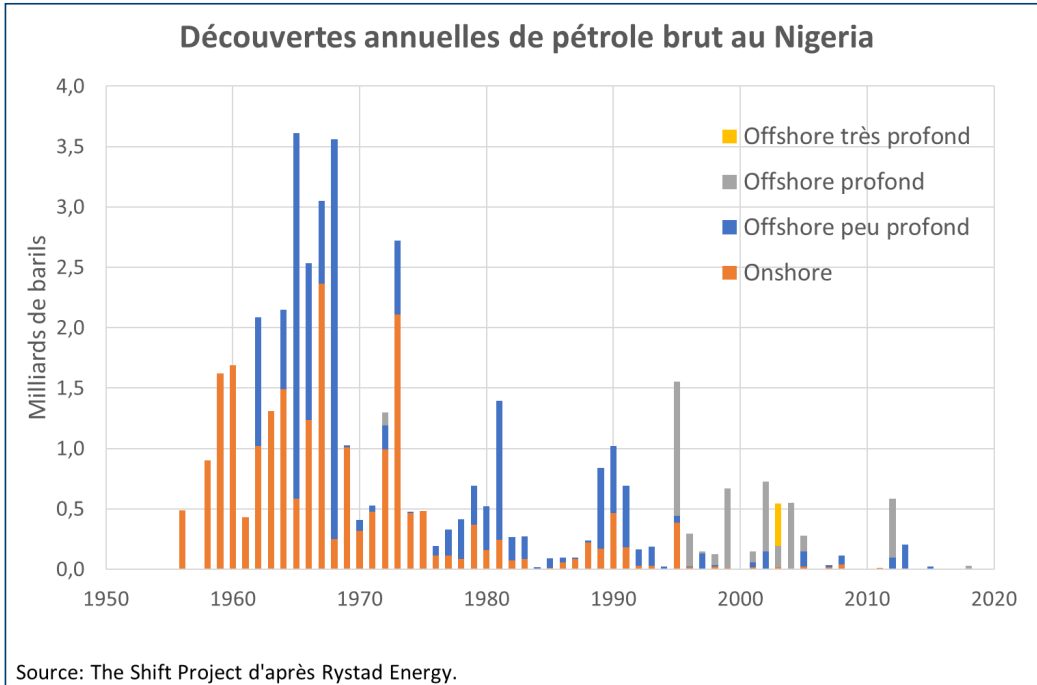
I. Données d'exploration

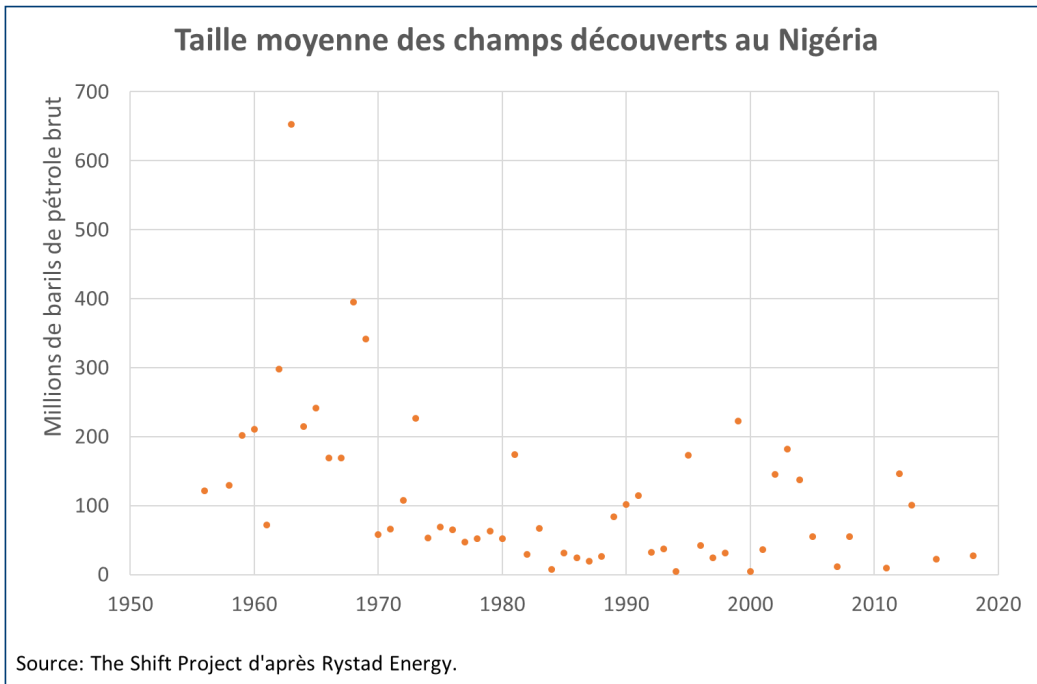
Le pic des découvertes de pétrole brut au Nigéria a été atteint en 1965 à 3,6 milliards de barils, dont 600 millions de barils à terre et 3 milliards en eaux peu profondes. Les avancées technologiques permettent de nouveaux cycles de découvertes à partir du milieu des années 1990. Les découvertes réalisées en eaux profondes sont en déclin depuis le maximum de 1995 (1,1 milliard de barils) et depuis 2003 pour les découvertes en eaux très profondes (350 millions de barils).

Les découvertes cumulées de pétrole brut au Nigéria représentent en 2020 près de 44 milliards de barils répartis dans 355 champs. La moitié des découvertes se situent à terre (22 milliards de barils). Les découvertes en mer se répartissent pour 17 milliards de barils dans des champs situés en eaux peu profondes et pour 5 milliards de barils dans des champs situés en eaux profondes et très profondes.

La taille moyenne des champs de pétrole brut découverts au Nigéria a été en déclin sur la période 1960-1990. Alors que ces champs dépassaient en moyenne le seuil des 170 millions de barils au cours des années 1960, ils ne dépassaient presque plus le seuil des 70 millions de barils à partir des années 1970. Au cours des années 1990, de nouveaux cycles d'exploration en eaux profondes et ultra-profondes conduisent à une augmentation de la taille moyenne des découvertes avec un maximum atteint en 1999 à 220 millions de barils.

Depuis cette période et la baisse des volumes découverts, cet indicateur est à nouveau à la baisse : **la taille moyenne des champs découverts est à nouveau inférieure à 100 millions de barils depuis le milieu des années 2000.**



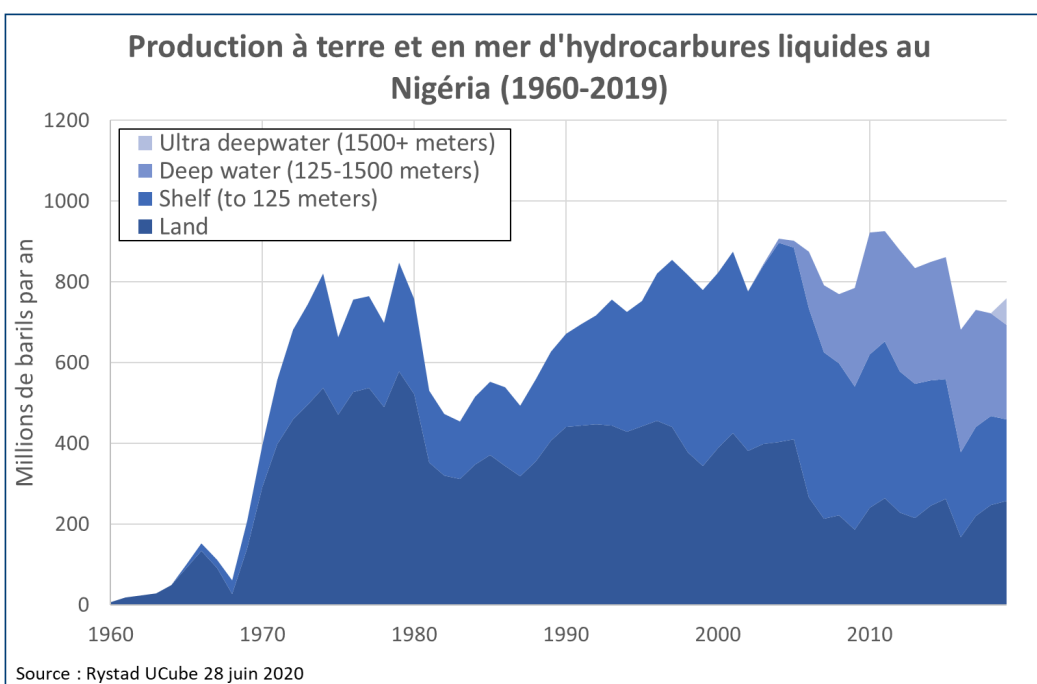


II. Historique de production

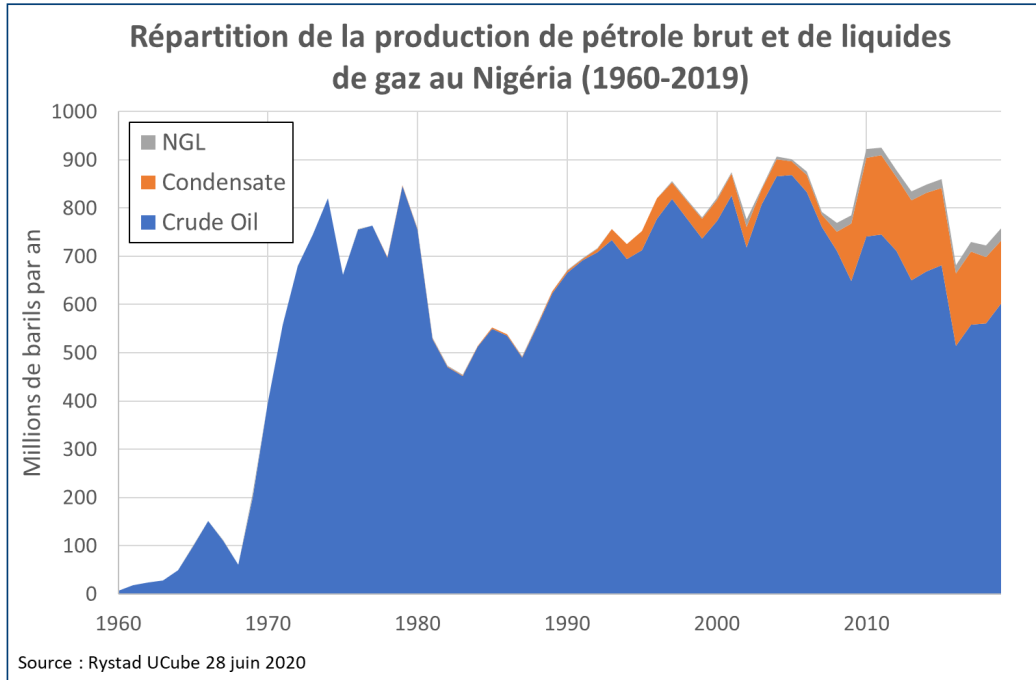
La production d'hydrocarbures liquides au Nigeria est en déclin de 18 % depuis 2011 lorsqu'elle atteignait 930 millions de barils (2,5 Mb/j) contre 760 millions en 2019 (2,1 Mb/j). La production d'hydrocarbures à terre est en déclin depuis 1979 lorsqu'elle atteignait 580 millions de barils (1,6 Mb/j) contre 260 (0,7 Mb/j) en 2019.

La production en eaux peu profondes est en déclin depuis 2004, lorsqu'elle représentait 490 millions de barils (1,3 Mb/j) contre 200 millions actuellement (0,5 Mb/j). Enfin la production en eaux profondes est en déclin depuis 2006 avec 310 millions de barils (0,8 Mb/j) produits contre 240 millions en 2019 (0,6 Mb/j).

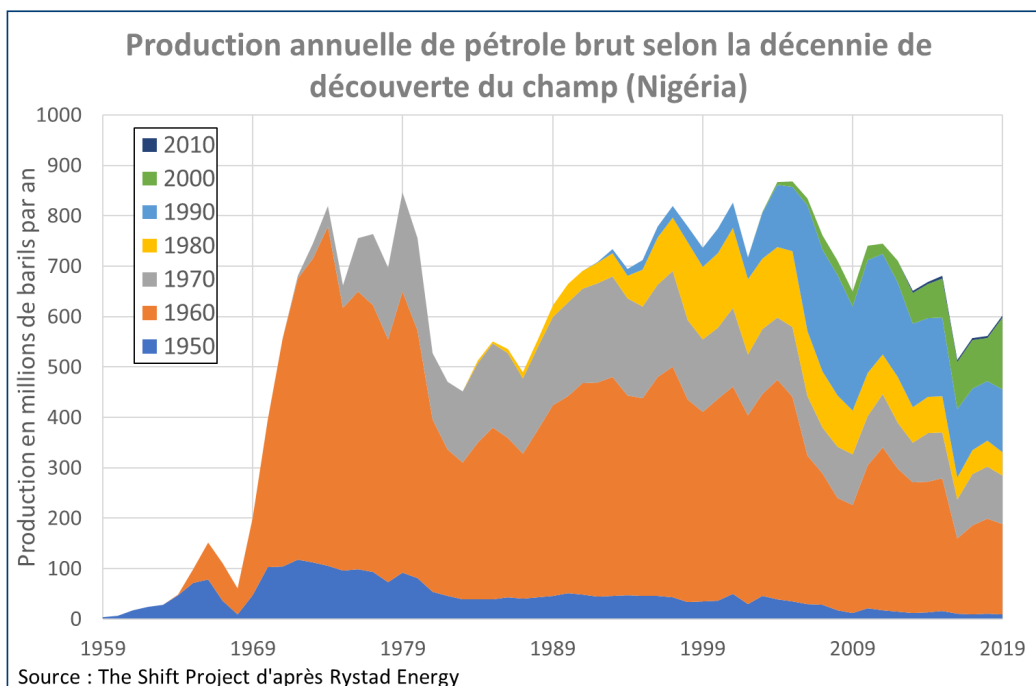
Seule la production d'hydrocarbures liquides en eaux très profondes est en croissance, depuis la mise en production des premiers champs en 2018.



La production d'hydrocarbures liquides en 2019 était composée à 79 % de pétrole brut, une proportion en recul depuis 2005, lorsque le pétrole brut représentait 96 % de la production totale. Le maximum de production du pétrole brut en 2005 à 868 millions de barils (2,4 Mb/j) est antérieur au pic de production totale des hydrocarbures liquides. Depuis cette date, la production de pétrole brut est en recul de plus de 30 % à 603 millions de barils (1,7 Mb/j).

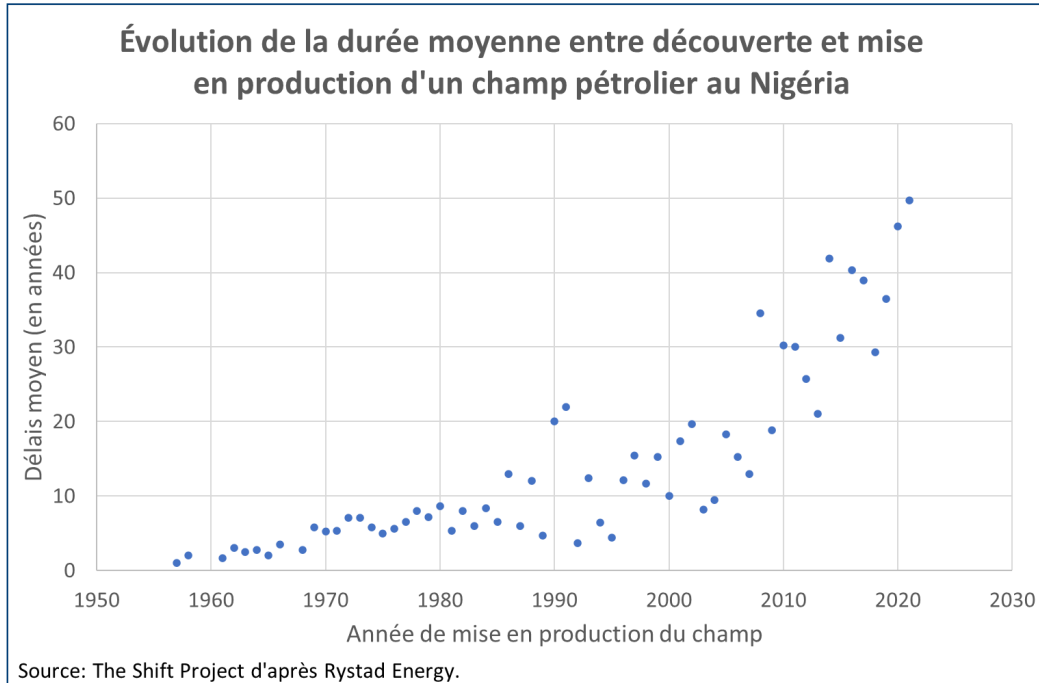


La production de pétrole au Nigéria en 2019 est issue de découvertes assez récentes. Près de 53% de la production de brut provenait en 2019 de champs découverts à partir de 1980. La croissance de la production depuis 2016 s'explique pour moitié par l'augmentation de la production des champs découverts durant la décennie 2000.

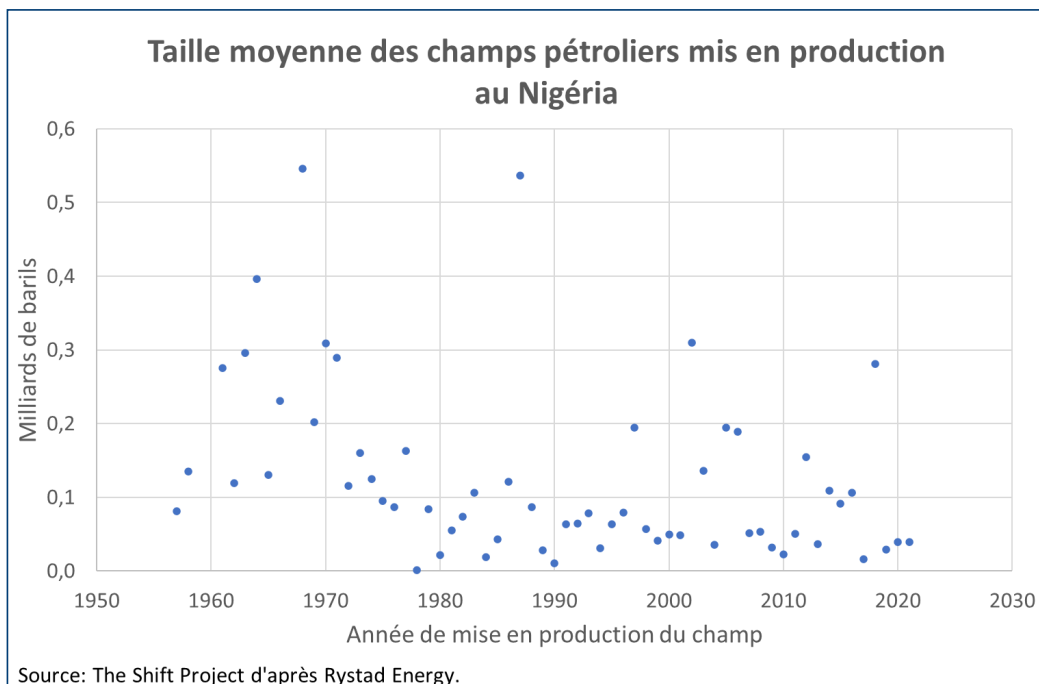


La durée moyenne entre découverte et mise en production d'un champ a augmenté de manière continue depuis les débuts de l'industrie pétrolière au Nigéria, dans les années 1950. Jusqu'à dans les années 1990 cette durée moyenne était

généralement inférieure à 10 ans. Entre 1990 et 2010 la durée moyenne augmente, et devient comprise entre 10 et 20 ans. Depuis 2010, la durée moyenne est quasi systématiquement supérieure à 30 années, voire proche de 50 années pour les champs qui seront mis en production en 2020 et 2021. Autrement dit, les champs mis en production depuis 2010 ont majoritairement été découverts au cours des années 1970.



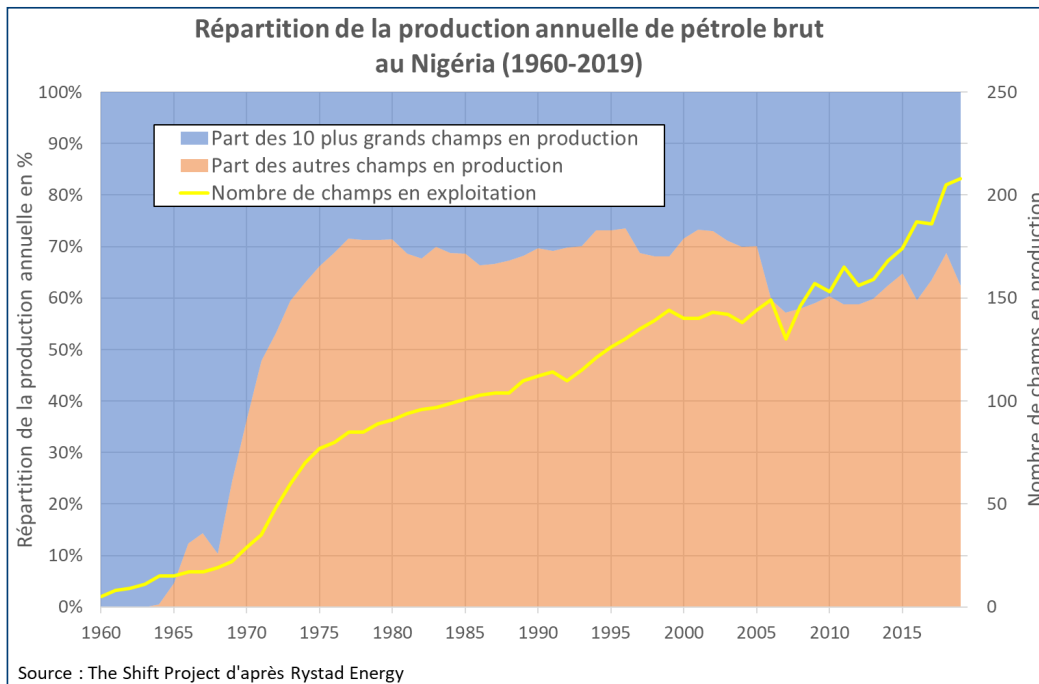
La taille des champs pétroliers mis en production au Nigéria est en déclin depuis la fin des années 1960. Les nouveaux cycles de découvertes des années 1990 et 2000 ont permis une augmentation temporaire de la taille moyenne de ces champs au début des années 2000 avant de décliner à nouveau. Depuis 2019, la taille des champs mis en production a rejoint la tendance de long terme qui prévalait avant ces nouveaux cycles de découvertes (inférieure à 40 millions de barils).



L'évolution de la part des 10 plus grands champs pétroliers dans la production pétrolière totale reflète la succession des cycles d'exploration et de découvertes vers des profondeurs d'eau

croissante. En effet, bien que ces 10 champs représentent plus de 90 % de la production entre 1957 et 1965, ils n'en représentaient plus que 28 % en 1977. Cette part reste stable jusqu'au début des années 2000, lorsqu'elle augmente autour de 40 % en raison de la mise en production des premières découvertes en eaux profondes de taille importante (Amenam, Yoho, Bonga, Bosi, etc.)

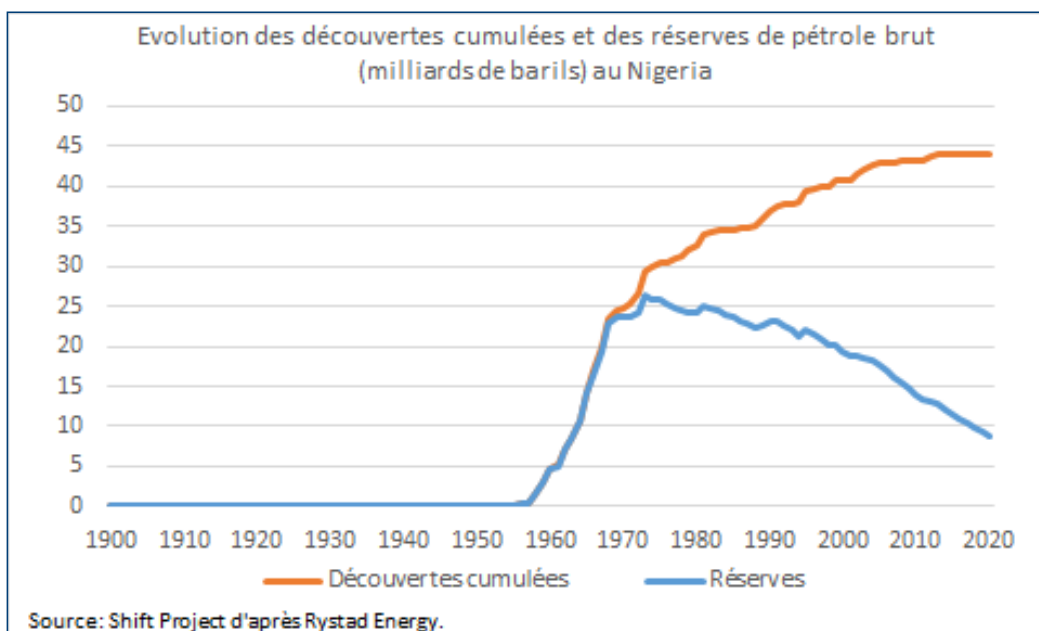
Le nombre de champs en production au Nigéria est en augmentation continue depuis 1960, avec 208 champs en 2019.



III. Perspectives de production

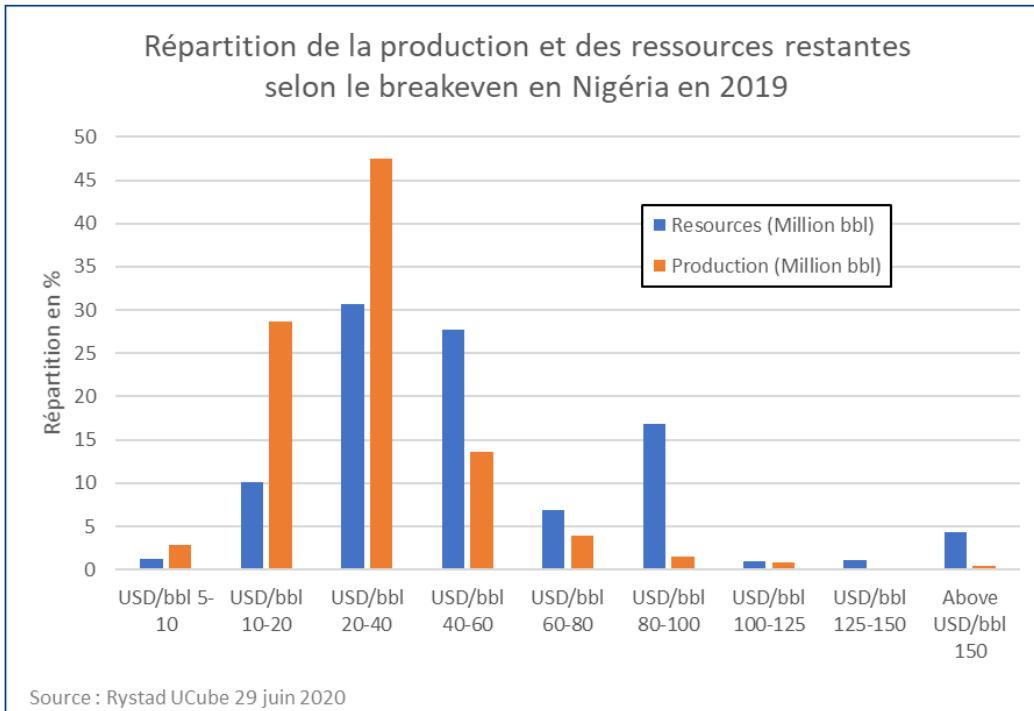
Les réserves de pétrole brut ont atteint leur niveau maximum en 1973, à plus de 26 milliards de barils.

Elles sont depuis en déclin continu, et représentent un niveau de près de 9 milliards de barils en 2020, soit un cinquième seulement du total des découvertes cumulées.



Un peu moins de 80 % de la production actuelle de pétrole brut au Nigéria est issue de champs avec un point mort estimé inférieur à 40 dollars par barils.

Or près des 3/5èmes des réserves sont constituées de champs dont le point mort estimé est supérieur à 40 \$ par baril. **Le coût du pétrole extrait au Nigéria devrait donc augmenter dans les années à venir, à mesure que ces champs avec un point mort plus élevé seront mis en production.**



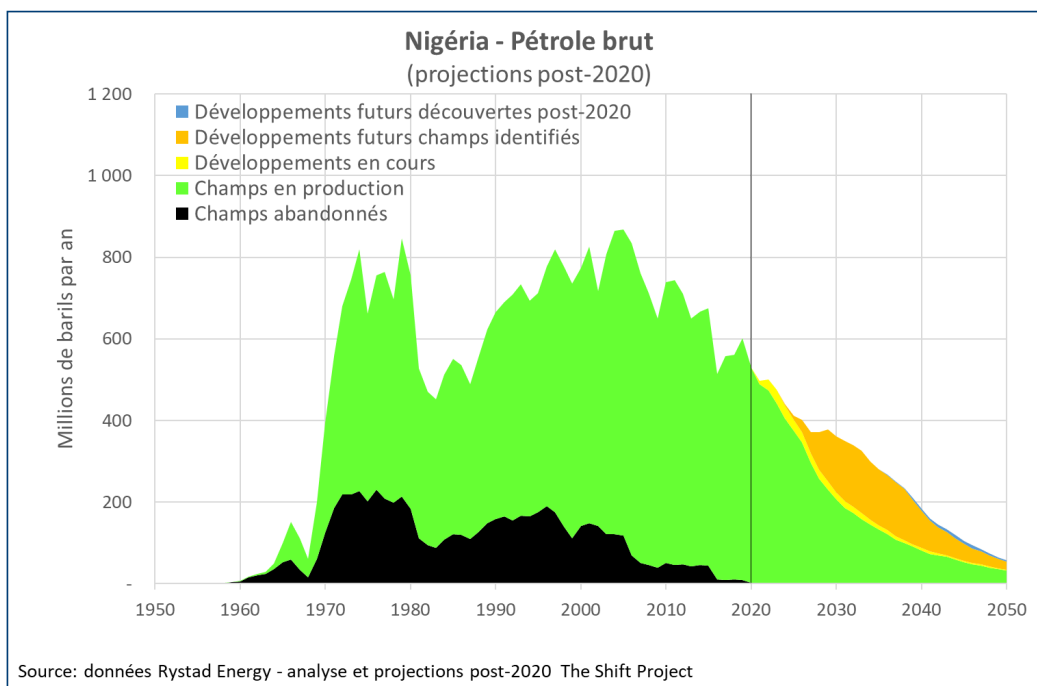
Les volumes des champs à ce jour en production devraient baisser de 65% à 2030 et de 95% à 2050, en raison de la part significative des champs localisés en *offshore* profond, dont le déclin est plus rapide que celui des champs localisés *onshore* et en *offshore* peu profond.

Le Nigéria compte près de 90 champs non exploités, dont plus de la moitié sont situés en mer. Ces champs représentent un volume de réserves d'environ 3 milliards de barils (32 millions de barils par champ en moyenne). Cependant la taille moyenne limitée des champs *onshore* et en *offshore* peu profond rend incertain le développement de l'ensemble de ces champs pour des raisons économiques. **La dispersion des réserves dans un nombre important de champs de taille limitée rend le potentiel de développement de nouveaux champs incertain.**

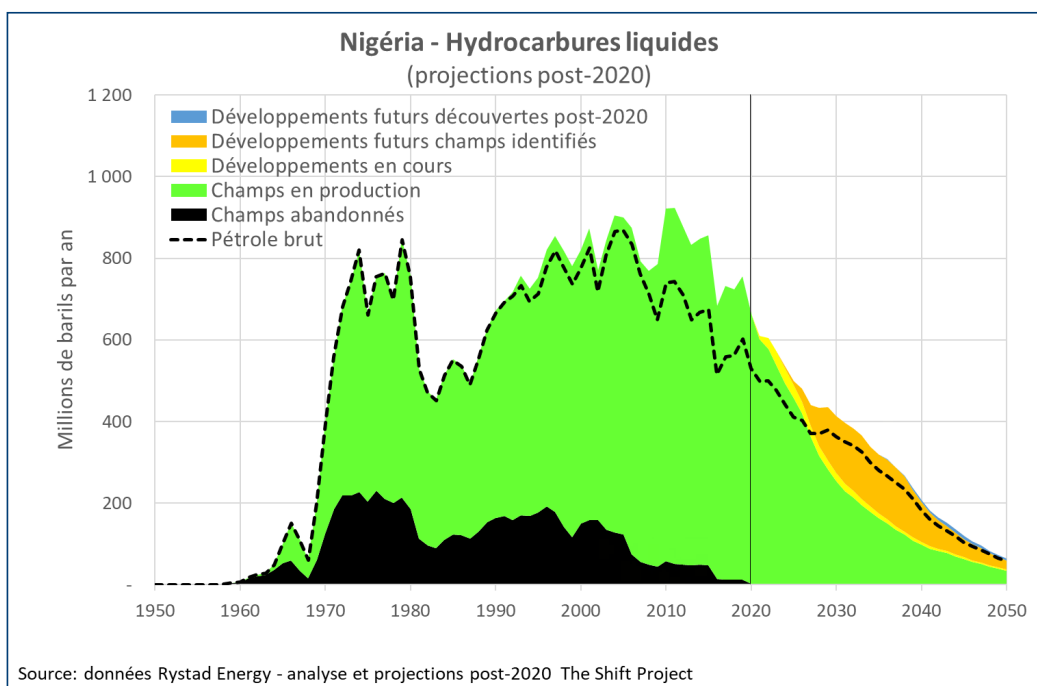
Les champs en *offshore* profond et très profond présentent les caractéristiques les plus intéressantes. Leur taille moyenne est supérieure à près de 120 millions de barils, contre seulement 21 millions de barils pour les champs à terre et les champs en *offshore* peu profond. Le domaine de l'*offshore* peu profond concentre la moitié des champs offshore non développés, mais seulement un tiers du volume de réserves.

Le potentiel de nouvelles découvertes d'ici à 2050 est estimé à près de 7 milliards de barils par rapport à un cumul de découverte de 44 milliards de barils à 2020, à la condition toutefois que l'administration de l'attribution des permis d'exploration gagne en efficacité. Au total, les réserves restantes et les réserves non-découvertes représenteraient 16 milliards de barils. L'exploration pétrolière sur la période 2010-2019 a été efficace en termes de volume total découvert avec 379 000 barils par million de dollars investis en *offshore* peu profond et 349 000 barils en *offshore* profond.

La production de pétrole brut au Nigéria devrait poursuivre le déclin amorcé en 2005, pour atteindre 40% entre 2019 et 2030 passant de 600 millions de barils (1,6 Mb/j) à 360 millions de barils (1 Mb/j). À horizon 2050, la production devrait atteindre près de 60 millions de barils (0,2 Mb/j) soit un déclin de 90% par rapport à 2019.



La production d'hydrocarbures liquides devrait suivre un schéma similaire à celle de la seule production de pétrole brut. Entre 2019 et 2030 la production devrait passer de 760 millions (2,1 Mb/j) à de barils à 400 millions (1,1 Mb/j). **En 2050, la production ne devrait plus représenter que 64 millions de barils (0,2 Mb/j) soit un déclin de 92 % par rapport à 2019.**



02

Amériques

États-Unis d'Amérique

Les États-Unis d'Amérique sont la première puissance pétrolière dans l'Histoire. De nombreux auteurs datent les débuts de l'exploration pétrolière moderne à 1859 lorsque Edwin Drake forait le premier puits pétrolier en Pennsylvanie. La seconde guerre mondiale a conduit à un fort développement de cette industrie et en 1950, les États-Unis produisaient plus de la moitié du pétrole extrait dans le monde.

Néanmoins depuis 1970, le pays a connu un déclin important de sa production de pétrole brut conventionnel tout comme son volume de réserves en baisse de 72 % depuis cette date. Le socle des champs conventionnels en production, à l'exclusion du « Light Tight Oil » (LTO), à la date de 2020 devrait subir une baisse de 63 % à 2030 et près de 90 % à 2050. Depuis 2000, les nouvelles découvertes de pétrole brut conventionnel représentent 17 milliards de barils tandis que les extractions totalisent 28 milliards de barils sur la même période.

Les réserves des champs conventionnels découverts non développés et le potentiel de réserves des champs conventionnels restant à découvrir d'ici à 2050, estimées au total à environ 63 milliards de barils, ne sont pas suffisantes pour enrayer le déclin des champs conventionnels en production à ce jour. Entre 2019 et 2030, la production de pétrole brut conventionnel aux États-Unis devrait décliner de 34 % passant de 4,2 Mb/j à 2,9 Mb/j, puis 1,2 Mb/j en 2050.

Depuis les années 2000, les États-Unis connaissent également une forte croissance de la production d'hydrocarbures liquides non-conventionnels, « Light Tight Oil » (LTO). Cette production représente depuis 2014 plus de la moitié de la production totale d'hydrocarbures liquides aux États-Unis. Cette évolution de la production est traitée dans la partie IV de cette analyse.

I. Données d'exploration hors LTO

Les premières découvertes de pétrole brut conventionnel aux États-Unis remontent à 1858. **Le pic des découvertes à terre a eu lieu en 1924 avec un champ mis au jour dans le bassin Permien.** À partir du début des années 1950, les États-Unis connaissent un nouveau cycle de découvertes avec des champs situés principalement en mer. **Les découvertes de pétrole brut conventionnel en mer peu profonde ont atteint leur maximum en 1978** avec la découverte du champ de Endicott en Alaska. Les découvertes en mer profonde et ultra profonde ont atteint leur maximum respectivement en 1989 et 1999. **Depuis 2000, les découvertes de pétrole brut conventionnel en mer représentent plus des deux tiers des découvertes totales.**

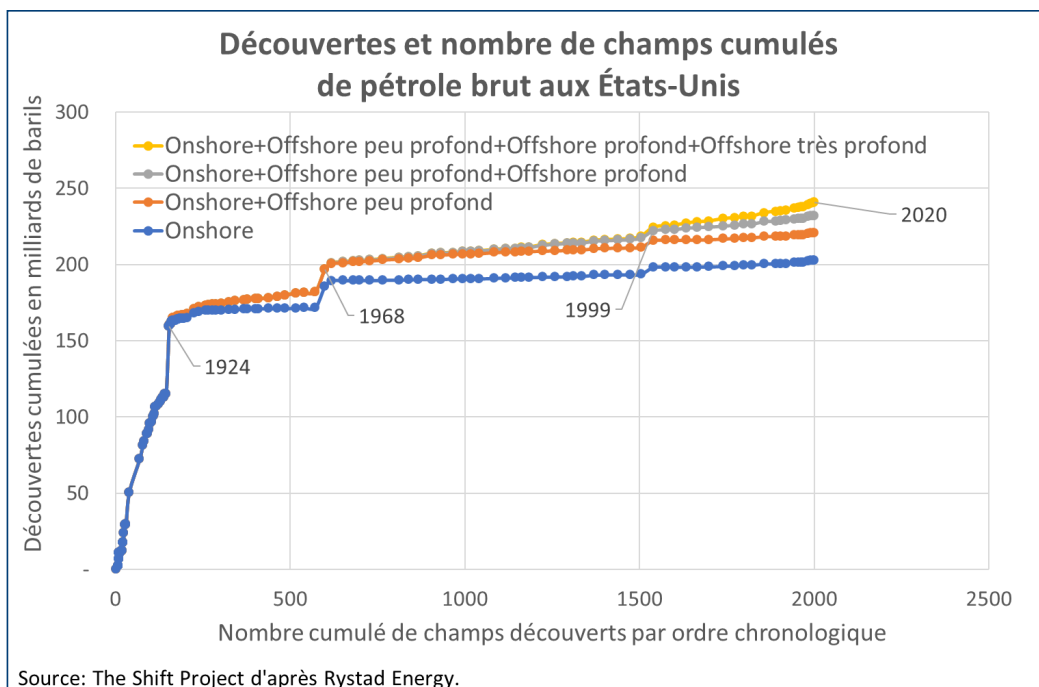
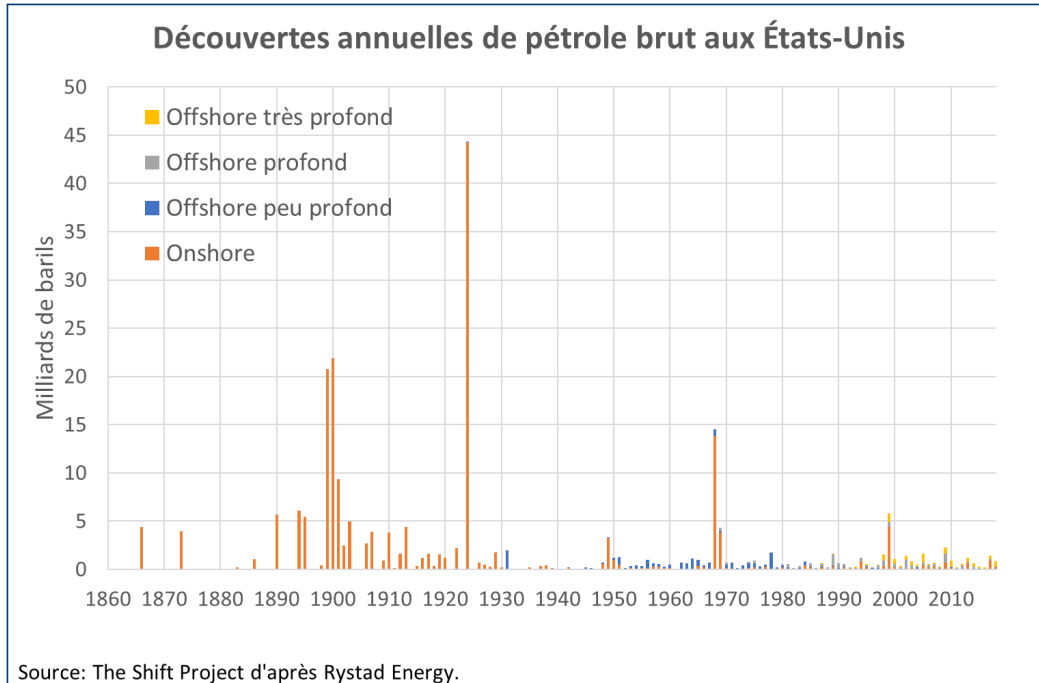
En 2019, les découvertes cumulées de pétrole brut conventionnel totalisaient un volume de près de 240 milliards de barils répartis dans près de 2000 champs.

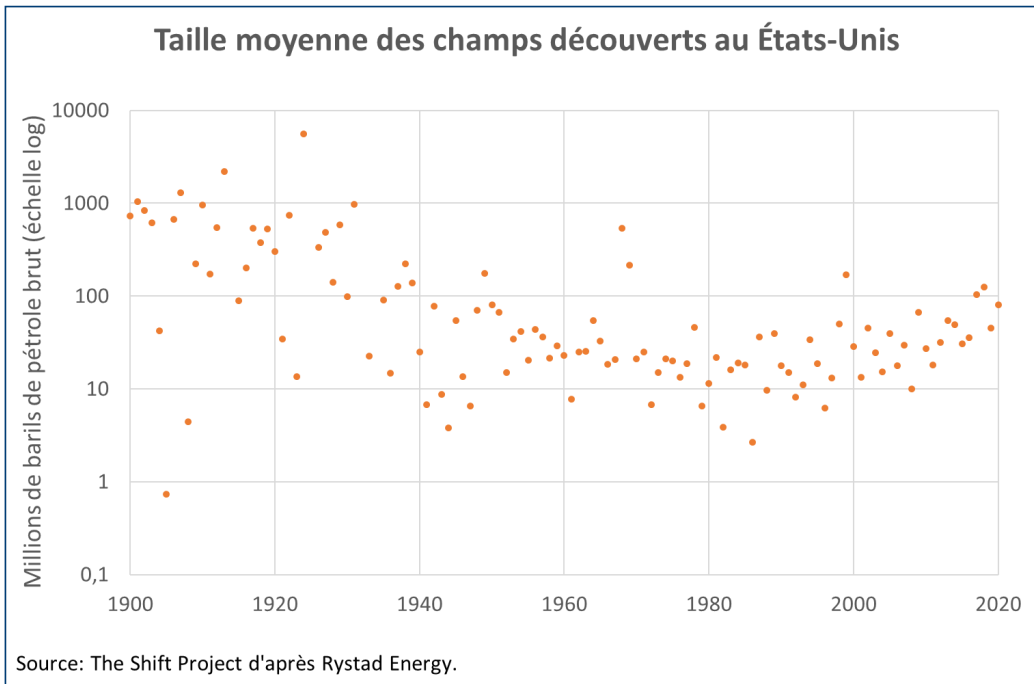
Dans le détail, les découvertes à terres en 2020 représentaient 203 milliards de barils répartis dans 640 champs tandis que les découvertes en eaux peu profondes représentaient un volume de 18 milliards de barils répartis dans plus de 1040 champs. Les découvertes en eaux profondes et ultra-profondes se montaient quant à elles, à respectivement 11 milliards de barils (répartis dans 240 champs) et 9 milliards de barils (répartis dans 80 champs).

La taille moyenne des champs de pétrole brut conventionnel découverts aux États-Unis est en déclin depuis le début du 20^e siècle. Entre 1900 et 1940 cet indicateur était quasi systématiquement supérieur à 100 millions de barils. Depuis 1940, la taille moyenne est, sauf exception, inférieure à ce seuil de 100 millions de barils.

On note cependant depuis les années 2000 une tendance à la ré-augmentation de la taille moyenne des champs découverts. Cet effet est

principalement dû aux découvertes importantes réalisées en eaux ultra-profondes notamment dans le Golfe du Mexique. Les champs de Anchor, Whale et Ballymore découverts entre 2014 et 2018 représentent ainsi un volume de de 1,4 milliards de barils à eux seuls. Sur la période récente, l'ouverture à la prospection pétrolière de certaines zones protégées en Alaska a également contribué à la hausse de cet indicateur.

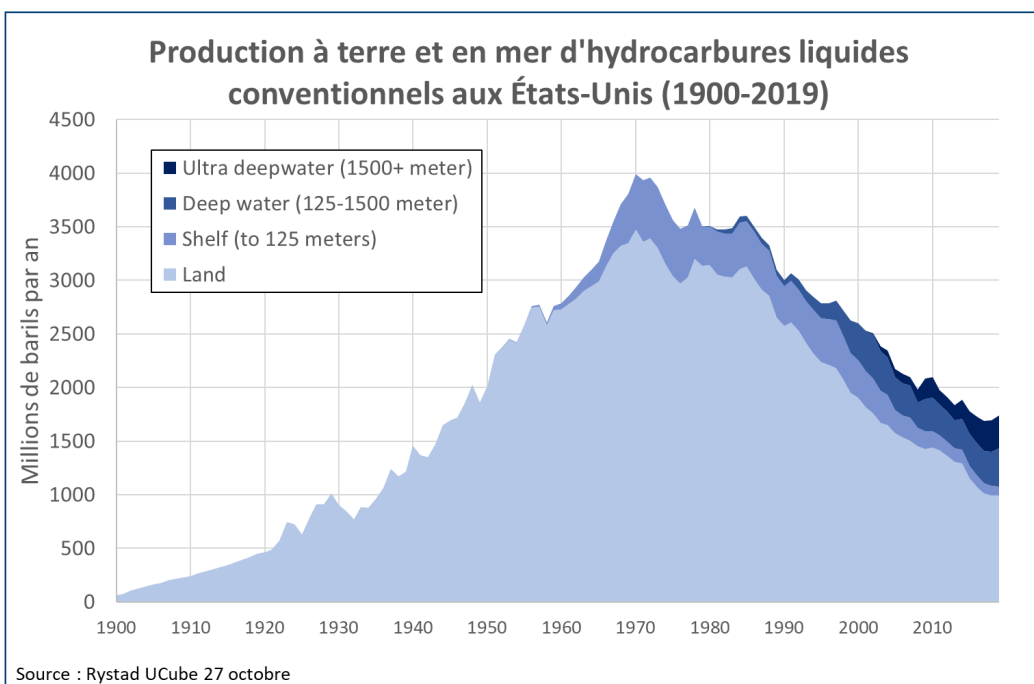




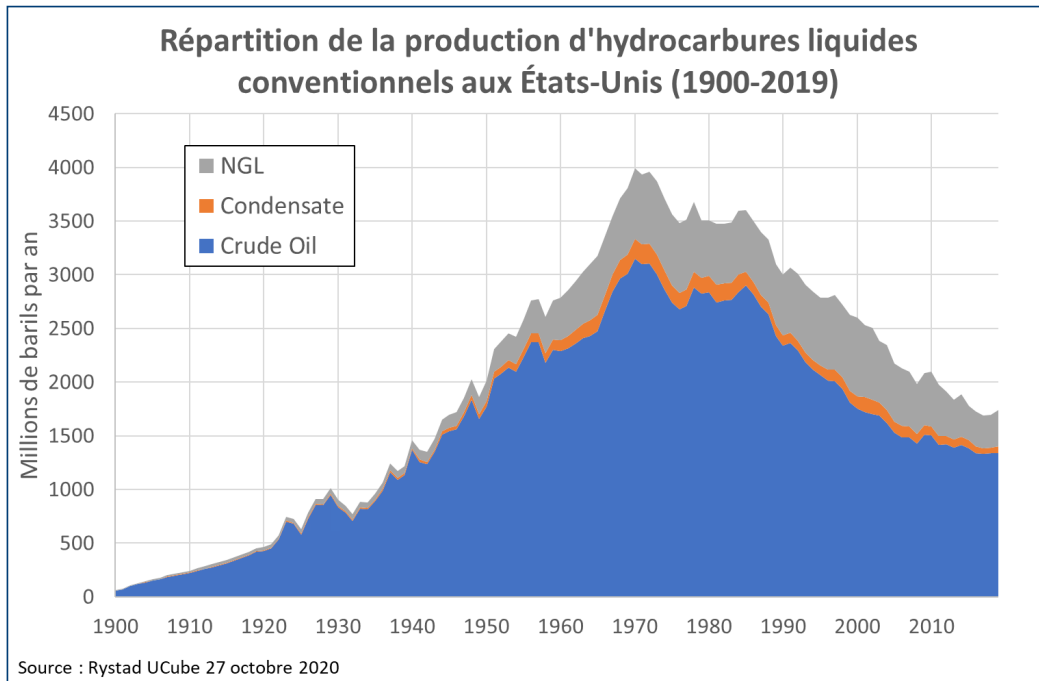
II. Historique de production hors LTO

La production d'hydrocarbures liquides conventionnels (pétrole brut, condensats et liquides de gaz) est en déclin depuis 1970 lorsqu'elle avait atteint un pic de près de 4 milliards de barils (11 Mb/j). Ce pic avait été anticipé par l'ingénieur pétrolier Marion King Hubbert en 1954.

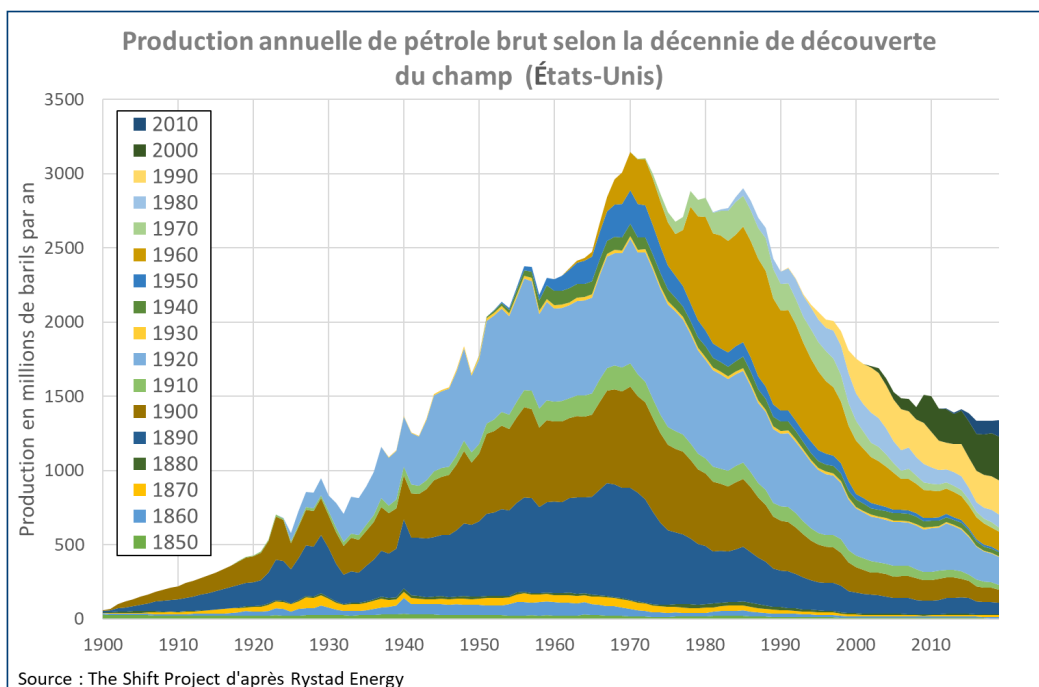
En 2019, le volume d'hydrocarbures produit ne représentait plus que 1,7 milliard de barils (4,7 Mb/j) soit une baisse de 54 % par rapport au niveau de 1970. Le développement de l'extraction des hydrocarbures en mer a permis de limiter en partie le déclin dû aux hydrocarbures extraits à terre (-71 % depuis 1970).



La production d'hydrocarbures liquides conventionnels aux États-Unis est composée en 2019 à 77 % de pétrole brut, une proportion relativement stable depuis 1970 lorsque le pétrole brut représentait 79 % de la production totale.



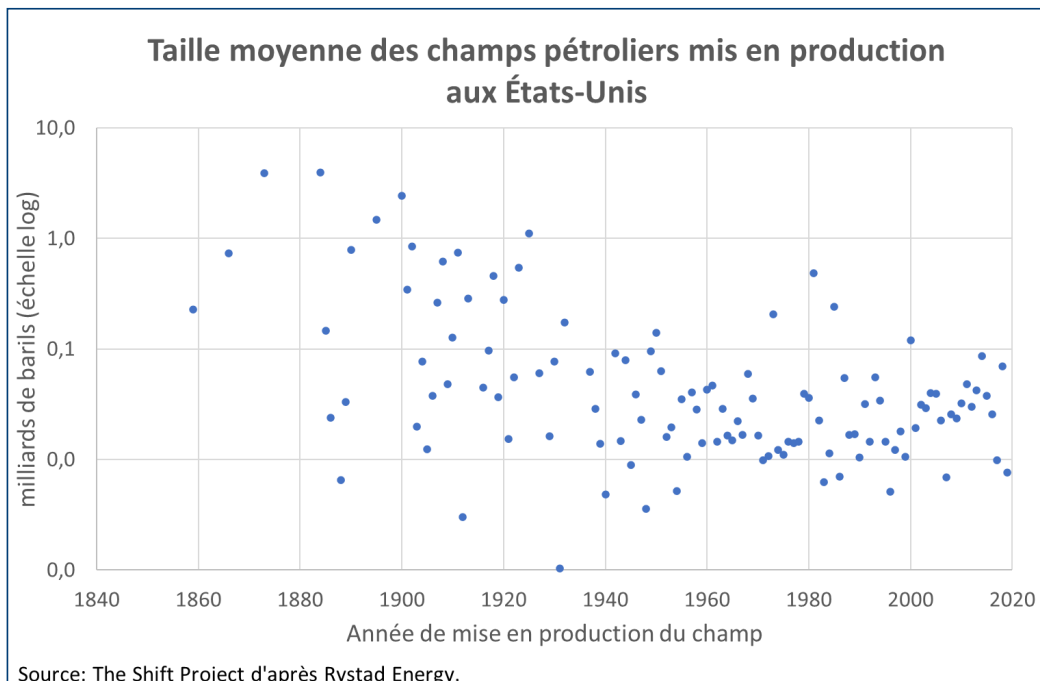
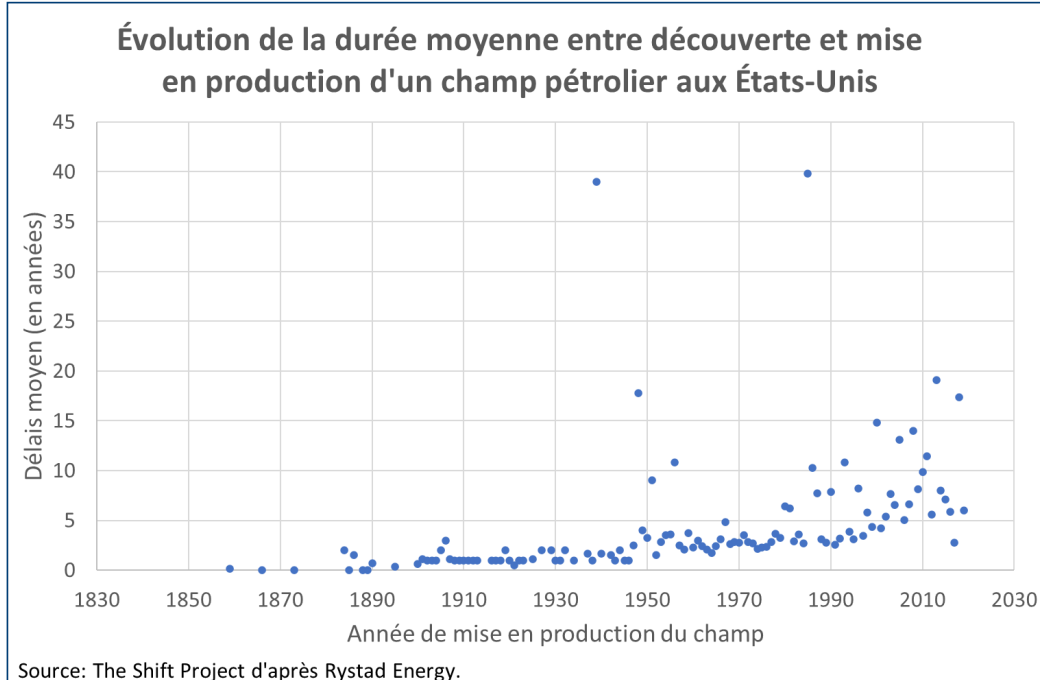
La production de pétrole brut conventionnel est en déclin de 57 % par rapport à 1970. En 2019, plus de 54 % de la production est assurée par des champs découverts depuis 1980. Cependant, les champs découverts pendant les décennies 1980 et 1990 sont entrés en déclin depuis 2002. **Près de 15 % de la production provient toujours de champs découverts avant 1910.**



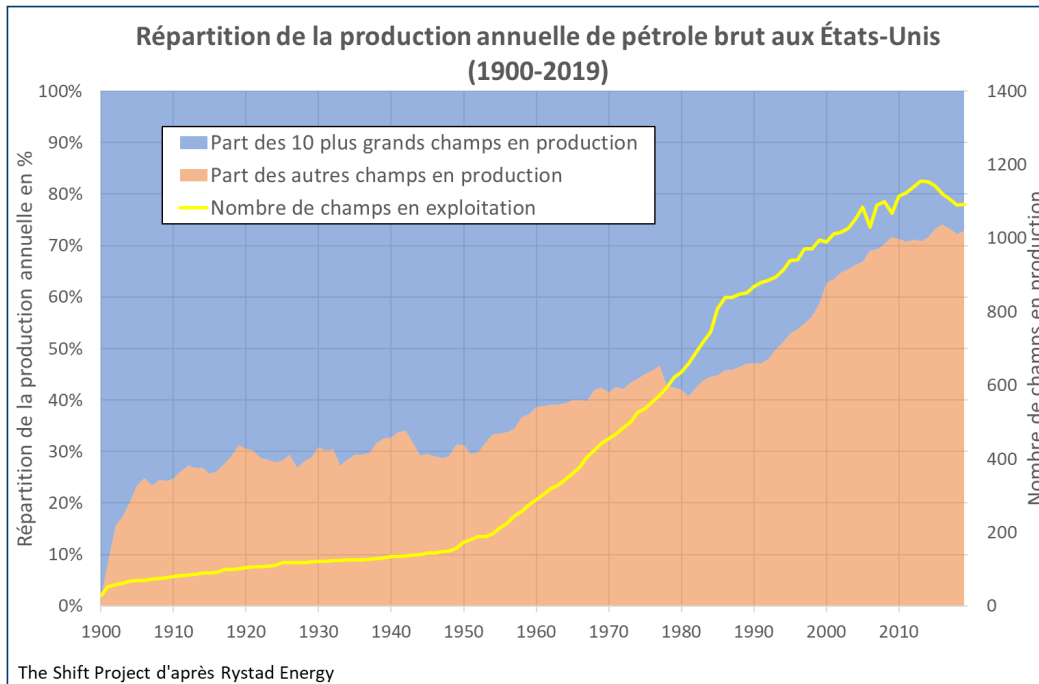
Parallèlement au déclin de la production de pétrole brut conventionnel, **on observe une augmentation de la durée moyenne entre découverte et mise en production d'un champ aux États-Unis.** En effet, celle-ci était quasi systématiquement inférieure à 5 ans jusqu'en 2000. Depuis 2010, cette moyenne est comprise entre 7 et 20 ans hormis en 2016 (6 ans) et 2017 (3 ans).

La taille moyenne des champs mis en production tend à diminuer comme c'est le cas pour la taille moyenne des champs découverts.

En revanche, l'évolution de la taille moyenne des champs mis en production ne présente pas depuis 2000 une inflexion à la hausse comparable à celle observée sur la taille des découvertes. Cela peut s'expliquer par le fait que les champs importants découverts en offshore profond et ultra-profond n'ont pas encore été mis en production, ou bien que ces derniers sont mis en production concomitamment à un certain nombre de champs de taille plus réduite.

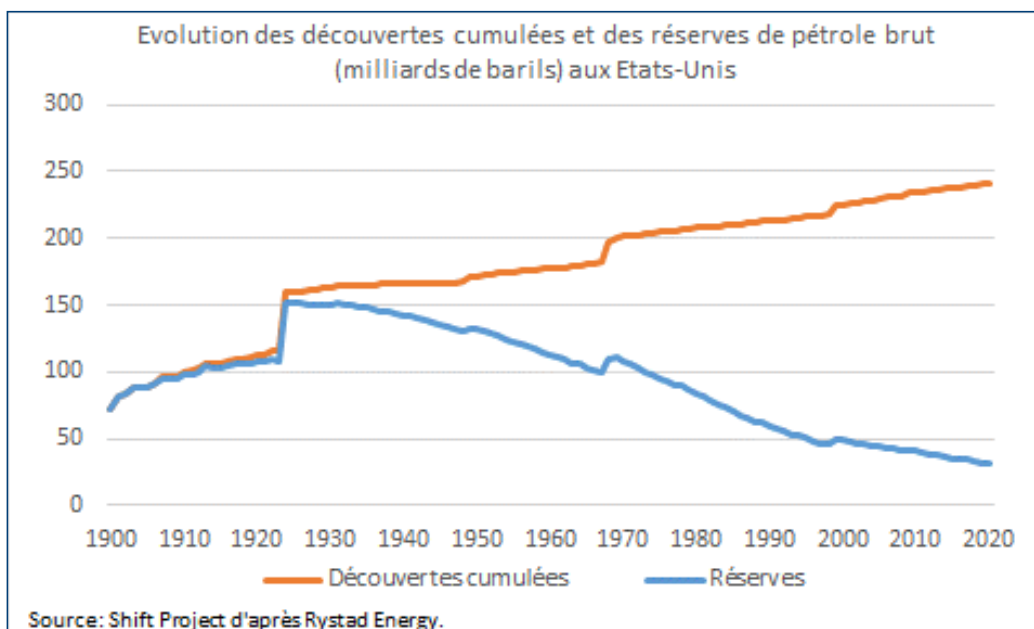


La production de pétrole brut conventionnel aux États-Unis qui représente 1,3 milliards de barils (3,6 Mb/j) en 2019 est assurée par près de 1090 champs. Les 10 champs les plus importants représentent environ 27 % de la production totale. Ces derniers représentaient près de 70 % de la production totale entre 1920 et 1950 et près de 60 % entre 1960 et 1980. Le nombre de champs en activité est en déclin de 6 % par rapport au pic de 1160 champs atteint en 2013.



III. Perspectives de production hors LTO

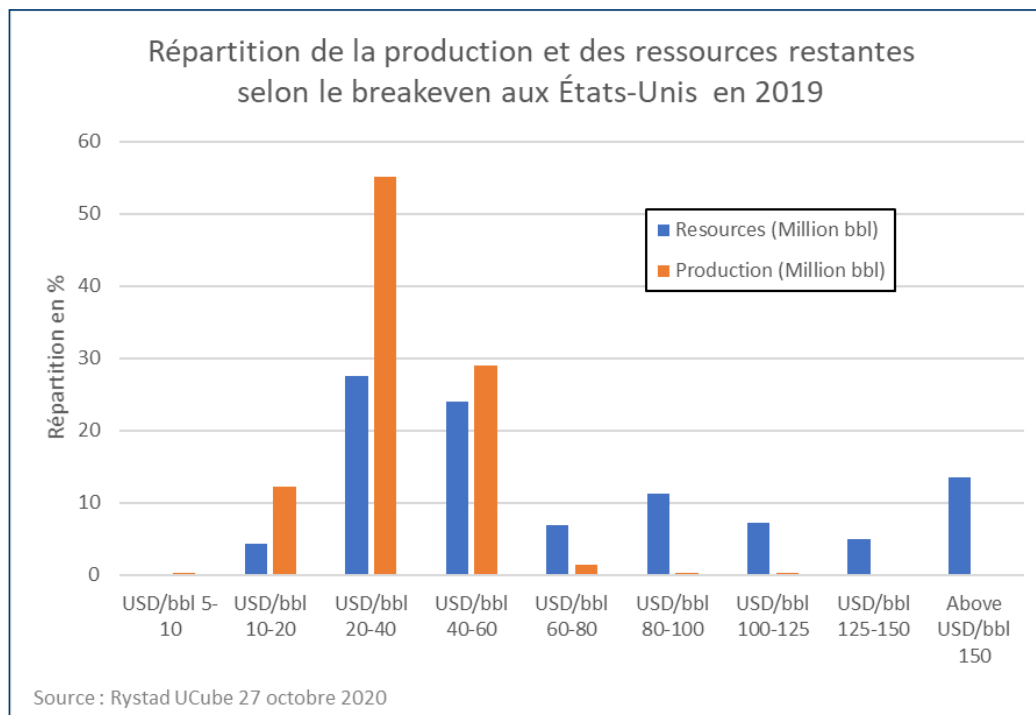
Les découvertes cumulées de pétrole brut conventionnel représentaient un volume de près de 241 milliards de barils en 2020. Les réserves qui représentaient 160 milliards de barils à leur niveau maximum en 1924 ne représentent plus que 31 milliards de barils en 2020 soit un déclin de 80 %. Depuis 2000, la baisse des réserves a été de 11 milliards de barils, solde entre nouvelles découvertes (17 milliards de barils) et production de pétrole brut conventionnel (28 milliards de barils).



On estime que la quasi-totalité du pétrole brut conventionnel extrait actuellement aux États-Unis provient de champs avec un point mort inférieur à 60 \$ par baril alors que les réserves sont constituées à plus d'un tiers de champs avec un point mort estimé supérieur à cette valeur de 60 \$. Cela implique, toutes choses égales par ailleurs, que **le coût d'extraction du pétrole brut conventionnel aux États-Unis devrait être appelé à augmenter de façon substantielle.**

La production de pétrole brut conventionnel aux États-Unis devrait

poursuivre le déclin amorcé en 1970. Le socle des champs conventionnels en production, à l'exclusion du LTO, à la date de 2020 devrait subir une baisse de 63 % à 2030 et près de 90 % à 2050 pour une production à cette date d'un peu moins de 170 millions de barils (0,5 Mb/j). Les États-Unis comptent près de 111 champs non développés dont 40 % se trouvent en mer, avec 2 champs en *offshore* peu profond, 18 en *offshore* profond et 27 en *offshore* très profond (>1500 mètres d'eau). La mise en production de ces champs ne devrait pas permettre de compenser ce déclin.

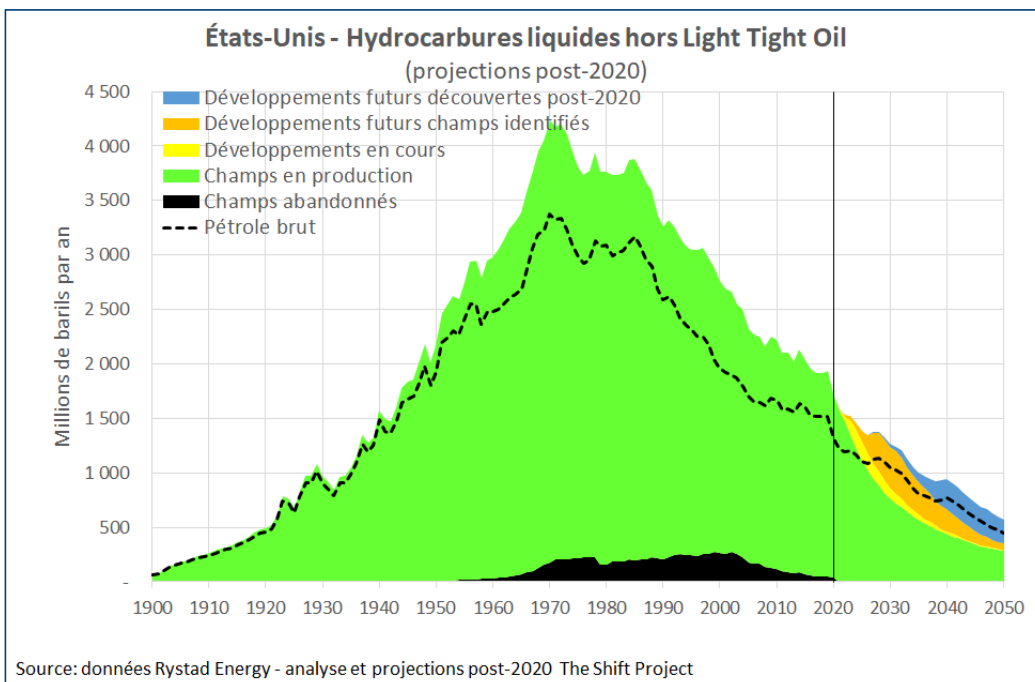
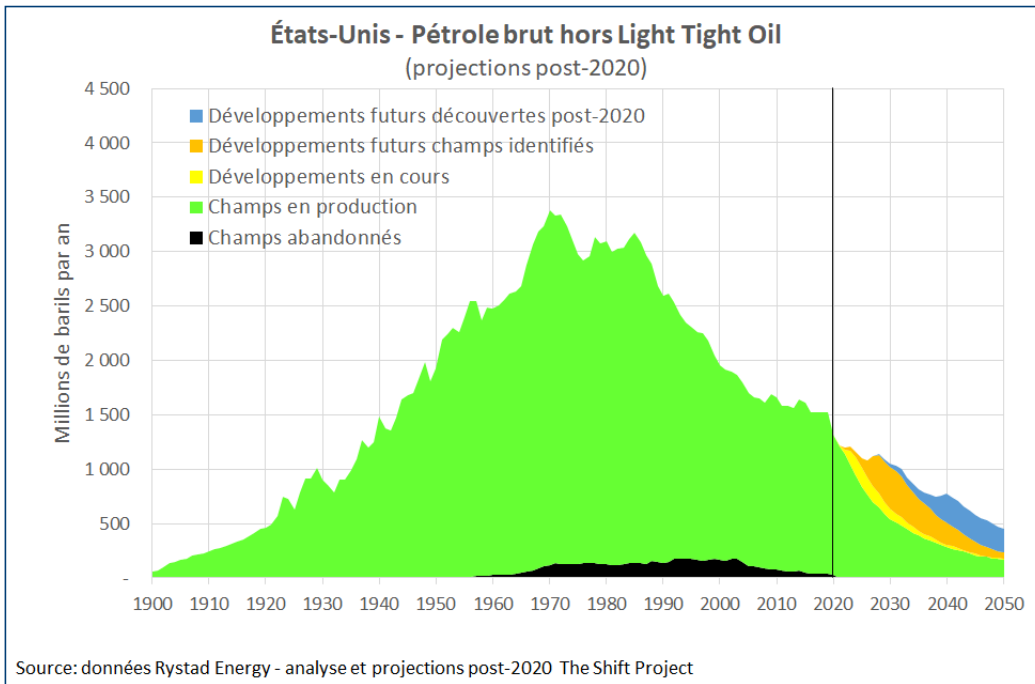


Les investissements en exploration ont été importants sur la décennie 2010, les États-Unis occupant le 1^{er} rang mondial (26 % des CAPEX) pour l'exploration en *offshore* profond et le 2^e rang pour l'*offshore* très profond (26 % des CAPEX). Les résultats de l'exploration ont été néanmoins modestes avec respectivement 140 000 et 260 000 barils découverts par million de dollars investis (cf. Annexe 1). L'exploration à terre a été comparativement bien plus efficace sur la décennie 2010-2019 avec plus de 2,3 millions de barils découverts par million de dollars investis. Cependant, ce chiffre est toutefois gonflé par la « découverte » de champs pétroliers importants en Alaska (Pikka 700 Mb, Willow 500 Mb et Narwhal 300 Mb) situés dans la « National Petroleum Reserve-Alaska » où l'exploitation pétrolière n'a été autorisée qu'en 2017 par le Congrès d'Alaska.

Les réserves des champs découverts non développés et le potentiel de réserves des champs restant à découvrir d'ici à 2050, estimées au total à environ 63 milliards de barils, n'est pas suffisant pour enrayer le déclin des champs en production à ce jour.

Entre 2019 et 2030, la production de pétrole brut conventionnel aux États-Unis devrait décliner de 34 % passant de 1520 millions de barils (4,2 Mb/j) à 1050 millions (2,9 Mb/j). En 2050, les États-Unis ne devraient plus produire que 450 millions de barils (1,2 Mb/j).

La production d'hydrocarbures liquides conventionnels devrait suivre la même évolution de production. Le déclin de production entre 2019 et 2050 devrait être de 70%, passant respectivement de 1940 millions de barils (5,3 Mb/j) à 570 millions de barils (1,6 Mb/j). La part des condensats et liquides de gaz dans la production totale devrait rester quasi-stable à environ 22% entre 2019 et 2050.



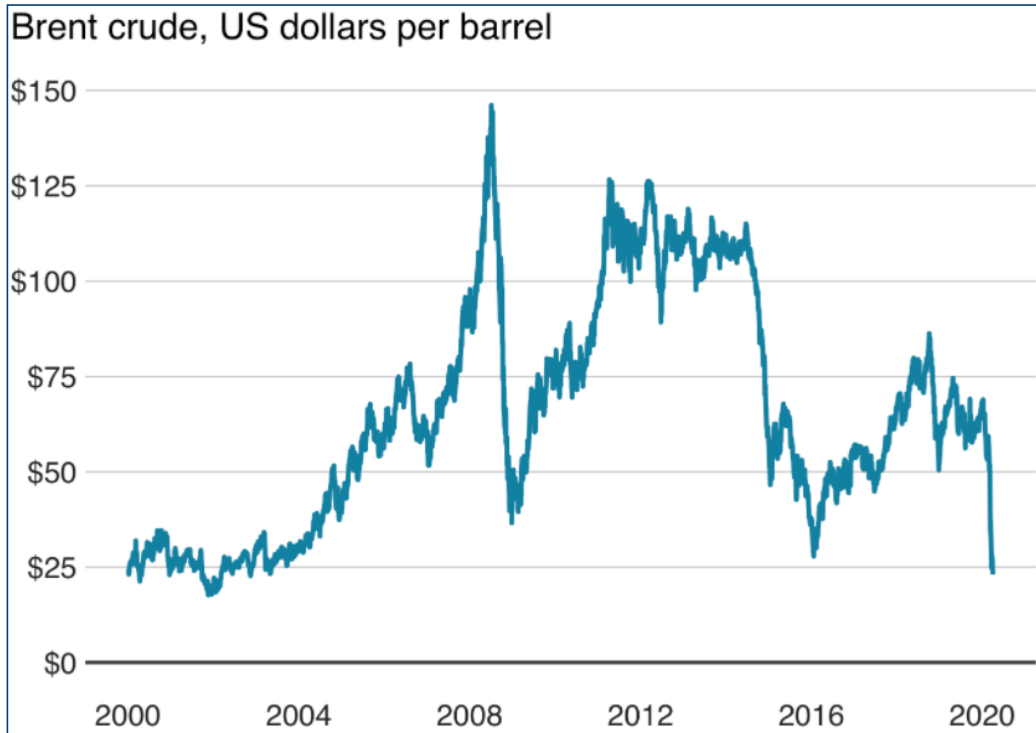
IV. Les hydrocarbures liquides non-conventionnels (LTO)

A. Historique de production

À la fin des années 2000 les États-Unis connaissent un boom de leur production pétrolière, mettant fin à un déclin commencé en 1970. Ce rebond est dû à l'exploitation massive des hydrocarbures non-conventionnels accumulés dans des roches réservoir compactes et peu poreuses (*tight oil, tight gas*), ou bien présents dans la roche mère (ou roche génératrice) et qui n'ont pas migré vers une roche-réservoir (*shale oil, shale gas*). Cette exploitation est permise à grande échelle par l'utilisation combinée de deux techniques de l'industrie pétro-gazière : la fracturation hydraulique inventée en 1958 et le forage horizontal inventé par Elf

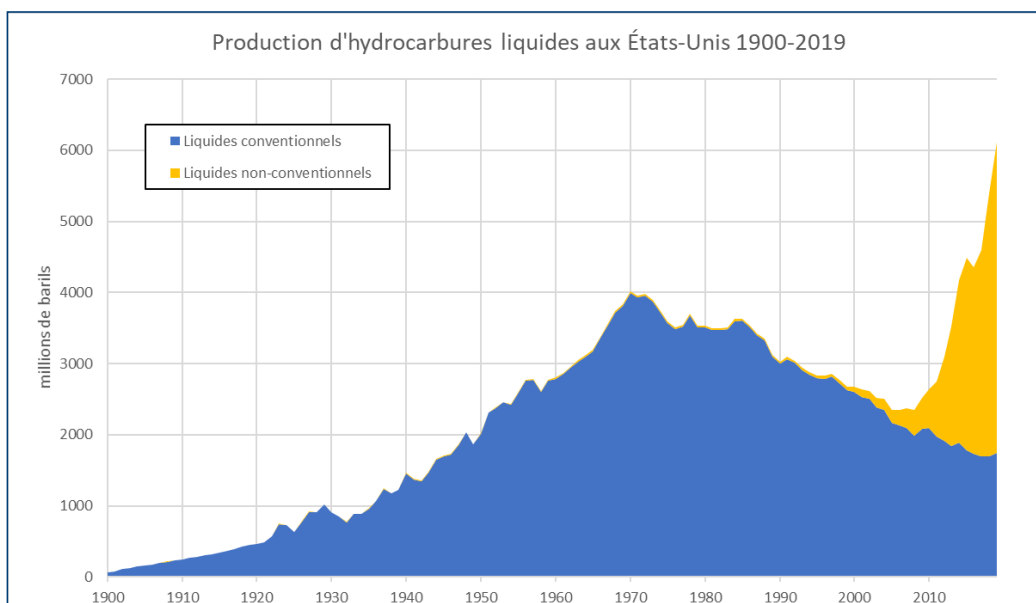
Aquitaine et l'Institut Français du Pétrole en 1980¹¹.

Cette combinaison innovante de techniques, pour exploiter des gisements de basse qualité (faible à très faible perméabilité), a vu son usage s'accroître en 2008 à l'issue de la crise économique et financière internationale grâce au prix élevé atteint par le baril de pétrole. Ce dernier se maintient en effet autour de 100\$ jusqu'en 2015.



Alors que les États-Unis produisaient à leur pic de production de 1970 environ 4 milliards de barils (11 Mb/j) d'hydrocarbures liquides (pétrole brut, condensats et liquides de gaz), ils en produisaient plus de 6,1 milliards de baril (16,7 Mb/j) en 2019 à la faveur du boom des hydrocarbures non-conventionnels.

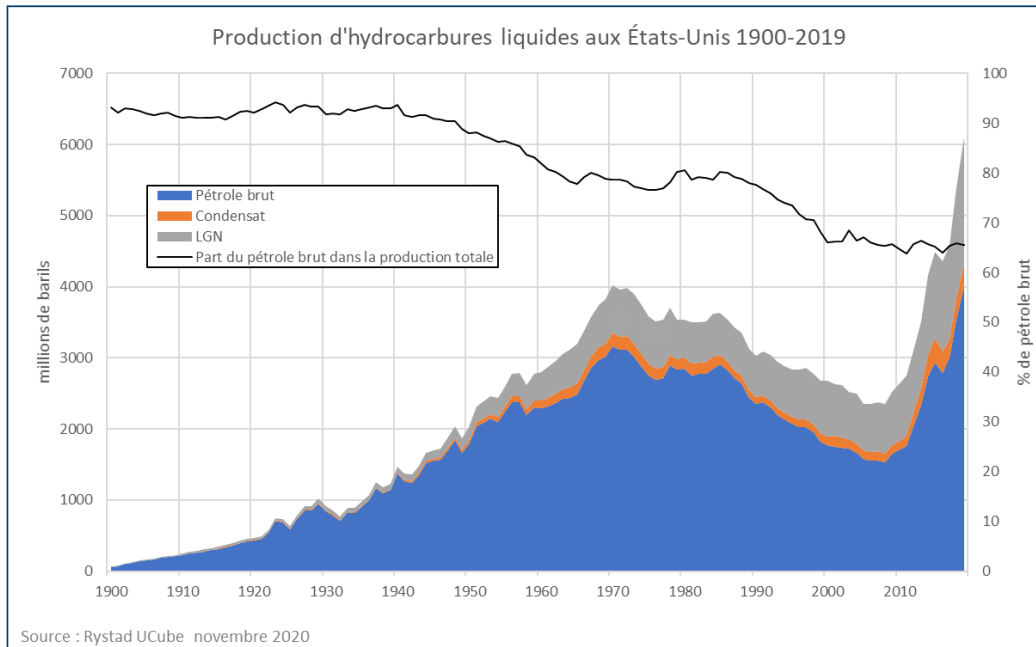
Ce volume permet non seulement de surpasser le pic de production de 1970 mais également de couvrir la quasi-totalité de la consommation américaine de pétrole qui représentait 7,5 milliards de barils (20,5 Mb/j) en 2019.



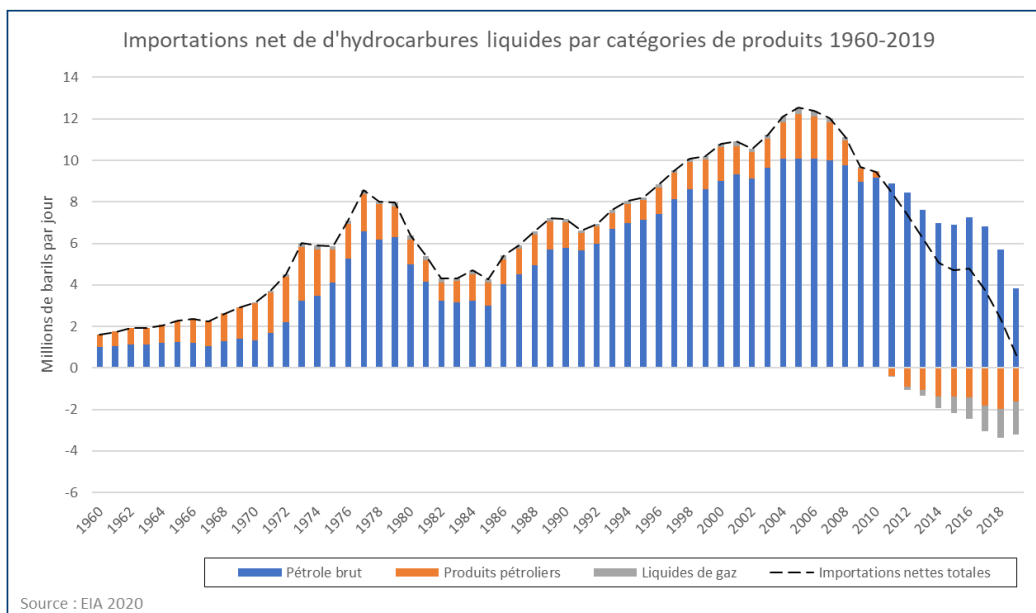
¹¹ « Fraga horizontal, le virage à 90° - Histoire d'une révolution industrielle », <https://www.ep.total.com/sites/g/files/womndt12-1f/atoms/files/fraga-horizontal-total-fr-septembre-2016.pdf>

Cette augmentation impressionnante de la production doit être nuancée si on décompose la production non conventionnelle selon ses différents constituants. En effet, la part du pétrole brut dans la production totale est comprise entre 65 et 67 % depuis les années 2000 alors qu'elle oscillait autour de 80 % depuis les années 1960.

Le pétrole brut a ainsi connu une croissance moindre que la production de condensats et de liquides de gaz.

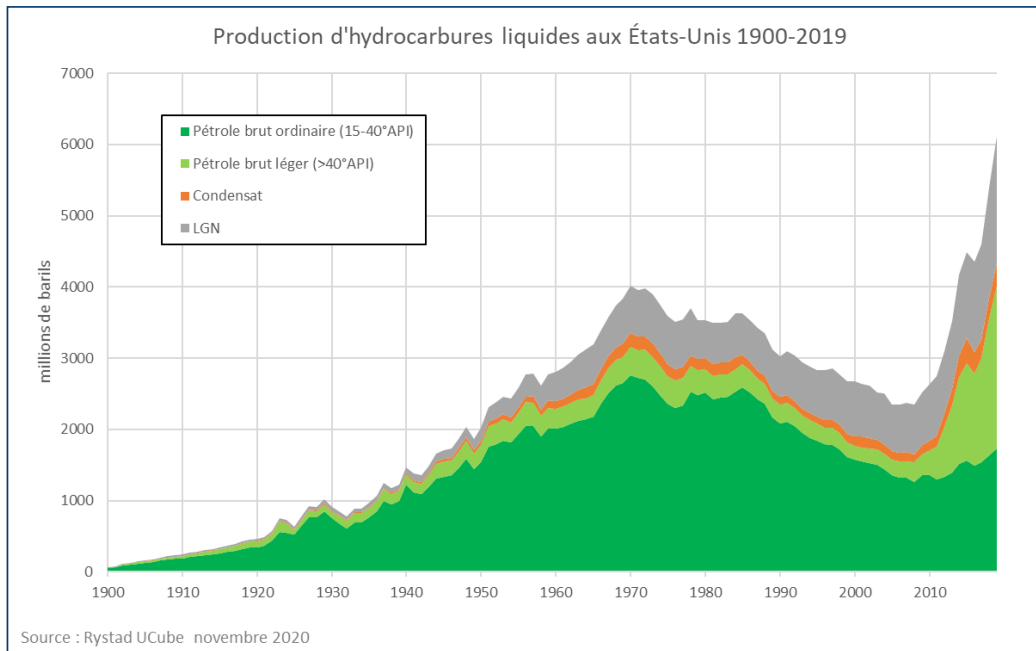


Cette part représentée par le pétrole brut est un indicateur essentiel car les condensats et les liquides de gaz ne permettent pas de répondre aux exigences de l'industrie du raffinage et sont donc en partie exportés. Ainsi, les États-Unis restent à ce jour importateurs nets de pétrole brut.

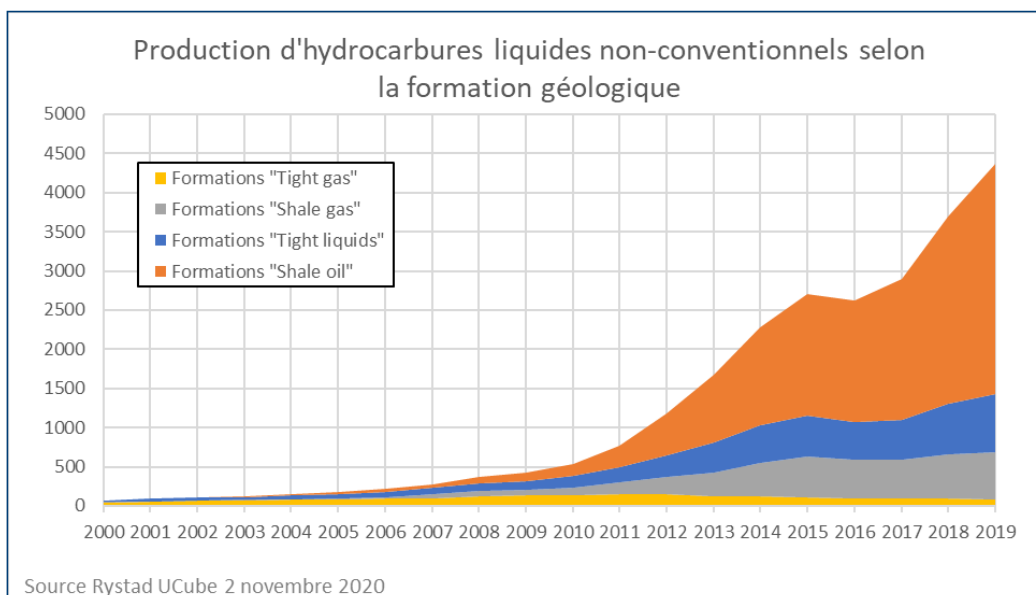


Une décomposition plus fine encore de la production d'hydrocarbures liquides non conventionnels montre que le pétrole brut produit en 2019 est pour la plus grande part du pétrole brut léger c'est-à-dire avec un degré API supérieur à 40. **Le pétrole brut avec un degré API compris en 15 et 40 n'a quant à lui pas retrouvé le niveau de production atteint lors du pic de 1970.** En effet, la production était alors de 2,8 milliards de barils (7,7 Mb/j) contre 1,7 milliards (4,7 Mb/j) en 2019. Si l'augmentation de

la production de pétrole brut léger n'est pas un problème en soit, elle dépasse la capacité de traitement des raffineries américaines dont les schémas sont adaptés aux bruts lourds.

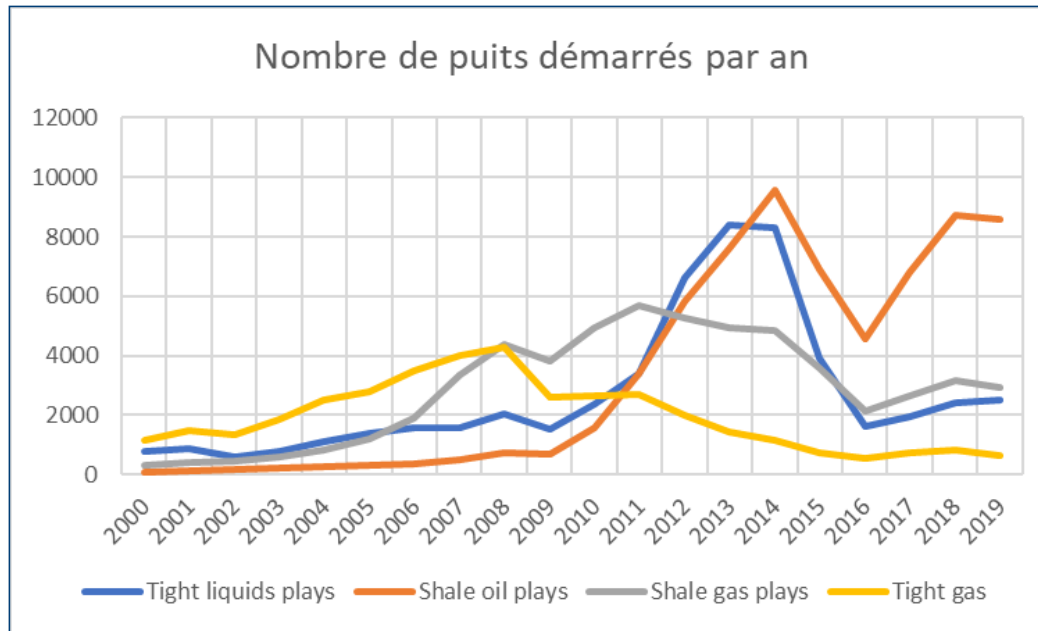


La croissance de la production d'hydrocarbures liquides non-conventionnels est avant tout portée par les formations « shale oil », c'est-à-dire par l'exploitation des roches-mères. En effet, ces dernières représentaient 67 % de la production en 2019 contre 17 % pour les formations de « tight oil ». Les formations exploitées principalement pour leurs réserves en gaz naturel fournissent également une partie de la production d'hydrocarbures liquides non conventionnels. Les formations de *shale gas* produisent en effet, associés au gaz naturel, près de 14 % de la production liquide totale. Les formations *tight gas*, en production depuis le début du 20^e siècle, fournissent quant à elles seulement 2 % du total produit en 2019.



L'augmentation importante de la production des hydrocarbures liquides non conventionnels aux États-Unis a été rendue possible par l'emploi des techniques de fracturation hydraulique et de forage horizontal à très grande échelle. En effet, alors que **2300 puits étaient forés et mis en production dans ces formations non conventionnelles au début des années 2000**, c'est près de **24 000 puits qui ont été mis en production pour la seule année 2014**. Le nombre de puits forés et mis en production en 2019 est

en déclin par rapport à 2014 mais il restait à un niveau élevé de 15 000 puits dont 59% se trouvent dans les seules formations « *shale oil* ».



B. Incertitudes sur la production

La production d'hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis depuis 2008 est un événement majeur dans l'histoire de la production pétrolière. En effet, le développement du LTO américain (« *light tight oil* », appellation recouvrant les hydrocarbures liquides extraits de réservoirs compacts et de roches mères) représente pour la production mondiale un incrément similaire à celui apporté par l'Arabie Saoudite entre la fin des années 1960 et les années 1970 (EIA 2017). Cette évolution avait conféré à l'Arabie Saoudite un rôle central dans l'équilibre offre/demande au niveau mondial.

Cependant, les perspectives de cette production non conventionnelle sont entachées de trois incertitudes. Le LTO est en effet extrait d'accumulations complexes présentant de fortes hétérogénéités, dont, en particulier, le caractère fracturable ou pas de ces roches, qui font peser des incertitudes élevées quant au potentiel final de récupération.

A cela s'ajoutent des incertitudes en termes économique et financier, le secteur du LTO aux États-Unis, fortement intensif en capitaux, n'ayant jamais dégagé de cash flows positifs, dans un contexte de volatilité importante des prix du pétrole.

Enfin des incertitudes d'ordre politique et réglementaire continuent de peser sur l'extraction du LTO aux États-Unis.

1. Incertitudes géologiques et techniques

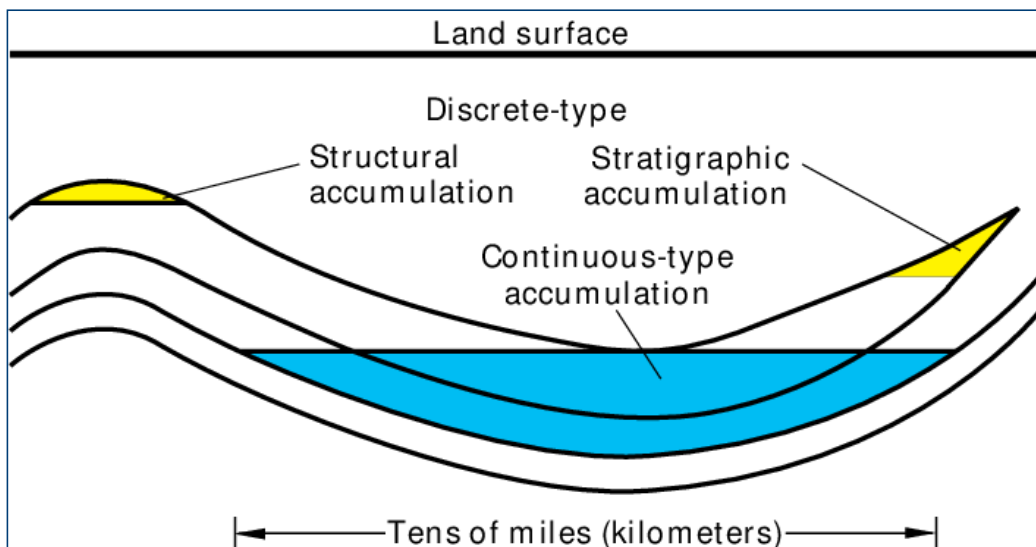
L'incertitude qui pèse sur l'étendue de la ressource extractible de LTO aux États-Unis est illustrée par les écarts importants entre les sources ainsi que par la variabilité dans le temps des estimations de chacune de ces sources. Ainsi, selon l'Agence Internationale de l'Énergie, la ressource « techniquement extractible » est estimée à près de 218 milliards de barils en 2020 contre une estimation de 80 milliards de barils en 2014 pour l'Amérique du Nord. Cette forte variabilité des données au cours du temps se retrouve pour d'autres organisation comme l'Administration de l'Énergie des États-Unis (*Energy Information Administration*, EIA) dont l'estimation des ressources techniquement récupérables de LTO aux États-Unis est passée de 89 milliards de barils en 2014 à 174 milliards en 2018. L'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) estimait quant à elle cette ressource techniquement extractible à 60 milliards de barils en 2014. Il est à noter que l'OPEP n'a plus publié d'estimation de la ressource récupérable dans ses publications postérieures à 2014. La variabilité des estimations n'est pas seulement intra-source puisqu'on la retrouve également entre les différentes publications d'une même année. Ainsi en 2018, l'AIE estimait la ressource techniquement récupérable restante aux États-Unis à 115 milliards de barils contre 174 milliards pour l'EIA, 143 milliards pour Rystad et seulement 25 milliards

pour l'expert indépendant et géophysicien Jean Laherrère.

Les perspectives de production du LTO aux États-Unis ont connu une variabilité similaire. En effet, en 2014, l'Agence Internationale de l'Energie, dans le *World Energy Outlook*, prévoyait une production de 5,5 Mb/j pour 2020 et 6,6 Mb/j pour 2030. A la même date, l'OPEP, dans le *World Oil Outlook*, publiait une prévision de 4 Mb/j pour 2020 et 3,4 Mb/j pour 2030. L'EIA américaine pronostiquait quant à elle une production de 4,8 Mb/j pour 2020 et 4,2 Mb/j pour 2030.

La comparaison des publications de ces trois institutions révèle l'ampleur des différences de diagnostic et de prévisions. D'une part, les écarts de production entre les institutions pour une date donnée s'élèvent à plusieurs millions de barils/jour, ce qui est considérable au regard de la production pétrolière totale des États-Unis comme de l'équilibre du marché pétrolier mondial. D'autre part, les tendances temporelles de long terme, à 2030 et 2040, ont été substantiellement révisées avec respectivement +131% et +209% pour l'EIA, +79% et 91% pour l'AIE et +200% et +189% pour l'OPEP (chiffage entre la première et la dernière publication). Ces révisions attestent dans une certaine mesure d'un diagnostic plus robuste quant au potentiel total de récupération de LTO. Mais elles illustrent également **l'influence qu'exercent les conditions de marché sur la teneur des prévisions et scénarios** de ces institutions qui, pour la majorité, consistent en une prolongation plus ou moins argumentée de tendances de court terme.

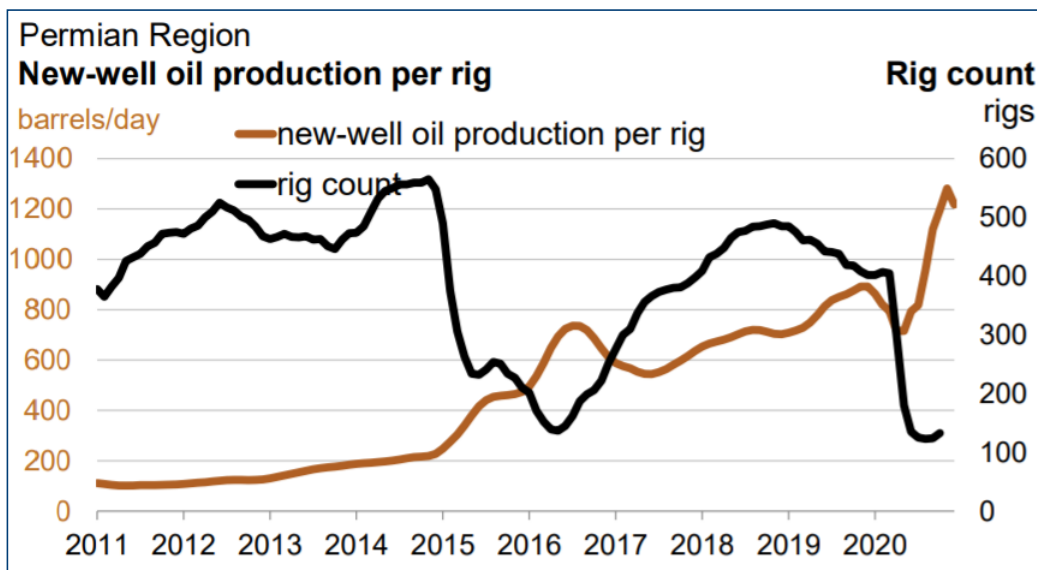
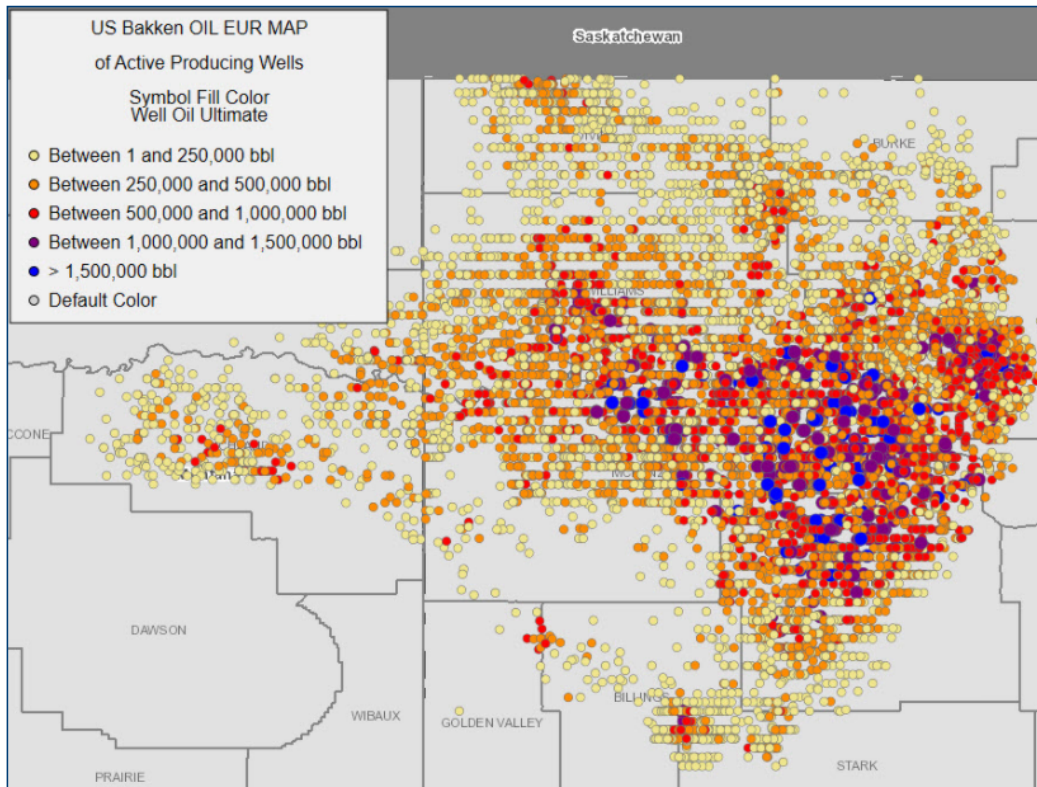
L'incertitude relative aux ressources extractibles est en premier lieu liée aux facteurs géologiques. Le LTO est extrait de la roche mère (*shale oil*) ou bien de formations compactes (*tight oil*), accumulations continues par opposition aux accumulations discrètes des champs pétroliers conventionnels (accumulation d'hydrocarbures dans des « pièges » localisés).



Or, **ces accumulations continues présentent de fortes hétérogénéités**, certaines zones apparaissent plus propices que d'autres à la fracturation donc à l'extraction du LTO. Ces zones (désignées sous le terme de « sweet spot » en anglais) possèdent en effet une productivité par puits plus élevée que les puits forés ailleurs dans la formation.

La carte de la formation du Bakken en 2017 (Dakota du Nord) illustre la disparité spatiale de la productivité des puits, les zones bleues et violettes étant assimilées aux « sweet spots » avec des puits produisant plus de 1 million de barils au cours de leur cycle de vie, soit un volume trois à six fois supérieur à l'immense majorité des puits. **Le futur de la production de LTO aux États-Unis sera en premier lieu fonction de la présence et du rythme d'épuisement des zones les plus productives.**

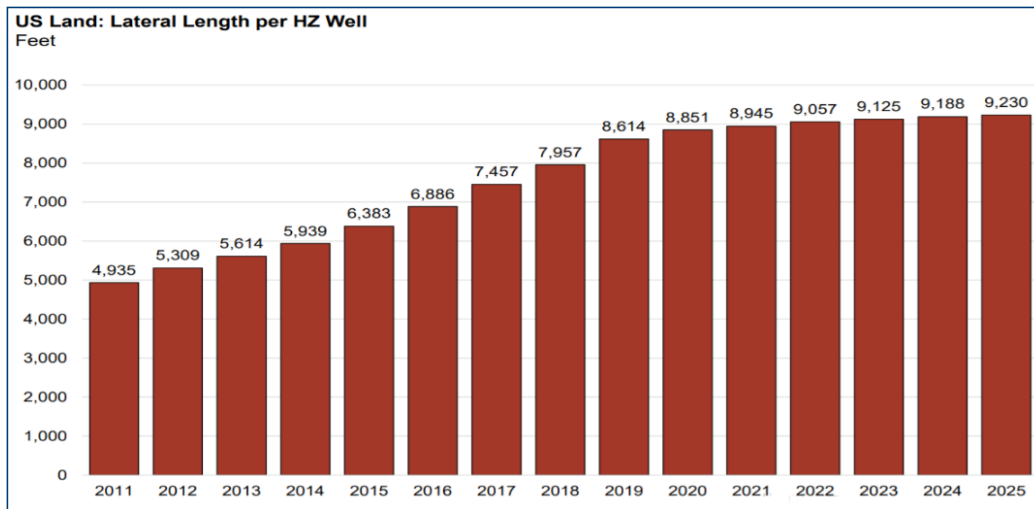
En second lieu, le volume des ressources extractibles de LTO résulte des techniques employées et de leur potentiel d'amélioration. On observe que la productivité des nouveaux puits forés dans les formations LTO est tendanciellement croissante. Dans le bassin Permien, elle est ainsi passée de 100 b/j en 2011 à près de 1200 b/j en 2020.



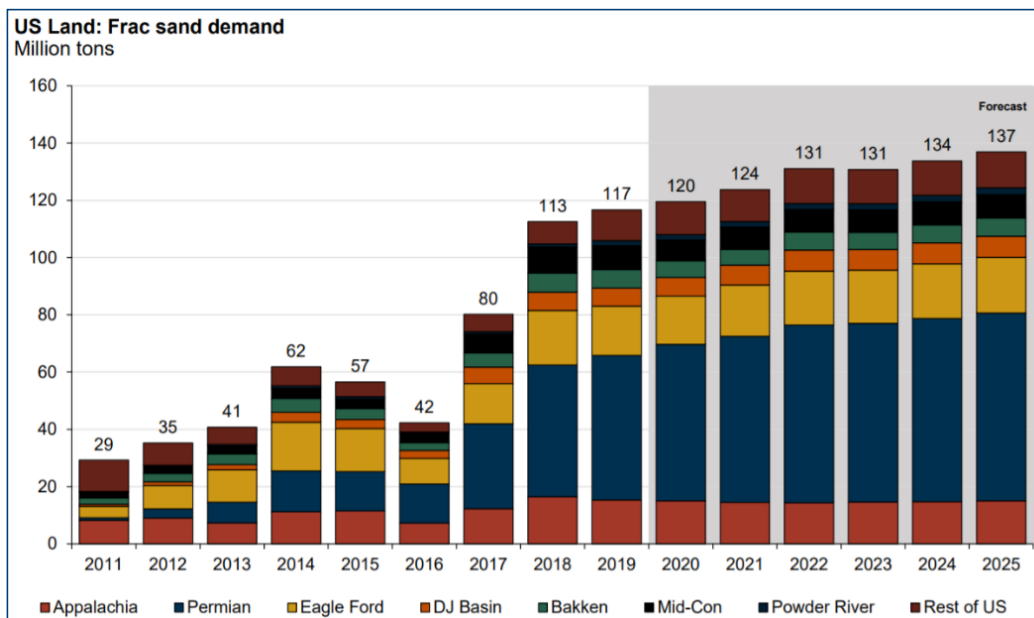
L'augmentation générale de productivité des puits a résulté d'une extension du segment horizontal des puits, associée à un plus grand nombre de zones fracturées, ouvertes à la production. On note en effet la croissance plus que proportionnelle des volumes de sable et de fluide de fracturation injectés. Ainsi la longueur latérale moyenne des puits a augmenté de 79 % entre 2011 et 2019 tandis que la quantité de sable injectée a augmenté de plus de 300 % sur la même période, en relation directe avec l'augmentation du nombre de fracturations par puits.

Or, **on observe un phénomène de plafonnement de l'extension du segment latéral des puits.** Le maintien de la productivité générale des puits, a fortiori la poursuite de leur croissance, nécessitera des innovations technologiques et opérationnelles. Le développement des flottes de fracturation de nouvelle génération, fonctionnant au gaz naturel, pourrait permettre de réduire les contraintes de forage notamment en réduisant le nombre d'unités mobiles d'injection nécessaires ainsi que la taille des équipes nécessaires

pour fracturer les puits. Par ailleurs, le reforage et refracking de puits à faible longueur de drain horizontal, forés il y a quelques années, pourraient permettre de relancer la production dans une certaine mesure.



Les incertitudes relatives à la géologie (extension et hétérogénéité des accumulations continues) et au déploiement d'innovations technologiques, complémentaires de la généralisation du forage horizontal sur la dernière décennie, n'accréditent pas l'hypothèse d'une croissance de la production de LTO aux États-Unis comparable à celle observée depuis 2010. Nonobstant leur désaccord concernant l'estimation du volume de réserves, **les deux principales sources institutionnelles internationales, Agence Internationale de l'Énergie et OPEP, retiennent ainsi comme scénario central le plafonnement de la production de LTO dans le courant de la décennie 2020 suivi d'un déclin plus ou moins marqué.**



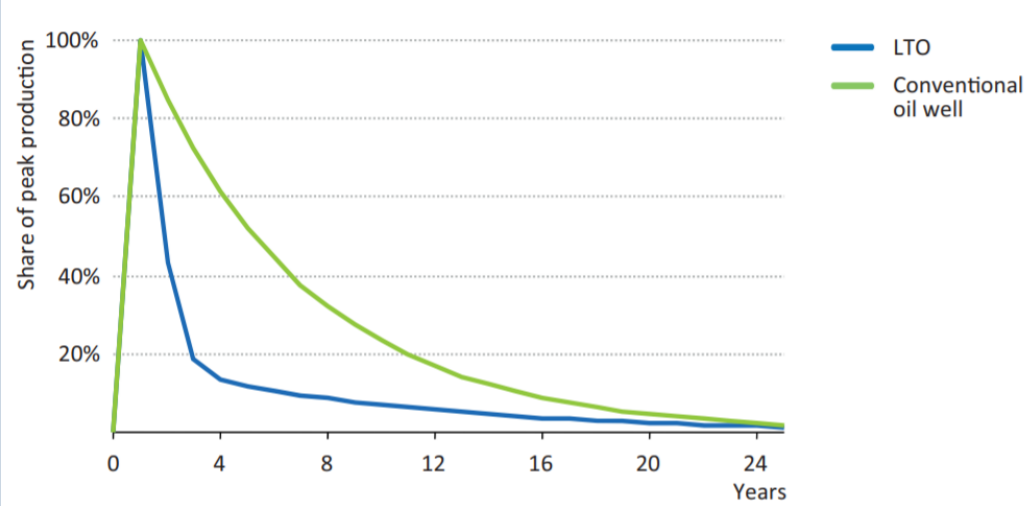
2. Incertitudes économiques et financières

Les puits de LTO présentent un déclin naturel beaucoup plus important que celui des puits conventionnels (AIE 2013, AIE 2015). En effet, un an après le pic de production, un puits de LTO décline de près de 60 % contre moins de 20 % pour un puits conventionnel. Afin d'augmenter ou maintenir leur production les compagnies doivent donc consentir à des investissements de forage et complétion, élevés et continus.

Les compagnies pétrolières exploitant les gisements de LTO aux États-Unis ont, dans leur

ensemble, toujours nécessité des dépenses d'investissements (CAPEX) supérieures aux flux de trésorerie dégagés par leurs activités opérationnelles (CFO).

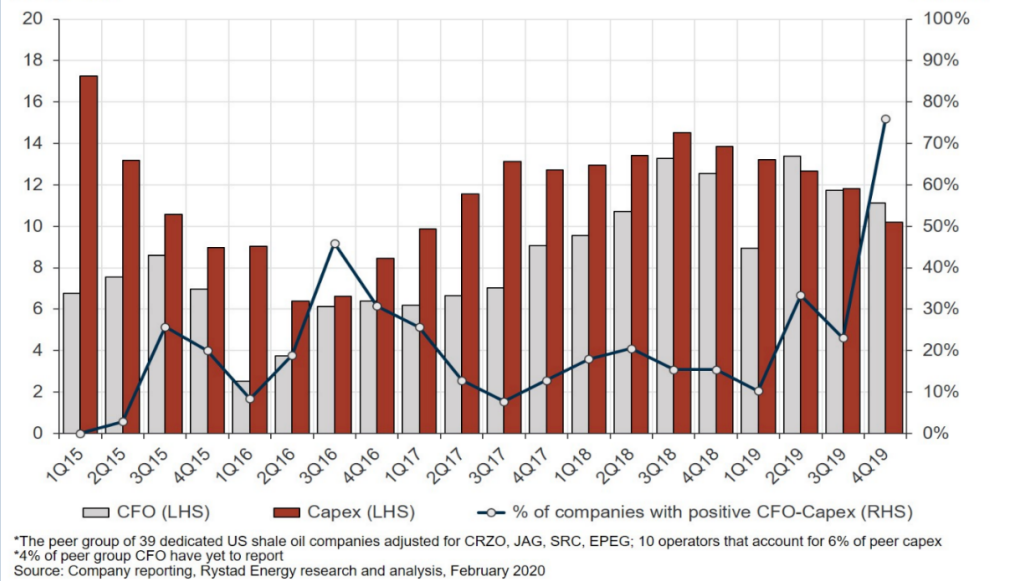
Figure 14.4 ▷ Typical production curve for a light tight oil well compared with a conventional oil well



Le nombre de compagnies parvenant à dégager un flux de trésorerie positif n'a quasiment jamais été supérieur à 30%. **Le secteur du LTO américain malgré l'augmentation impressionnante de sa production est un secteur à cash-flow négatif depuis le début de l'exploitation à échelle industrielle, à la fin des années 2000.**

Si les trois derniers trimestres de 2019 font exception avec un flux de trésorerie positif au 2^e trimestre 2019 avec plus de 75% des compagnies à cash-flow positif au 4Q19, c'est avant tout en raison d'un effort de discipline budgétaire des compagnies destiné à rassurer les investisseurs sur leur santé financière. En effet, ces dernières ont dès le début 2019 fortement réduit leurs opérations de forage (-16% entre janvier et septembre 2019) et donc leur niveau de dépenses en capital. Ce rééquilibrage s'est poursuivi sur l'année 2020, où devrait apparaître un cash-flow positif de 15 milliards de dollars grâce à la baisse de près de 48 milliards de dollars des investissements en capital.

Figure 1: Quarterly CFO* vs capex for public US shale oil producers

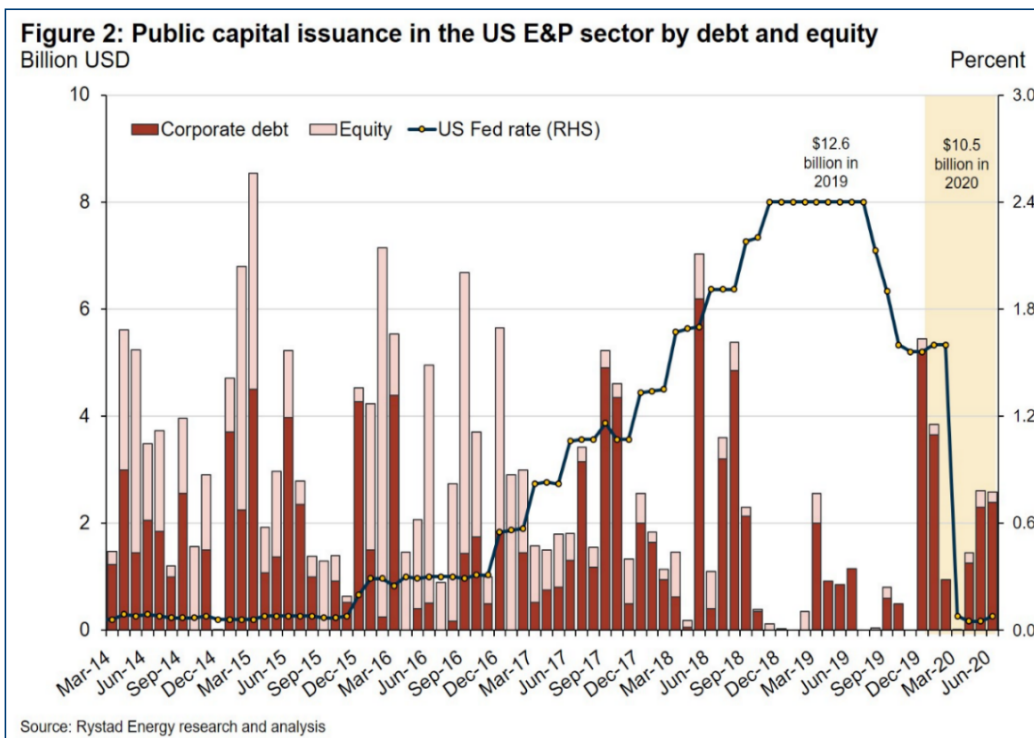
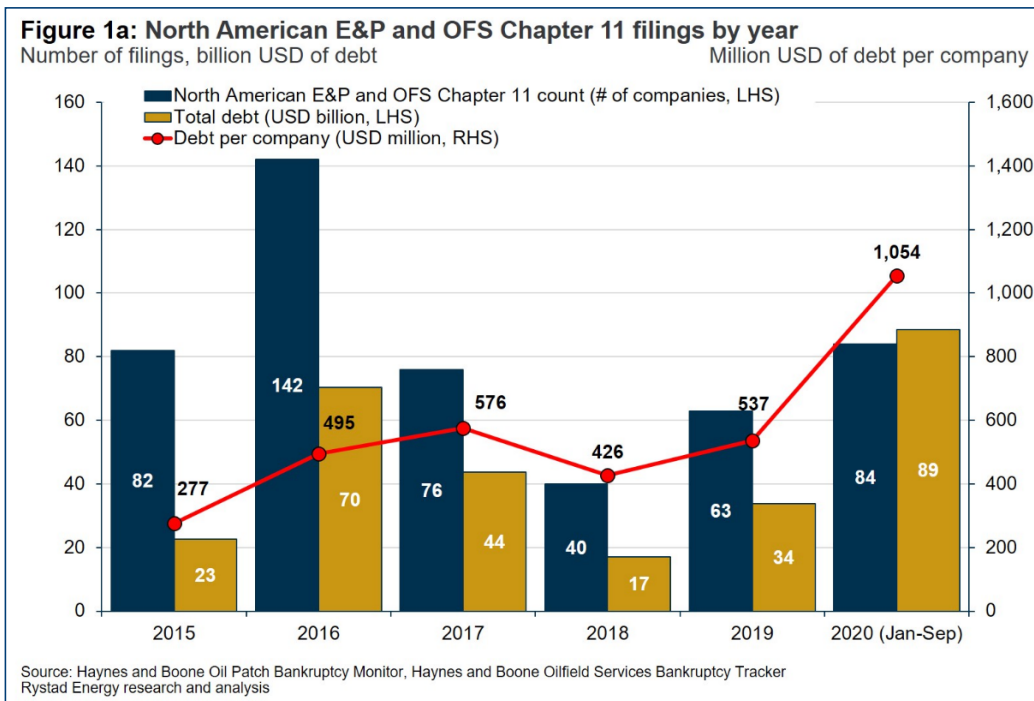


*The peer group of 39 dedicated US shale oil companies adjusted for CRZO, JAG, SRC, EPEG; 10 operators that account for 6% of peer capex
 *4% of peer group CFO have yet to report
 Source: Company reporting, Rystad Energy research and analysis, February 2020

Sur la période 2007-2020, les producteurs américains de LTO et de gaz de

schiste ont, dans leur ensemble, accumulé environ 288 milliards de cash-flow négatifs. L'aberration économique que constitue le développement de l'exploitation des hydrocarbures de roches mères et de réservoirs compacts aux États-Unis depuis le milieu des années 2000 peut être mieux appréhendée à la lumière des cash flows cumulés positifs de l'industrie pétro-gazière conventionnelle sur la même période, estimés à environ 300 milliards de dollars.

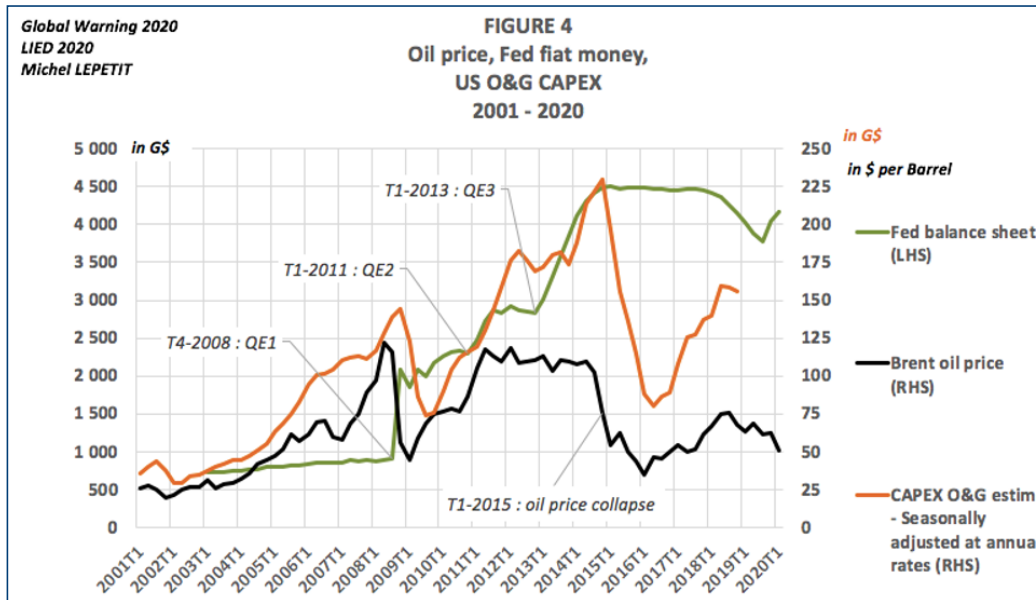
Ainsi, au cours des 15 dernières années, la rente pétro-gazière de l'industrie conventionnelle a été absorbée par les cash flows négatifs de l'exploitation des hydrocarbures de roches mères et de réservoirs compacts. Pour financer ce déséquilibre économique massif les producteurs américains ont eu recours à l'endettement et à des augmentations de capital. Ces entreprises ont pu lever près de 13 milliards de dollars en 2019 et près de 11 milliards sur les 6 premiers mois de l'année 2020, le tout quasi exclusivement par l'endettement (*corporate debt*).



La baisse d'activité de forage entamée début 2019, ainsi que l'évolution à la baisse du prix du pétrole, a précipité les producteurs et certaines compagnies parapétrolières très endettées vers la faillite. On dénombre ainsi, à ce jour et depuis 2015, près de 500 entreprises sous la protection du chapitre 11 de la loi sur les faillites pour un dette cumulée de 288 milliards de dollars environ (source Rystad).

L'anomalie du caractère structurellement déficitaire du secteur du LTO aux États-Unis pourrait résulter de la politique monétaire non-conventionnelle de la Réserve Fédérale pratiquée à partir de 2008¹². En effet, la FED a procédé lors des différents « assouplissements quantitatifs » à des rachats de titres financiers de bonne qualité (bonds du trésor ou obligations de grandes entreprises) afin d'assécher ce marché et de forcer les investisseurs à réinvestir leurs liquidités sur des actifs plus risqués. Parmi ces actifs risqués figurent les acteurs du LTO. Les entreprises ont ainsi pu bénéficier, tout au moins jusqu'à ce jour, de conditions d'emprunts favorables ainsi que d'une abondante liquidité pour leurs opérations de financement.

Le maintien de ces flux de financement, qui constitue à court et moyen terme un facteur de premier ordre du niveau de la production de LTO aux États-Unis, sera conditionné par la politique monétaire de la Réserve Fédérale. L'étendue, la complexité et la faible prédictibilité des facteurs politiques et macro-économiques, y compris internationaux, qui interviennent dans l'évolution de la politique monétaire des États-Unis, rendent tout exercice de prévision de la production de LTO hautement incertain.



3. Incertitudes politiques

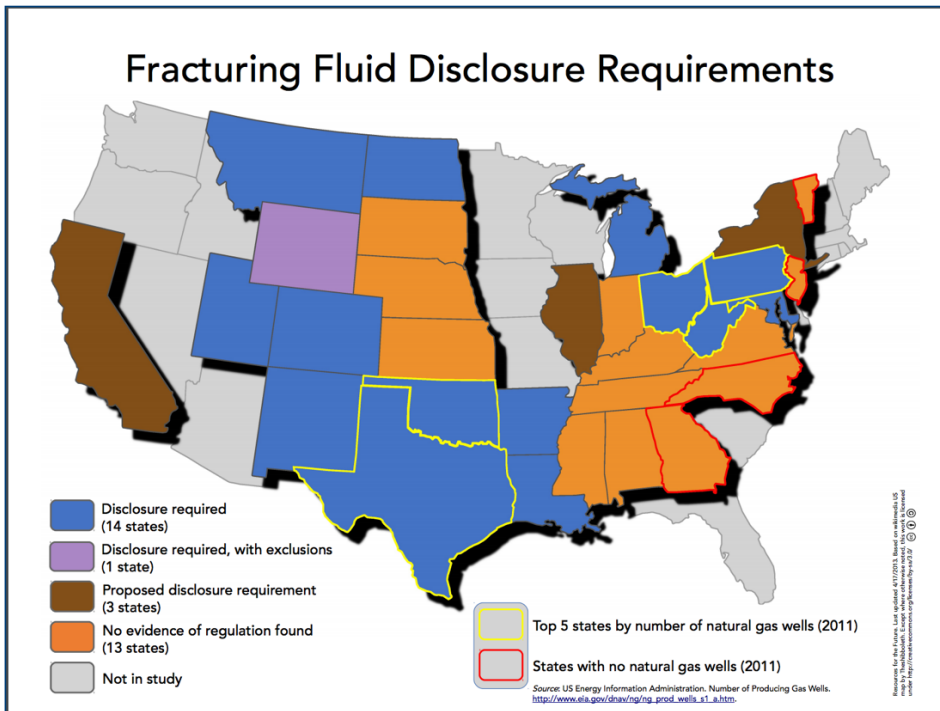
L'élection présidentielle américaine a vu s'affronter deux visions radicalement opposées sur le plan du soutien à l'industrie du LTO. Le président Trump a en effet allégé au cours de son mandat les réglementations fédérales pesant sur ce secteur, en particulier environnementales telles que les obligations de divulguer certaines données (liste des produits chimiques injectés dans les puits). Le président Biden, élu fin 2020, a annoncé a contrario vouloir mettre en place une interdiction de la fracturation hydraulique sur les terres fédérales ainsi que le renforcement de la réglementation environnementale mise en place sous le mandat Obama.¹³

Des incertitudes pèsent également sur la capacité qu'aura le nouveau président des États-Unis à travailler de concert avec le Congrès pour faire avancer son agenda de politique énergétique. En effet, le Congrès est divisé entre la Chambre des Représentants à majorité démocrate et le Sénat à majorité républicaine. Sans l'accord des deux chambres, des mesures de régulations environnementales visant les terrains privés ne peuvent pas être mises en œuvre, le Président restant cantonné à agir sur les seuls terrains publics via son

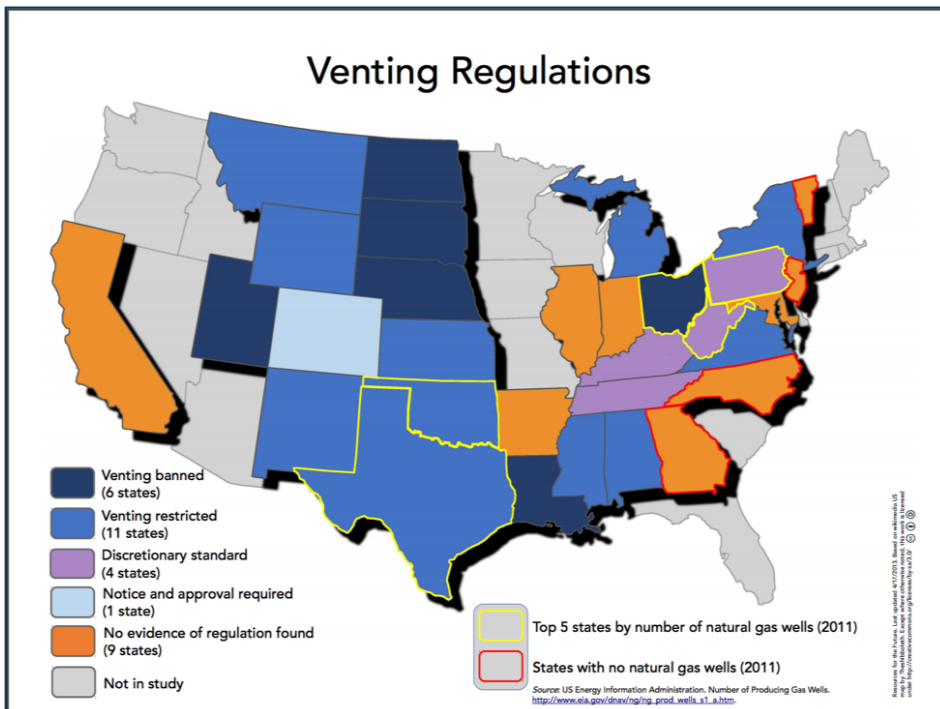
12 - Lepetit, Michel, 2020. « Unconventional monetary policy for unconventional oil ». 10 avril 2020. <https://www.linkedin.com/pulse/unconventional-monetary-policy-oil-michel-lepetit/>.

13 - En janvier 2021, les agences fédérales des États-Unis ont suspendu les attributions de permis pour les activités pétro-gazières sur les terres fédérales, voir Anticipated Federal Restrictions Would Slow Permian Basin Production - Dallasfed.org.

pouvoir réglementaire.

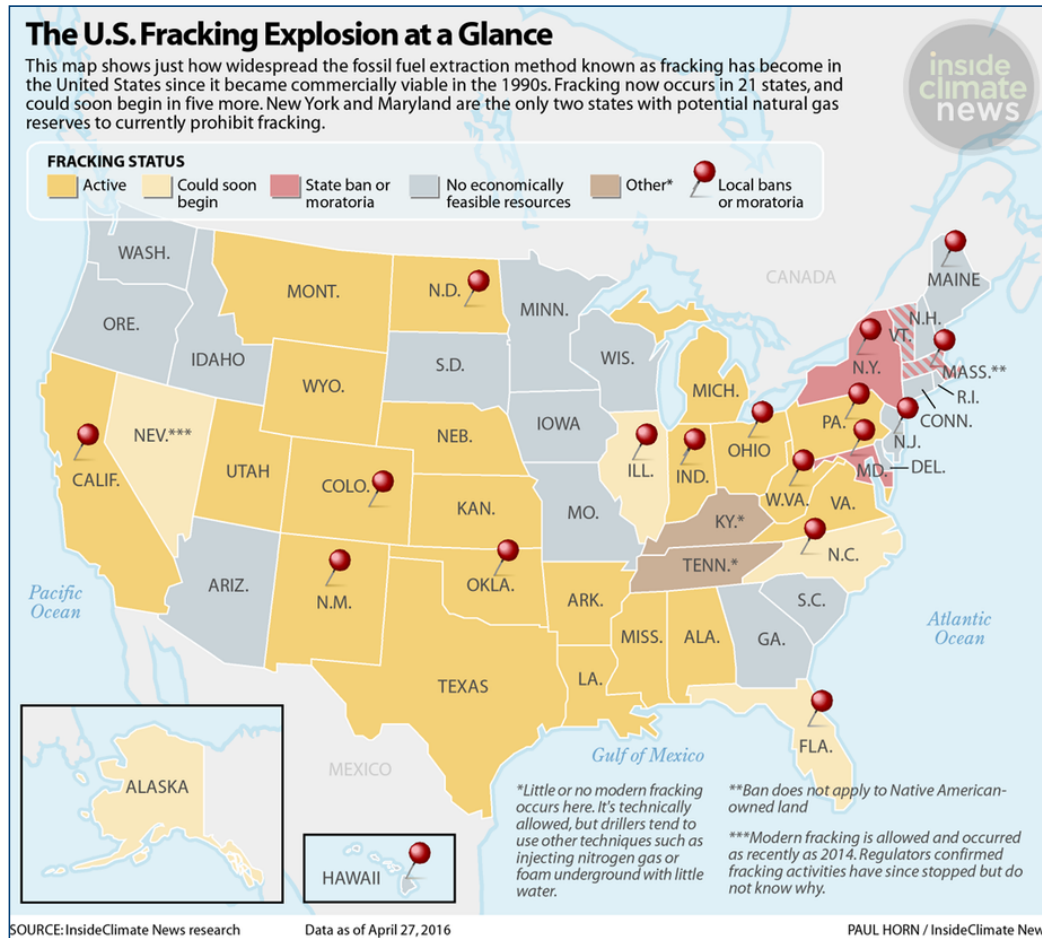


Le caractère fédéral des États-Unis ajoute de fortes incertitudes quant au soutien politique dont pourra bénéficier l'industrie du LTO. Les réglementations sont variables suivant les États, en particulier le brûlage à la torche (« flaring ») du gaz naturel coproduit avec les hydrocarbures liquides de même que la législation réglementant les fluides de fracturation (divulgateion des additifs chimiques relevant du « secret industriel »). Des modifications des réglementations au niveau des États peuvent intervenir lors de changements de majorité. Ainsi, au Nouveau Mexique, la gouverneure démocrate en poste depuis le 1er janvier 2019 a pris une série de mesures afin de limiter les émissions de méthane de l'industrie pétrolière et gazière¹⁴. Cela constitue un revirement par rapport à la politique menée par sa prédécesseur républicaine Susana Martinez qui avait lutté contre les réglementations fédérales mises en place par l'administration Obama¹⁵.



14 - (Hiller 2019)
15 - (Lomax 2017)

D'autres réglementations peuvent enfin intervenir au niveau de la municipalité, du comté ou encore au niveau des « territoires indigènes » (réserves indiennes). En effet, certaines de ces entités ont pris des arrêtés afin d'interdire ou de suspendre la fracturation hydraulique sur leur territoire et ce parfois à l'intérieur d'Etats qui autorisent cette technique (Dakota du Nord, Nouveau Mexique... voir figure 13).



4. Conclusion

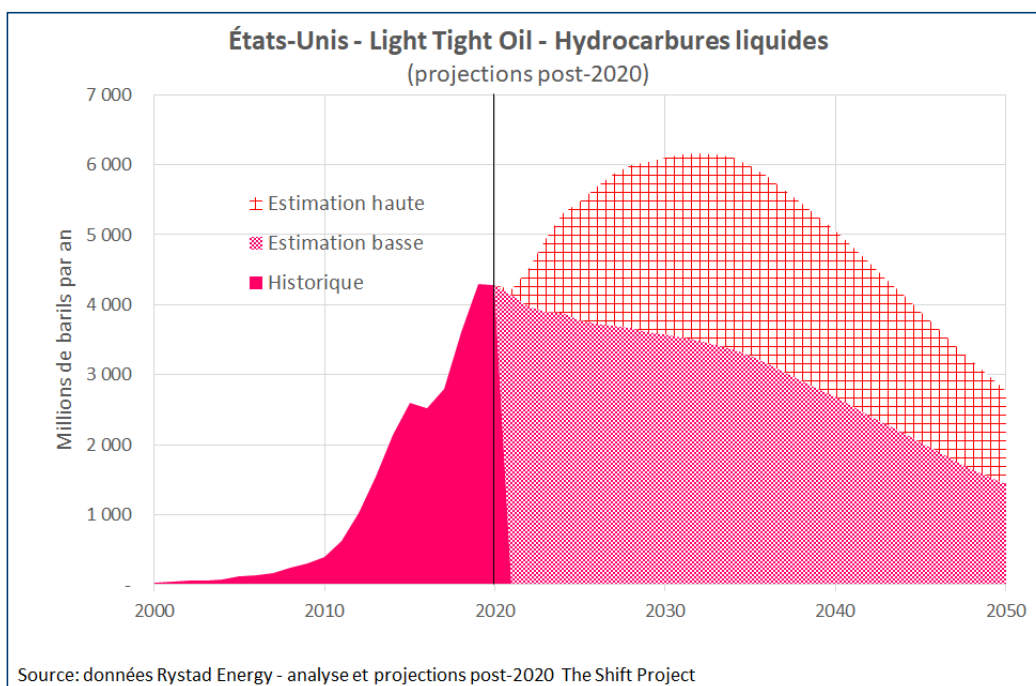
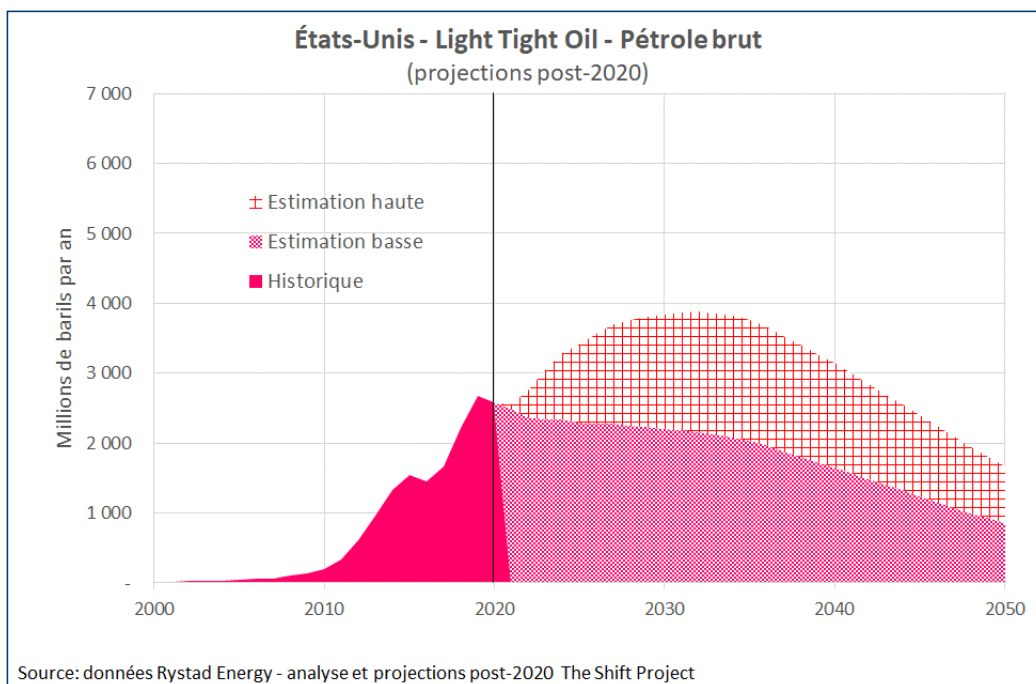
Le futur de la production de LTO aux États-Unis est entaché d'incertitudes de trois ordres. En premier lieu, le potentiel de la ressource techniquement extractible fait l'objet d'un dissensus fort parmi les experts, y compris au sein des agences gouvernementales et organisations internationales. En deuxième lieu, le développement de l'industrie LTO a bénéficié, jusqu'à ce jour, des politiques monétaires non conventionnelles permettant de drainer des capitaux et de financer l'accumulation de cash-flows négatifs. Les décisions futures de la FED ou l'évolution du prix du pétrole sont par nature difficilement prévisibles et restent hors du champ de cette étude. En troisième et dernier lieu, l'industrie du LTO aux États-Unis évolue dans un contexte réglementaire susceptible d'évoluer tant au niveau fédéral qu'au niveau local.

Au-delà des incertitudes géologiques, économiques et réglementaires, déterminer une tendance de la production de LTO s'avère incertain en raison du cycle de développement court (15 à 30 jours pour forer un puits de LTO et environ 30 jours pour le fracturer contre plusieurs mois pour un puits en offshore) permettant aux opérateurs de réagir rapidement en cas de hausse des prix en démarrant de nouvelles activités de forage ou au contraire ajuster rapidement leur production à la baisse en cas de chute des prix, soit en laissant agir la déplétion naturelle particulièrement forte, soit en fermant un certain nombre de puits (Eberhart 2020). Si les États-Unis devaient effectivement accéder au statut de producteur d'appoint (« swing producer ») et se substituer durablement à l'OPEP dans la régulation de l'équilibre entre offre et demande mondiales de pétrole, établir des perspectives de production de LTO nécessite d'intégrer une dimension conjoncturelle qu'il est illusoire de prétendre anticiper et modéliser sur un horizon de trois décennies.

En tenant compte de ces réserves, la présente étude retient l'estimation suivante de l'évolution

tendancielle de la production de Light Tight Oil (pétrole brut et ensemble des hydrocarbures liquides, pétrole brut, condensats, liquides de gaz naturel) aux Etats-Unis (voir graphiques page suivante et annexe 1) :

- Une trajectoire minimale s'établissant dans la continuité de la baisse de production observée en 2020 dans le contexte de crise sanitaire covid-19. Dans ce cas, la production subit un déclin graduel et ininterrompu à l'horizon 2050 pour s'établir à cette date à un niveau de l'ordre d'un tiers du niveau de production de 2019.
- Une trajectoire maximale¹⁶ s'établissant dans la continuité de la hausse de production observée jusqu'en 2019. Dans ce cas, la production affiche un niveau de production maximal au début de la décennie 2030, environ 50% supérieur à celui de 2019, suivi d'un déclin qui ramène la production à l'horizon 2050 à environ deux tiers du niveau de 2019.



16 - La trajectoire maximale correspond aux perspectives publiées par Rystad Energy dans la base de données Ucube (informations datées de février 2021).

Mexique

Le Mexique est un pays pétrolier ancien. En effet le pétrole y est extrait dès le début du XX^{ème} siècle. En 1938, le président Lazaro Cardenas nationalise, à la suite d'un conflit social, les ressources en hydrocarbures auparavant détenues par des compagnies étrangères. La production de pétrole mexicaine est en déclin depuis 2003, ce qui affecte les recettes du gouvernement mexicain. En 2016, près de 20% de ces recettes provenaient de la compagnie pétrolière nationale PEMEX. Le Président Andrés Manuel Lopez Obrador, a été en partie élu en décembre 2018 sur la promesse de relancer la production pétrolière nationale, et de faire cesser les vols d'hydrocarbures qui priverait la PEMEX de 10 % de sa production.

Les réserves baissent depuis 1990 et un pic de production d'hydrocarbures liquides (pétrole brut et liquides de gaz) a été atteint en 2003 à près de 1,4 milliards de barils. Les volumes des champs en production à la date de 2020 devraient subir une baisse proche de 60 % à 2030 et de près de 95 % à 2050.

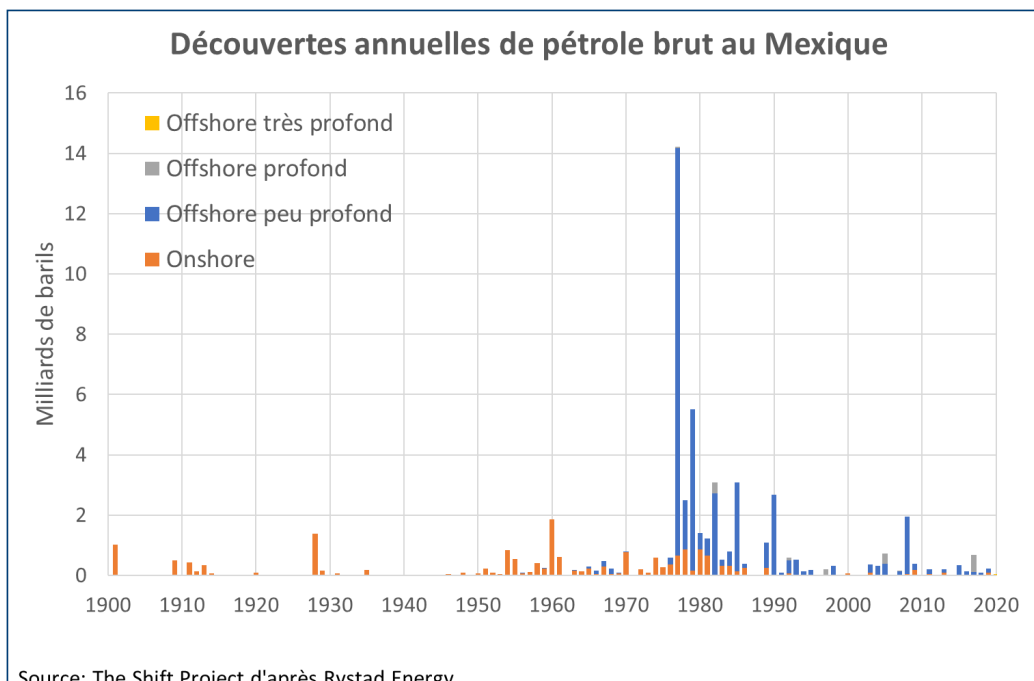
Le Mexique possède un potentiel offshore, avec 45 champs découverts. **Le potentiel de découvertes additionnelles est également important**, représentant, à horizon 2050, de l'ordre de 16 milliards de barils par rapport aux 58 milliards de barils déjà découverts à 2020 (+28 %). Le potentiel de réserves offshore permet d'envisager un rebond limité de la production au cours de la décennie 2030.

La production devrait être en baisse de 14 % en 2030 par rapport à 2019 à près de 527 millions de barils (1,4 Mb/j) et de 77 % en 2050 pour atteindre 140 millions de barils (0,4 Mb/j).

Le coût de production devrait augmenter, 65% des réserves restantes ayant un point mort estimé supérieur à 40\$ par baril, alors que 60% de la production actuelle provient de champs dont le point mort estimé est inférieur à 20 dollars par baril.

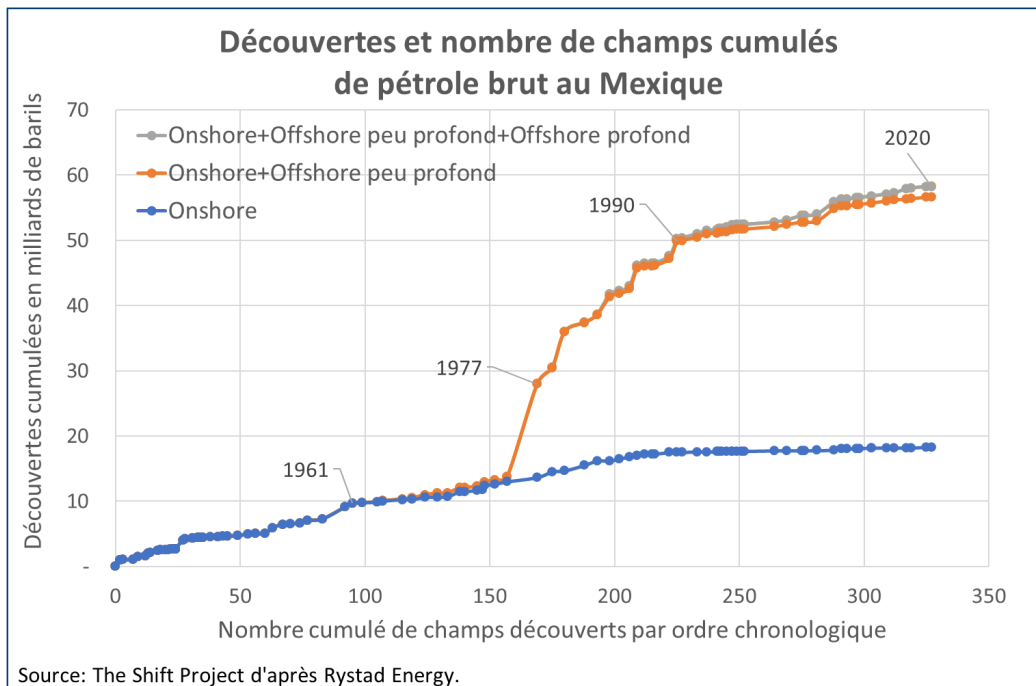
I. Données d'exploration

Les découvertes de pétrole brut au Mexique se décomposent en plusieurs cycles. **Les découvertes de pétrole à terre ont atteint leur maximum en 1960** avec plus de 1,8 milliards de barils découverts. Depuis 1990, ces découvertes à terre sont désormais négligeables, représentant généralement moins de 10 millions de barils par an.

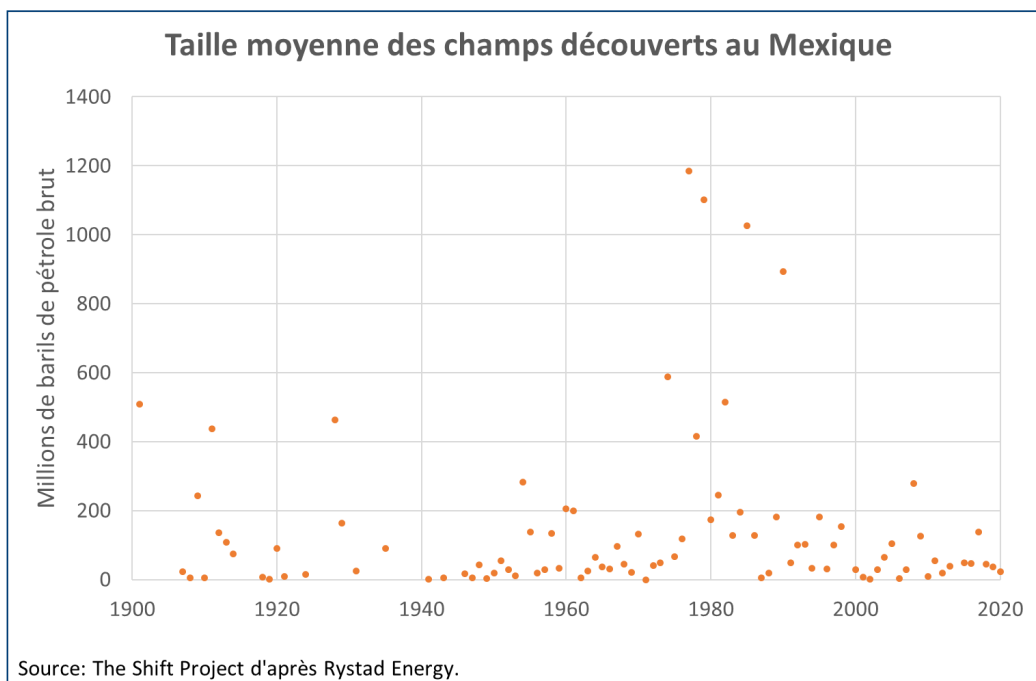


Les découvertes de pétrole en eaux peu profondes (*shelf*) ont culminé en 1977 à 14,2 milliards de barils avec le champ géant Cantarell, qui contenait à lui seul près de 13 milliards de barils de réserves. Le déclin des découvertes en *offshore* peu profond encourage la prospection de zones nouvelles. Ainsi, **le record, à ce jour, de découvertes de pétrole en eaux profondes (125 à 1500 mètres) et ultra-profondes (plus de 1500 mètres) a été enregistré en 2017** avec près de 600 millions de barils.

Les découvertes de pétrole brut au Mexique sont réparties dans près de 340 champs totalisant un volume de 58 milliards de barils. Un tiers du volume des découvertes se situe à terre réparti dans 213 champs.

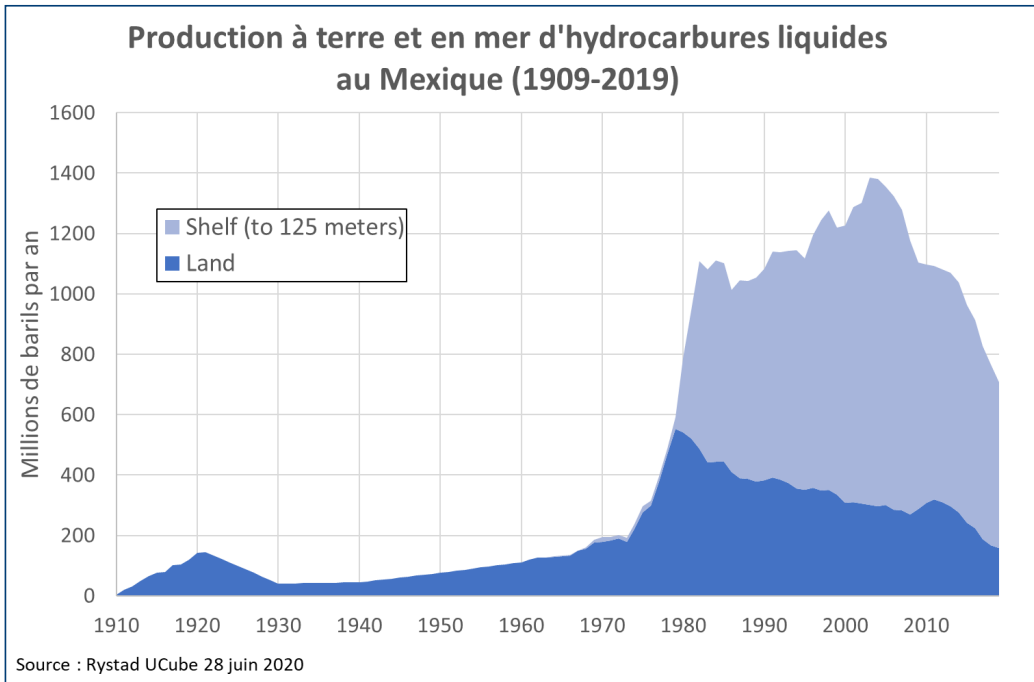


La taille moyenne des champs pétroliers découverts au Mexique a augmenté jusqu'à la fin des années 1970. Après avoir atteint un pic en 1977 à près de 1,2 milliards de barils, la taille moyenne des champs découverts a par la suite décliné jusqu'à ne plus dépasser le seuil des 100 millions de barils au cours de la décennie 2000 et 2010 (à l'exception des valeurs enregistrées en 2008, 2009 et 2017).

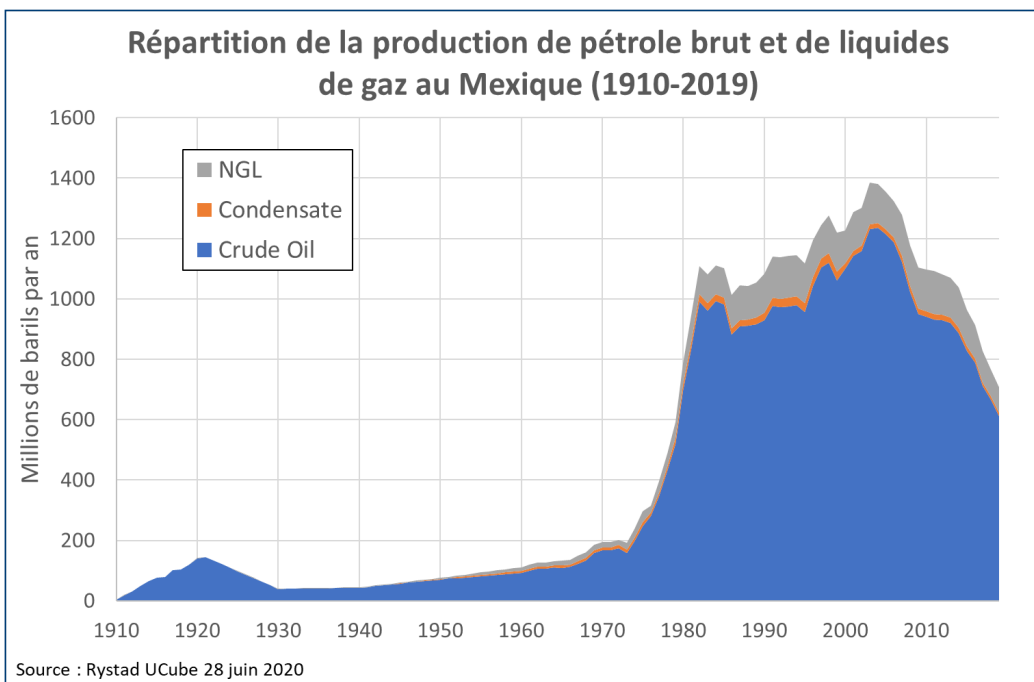


II. Historique de production

La production mexicaine d'hydrocarbures liquides a passé son pic de production en 2003 à près de 1,4 milliard de barils. En 2019 le volume produit est de 710 millions de barils en déclin de 49 % depuis 2003. La production de pétrole à terre est en déclin quasi continu depuis son pic de production en 1979 à 550 millions de barils. La production mexicaine en 2019 provenait pour un cinquième de gisements situés à terre, une proportion stable depuis 2003.



La part du pétrole brut dans la production d'hydrocarbures liquides est en léger déclin depuis 1979 où elle représentait 88 % contre 86 % en 2019. Le solde de la production est majoritairement composé de liquides de gaz (« NGL ») issus des champs de gaz naturel.

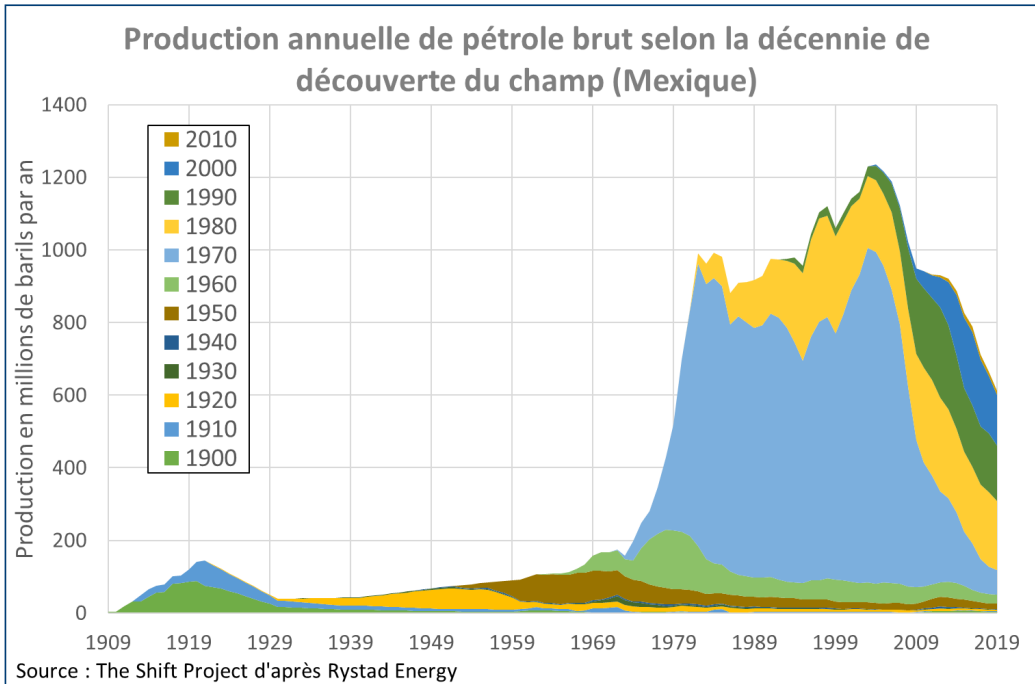


Lors du pic de production de pétrole brut au Mexique en 2003, 75% du pétrole était extrait de champs découverts au cours des années 1970. En 2019, ces champs ne représentaient plus

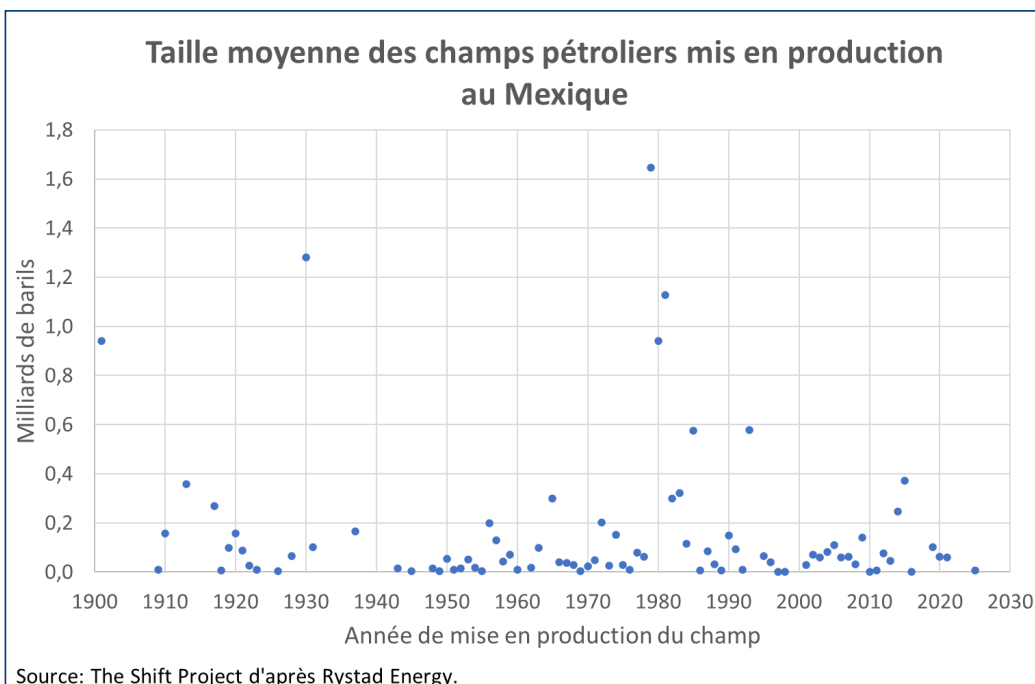
que 11% de la production totale.

La production des champs découverts pendant la décennie 1970 s'est ainsi effondrée de 93% depuis 2003. Cela est principalement dû au déclin du champ de Cantarell, dont la production de 740 millions de barils en 2003 a depuis baissé de 98%. Le taux de déplétion de ce champ est supérieur à 99%.

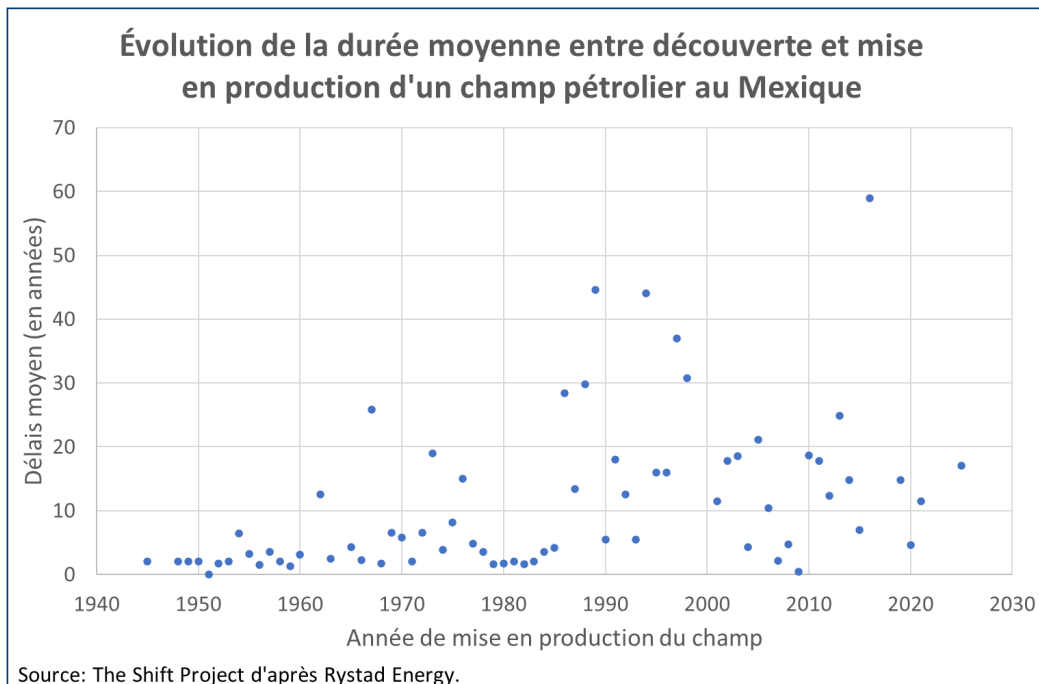
Les champs découverts au cours des années 1980, 1990 et 2000 sont également en déclin continu respectivement depuis 2011, 2012 et 2016.



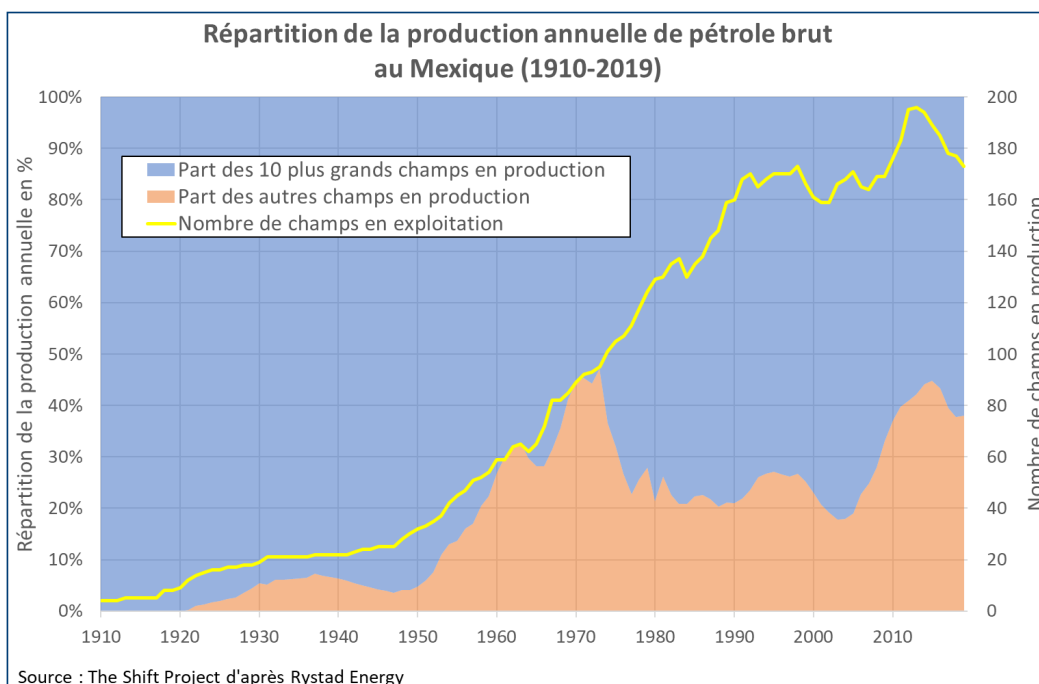
La mise en production de nouveaux champs pour compenser le déclin actuel de la production se heurte au fait que ces champs sont de taille toujours plus réduite depuis le pic atteint en 1979. En effet, **entre 2000 et 2019 près de 80% des mises en productions moyennes se situaient en dessous du seuil de 100 millions de barils**, alors que ce taux était de 60% entre 1980 et 1999.



La tendance de long terme semble être à l'augmentation de la durée moyenne entre découverte et mise en production. En effet, jusqu'en 1990, cette durée était généralement inférieure à 10 ans. Depuis 1990, l'essentiel des mises en production est supérieur à 10 voire 15 ans.



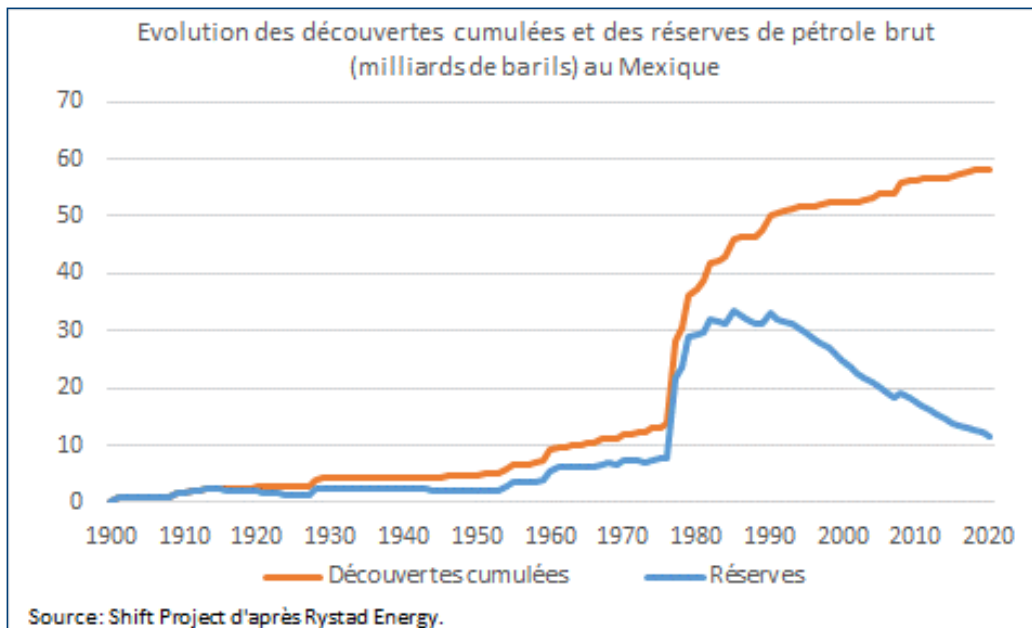
La part des 10 champs les plus importants dans la production totale de pétrole brut au Mexique a connu des évolutions contrastées depuis le début du 20^e siècle. Alors que ces champs représentaient 100 % de la production en 1919, ils n'en représentaient plus que 53 % en 1973. Cette proportion augmente à nouveau entre les années 1970 et 1990 où ces champs représentaient environ 80 % de la production totale. Cette évolution s'explique notamment grâce au développement du champ *offshore* géant de Cantarell. **Le pic de production de 2003 s'accompagne de la mise en production de champs de taille plus limitée et donc un recul de la part des 10 plus grands champs :** ils représentaient 55 % de la production en 2015.



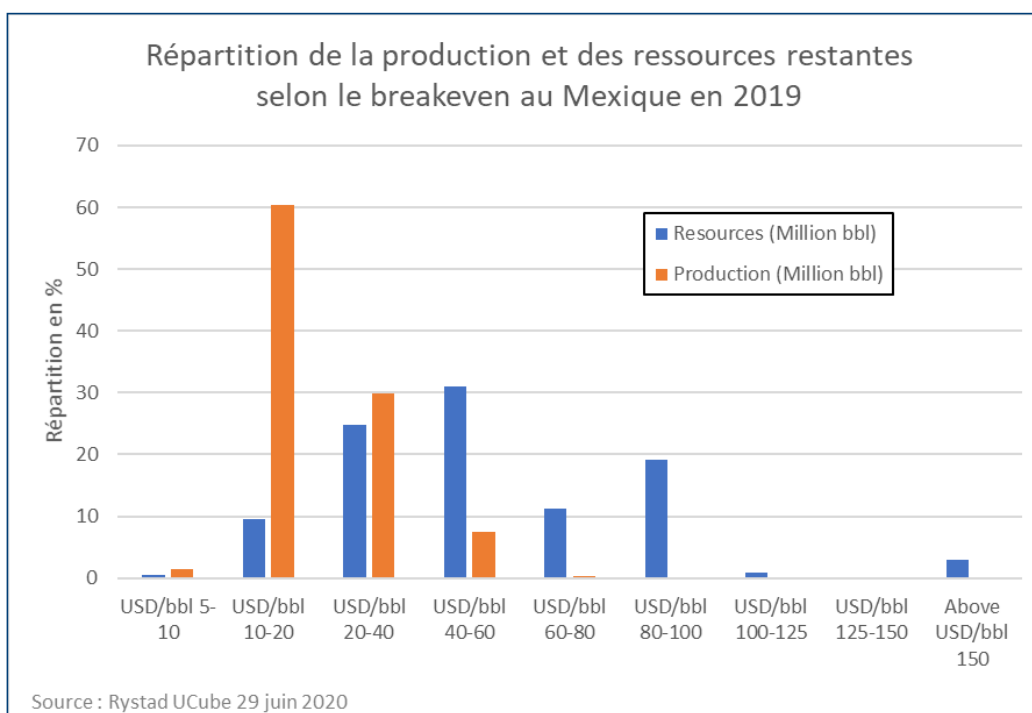
Le nombre de champs en exploitation a connu une augmentation importante depuis la fin des années 1940 passant de 25 champs en 1945 à 196 en 2013, son maximum historique. Depuis 2013, le nombre de champs en exploitation est en recul : on en dénombrait 173 en 2019 soit une chute de 12 % en 6 années.

III. Perspectives de production

Les réserves de pétrole brut ont atteint un maximum en 1985 à plus de 33 milliards de barils. En 2020, elles représentaient un volume de 12 milliards de barils, en baisse de 60% depuis 1985. Ce volume correspond à 20% des découvertes cumulées à ce jour.



En 2019, le Mexique extrait plus de 90 % de son pétrole brut de champs dont le point mort estimé est inférieur à 40 dollars par baril, dont 60 % pour la seule tranche 10-20 \$ par baril. Or, 65% des réserves se situent dans des champs avec un point mort estimé supérieur à 40 dollars. A terme, le coût d'extraction du pétrole au Mexique devrait donc augmenter substantiellement.



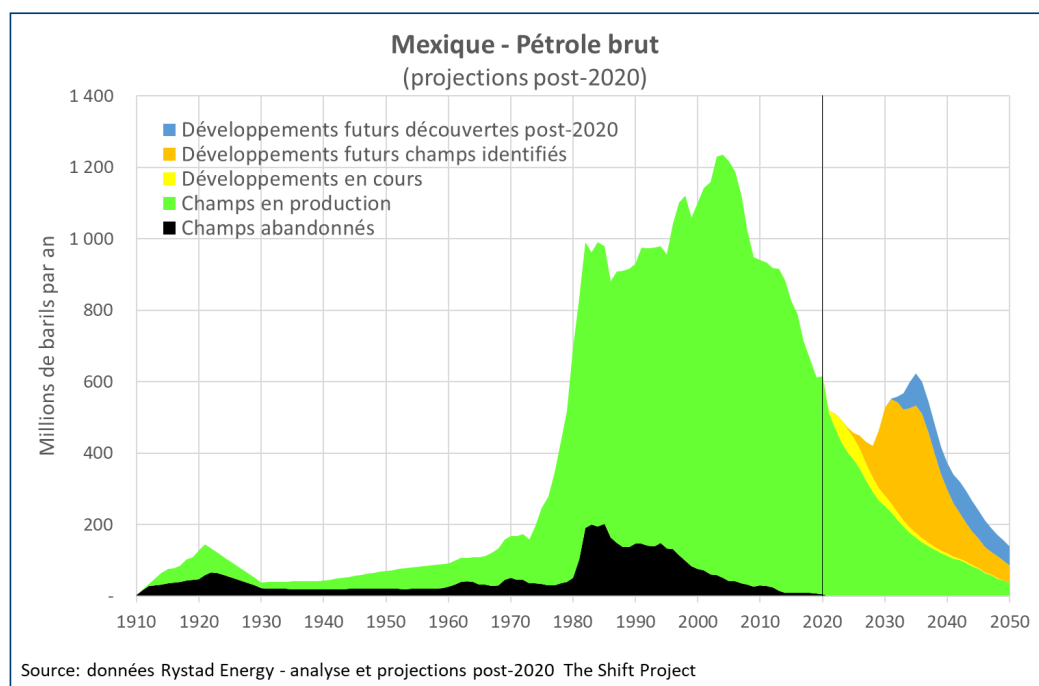
La production de pétrole brut possède un potentiel de hausse modérée à moyen terme par rapport au niveau de production 2019, malgré sa tendance de long terme au déclin depuis le pic de production de 2003. Les volumes des champs en production à la date de 2020 devraient subir une baisse proche de 60 % à 2030 et de près de 95 % à 2050.

Le Mexique possède un potentiel offshore encore non exploité. En effet, 44 des 45 champs découverts mais non exploités à 2020 se situent en mer. La taille moyenne de ces champs est relativement importante comparativement aux autres pays étudiés, en particulier concernant les champs en *offshore* très profond (cf. Annexe 1) avec 206 millions de barils. Ces découvertes de la décennie 2010 résultent d'un niveau élevé des dépenses en exploration. Sur cette période le Mexique occupait le 4^e rang mondial concernant l'exploration en *offshore* peu profond et très profond (cf. Annexe 1).

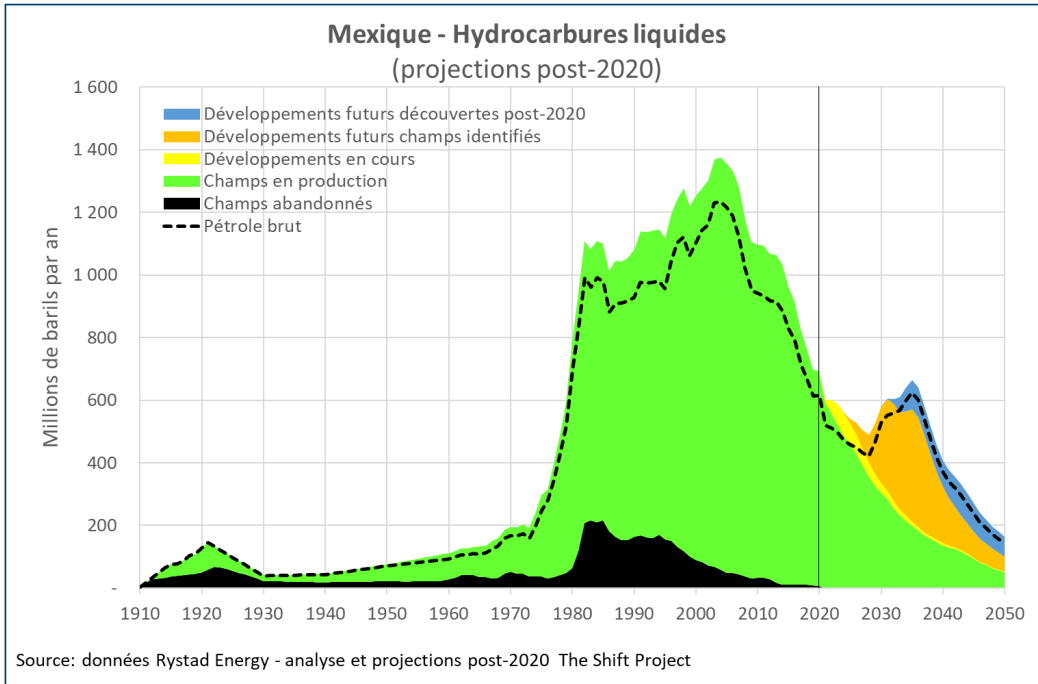
Le potentiel de découvertes additionnelles est également important, représentant selon nos estimations une addition, à horizon 2050, de l'ordre de 16 milliards de barils par rapport aux 58 milliards de barils déjà découverts à 2020 (+28 %).

La production mexicaine de pétrole brut devrait poursuivre le déclin entamé en 2004 jusque vers 2028 environ lorsqu'elle représenterait 420 millions de barils (1,2 Mb/j) contre 610 millions en 2019 (1,7 Mb/j). Au-delà de 2028, la mise en production de nouveaux champs pourrait permettre à la production d'augmenter à nouveau jusqu'à atteindre un pic secondaire vers 2035 à près de 620 millions de barils. Au point de passage 2030, la production Mexicaine devrait néanmoins être en baisse de 14 % par rapport à 2019 à près de 530 millions de barils (1,4 Mb/j). **Sur l'ensemble de la période 2019-2050, la production de brut au Mexique devrait diminuer de 77 % pour atteindre 140 millions de barils (0,4 Mb/j).**

La réalisation de ce scénario de production dépend fortement de la mise en production des champs déjà découverts. La décision du président Mexicain López Obrador d'annuler en 2018 les enchères pour l'attribution de licences d'exploration-production à des compagnies étrangères pourrait cependant compromettre la réalisation de ce scénario. La compagnie nationale PEMEX pourrait ne pas être en capacité de porter seule les investissements nécessaires.



La production d'hydrocarbures liquides au Mexique devrait suivre une tendance similaire à la production de pétrole brut. Sur la période 2019-2050, la production devrait également diminuer de l'ordre de 77% pour représenter plus de 160 millions de barils (0,4 Mb/j) en fin de période.



03

Asie

Arabie Saoudite

L'Arabie Saoudite est l'acteur dominant du marché pétrolier mondial. Cette monarchie, sous protection américaine depuis la signature en 1945 du « pacte du Quincy », a occupé historiquement la position de leader de l'OPEP et de producteur d'appoint (« swing producer »), permettant de réguler la quantité de pétrole disponible sur les marchés et donc d'agir sur les prix du pétrole. Avec la multiplication des sources d'approvisionnement et le développement des dépenses incompressibles du budget du Royaume, l'Arabie Saoudite a perdu en partie le rôle central qu'elle occupait jusqu'alors sur la scène pétrolière mondiale. L'Arabie Saoudite fait face depuis les années 2000 à une concurrence accrue des Etats-Unis et de la Russie.

Les champs actuellement de production (dont Ghawar, le plus grand champ au monde) devraient afficher un déclin limité, d'environ 10%, en 2030 et plus marqué, proche de 60%, à horizon 2050. Le socle de production historique de ce pays, aux ressources pétrolières hors normes par le volume des réserves et la taille des champs, n'échappe pas au phénomène de déplétion propre à toute exploitation.

Les réserves de pétrole brut sont en déclin depuis 1971. Le manque de découvertes contraint l'Arabie saoudite à mettre en production des champs de taille plus réduite et découverts avant 1970.

La production de pétrole brut de l'Arabie Saoudite devrait retrouver d'ici 2030, un niveau de production similaire au niveau de production de 2019 à près de 10,2 Mb/j. La structure de la production saoudienne et le faible potentiel de nouvelles découvertes devraient cependant la faire entrer en déclin entre 2030 et 2050 pour atteindre 8 Mb/j, en baisse de 20% par rapport à 2019.

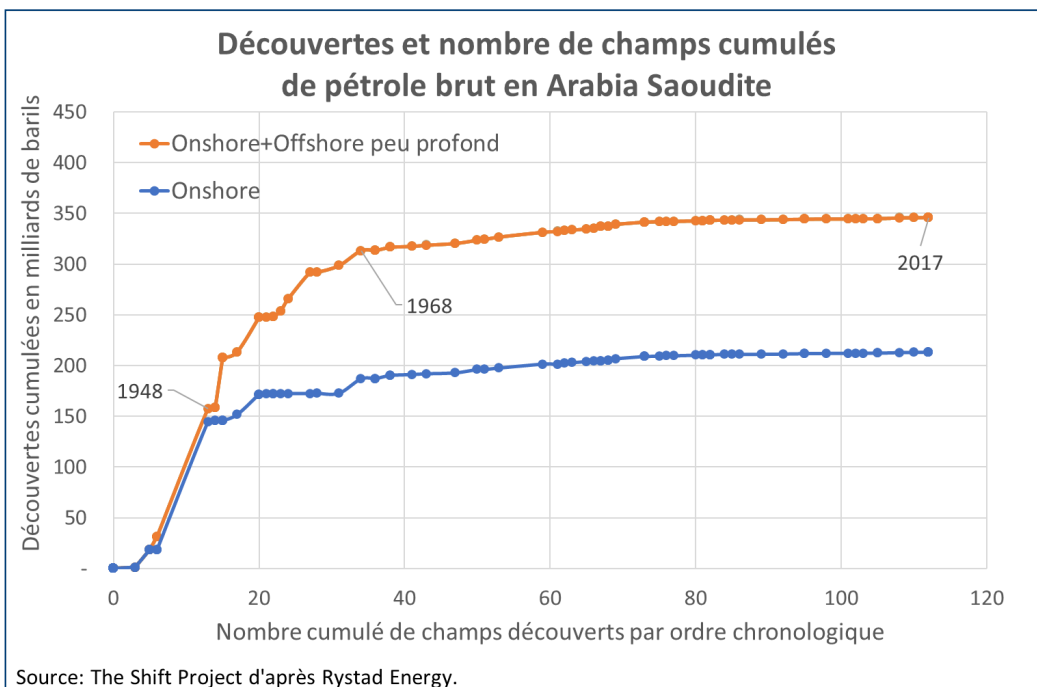
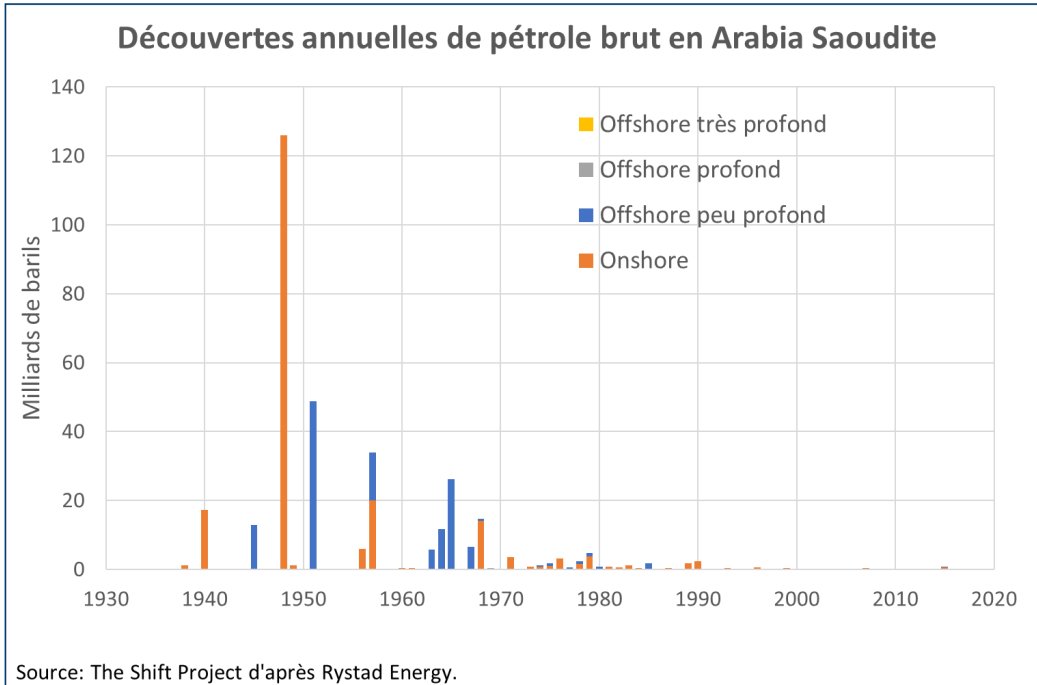
Sans nouvelles découvertes majeures, la répartition actuelle des réserves restantes laisse présager que **le coût de production du pétrole en Arabie Saoudite devrait augmenter de manière significative dans les années à venir.**

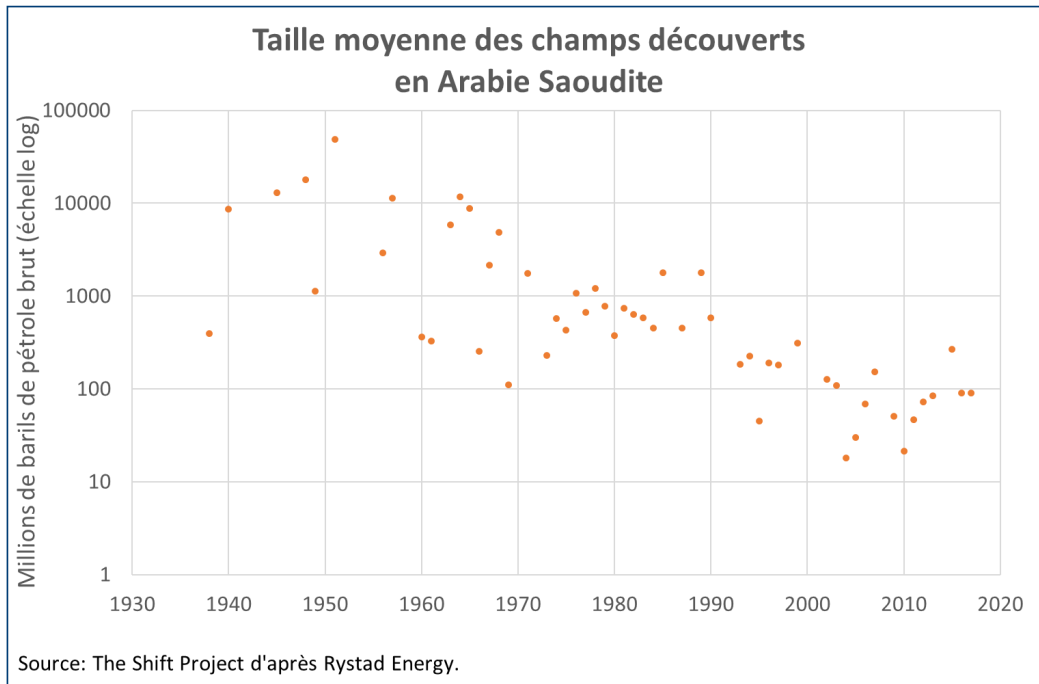
I. Données d'exploration

Le pic des découvertes de pétrole brut en Arabie Saoudite a été franchi en 1948 à 163 milliards de barils grâce au champ super-géant de Ghawar, plus grand champ pétrolier connu au monde à ce jour. Les découvertes en eaux peu profondes situées dans le Golfe Persique ont quant à elles franchi leur pic des découvertes en 1951 avec le champ géant de Safaniya et ses 49 milliards de barils de réserves. **Depuis le début des années 1990 le niveau des découvertes est faible**, tout du moins par rapport aux ressources totales du pays, avec en moyenne 160 millions de barils découverts par an.

Les découvertes cumulées de pétrole brut représentent 346 milliards de barils en 2020 répartis dans 112 champs. Sur ce total, 213 milliards de barils se situent à terre répartis dans 87 champs, 133 milliards se situent en mer répartis dans 25 champs. **L'efficacité de l'exploration pétrolière en Arabie Saoudite est en diminution.** Les 40 premiers champs découverts représentaient un total de 317 milliards de barils. Les 40 champs découverts ensuite correspondaient quant à eux à un total de 25 milliards de barils tandis que les 32 champs découverts par la suite ne représentaient plus que 4 milliards de barils.

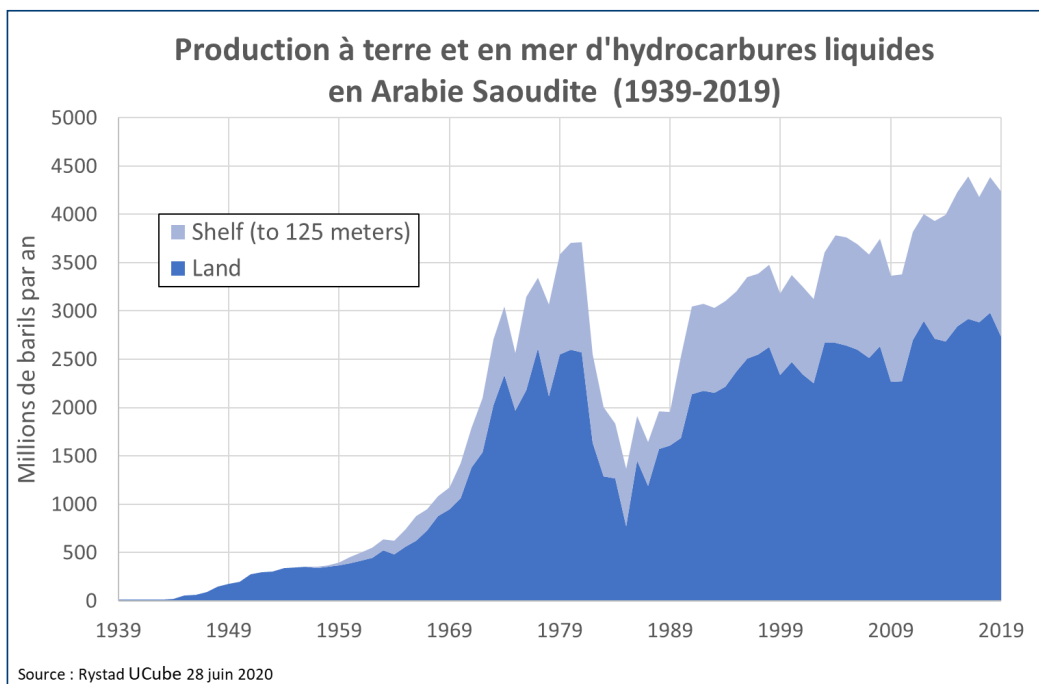
La taille moyenne des champs pétroliers découverts en Arabie Saoudite est en déclin depuis 1950. En effet, entre 1950 et 1970, la taille moyenne des champs découverts était régulièrement supérieure à 1 milliards de barils. Entre 1970 et 2000, la taille moyenne était quasi systématiquement comprise entre 200 et 800 millions de barils. Depuis 2010, les champs découverts ont en moyenne une taille inférieure à 160 millions de barils.



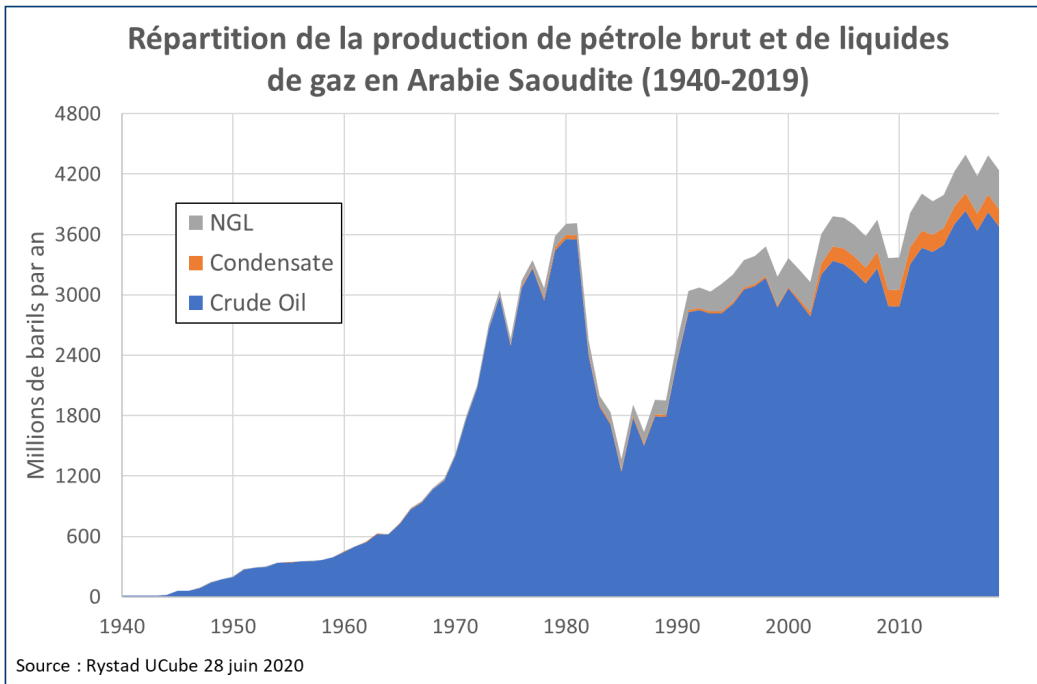


II. Historique de production

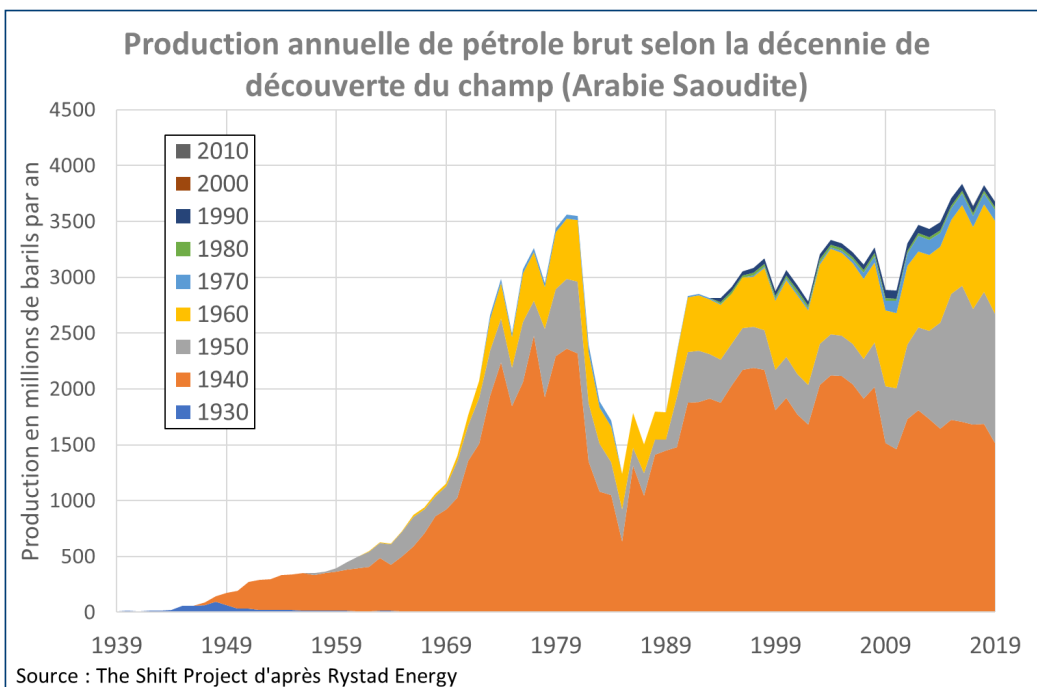
La production saoudienne d'hydrocarbures liquides en 2019 était extraite à 65% de champs situés à terre. Cette proportion est en déclin depuis 1998, lorsqu'elle représentait 75 % de la production totale, au profit de la production issue de champs en mer. La chute de production à partir de 1982 résulte de ce que les autorités Saoudiennes souhaitaient maintenir les cours du baril en dépit de la surproduction mondiale et de la faible coopération des autres pays producteurs de l'OPEP. Cette stratégie prend fin en 1986 et occasionne un contre-choc avec la chute du prix du baril à moins de 10 \$.



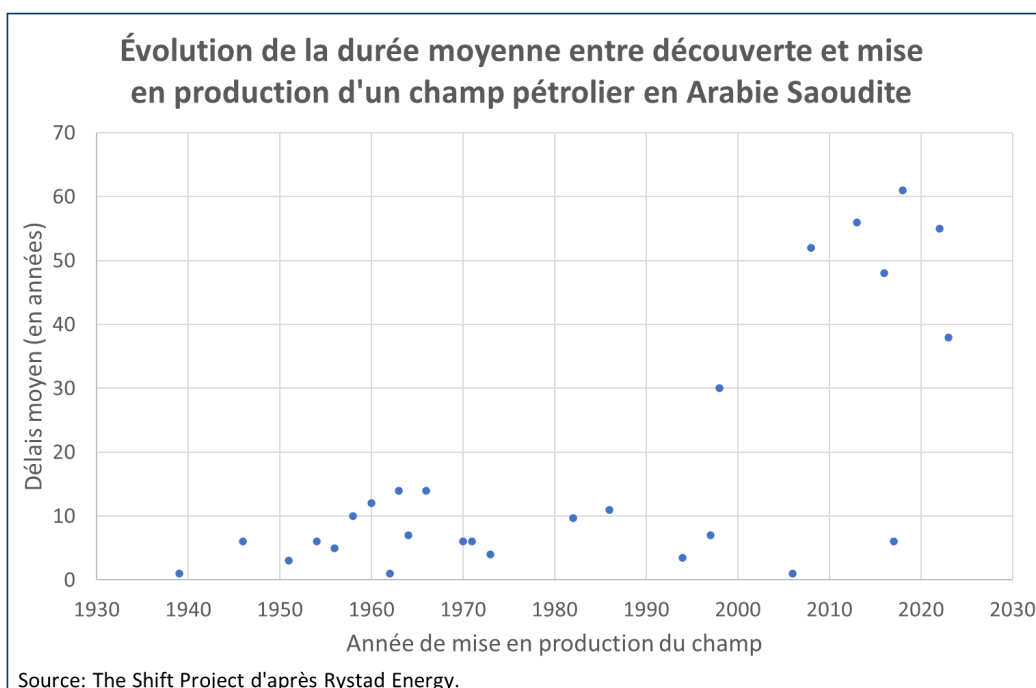
La production saoudienne d'hydrocarbures liquides en 2019 est composée à 87% de pétrole brut soit 3,7 milliards de barils (10,1 Mb/j) sur un total de 4,2 milliards de barils (11,5 Mb/j). Cette proportion est en déclin continu. Le pétrole brut représentait par exemple 99 % de la production totale en 1967.



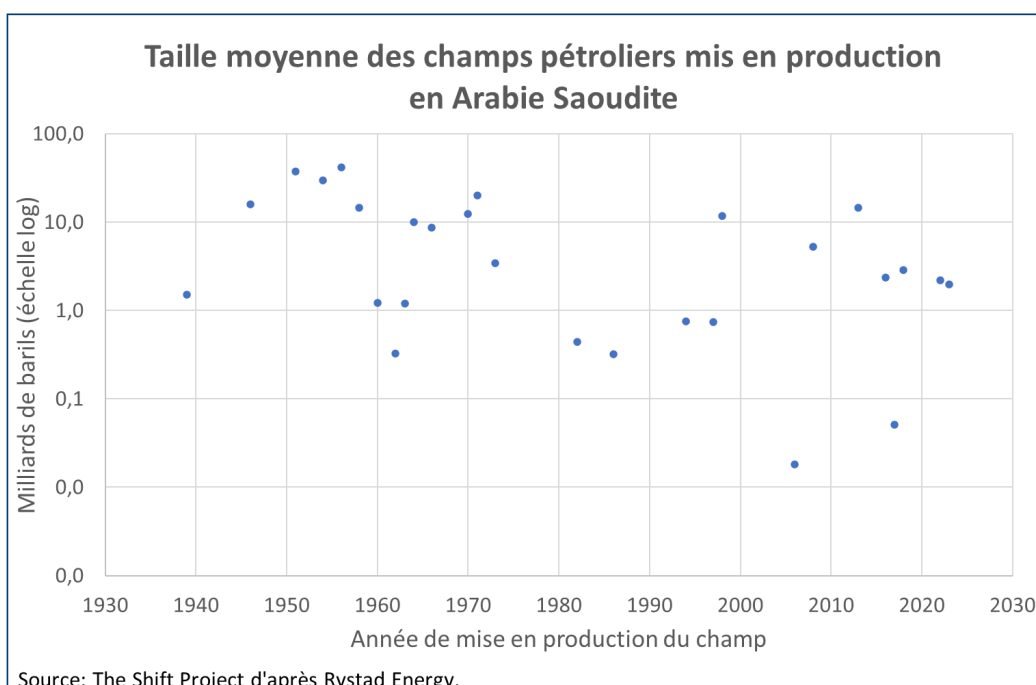
La production de pétrole brut en Arabie Saoudite est assurée à 98 % par des champs découverts avant 1980. La production des champs découverts au cours de la décennie 1940, qui assurent à eux seuls 41 % de la production de 2019 est en déclin depuis 1996.



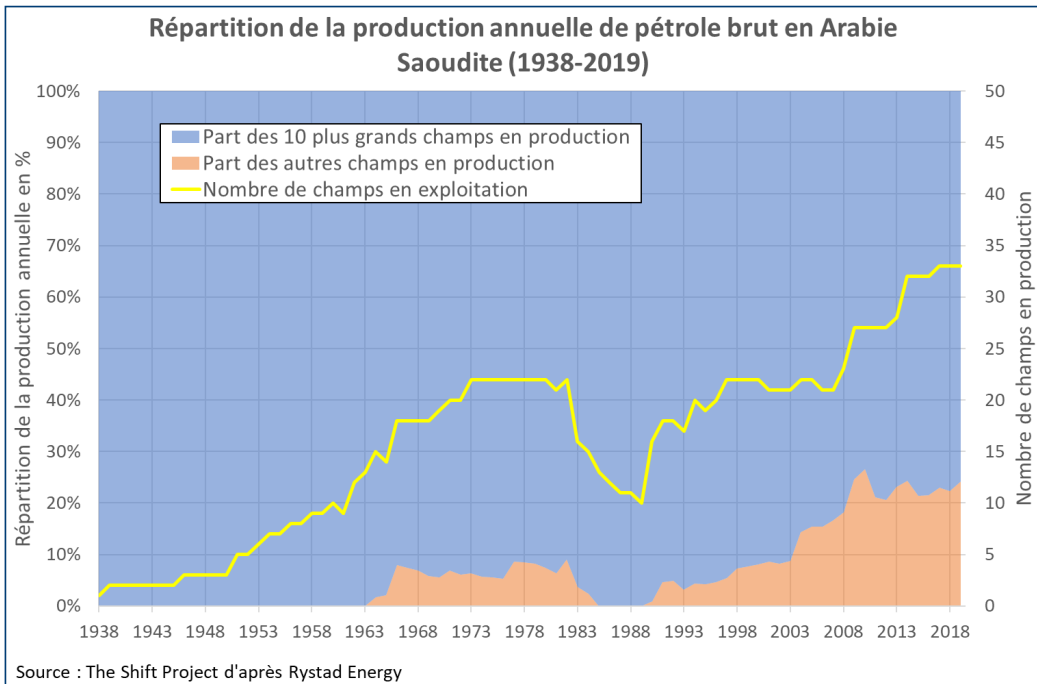
La durée moyenne entre découverte et mise en production d'un champ en Arabie Saoudite a augmenté de façon brutale au cours des 20 dernières années. Alors que cette durée moyenne était inférieure à 15 ans jusqu'à la fin des années 1990, **la plupart des champs mis en production depuis la fin des années 2000 ont été découverts plus de 40 ans auparavant.** Les champs mis en production en 2018 avaient par exemple été découverts en moyenne en 1957. La production de pétrole brut en Arabie Saoudite devrait donc rester largement dominée dans les années à venir par des champs découverts avant 1980.



La taille moyenne des champs mis en production en Arabie Saoudite diminue depuis les années 1960. En effet, entre 1940 et 1960, les champs pétroliers mis en production ont en moyenne une taille supérieure à 15 milliards de barils, valeur résultant des champs exceptionnels découverts à cette époque. Depuis 2014, cette valeur moyenne, bien qu'en diminution, reste proche de 3 milliards de barils, illustrant la continuité du potentiel pétrolier hors normes de ce pays.

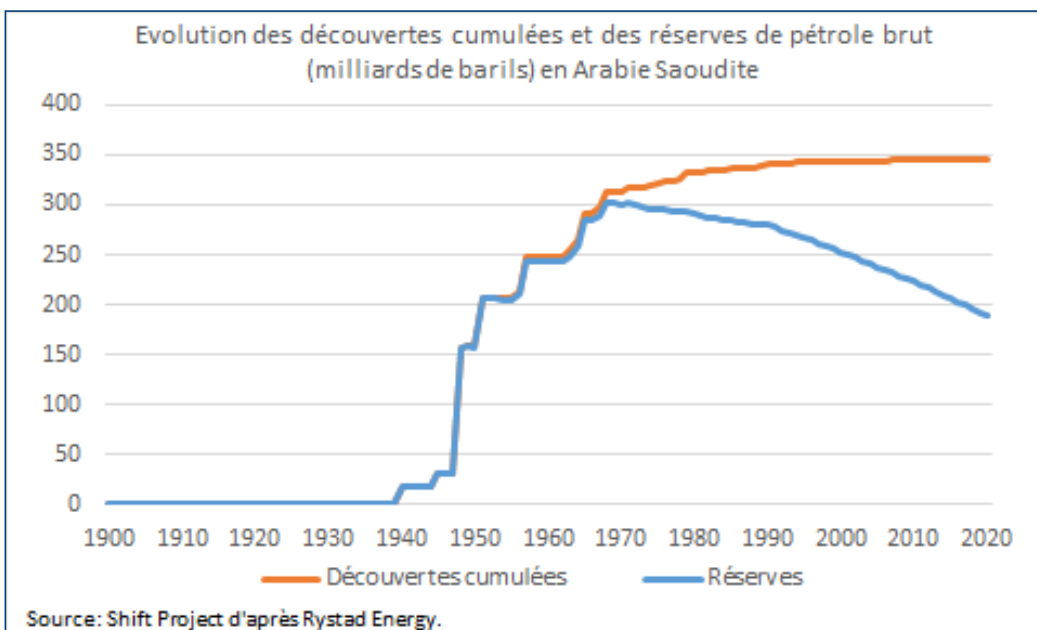


La production saoudienne de pétrole brut est assurée par un nombre limité de champs. **Près de 76 % du pétrole produit en 2019 provenait de 10 champs seulement.** Cette proportion est en recul par rapport à la période 1938-2003 lorsque les 10 plus grands champs pétroliers saoudiens assuraient plus de 90 % de la production totale. Les années 1980 marquent un recul du nombre de champs en activité en raison de la volonté de l'Arabie Saoudite de soutenir le prix du baril.



III. Perspectives de production

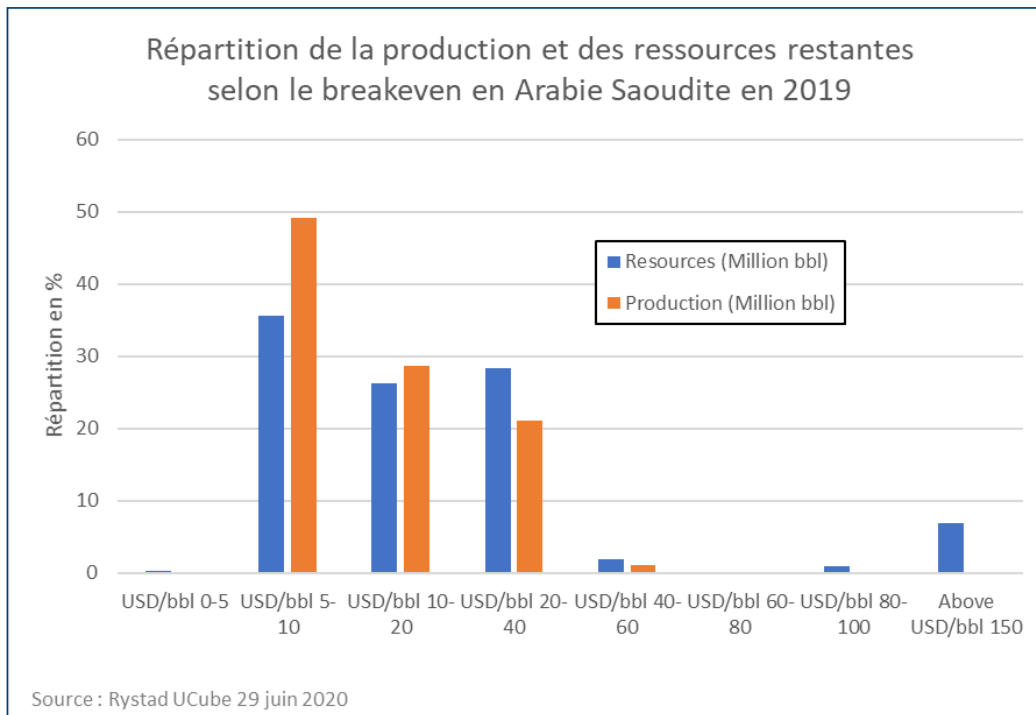
Les réserves de pétrole brut en Arabie Saoudite sont en déclin de 30% depuis 1969 lorsqu'elles représentaient 303 milliards de barils contre 189 milliards de barils en 2020. Actuellement, les réserves représentent 55% des découvertes cumulées en 2020.



L'Arabie Saoudite extrait près de 78 % de son pétrole brut depuis des champs dont le point mort estimé est inférieur à 20 dollars par baril. Cependant les réserves sont constituées à 62 % de champs dont le point mort estimé est similaire, le solde étant constitué de champs avec un point mort estimé supérieur à 20 dollars par baril. Sur la base des réserves existantes, **le coût de production du pétrole brut en Arabie Saoudite devrait augmenter dans les années à venir.**

La production de pétrole en Arabie Saoudite possède un potentiel de hausse limité. Actuellement, les champs de production (dont Ghawar, le plus grand champ au monde) devraient afficher un déclin limité, d'environ 10%, en 2030 et plus marqué, proche de 60%, à horizon 2050. La lenteur de ce déclin à 2030 est caractéristique des

profils de production des champs géants *onshore*, prédominants en Arabie Saoudite. Son accentuation attendue à 2050 marque néanmoins le fait que le socle de production historique de ce pays, aux ressources pétrolières hors normes par le volume des réserves et la taille des champs, n'échappe pas au phénomène de déplétion propre à toute exploitation.



Pour maintenir sa production, l'Arabie Saoudite serait contrainte de mettre en production ses 77 champs non développés (cf. Annexe 1) dont la production cumulée d'ici 2050 devrait représenter un volume de 18 milliards de barils. Ces champs se situent principalement à terre (61 champs) et dans une moindre mesure en *offshore* peu profond (14 champs). Deux champs sont également situés en *offshore* profond mais leurs réserves limitées (120 millions de barils) devraient différer leur mise en production pour des questions de coûts. **Les champs en offshore peu profond possèdent le potentiel de production le plus intéressant**, ces derniers affichant une taille moyenne de plus de 1,5 milliards de barils contre seulement 330 millions de barils pour les champs à terre.

L'exploration pétrolière future ne devrait ajouter d'ici à 2050 qu'un total de 14 milliards de barils aux 346 milliards de barils déjà découverts à 2020.

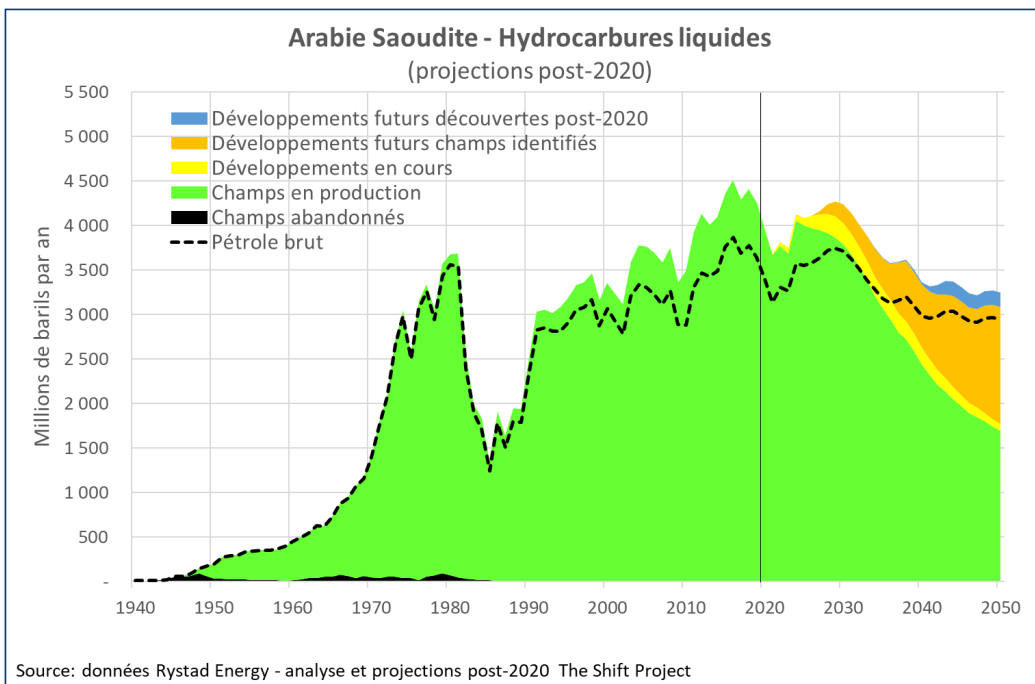
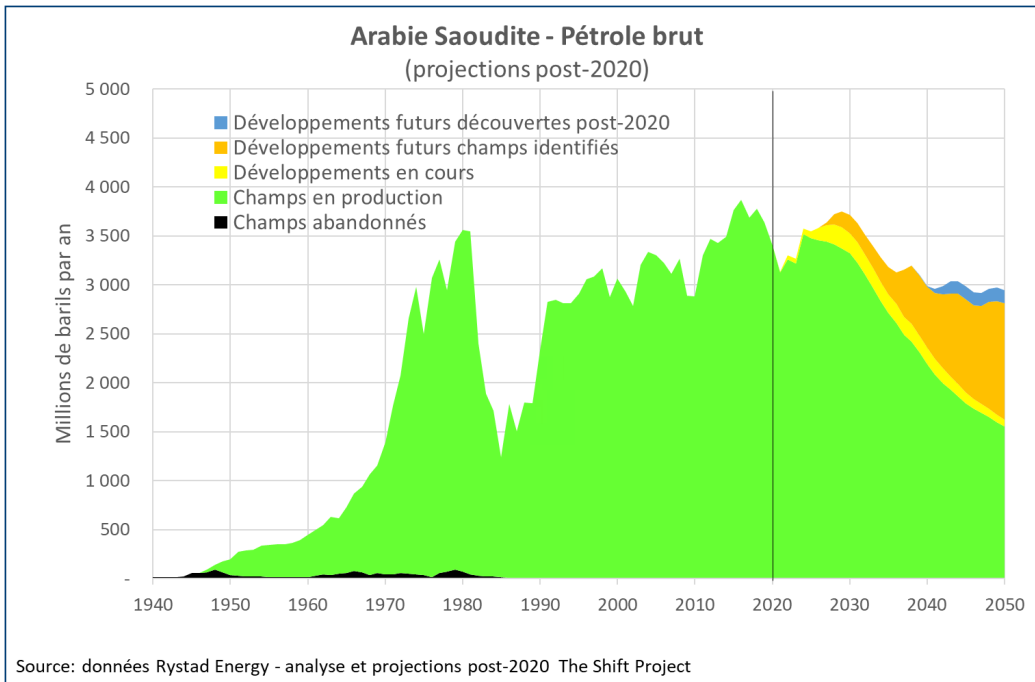
La faible efficacité des campagnes d'exploration récentes, dans les domaines de l'*onshore* et de l'*offshore* peu profond, est un symptôme de la maturité de l'exploitation des ressources pétrolières de l'Arabie Saoudite. Durant la décennie 2010, seulement 50 000 barils ont été découverts par millions de dollars investis (un des plus faibles ratios parmi ceux des 16 pays étudiés) alors même que l'Arabie saoudite concentre plus de 9 % des CAPEX d'exploration investis pour dans ce domaine au niveau mondial.

La production de pétrole brut en Arabie Saoudite devrait retrouver d'ici 2030 un niveau équivalent au record de production enregistré en 2016.

Ainsi, par rapport au niveau de production de 2019 de 3,6 milliards de barils (10 Mb/j), la production pourrait atteindre 3,7 milliards de barils en 2030 (10,2 Mb/j). Cette hausse est conditionnée à la mise en production des champs découverts avant 2020 et donc au maintien d'un volume d'investissement dans le secteur pétrolier du royaume. **Au-delà de 2030, la production saoudienne de pétrole brut devrait décliner progressivement** pour atteindre 2,9 milliards de barils (8 Mb/j) en 2050. Ce niveau de production représenterait un déclin d'environ 20% par rapport au niveau de production de 2019.

La production d'hydrocarbures liquides devrait suivre un schéma similaire à la production de pétrole brut, la production restant cependant en deçà du pic de production de 2016 (4,5 milliards de barils soit 12,3 Mb/j). **La production en 2030 devrait retrouver un niveau équivalent à celui de 2019 à 4,3 milliards de barils (11,7 Mb/j).** Par la

suite la production devrait entrer en déclin jusqu'en 2050 où elle représentera 3,2 milliards de barils (8,9 Mb/j) en baisse de 24% par rapport à 2019.



Azerbaïdjan

Auparavant province de l'empire Russe puis membre de l'URSS, l'Azerbaïdjan n'est devenu indépendant qu'après 1990 et l'éclatement de l'Union soviétique. L'exploitation pétrolière joue un rôle important dans l'économie depuis le 19^e siècle. Certains des premiers puits de pétrole au monde étaient situés dans la capitale Bakou.

La production azerbaïdjanaise d'hydrocarbures liquides est en déclin rapide depuis 2009 (-31 % à ce jour). Cette production est fortement concentrée sur un nombre restreint d'actifs : 10 champs fournissent près de 90 % de la production. Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse de l'ordre de 35 % à 2030 et devenir négligeables à 2050 (-96 % par rapport à 2019).

Les champs découverts ne représentent qu'un potentiel très limité de réserves et le niveau des découvertes de pétrole brut est extrêmement faible depuis les années 1990 : seulement 1 champ découvert pour un total de 130 millions de barils.

Le potentiel estimé de découvertes additionnelles d'ici à 2050 est limité, au regard du niveau de production de la dernière décennie. Il représente un volume de près de 4 milliards de barils qui pourraient cependant permettre de ralentir le déclin de la production au-delà de 2040.

La production de pétrole brut en Azerbaïdjan devrait poursuivre à moyen terme le fort déclin amorcé en 2009 après une courte période de plateau entre 2022 et 2027. En 2030, la production de pétrole brut devrait représenter 0,5 Mb/j en baisse de 25 % par rapport au niveau de production de 2019 (0,7 Mb/j). Sur la période 2019-2050, la baisse devrait s'accroître à 53 % soit un volume de production de 0,3 Mb/j.

I. Données d'exploration

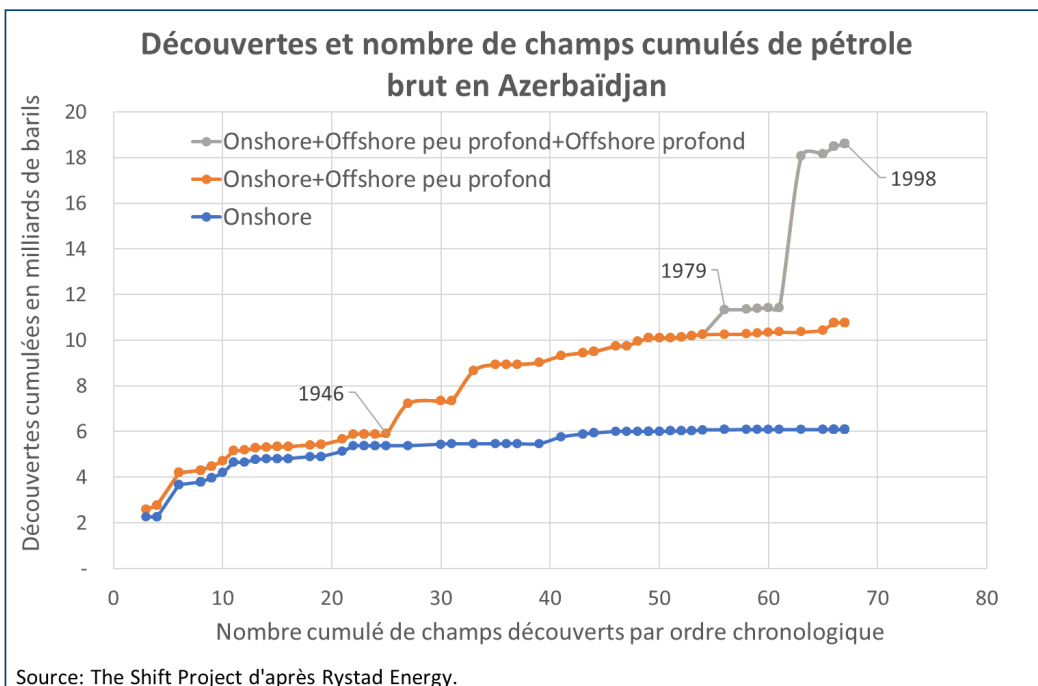
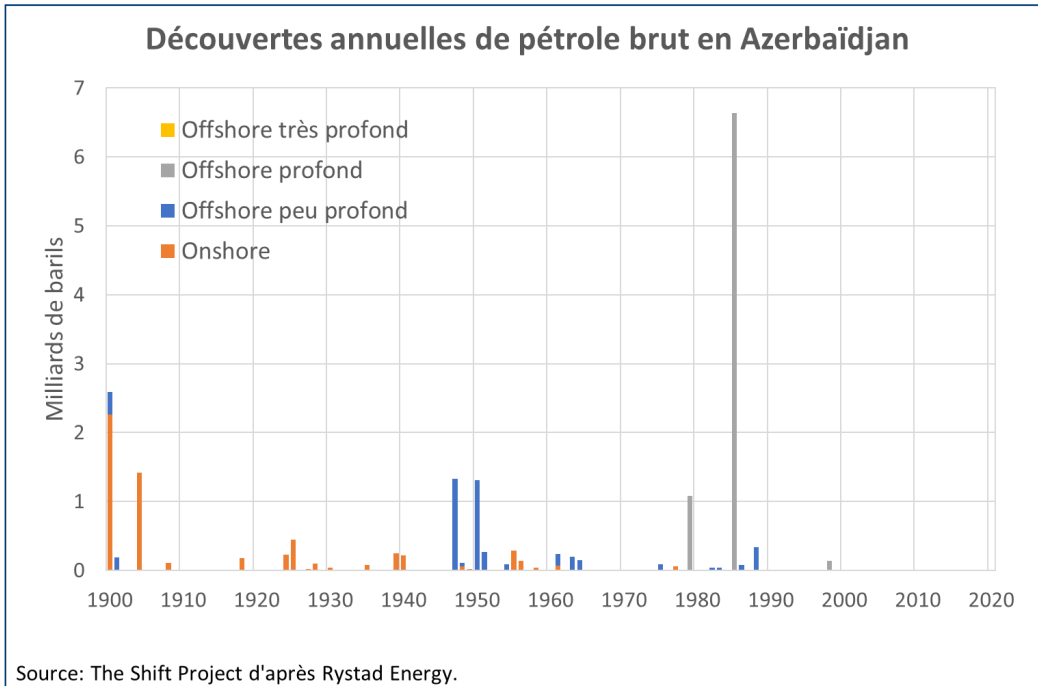
L'histoire de l'exploration du pétrole en Azerbaïdjan remonte au début du 19^e siècle et est même antérieure à celle des États-Unis. **Les découvertes sont principalement concentrées à terre jusqu'à la fin des années 1940 puis par la suite quasi exclusivement en offshore.**

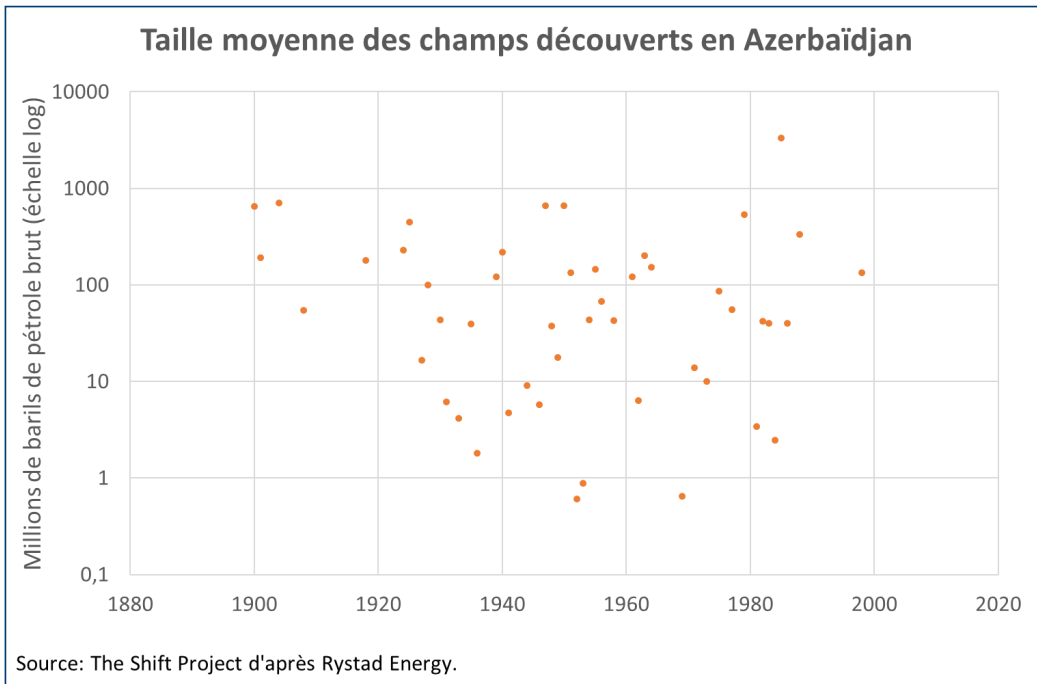
Pour la partie *offshore*, on peut distinguer un premier cycle de découvertes en eaux peu profondes, avec un pic en 1947 de 1,3 milliards de barils de pétrole. Le deuxième cycle correspond à l'exploration pétrolière en *offshore* profond, avec la découverte majeure en 1985 du champ ACG représentant un volume de 6,6 milliards de barils. Depuis les années 1990 une seule découverte a été réalisée avec le champ de Karabakh ; les découvertes sont principalement les deux découvertes majeures de gaz à condensats de Shah Deniz (400 millions de barils) et Absheron (250 millions de barils).

Entre 1900 et 2019 les découvertes cumulées de pétrole culminent à 18,6 milliards de barils (il est estimé que près de 2 milliards de barils avaient été découverts avant 1900). Sur ce total 33 % des découvertes se situent à terre, réparties dans 41 champs, pour un volume de 6,1 milliards de barils. Les découvertes en *offshore* peu profond totalisent quant à elles 4,7 milliards de barils, soit 25 % du total, répartis dans 23 champs. Enfin 42 % des découvertes cumulées en 2019 se situent en *offshore* profond pour un volume de 7,8 milliards de barils répartis dans 4 champs.

Le phénomène marquant des tailles des découvertes est la quasi-absence de résultat de l'exploration au cours des 3 dernières décennies. Si l'on exclut la découverte du champ géant ACG en 1985, on constate que les valeurs extrêmes diminuent avec le temps : 710 millions de barils au début du 20^e siècle, 650 millions dans les années 1950, 540 millions dans les années 1970 et moins de 350 millions dans les années 1980. Depuis les années 1970 la taille moyenne des découvertes a été quasi systématiquement inférieure à 80 millions de barils. Auparavant cette valeur dépassait régulièrement le seuil

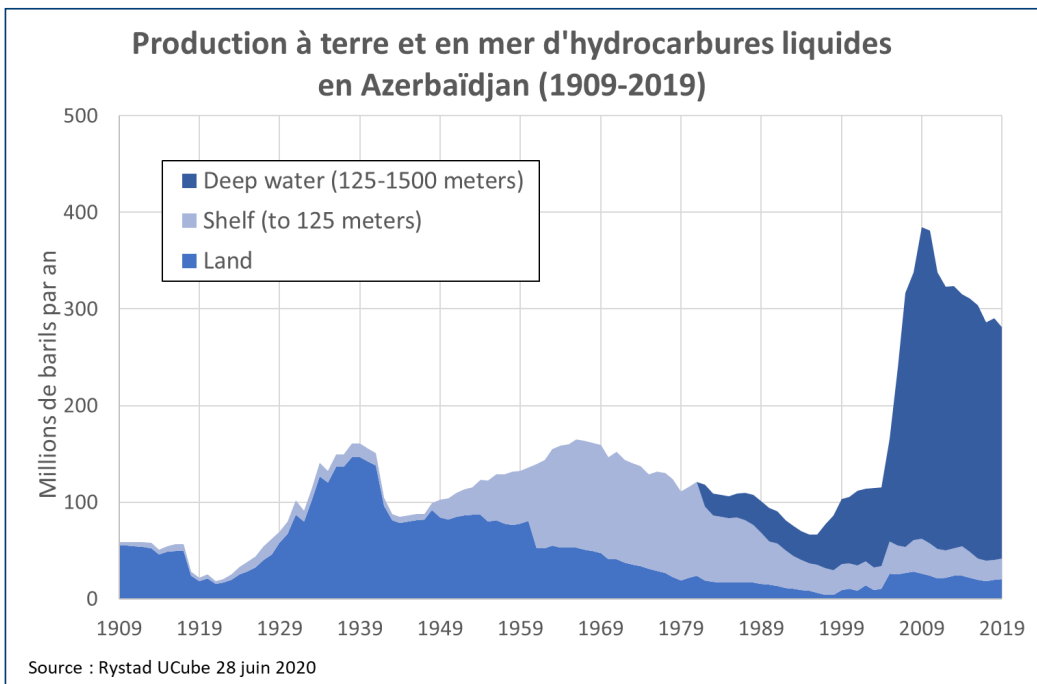
des 100 millions de barils. Nonobstant les importantes découvertes de gaz à condensats, l'Azerbaïdjan est resté quelque peu à l'écart du mouvement favorable à l'exploration pétrolière au niveau mondial (voir annexe 1), en particulier dans les périodes de prix du baril élevé et n'a pas pris les dispositions à même de maintenir la production sur la durée.





II. Historique de production

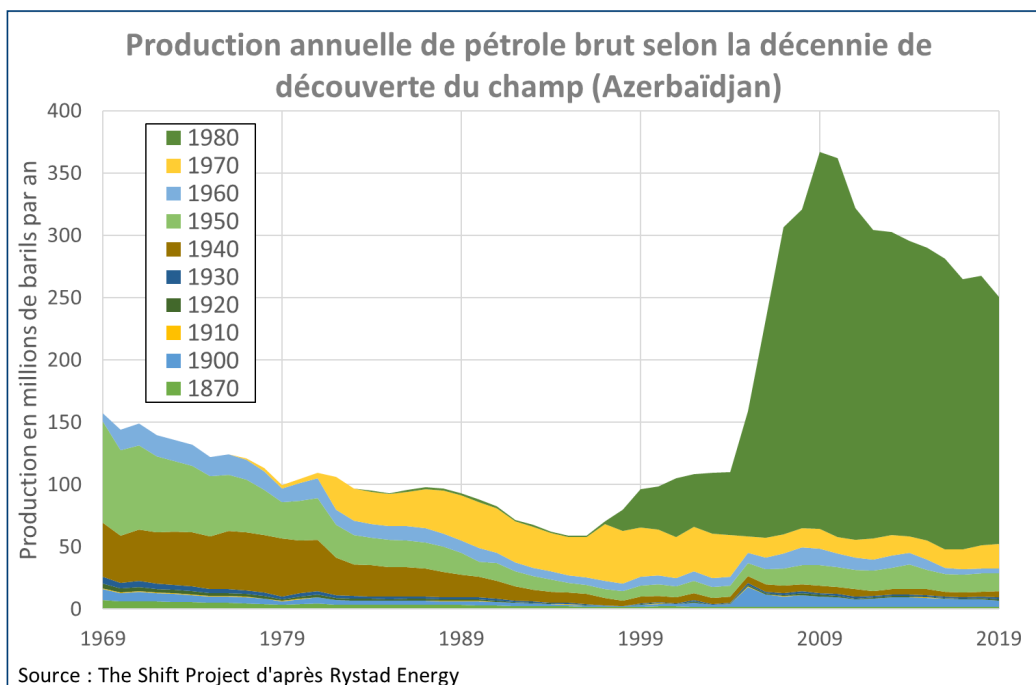
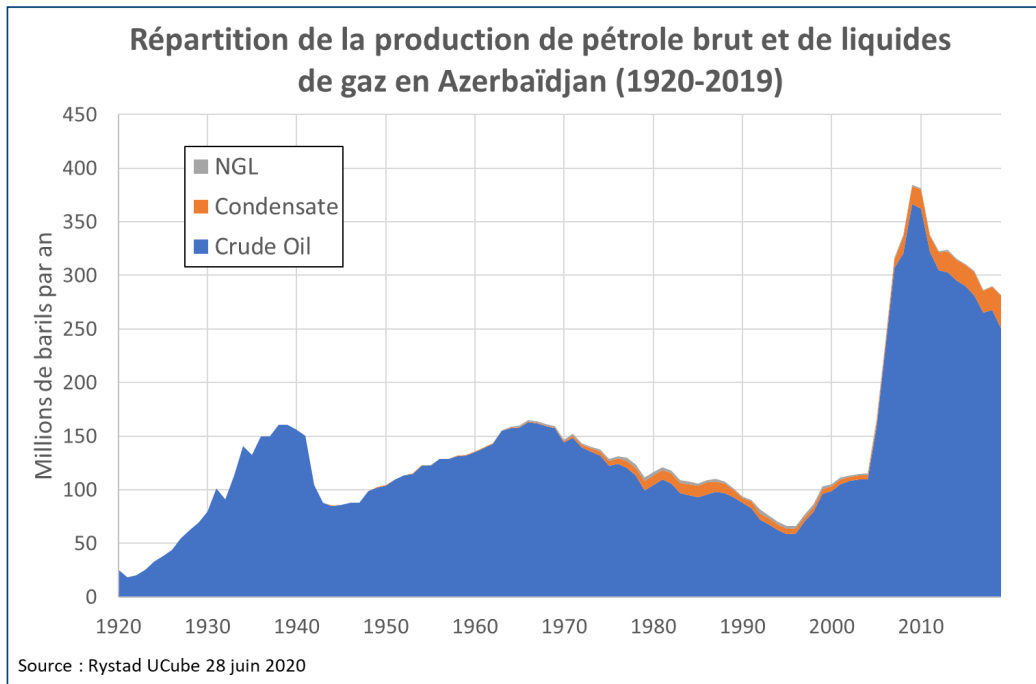
La production d'hydrocarbures liquides en Azerbaïdjan en 2019 est issue à plus de 85% de champs situés en offshore profond (*deepwater*). Cette situation est l'aboutissement d'un long processus intégrant les cycles de découvertes *onshore* et *offshore* peu profondes. Lors du pic de 1939, la production de pétrole onshore représentait 91 % de la production. Lors du pic de 1968, 66 % de la production était extraite de champs *offshore* peu profonds (*shelf*). **Un nouveau pic de production s'est produit en 2009. La production a depuis décliné de près d'un tiers.**



Près de 90 % de cette production est constituée de pétrole brut. Cette proportion a diminué depuis le pic de production intervenu en 2009 : le pétrole brut représentait alors plus de 95 % de la production totale.

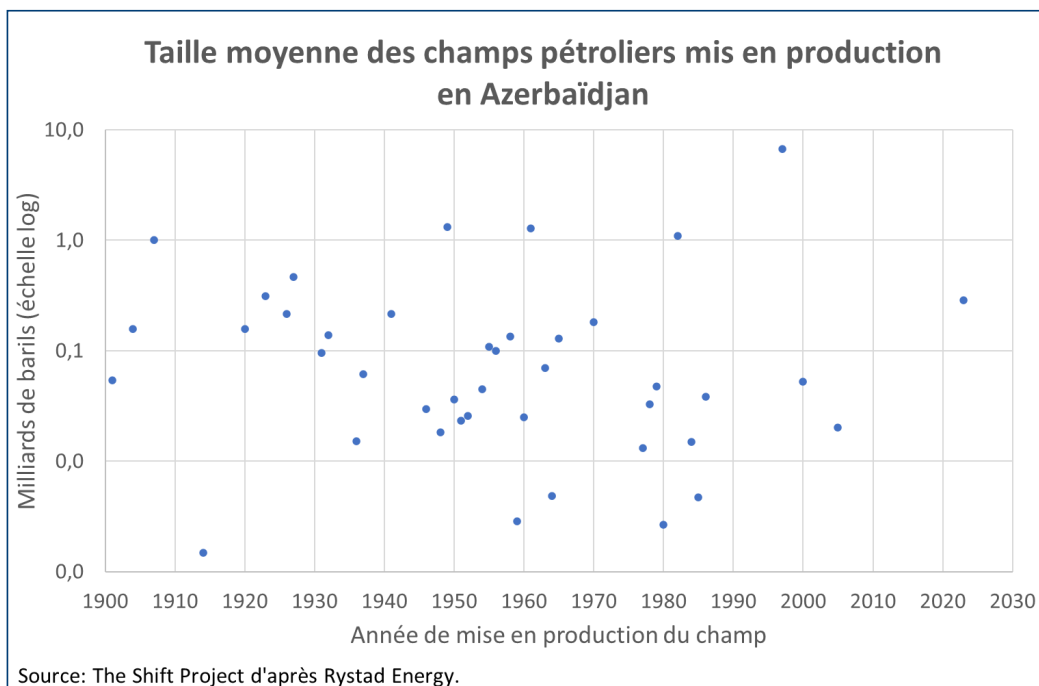
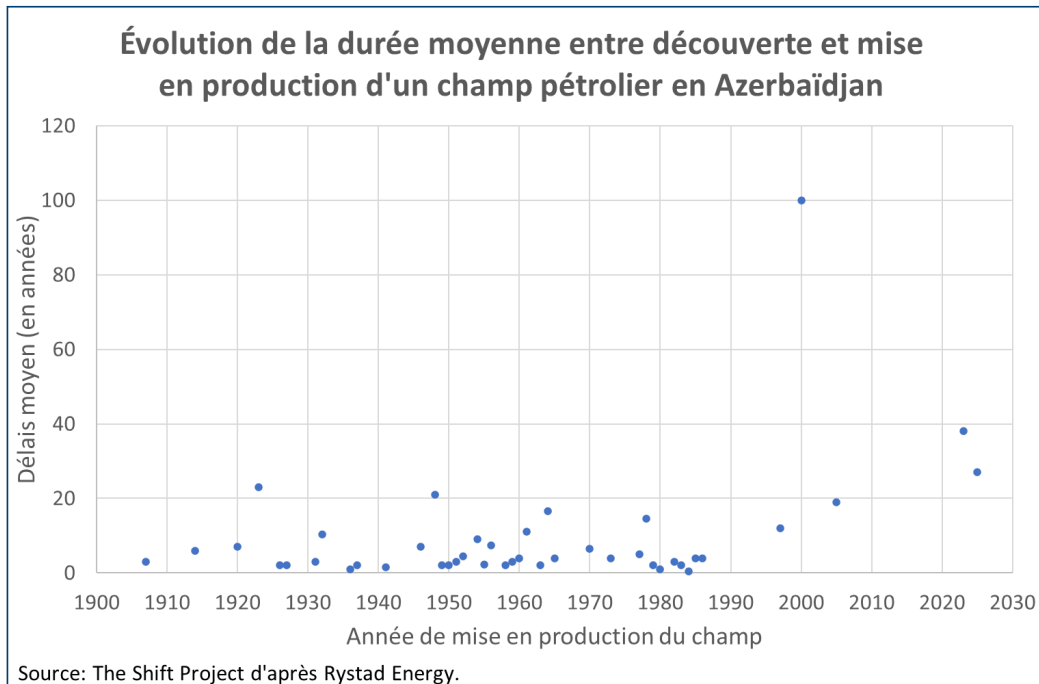
La découverte du champ géant ACG en 1985 a permis la croissance de la

production au cours des années 2000 avec la mise en production progressive de ce champ et des autres découvertes effectuées dans les années 1980. **En 2019, les champs pétroliers découverts dans les années 1980 représentaient 79 % de la production totale**, légèrement moins que lors du pic de production de 2009 lorsqu'ils représentaient alors 82 % de la production. **Le faible niveau des découvertes d'huile réalisées à partir des années 1990 rend improbable un redressement de la production du pays** par la seule mise en production de ces champs.

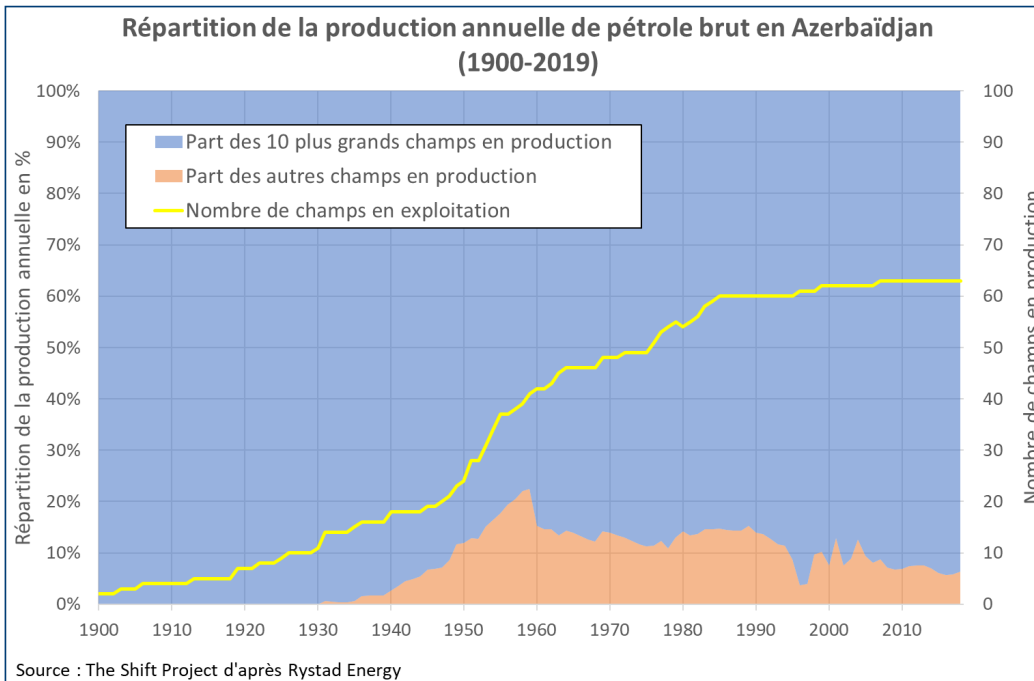


Les champs mis en production avant la décennie 1990 étaient généralement découverts moins de 10 ans auparavant. **À partir des années 2000 la durée moyenne entre découverte et mise en production a eu tendance à s'accroître** : les champs dont le développement est en cours ou annoncé au cours des années 2020-2030 ont tous en moyenne été découverts plus de 20 années auparavant.

La taille moyenne des champs pétroliers mis en production est orientée à la baisse depuis les années 1950. Depuis le milieu des années 1980, tous les champs mis en production (sauf ACG et son redéveloppement prévu en 2023) ont une taille moyenne inférieure à 50 millions de barils.

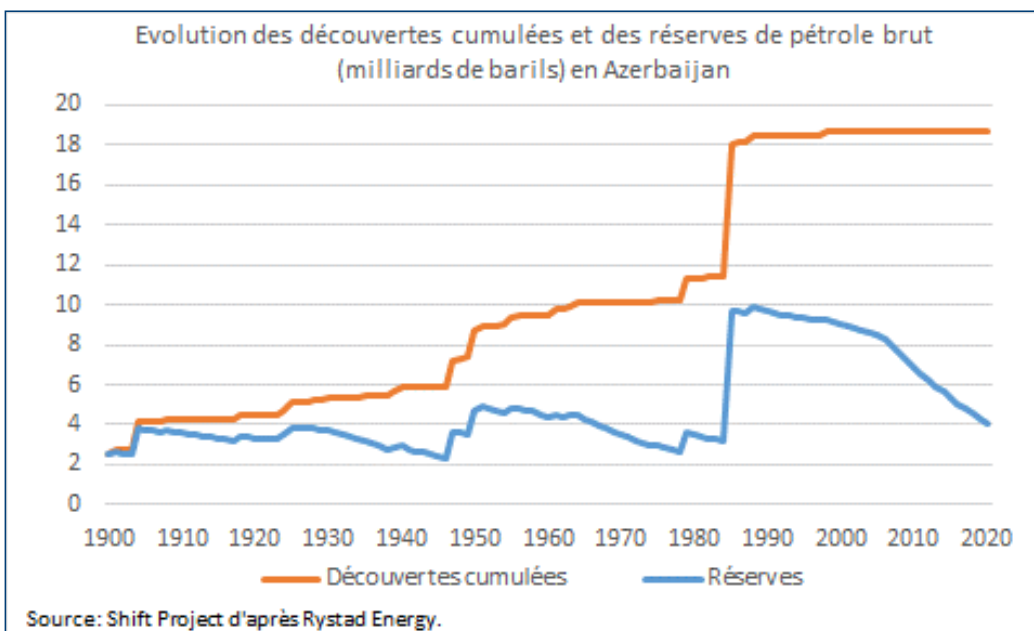


La production de pétrole brut en Azerbaïdjan est issue à 94 % de 10 champs seulement et cette tendance à la concentration de la production augmente depuis 1959. Depuis cette date, ce sont 23 nouveaux champs qui sont entrés en production pour un total de 63 champs en 2019. Cependant, depuis les années 1990, seuls 3 nouveaux champs sont entrés en production. La crise du Covid-19 et la forte chute des prix du brut pourraient réduire à brève échéance, de l'ordre de 10 %, le nombre de champs en exploitation.



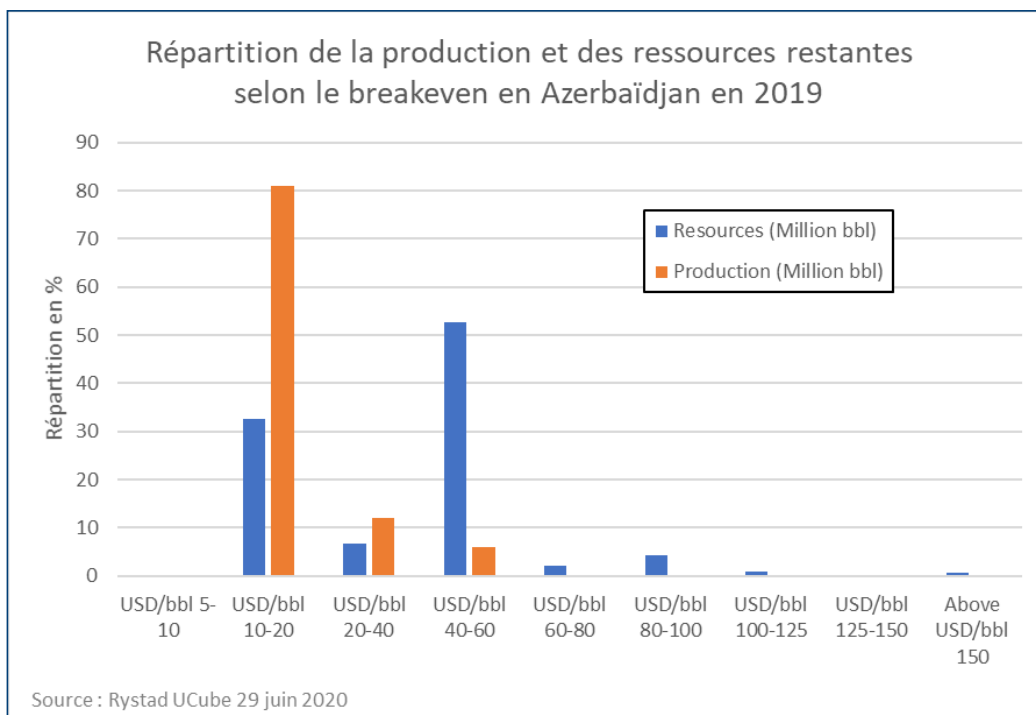
III. Perspectives de production

Les réserves de pétrole brut en Azerbaïdjan sont en déclin notable depuis le maximum de 1988 (9,9 milliards de barils). En 2020, les réserves de pétrole brut s'élèvent à 4 milliards de barils soit environ 22 % des découvertes cumulées. La diminution des réserves s'accélère à partir de 2005 en raison de l'absence de nouvelles découvertes et d'un niveau de production qui reste élevé avec 250 millions de barils produits en 2019 (0,7 Mb/j) et près de 225 millions en 2020 (0,6 Mb/j).



L'essentiel du pétrole produit en Azerbaïdjan (plus de 80 %) est extrait de champs dont le point mort est inférieur à 20 \$ le baril. La répartition actuelle des réserves va conduire le pays à mettre en production des actifs dont le point mort estimé est plus élevé, supérieur à 40 \$ le baril (près de 60 % des réserves restantes).

La production de pétrole brut en Azerbaïdjan devrait poursuivre le fort déclin amorcé en 2009. Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse de l'ordre de 35 % à 2030 et devenir négligeables à 2050 (-96 % par rapport à 2019).

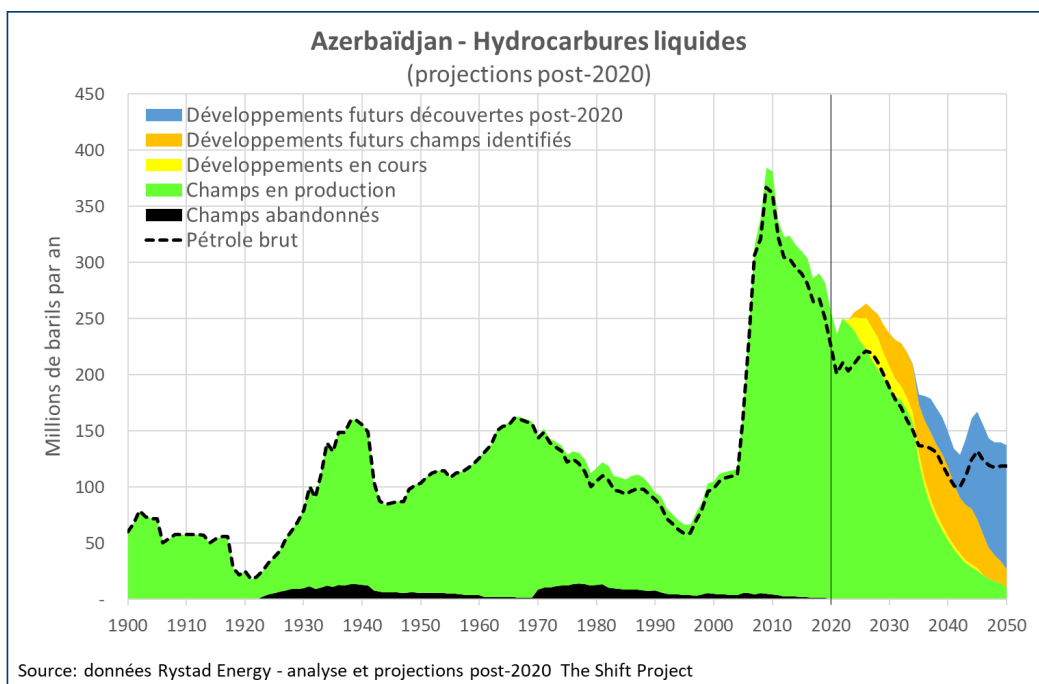
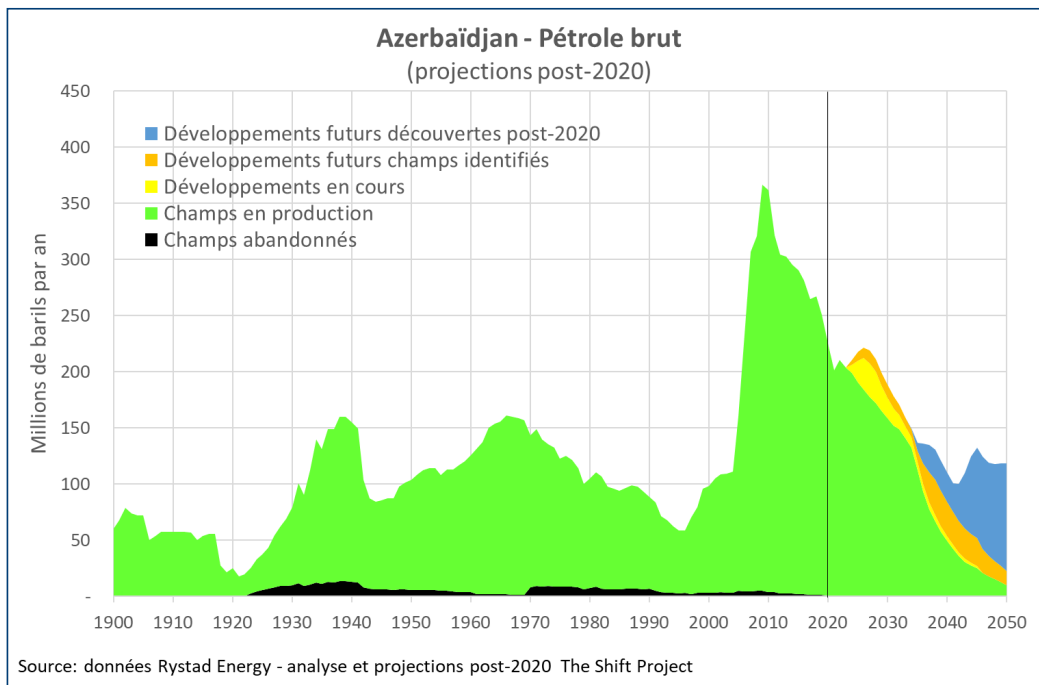


Les champs non développés sont en nombre restreint avec seulement 5 champs identifiés dont 3 en *offshore* peu profond et 2 en *offshore* profond. Les champs en *offshore* profond présentent une taille moyenne supérieure aux champs en *offshore* peu profond : 191 millions de barils contre 138 millions de barils respectivement. **Cependant, ces champs ne représentent qu'un potentiel très limité en termes de volume de réserves (800 millions de barils de production cumulée d'ici à 2050), et en conséquence ils ne devraient pas permettre de compenser durablement le déclin des champs matures.** La production azerbaïdjanaise de pétrole brut devrait ainsi rester stable sur la période 2022-2027; autour de 215 millions de barils (0,6 Mb/j) avant d'entrer à nouveau en déclin. En 2030, elle devrait représenter 190 millions de barils (0,5 Mb/j) contre 250 millions en 2019 (0,7 Mb/j) soit une baisse de près de 25%.

Le potentiel estimé de découvertes additionnelles d'ici à 2050 est limité, au regard du niveau de production de la dernière décennie. Il représente un volume de près de 4 milliards de barils qui viendrait s'ajouter aux 19 milliards de barils découverts en 2020 (+20%). Ces réserves additionnelles pourraient cependant permettre de ralentir le déclin de la production au-delà de 2040. Ce scénario nécessiterait toutefois une relance des investissements en exploration, la décennie 2010-2019 s'étant traduite par un très faible niveau d'investissements et une absence de nouvelles découvertes.

En 2030, près de 190 millions de barils de brut (0,5 Mb/j) devraient être extraits en baisse de 25 % par rapport à 2019. Sur l'ensemble de la période 2019-2050, la production azerbaïdjanaise de pétrole brut devrait chuter de près de 53 % et représenter un volume de 120 millions de barils (0,3 Mb/j) contre 250 millions en 2019 (0,7 Mb/j) et 370 millions au moment du pic de production de 2009 (1 Mb/j).

La production d'hydrocarbures liquides en Azerbaïdjan devrait suivre un déclin moins abrupt avec une phase de plateau entre 2020 et 2028 autour de 250 millions de barils (0,7 Mb/j) ainsi qu'entre 2040 et 2050 autour de 140 millions de barils (0,4 Mb/j). Sur la période 2020-2050 la production devrait décliner de 51 % pour s'établir à 138 millions de barils (0,4 Mb/j) contre 280 millions de barils en 2019 (0,8 Mb/j), soit un taux moyen de déclin de 2,3 % par an.



Irak

Depuis 1980, l'histoire de l'Irak est faite de guerres, d'invasions, de guerres civiles et d'embargo. Ces événements ont fortement freiné les extractions de pétrole, préservant de ce fait les réserves pléthoriques du pays.

L'Irak est classé 5^{ème} pays ayant les réserves de pétrole les plus élevées au monde, avec des découvertes cumulées de 127 milliards de barils en 2020. **L'essentiel de la production est issu de champs relativement anciens**, découverts avant 1980.

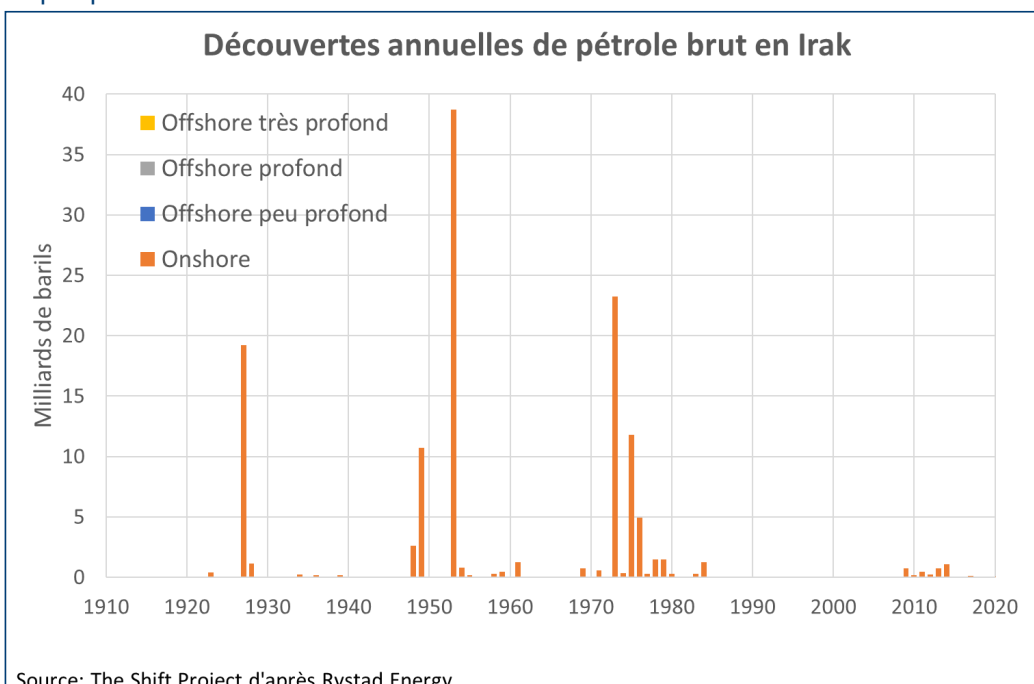
La production de pétrole brut en Irak possède un potentiel de hausse significatif jusqu'au cours de la décennie 2030. Le déclin des champs actuellement en production devrait en effet rester très faible avant cette date. Toutefois, le déclin devrait accélérer à 2050 avec une baisse des volumes supérieure à 50% à cette date par rapport à 2019.

En complément des champs actuellement en cours de développement, **les réserves des champs découverts non développés permettent d'envisager la croissance de la production à l'horizon 2040.** En revanche, **l'exploration future ne devrait pas amener de découverte majeure, tout au moins eu égard aux découvertes antérieures.**

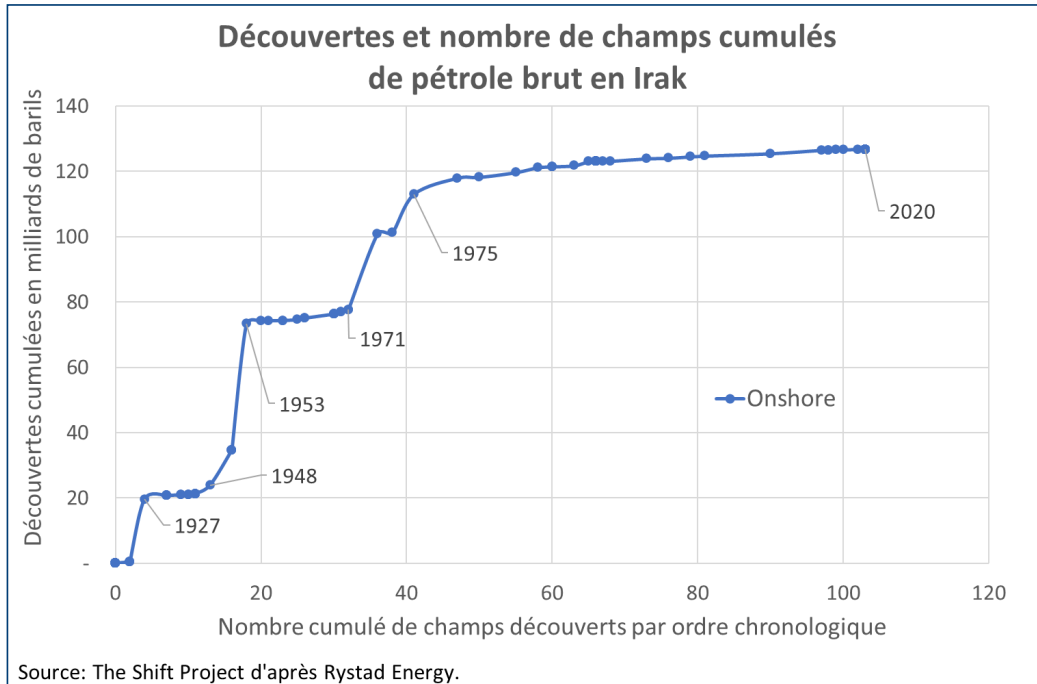
En 2030, la production irakienne devrait représenter 2 milliards de barils soit une hausse de 14 % par rapport au niveau de 2019 de 1,8 milliard de barils (4,8 Mb/j). **Le pic de production devrait se produire aux alentours de 2040 à environ 2,2 milliards de barils (6 Mb/j) soit une hausse de 24 % par rapport à 2019.**

I. Données d'exploration

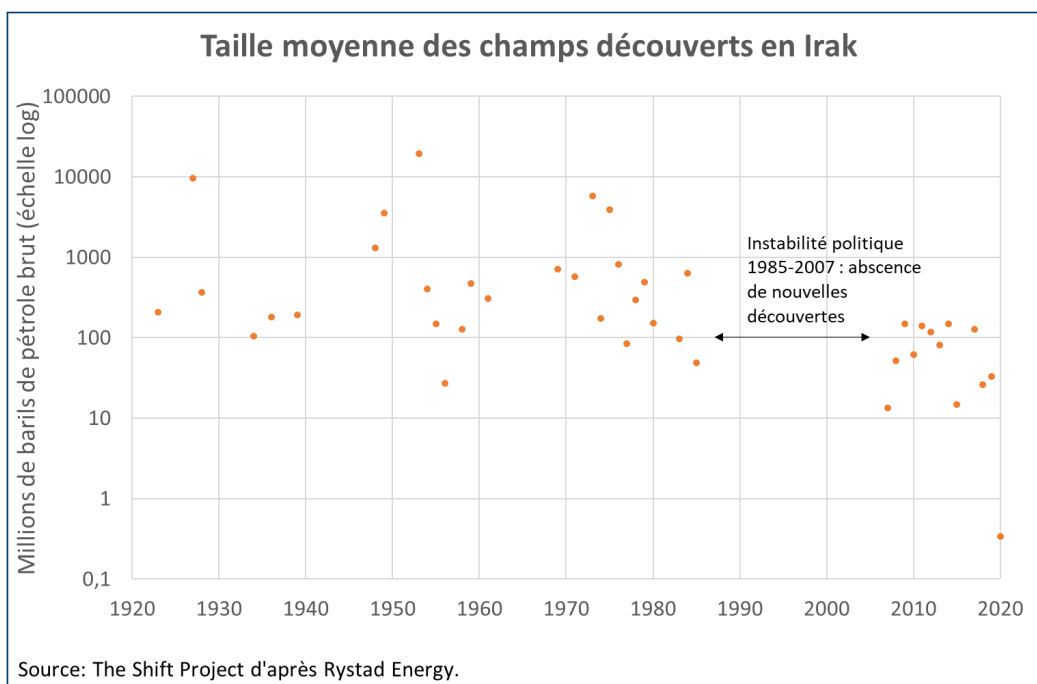
La totalité des champs découverts en Irak se situent à terre. **Le maximum des découvertes est atteint en 1953 avec près de 39 milliards de barils.** Depuis les années 1980, le niveau des découvertes est faible : environ 5 milliards de barils de pétrole brut ont été découverts sur cette période de 40 ans. Des éléments d'ordre politique ou militaire expliquent en grande partie ce résultat : la guerre Iran-Irak entre 1980 et 1988, la première guerre du Golfe en 1990, l'embargo international sur l'Irak entre 1990 et 2002 et enfin l'invasion américaine en 2003 sont autant d'événements n'ayant pas favorisé les efforts de prospection.



Le retour massif des investissements à partir de 2008 ne suffit cependant pas à relancer un nouveau cycle de découvertes. De fait, ces investissements s'élèvent à plus de 100 millions de dollars par an (3,3 % des CAPEX mondiaux investis en *onshore* sur la période 2010-2019) mais ne permettent pas de réaliser de découvertes majeures. Seuls 3,6 milliards de barils sont découverts entre 2008 et 2019, c'est quatre fois moins que ce qui a été extrait sur cette même période. En d'autres termes, **les découvertes irakiennes de pétrole ne permettent plus de compenser les extractions sur cette période.**



Le cumul des découvertes réalisées en Irak se chiffrait à 127 milliards de barils en 2020 répartis dans 103 champs. **L'efficacité de la prospection pétrolière en Irak, en termes de volumes découverts, tend à diminuer.** En effet, alors que les 50 premiers champs découverts depuis 1923 ont permis d'accroître les réserves de pétrole brut de près de 118 milliards de barils, les 50 champs découverts par la suite n'ont fait croître les réserves que de 9 milliards de barils environ.

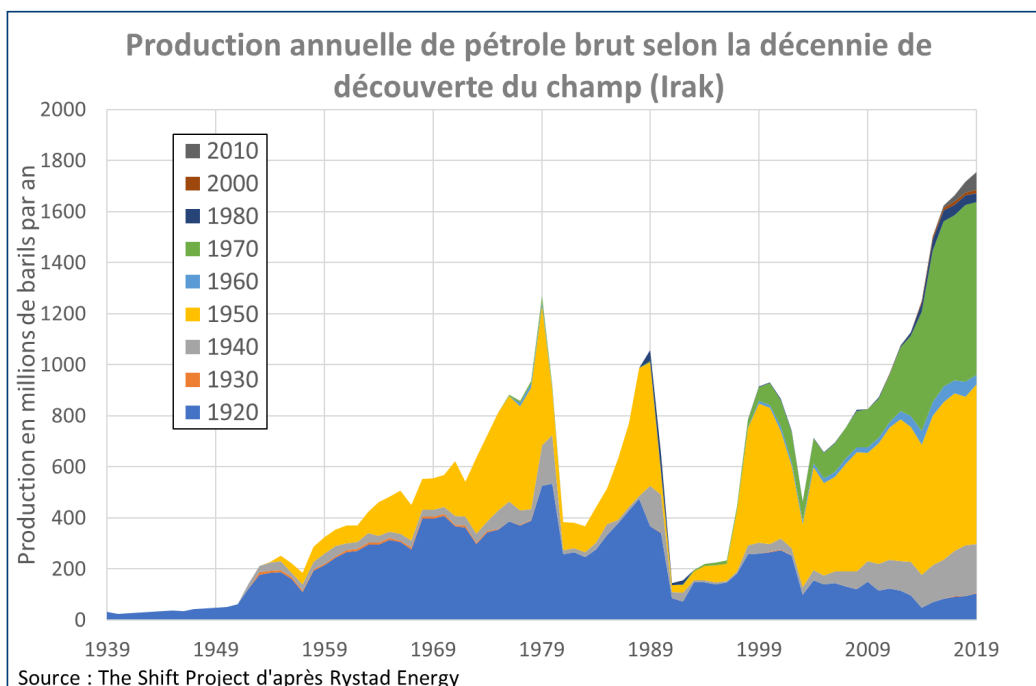
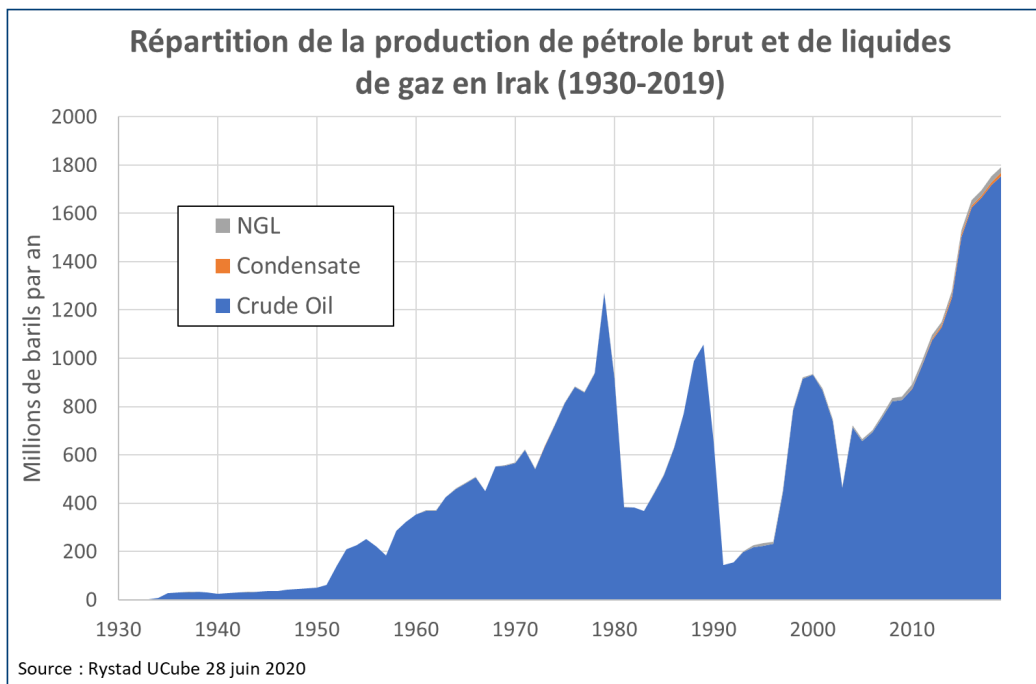


La taille moyenne des champs pétroliers découverts a atteint sa valeur maximale en 1953. Le pic de 1953 correspond à la découverte de 2 champs pour un total de 39 milliards de barils tandis que le pic secondaire de 1973 correspond à la découverte du champ de Qurna West pour volume total de 25 milliards de barils.

Depuis 2007 la taille moyenne des champs découverts n'a jamais dépassé le seuil de 150 millions de barils alors que cette valeur était quasi systématiquement dépassée sur la période antérieure.

II. Historique de production

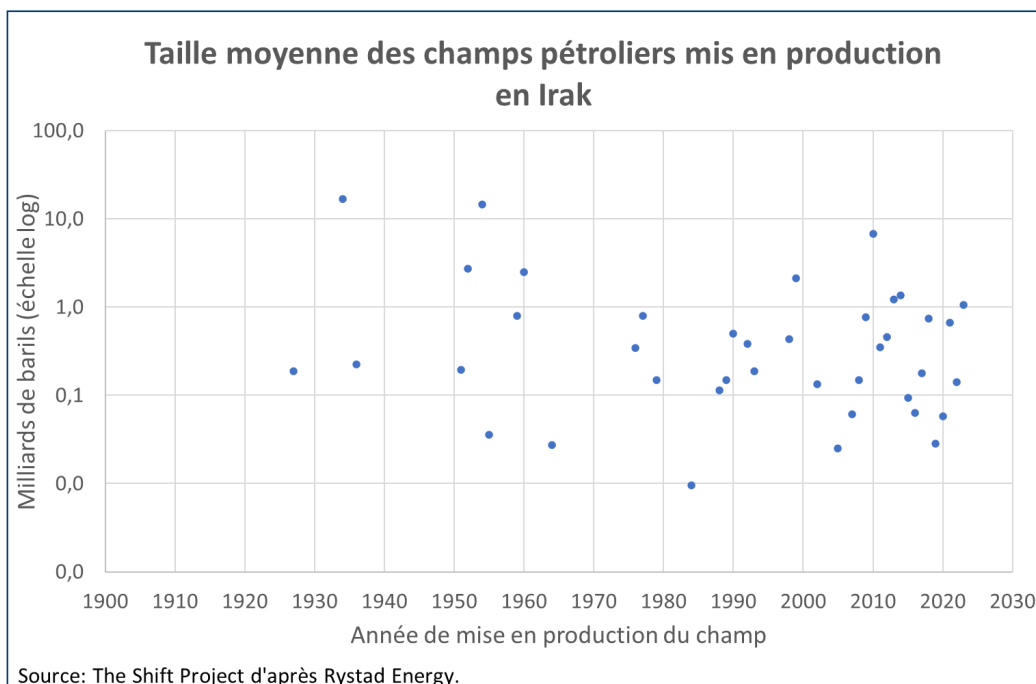
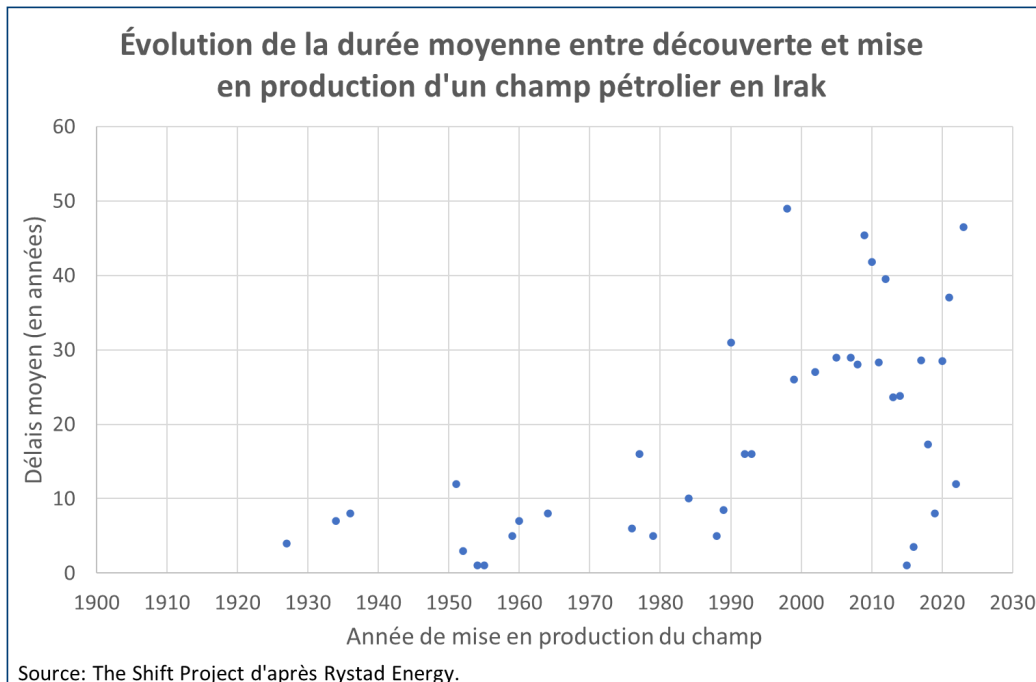
La production irakienne d'hydrocarbures liquides, située entièrement à terre, atteignait en 2019 un niveau record de près de 1,8 milliards de barils. Cela constitue une hausse du niveau d'extraction de 146 % depuis 2004. Entre 1979 et 2004 cette production a été erratique en raison des différents conflits qui ont émaillé cette période. Cette production d'hydrocarbures est constituée à 98 % de pétrole brut en 2019.



En 2019, la plus grande partie de la production irakienne de pétrole brut est issue de champs découverts dans les années 1950 et 1970 qui représentent respectivement 36 % et 39 % de la production totale.

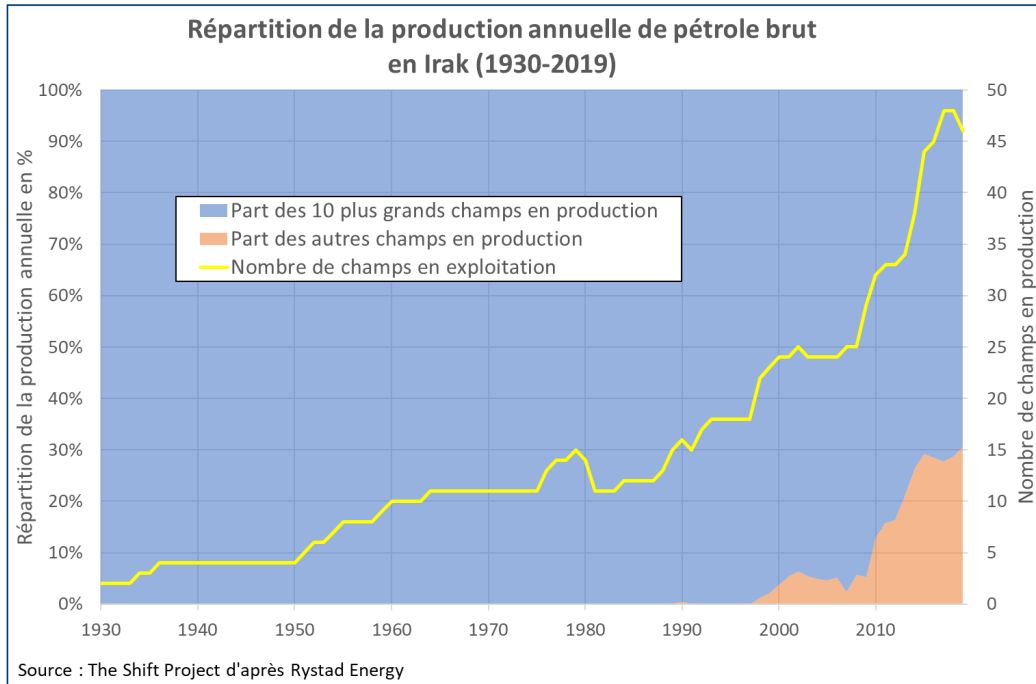
On observe que la durée moyenne entre la découverte et la mise en production d'un champ a augmenté tendanciellement jusque dans les années 2000 avant de se stabiliser pendant une dizaine d'années à un niveau supérieur à 30 années.

Jusque dans les années 1980, cette durée moyenne était très rarement supérieure à 10 années. **À partir des années 2010, la durée moyenne de mise en production diminue et passe sous le seuil des 30 années** (à l'exception des années 2021 et 2023).



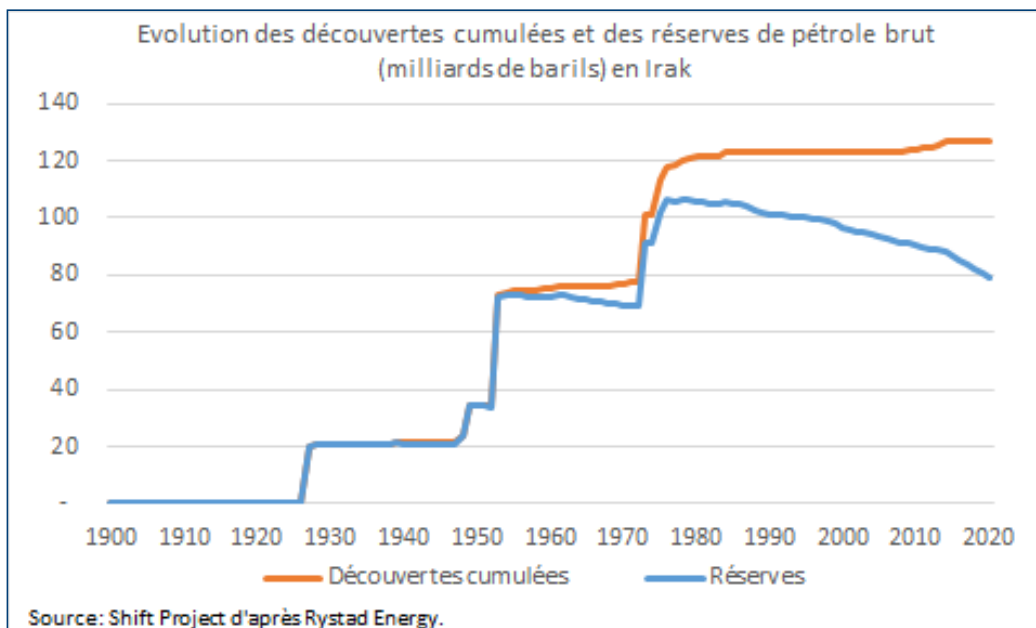
La taille moyenne des champs mis en production est en diminution depuis le début de l'exploitation pétrolière en 1920 en particulier en ce qui concerne les valeurs extrêmes. **Depuis 2010 aucune valeur n'a dépassé le seuil de 1,5 milliard de barils.**

La production irakienne de pétrole brut reposait historiquement sur un nombre limité de champs, inférieur à 30 jusqu'en 2010, date à laquelle plus de 95 % de la production était assurée par seulement 10 champs. Après 2010 le nombre de champs en exploitation a augmenté de 50% soit 46 champs en 2019. Parallèlement, les 10 champs irakiens les plus importants ne produisent plus que 70 % du volume total extrait en 2019. **La fragmentation de la production dans un nombre croissant de champs est un indicateur avancé de maturité de l'exploitation de la ressource pétrolière.**

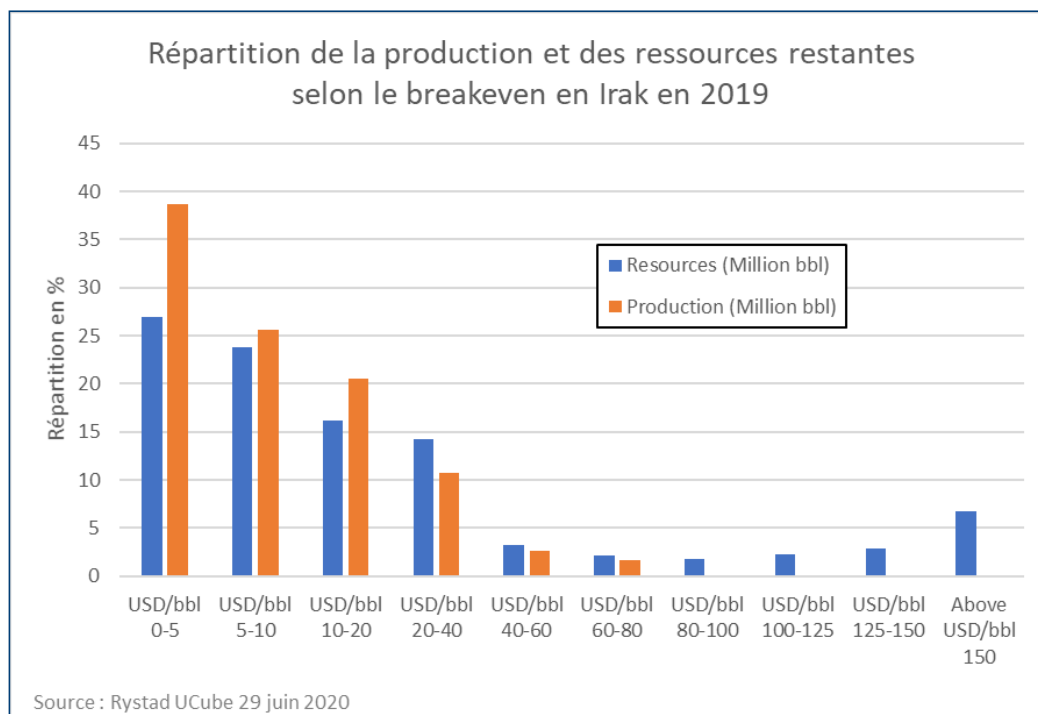


III. Perspectives de production

Les réserves de pétrole brut sont en déclin passant de 106 milliards de barils en 1979 à 79 milliards de barils en 2020. Ce déclin est dû à la fois au faible volume des découvertes depuis 1980 (7 milliards de barils) et à la forte hausse de la production en particulier depuis 2004.



Près de 85 % de la production irakienne est extraite de champs pétroliers dont le « point-mort » estimé est inférieur à 20 \$ par baril. **Les réserves sont constituées à 75 % de champs ayant un point mort estimé similaire.** La mise en production des champs avec un point mort plus élevé pourrait donc se traduire par une augmentation progressive mais limitée du coût de production du pétrole en Irak.



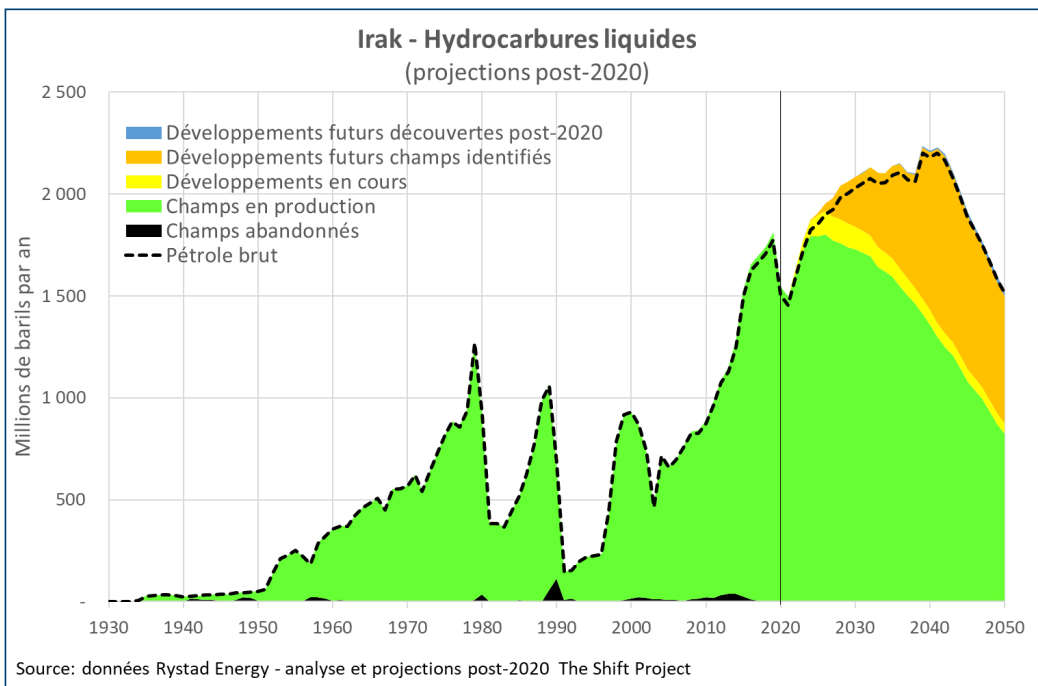
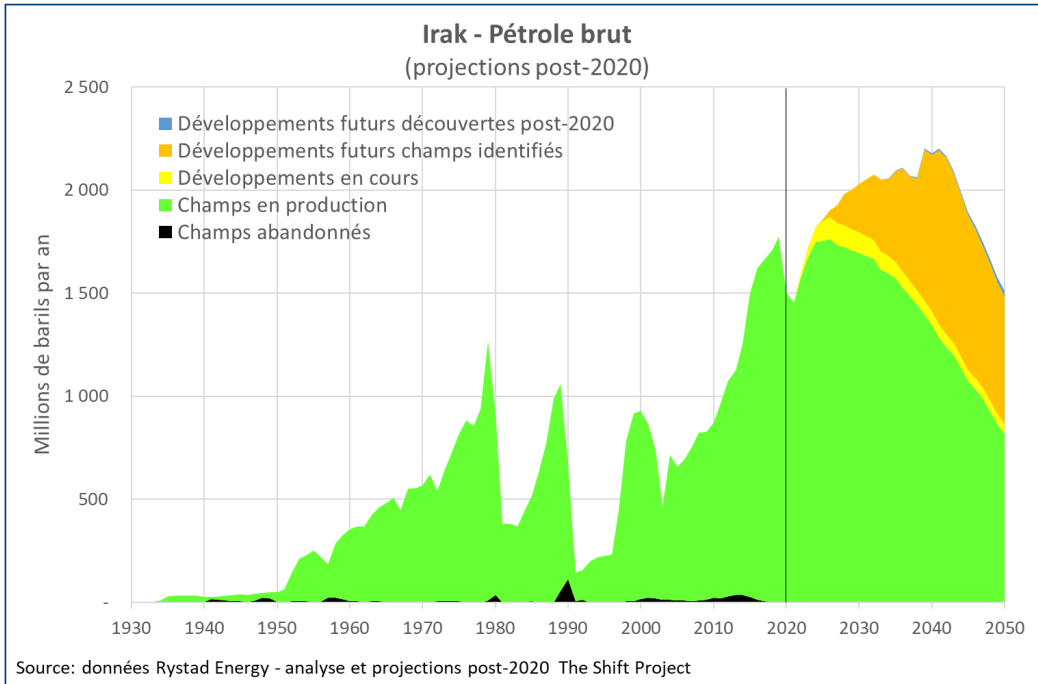
La production de pétrole brut en Irak possède un potentiel de hausse significatif jusqu'au cours de la décennie 2030. Le déclin des champs actuellement en production devrait en effet rester très faible avant cette date. Toutefois, le déclin devrait accélérer à 2050 avec une baisse des volumes supérieure à 50% à cette date par rapport à 2019.

En complément des champs actuellement en cours de développement, les réserves des champs découverts non développés permettent d'envisager la croissance de la production à l'horizon 2040. 45 champs connus et identifiés présentent une taille moyenne proche de 600 millions de barils.

En revanche, l'exploration future ne devrait pas amener de découverte majeure, tout au moins eu égard aux découvertes antérieures. En effet, le territoire irakien a déjà été intensément prospecté tandis que la façade maritime de l'Irak est trop réduite pour pouvoir amener des découvertes significatives. D'ici à 2050 les nouvelles découvertes ne devraient représenter qu'un total estimé de 13 milliards de barils qui viendraient s'ajouter aux 127 milliards de barils déjà découverts à 2020.

En 2030, la production irakienne devrait représenter 2 milliards de barils soit une hausse de 14 % par rapport au niveau de 2019 de 1,8 milliard de barils (4,8 Mb/j). **Le pic de production devrait se produire aux alentours de 2040 à environ 2,2 milliards de barils (6 Mb/j) soit une hausse de 24 %** par rapport à 2019. Après une période de rattrapage des effets de la crise de la Covid-19, la production des champs en cours de d'exploitation devrait à nouveau décliner dès 2026. Au-delà de 2040, la production devrait entrer en déclin. Sur l'ensemble de la période 2019-2050, la production devrait diminuer de 15 % à près de 1,5 milliards de barils (4,1 Mb/j).

La production totale d'hydrocarbures liquides va évoluer de manière quasi-identique, la proportion de condensat et de liquides de gaz restant très marginale par rapport à la production de pétrole brut (inférieure à 3 % du total). On peut également relever qu'à l'issue du pic de la production d'hydrocarbures, s'amorcera un déclin important de l'ordre de 31 % entre 2040 et 2050.



Iran

La république islamique d'Iran est un producteur historique de pétrole. Initialement sous influence britannique, le pays passe sous contrôle américain lors du renversement du premier ministre iranien Mossadegh et le renforcement du pouvoir du Shah d'Iran. Ce dernier est renversé par la Révolution islamique de 1979. Ce régime islamique est à ce jour toujours en place, bien qu'affaibli, tant par les sanctions économiques américaines (en réponse au développement de leur programme nucléaire) que par des difficultés structurelles.

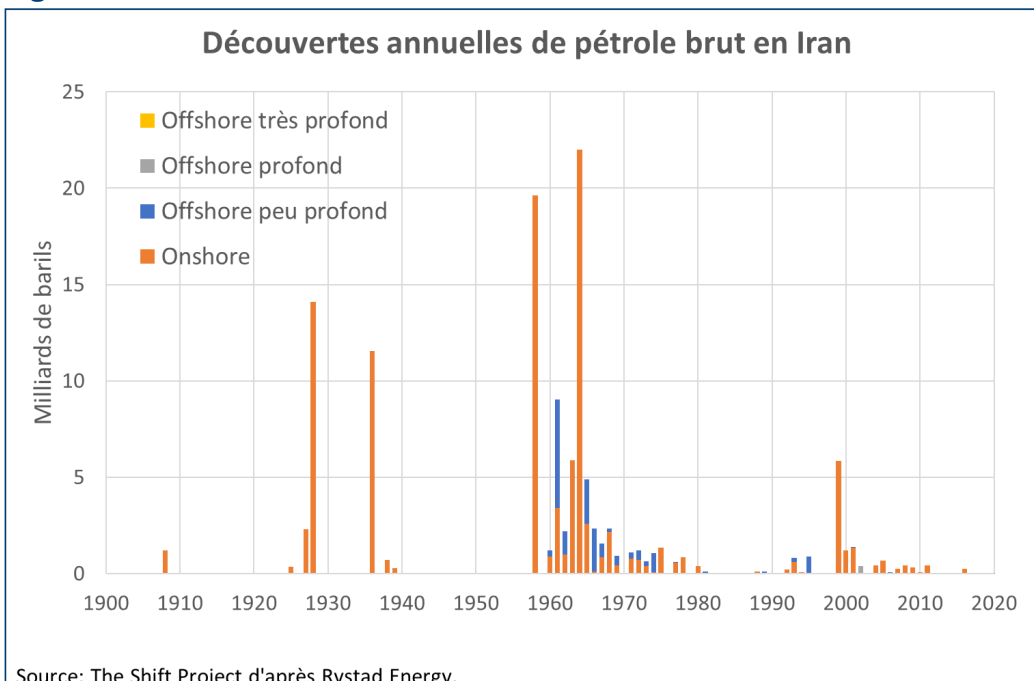
80 % de la production actuelle de l'Iran provient de champs découverts avant 1970. Mais ces champs en production, à la date de 2020, ne devraient subir qu'un déclin faible d'ici 2030, puis de l'ordre de 50 % à 2050 par rapport à 2019.

Le développement des champs découverts offre un potentiel de production à 2040. L'Iran compte actuellement 52 champs non développés dont la plupart se situent *onshore*. **Le potentiel de découvertes futures est significatif.** Celles-ci pourraient ajouter d'ici à 2050 près de 14 milliards de barils aux 124 milliards déjà découverts à 2020. Cependant, ces champs ne devraient pas entrer en production avant la décennie 2040.

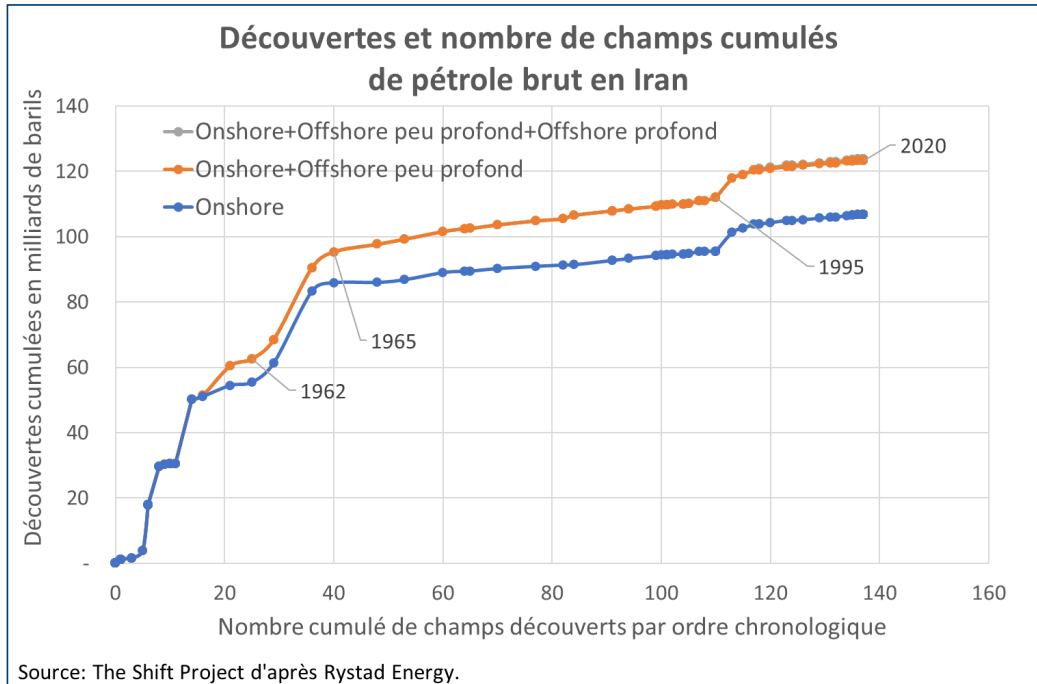
Entre 2019 et 2030, la production iranienne de pétrole brut pourrait augmenter de 18% passant de 2,4 à 2,8 Mb/j. Un pic secondaire de production est envisageable autour de 2038 à environ 3,9 Mb/j. En 2050, la production pourrait être d'un niveau équivalent au niveau de production de 2019 avec un volume d'environ 2,4 Mb/j. Le potentiel de hausse de la production est indissociable de la question des sanctions internationales.

I. Données d'exploration

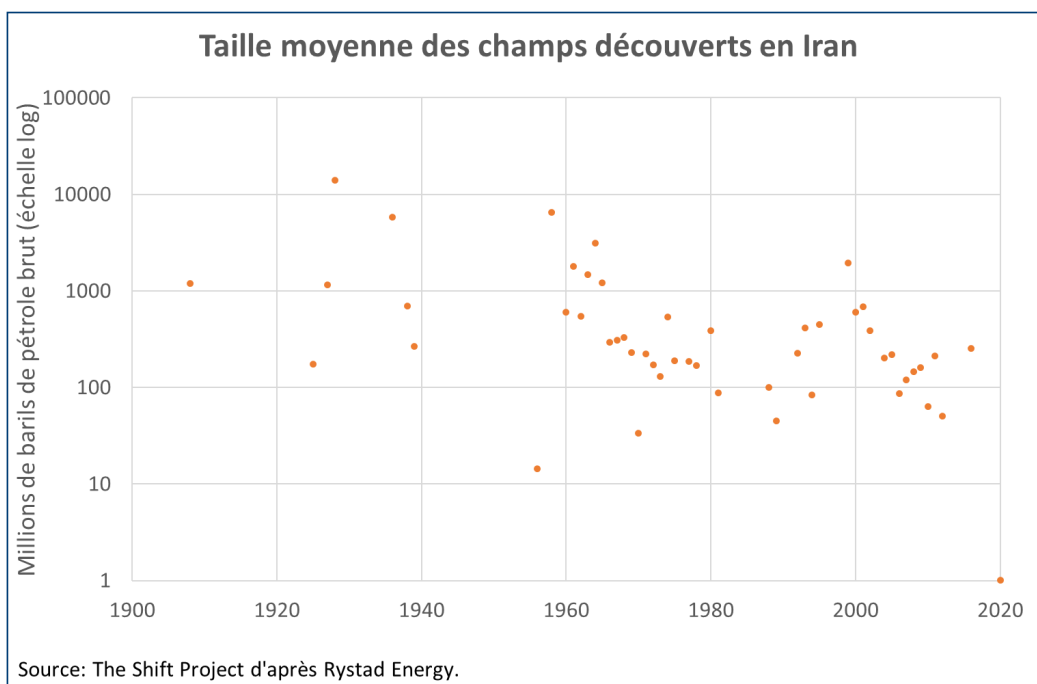
L'évolution des découvertes de pétrole brut en Iran se caractérise par différents cycles d'inégales importances et sur des domaines géographiques variés. **La majorité des découvertes de pétrole brut en Iran ont à ce jour eu lieu entre la fin des années 1950 et le début des années 1980.** Ce cycle se caractérise par un pic des découvertes culminant à 22 milliards de barils en 1964. Un deuxième cycle plus récent et plus modeste démarre à la fin des années 1990 avec un plafond de près de 6 milliards de barils en 1999. **La décennie 2010 s'est avérée être dépourvue de découvertes significatives.**



Les découvertes cumulées de pétrole brut en Iran représentent en 2020 près de 124 milliards de barils répartis dans 137 champs. Les 36 premiers champs découverts en Iran représentent les deux-tiers des découvertes totales, soit environ 91 milliards de barils. La découverte de 74 champs supplémentaires a contribué à une augmentation des réserves d'environ 21 milliards de barils. Enfin, les 27 derniers champs découverts dans la période récente ont permis d'accroître les réserves totales d'environ 12 milliards de barils. Les champs en mer représentent en 2020 près de 14 % du volume total des découvertes.

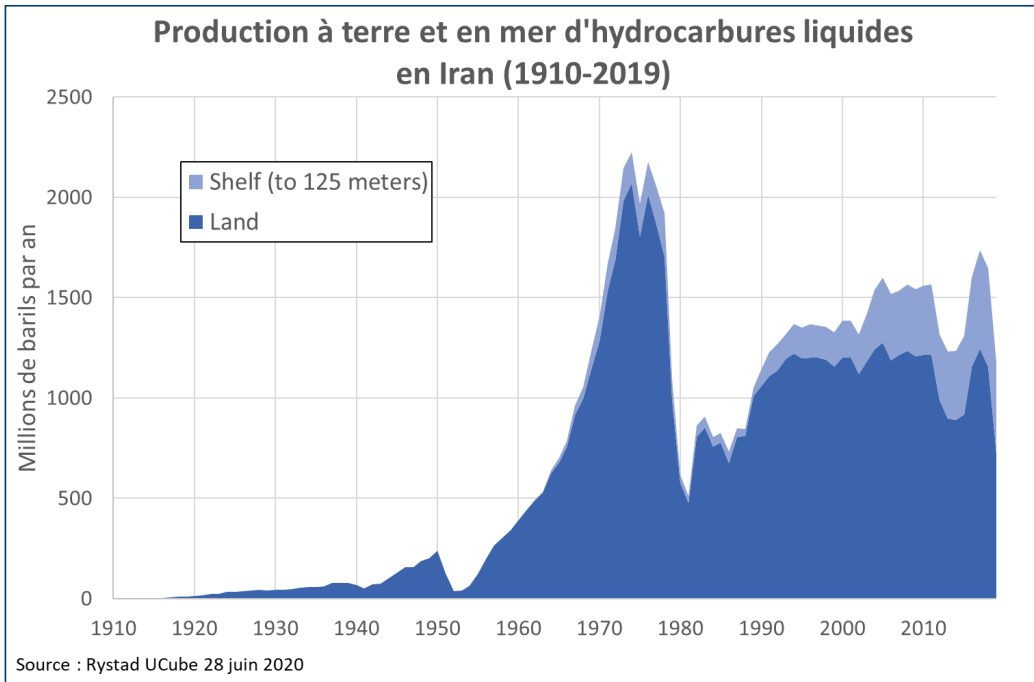


La taille moyenne des champs pétroliers découverts en Iran présente une tendance de long terme au déclin mais qui reste mesurée à ce jour. Depuis le milieu des années 2000, la taille moyenne des champs découverts est inférieure à 250 millions de barils. Entre 1995 et 2005, cette valeur était supérieure au seuil de 380 millions de barils.

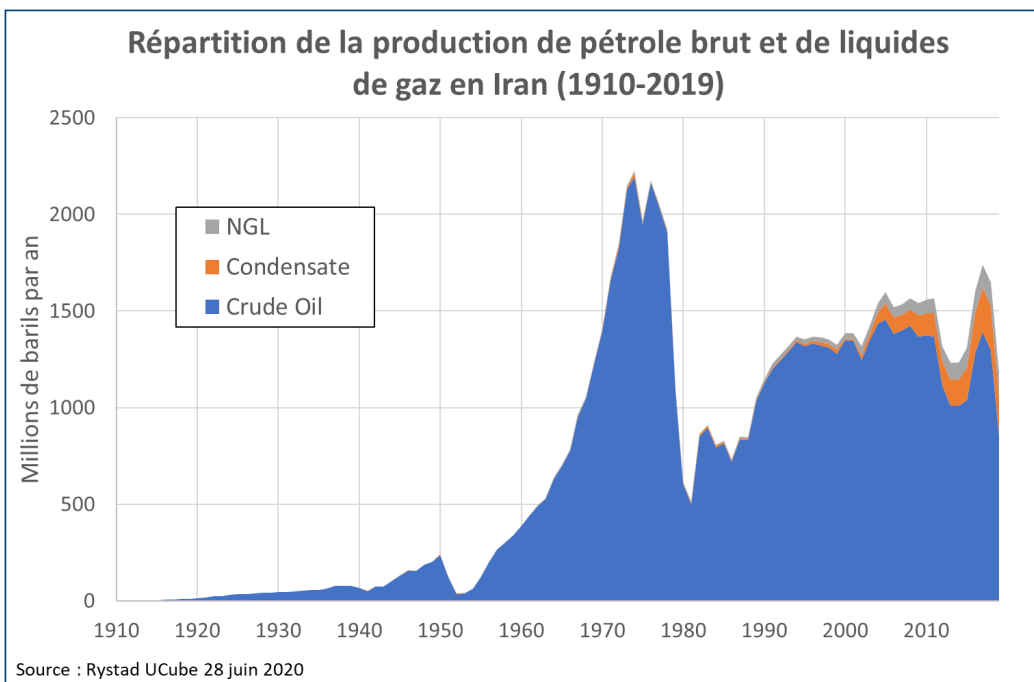


II. Historique de production

La production iranienne d'hydrocarbures liquides atteint un premier pic en 1974, à plus de 2 milliards de barils (6 Mb/j). La production chute en 1979 à 1 milliard de barils à la suite de la révolution iranienne. Elle reste ensuite à un niveau relativement faible jusqu'à la fin des années 1980, perturbée par la guerre avec l'Irak de 1980 à 1988. **À partir des années 2000, près de 20 % de la production provient de l'exploitation de gisements situés en mer.**



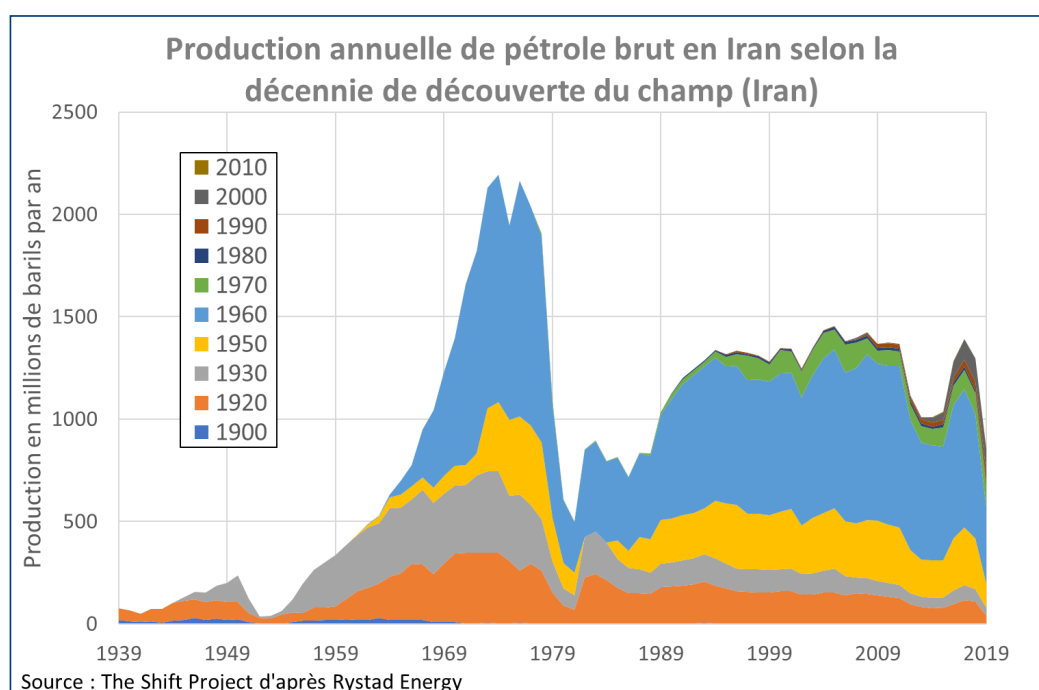
La plus grande partie de la production d'hydrocarbures liquides en Iran demeure constituée de pétrole brut, avec 97 % du total en 2000 et 80 % au cours de la décennie 2010. La production de pétrole brut en Iran a subi une première baisse entre 2010 et 2016, date de la mise en place par l'Union Européenne et les États-Unis de sanctions économiques. Ces sanctions venaient notamment restreindre les exportations de pétrole depuis l'Iran en réponse au développement d'un programme nucléaire militaire.



La production a retrouvé son niveau antérieur entre 2016 et 2018, suite à la signature de l'accord international sur le programme nucléaire iranien. Le retrait des États-Unis de cet accord en mai 2018 sous l'impulsion du président Trump a de nouveau fortement impacté la production de pétrole brut de l'Iran : elle a été ramenée à 1,1 milliard de barils (3 Mb/j) en 2019.

Le délai moyen de mise en production a tendance à augmenter, tandis que la taille moyenne des nouveaux champs découverts a tendance à diminuer. Jusqu'en 2017, plus de 80 % de la production iranienne de pétrole brut dépendait de champs découverts antérieurement à la décennie 1970. La taille réduite des champs et le faible volume découvert à partir des années 1980 expliquent pourquoi la production issue de ces décennies de découvertes est si limitée.

Les champs découverts dans les années 1920 et 1930 semblent avoir passé leur pic d'extraction durant la période des chocs pétroliers dans années 1970. **La production actuelle de pétrole en Iran est donc éminemment dépendante des découvertes effectuées dans les années 1950 et 1960.**

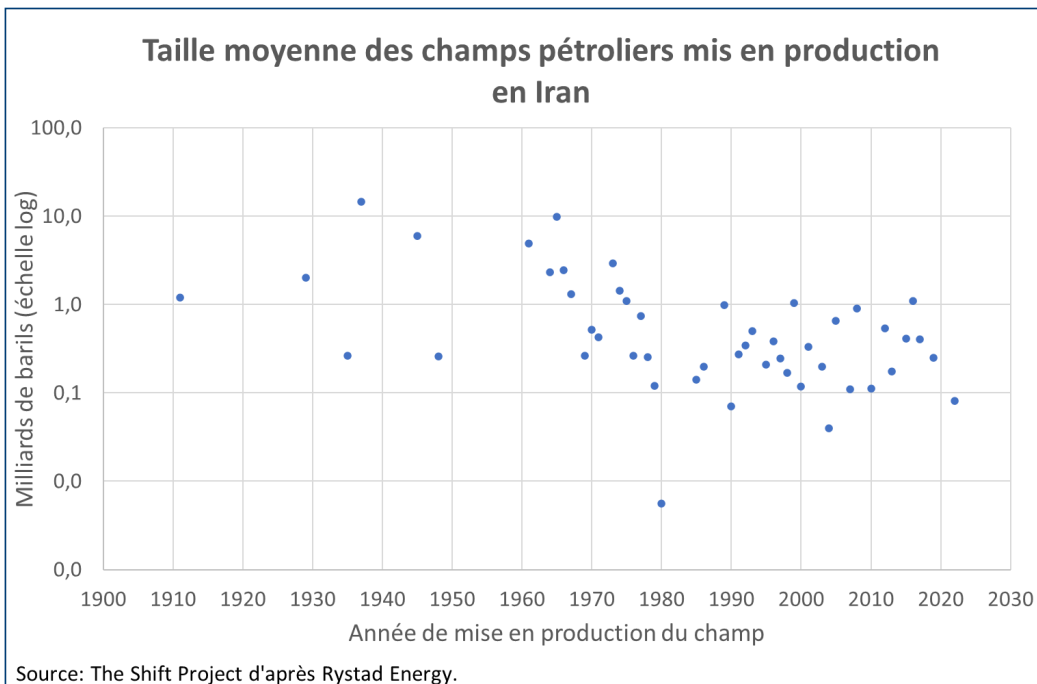
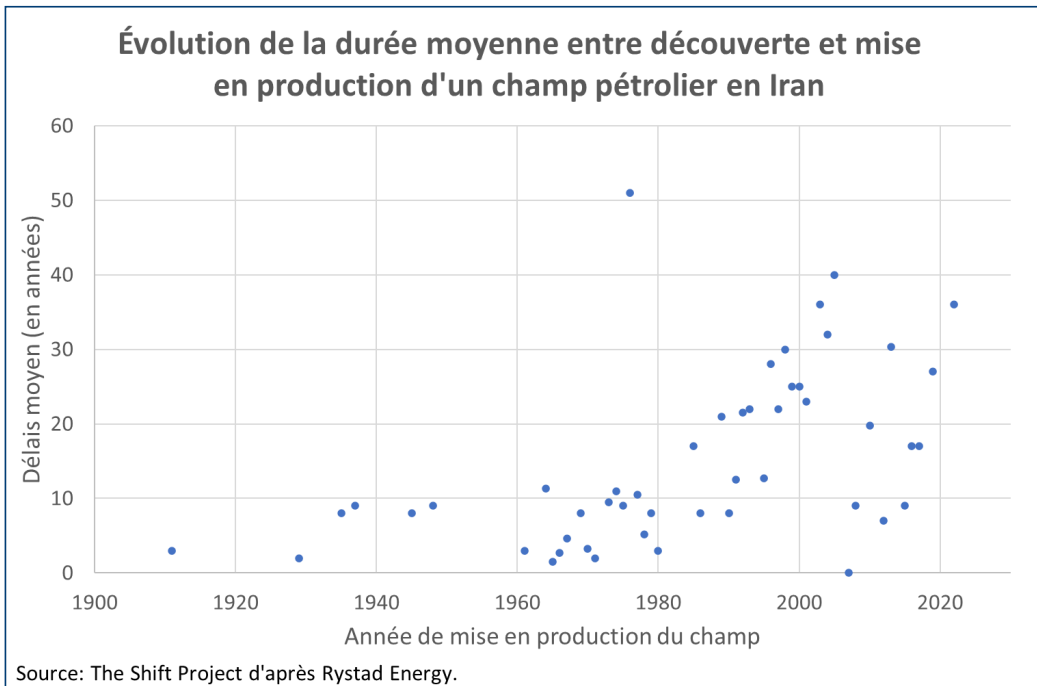


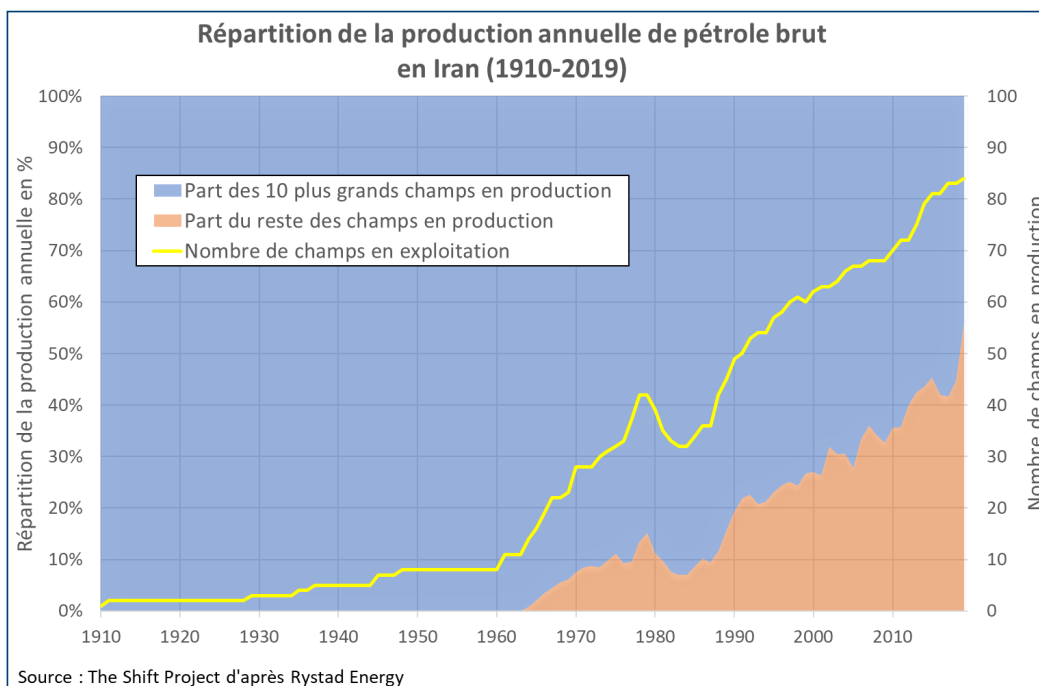
La durée moyenne entre découverte et mise en production d'un champ pétrolier tend à s'accroître. Jusque dans les années 1980, les champs mis en production avaient généralement été découverts moins de 10 ans auparavant. Ultérieurement, cette durée moyenne a augmenté. Les champs mis en production autour des années 2000 avaient été découverts entre 20 et 40 ans auparavant.

Cette tendance semble se poursuivre sur la période récente. La taille réduite des derniers champs pétroliers découverts semble pousser l'Iran à entreprendre l'exploitation de découvertes plus anciennes pour maintenir sa production.

La taille moyenne des champs mis en production a connu un pic en 1937, avant de décliner fortement jusqu'à aujourd'hui. Depuis 1980, la taille moyenne des champs est inférieure au seuil des 500 millions de barils dans plus des trois-quarts des cas, contre seulement un tiers entre 1960 et 1979. En d'autres termes, l'Iran est contraint de compenser le déclin de ses champs matures par des champs de taille plus réduite.

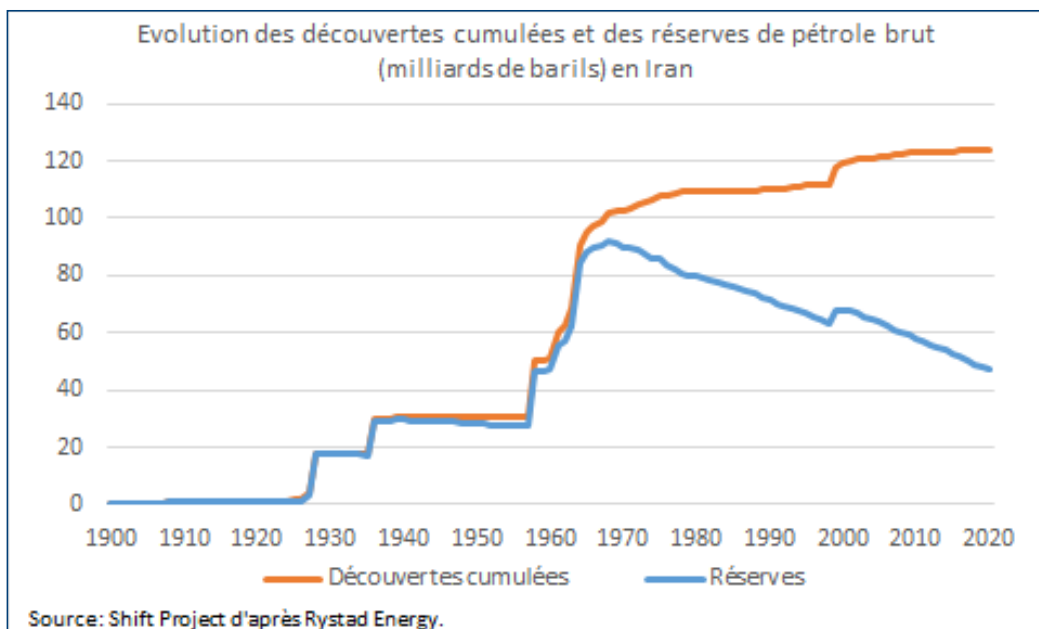
En 1970, près de 30 champs fournissaient une production de 1,4 milliard de barils (3,8 Mb/j). 90 % de ce volume était extrait de seulement 10 champs. **En 2017, pour une production de pétrole brut équivalente en volume, 83 champs étaient mobilisés,** les 10 champs majeurs assurant encore 58 % de la production totale. Entre 1979 et 1984 on remarque une diminution du nombre de champs actifs en raison de l'instabilité politique du pays et la chute des cours du brut.





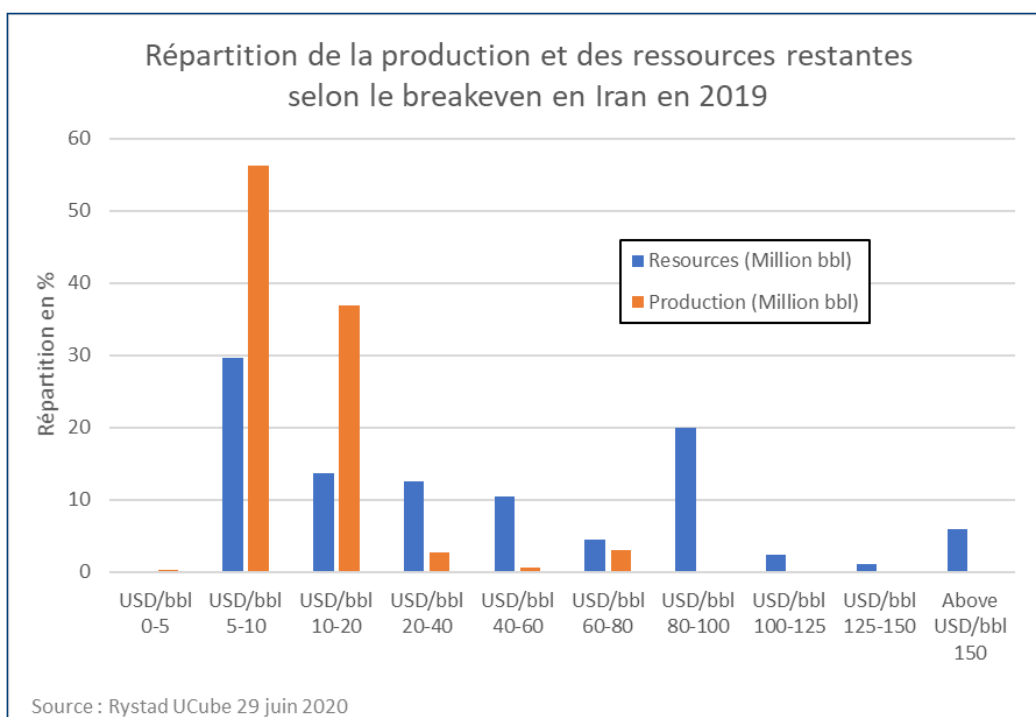
III. Perspectives de production

La production actuelle de pétrole brut en Iran est fortement dépendante des découvertes faites avant les années 1970. Le ralentissement des découvertes de pétrole en volume et le maintien d'un rythme d'extraction élevé conduit donc à un déclin des réserves à partir de 1968, année où elles totalisaient 92 milliards de barils. Depuis cette date, le montant des réserves a diminué de moitié pour atteindre 47 milliards de barils.



L'Iran a tendance à surexploiter les gisements les moins coûteux, en raison de sa structure de production concentrée sur l'exploitation de champs anciens de grande taille. On voit ainsi que 55 % de la production iranienne de 2019 est issue de gisements dont le point mort est compris entre 5 et 10 dollars le baril. Or, cette catégorie représente seulement 30 % des réserves.

La production iranienne de pétrole brut possède un potentiel de rebond. Les champs en production à la date de 2020 ne devraient subir qu'un déclin faible d'ici 2030, puis de l'ordre de 50 % à 2050 par rapport à 2019.



Le potentiel de rebond repose essentiellement sur le développement de champs découverts. L'Iran compte actuellement 52 champs non développés dont la plupart (36) se situent à terre. La taille moyenne des champs à terre est de 306 millions de barils, ce qui place l'Iran en 3e position dans cette étude derrière les champs *onshore* non-développés du Koweït et de l'Irak. Les champs *offshore* sont également de taille significative, rendant leur mise en production économiquement intéressante. Les champs en *offshore* peu profond et en *offshore* profond affichent respectivement une taille moyenne de près de 240 et 390 millions de barils.

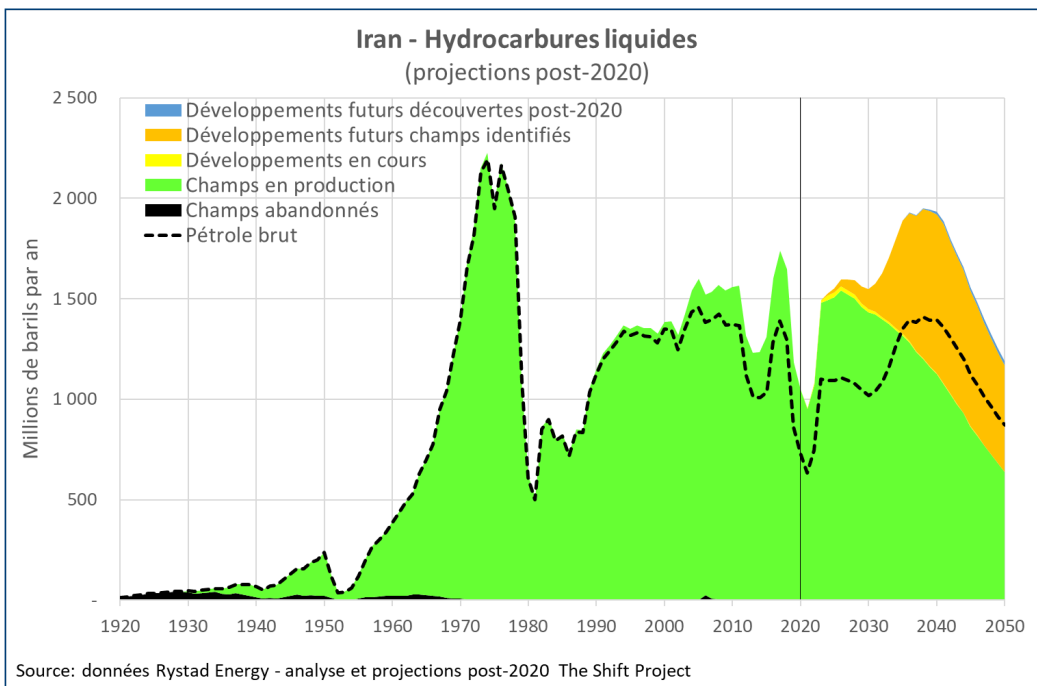
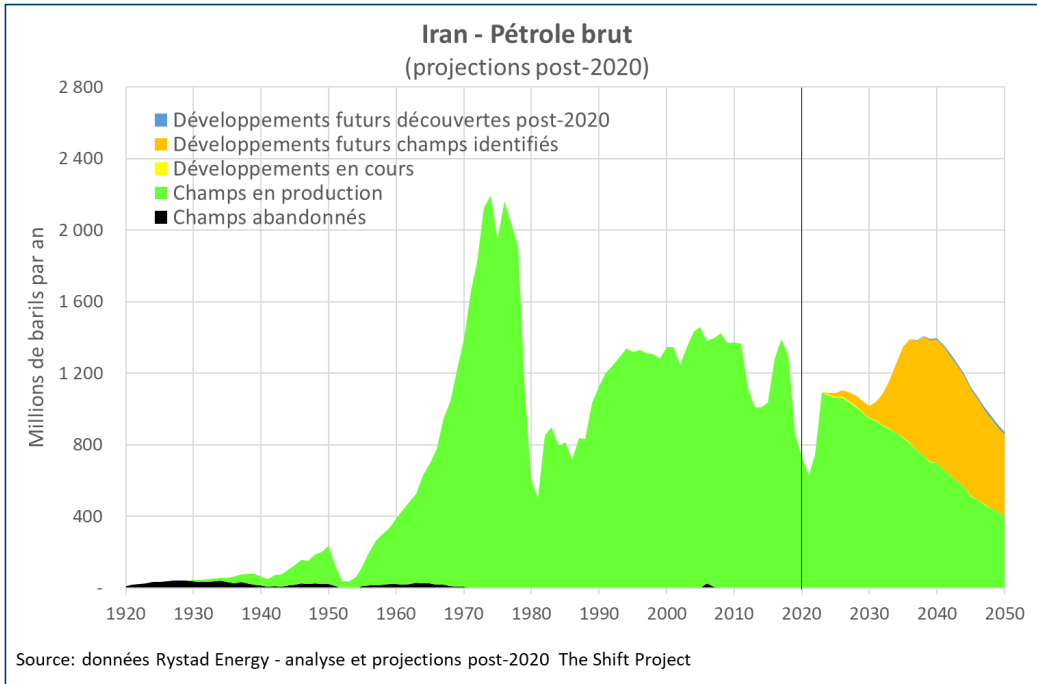
Le potentiel de découvertes futures est significatif. Celles-ci pourraient ajouter d'ici à 2050 près de 14 milliards de barils aux 124 milliards déjà découverts à 2020. Cependant, ces champs ne devraient pas entrer en production avant la décennie 2040.

L'isolement international de l'Iran ne lui permet pas de bénéficier d'un niveau d'investissement adéquat dans l'exploration pétrolière. Le pays a concentré pendant la décennie 2010 moins de 0,3 % des CAPEX d'exploration investis au niveau mondial. Cet isolement n'a toutefois pas empêché une **efficacité d'exploration élevée en *onshore***, avec 3,75 millions de barils découverts par million de dollars investis sur la décennie 2010. En revanche, les découvertes ont été nulles en *offshore*.

Le potentiel de hausse de la production ne pourra donc se matérialiser qu'à la condition d'un assouplissement des sanctions internationales, afin de pouvoir maintenir un rythme élevé de nouvelles mises en production.

Le niveau d'extraction de 2020 de 720 millions de barils est particulièrement faible en raison à la fois des sanctions internationales et des effets de la crise de la Covid-19, qui a réduit la demande mondiale en pétrole. **Entre 2019 et 2030, la production iranienne de pétrole brut pourrait augmenter de 18% passant de 860 à 1020 millions de barils (2,4 à 2,8 Mb/j). En 2050, la production pourrait être d'un niveau équivalent au niveau de production de 2019 avec un volume de 870 millions de barils (2,4 Mb/j).** Le contexte géopolitique jouera donc un rôle central afin de pouvoir réaliser les investissements nécessaires au développement de ces nouveaux champs.

La production totale d'hydrocarbures liquides possède un potentiel de hausse beaucoup plus important que la seule production de pétrole brut. La production devrait en effet croître jusqu'à atteindre un pic en 2038 à 1950 millions de barils (5,3 Mb/j). Ce niveau est supérieur de 65 % à la production de 1180 millions de barils (3,2 Mb/j) réalisée en 2019. Au-delà de 2038 la production devrait décliner rapidement pour atteindre 1190 millions de barils (3,3 Mb/j) en 2050.



Kazakhstan

Province de l'empire russe puis république membre de l'Union soviétique, le Kazakhstan est devenu indépendant en 1991, date de l'éclatement de l'URSS. L'activité de l'industrie pétrolière du Kazakhstan n'a guère été affectée par la chute de l'URSS, contrairement à celle de la Russie.

La découverte du champ offshore géant de Kashagan en 2000 a permis d'accroître de plus d'un tiers le volume des réserves, à près de 33 milliards de barils. **La production d'hydrocarbures liquides a atteint en 2019 un niveau record**, à près de 720 millions de barils (2 Mb/j).

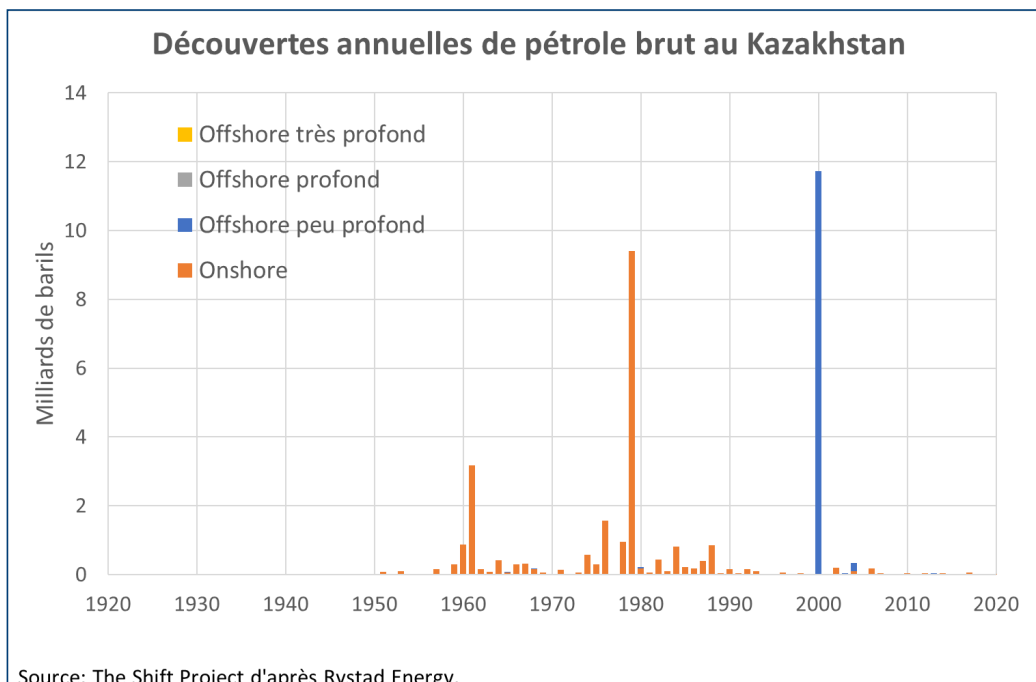
Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse de l'ordre de 30 % à 2030 et 80 % à 2050. **La mise en production de nouveaux champs devrait néanmoins permettre de compenser sur la décennie 2020 ce déclin.** En dépit de résultats de l'exploration sur la dernière décennie (2010-2019) particulièrement décevants, les découvertes futures de 6 milliards de barils pourraient permettre un rebond limité de la production aux alentours de 2040.

En 2030, la production du Kazakhstan devrait représenter 1,5 Mb/j contre près de 1,7 Mb/j en 2019, soit un déclin de près de 8%. Sur l'ensemble de la période 2019-2050, ce déclin devrait atteindre -40 %, la production ne représentant plus que 1 Mb/j.

Le maintien de la production nécessitera l'exploitation de champs de taille plus réduite avec un point mort estimé plus élevé, principalement compris entre 20 et 60 dollars par baril alors que 70 % de la production actuelle est extraite à moins de 20 \$ par baril.

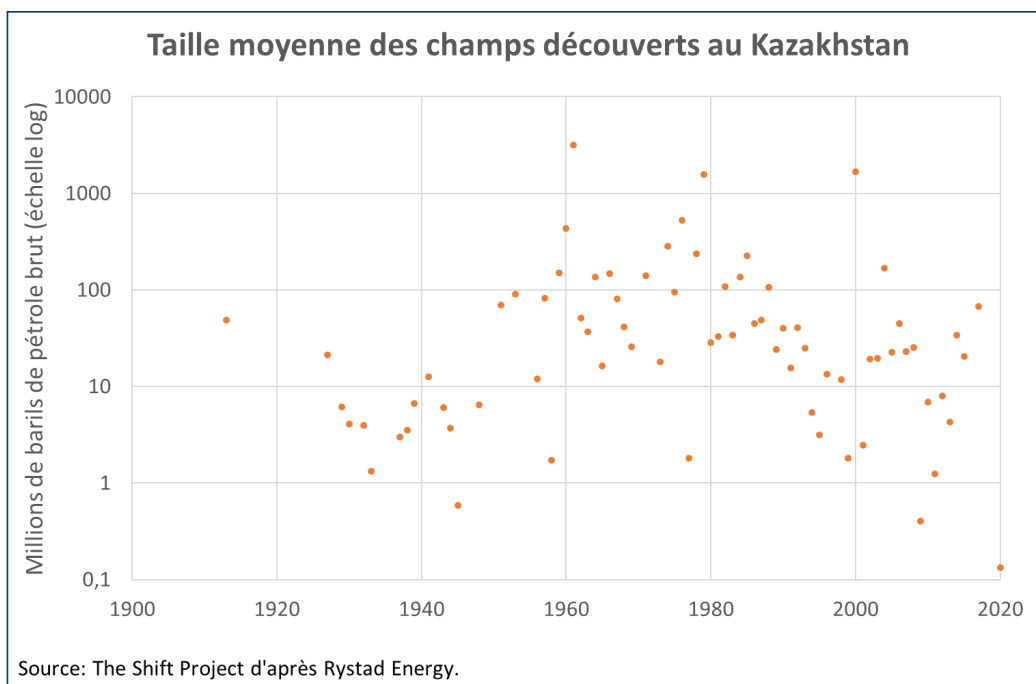
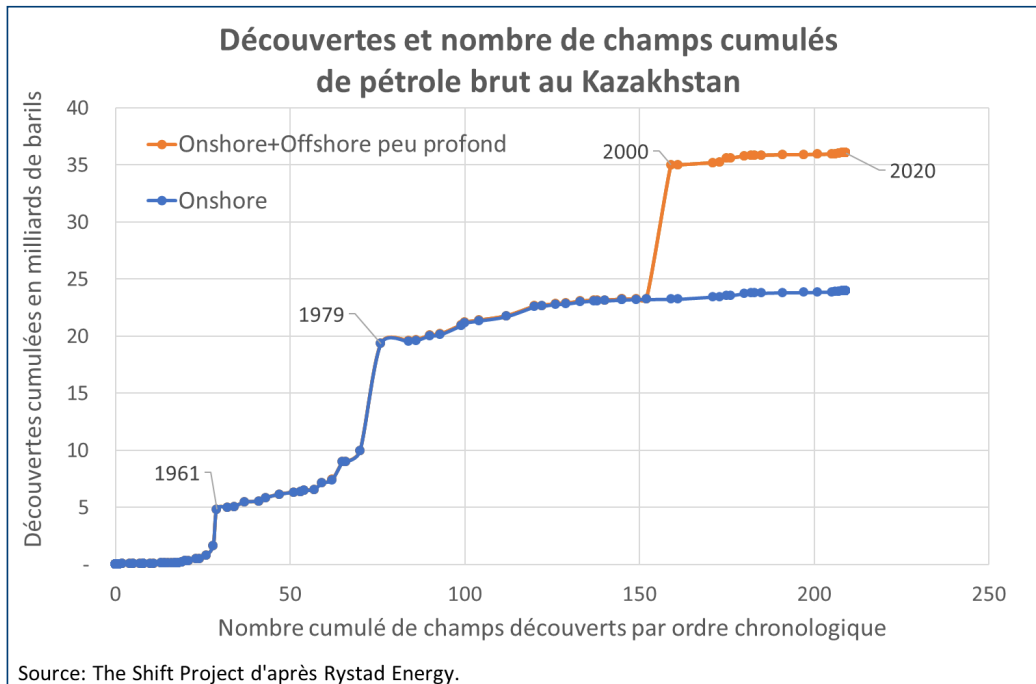
I. Données d'exploration

Le pétrole du Kazakhstan est extrait de champs situés à terre et en mer Caspienne à une profondeur d'eau inférieure à 125 mètres. **Les découvertes à terre sont issues de deux cycles d'exploration** : un premier cycle entre 1953 et 1968 avec un pic de découverte en 1961 à 3,2 milliards de barils grâce au champ Uzen, et un second cycle qui s'étire de 1973 à 1993 avec un pic de découvertes en 1979 avec plus de 9 milliards de barils localisés dans le champ Tengiz.



Les découvertes situées en mer sont issues d'un seul cycle de découvertes qui s'est déroulé de 2000 à 2008. Le pic de découvertes a eu lieu en 2000 avec la découverte du champ Kashagan qui contient un volume de près de 12 milliards de barils. La forte hausse des cours du baril après 2008 s'est accompagnée d'une forte hausse des investissements dans la prospection pétrolière au Kazakhstan. Plus de 200 millions de dollars étaient investis dans le pays chaque année entre 2011 et 2018. Cependant le niveau des découvertes est resté très faible : seulement 170 millions de barils découverts sur cette même période.

Les découvertes de pétrole brut au Kazakhstan, d'environ 36 milliards de barils, sont concentrées à 86% dans 3 champs, Kashagan, Tengiz et Uzen. Les 14% restants sont répartis dans plus de 200 champs.¹⁷



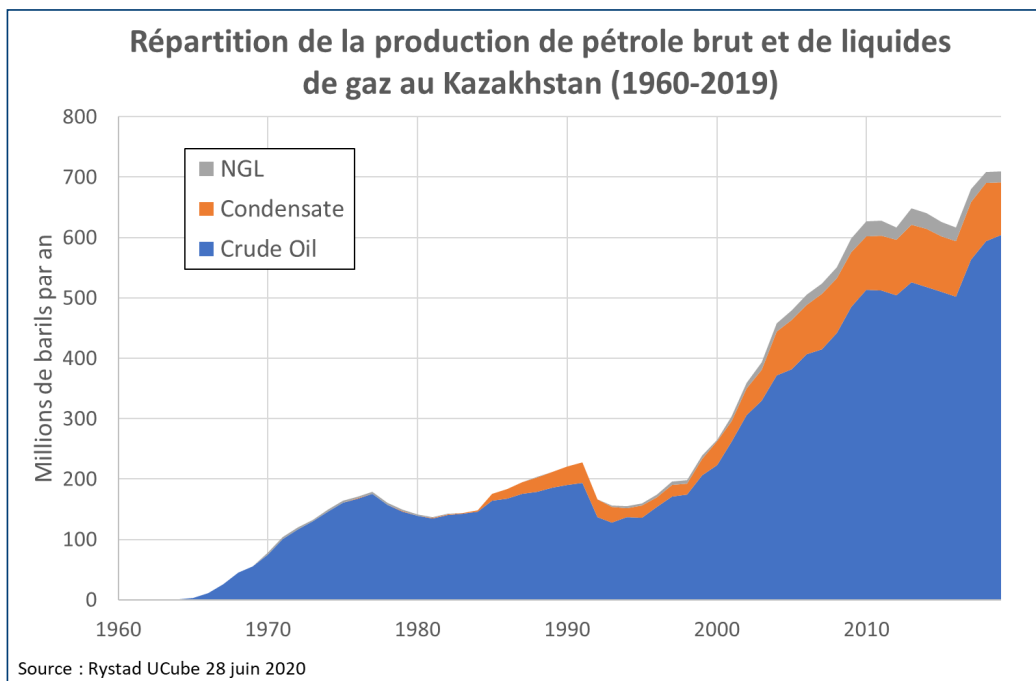
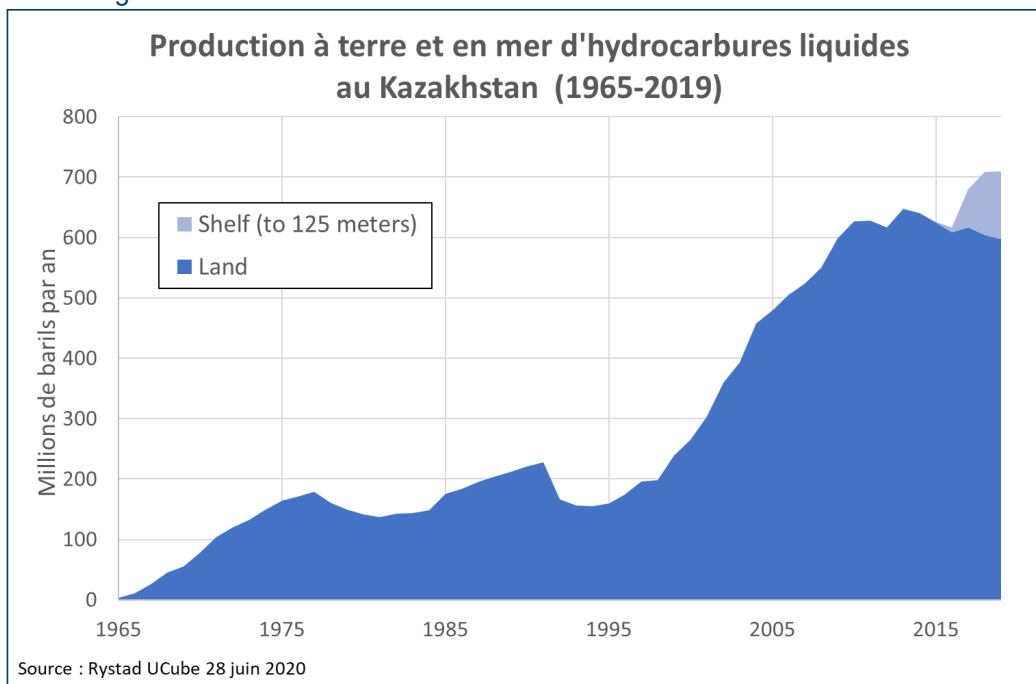
17 - Les réserves du champ gazier de Karachaganak incluent 3 milliards de barils de condensats.

La taille moyenne des champs pétroliers découverts au Kazakhstan est en déclin depuis les années 1970.

La taille moyenne a augmenté légèrement au cours des années 2000 de concert avec le nouveau cycle de découvertes lié aux champs offshore. Cependant, ces chiffres ont repris rapidement leur déclin rejoignant la tendance générale. Depuis 2007, seules deux années présentent une valeur supérieure à 25 millions de barils.

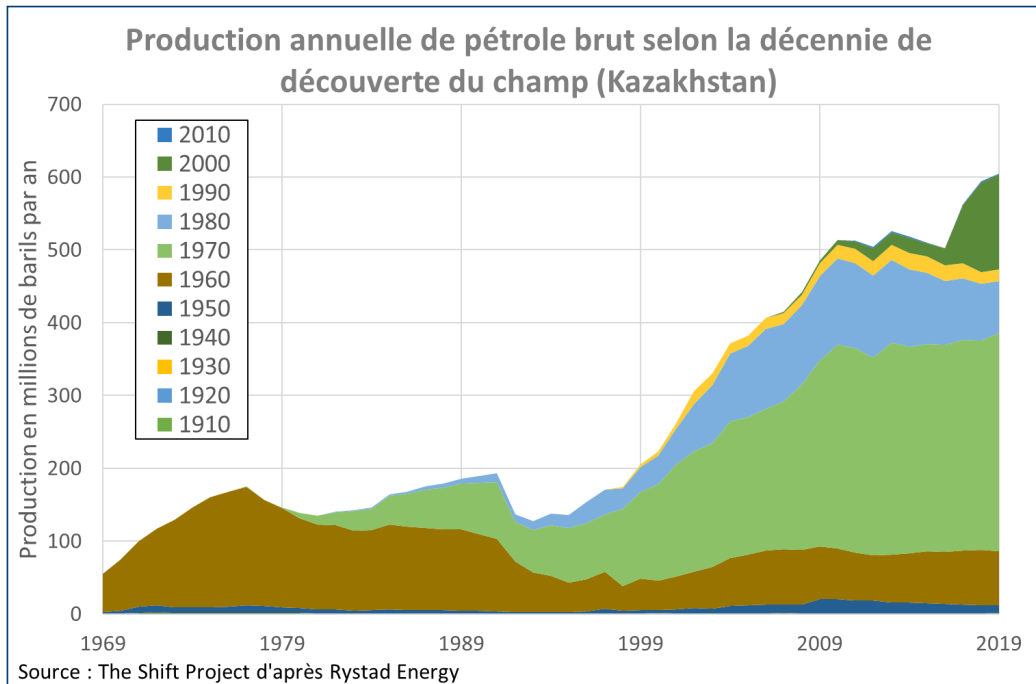
II. Historique de production

La production d'hydrocarbures liquides du Kazakhstan est en forte hausse depuis le début des années 1990. En 2019 elle représente 710 millions de barils (1,1 Mb/j). Cette production se trouvait depuis 1977 sur un plateau d'environ 150 millions de barils par an. La production d'hydrocarbures du Kazakhstan reste principalement située à terre (84 % en 2019). Une partie de cette production est issue depuis 2016 de champs se situant en eaux peu profondes (*shelf*), grâce au lancement de la production du champ géant de Kashagan.

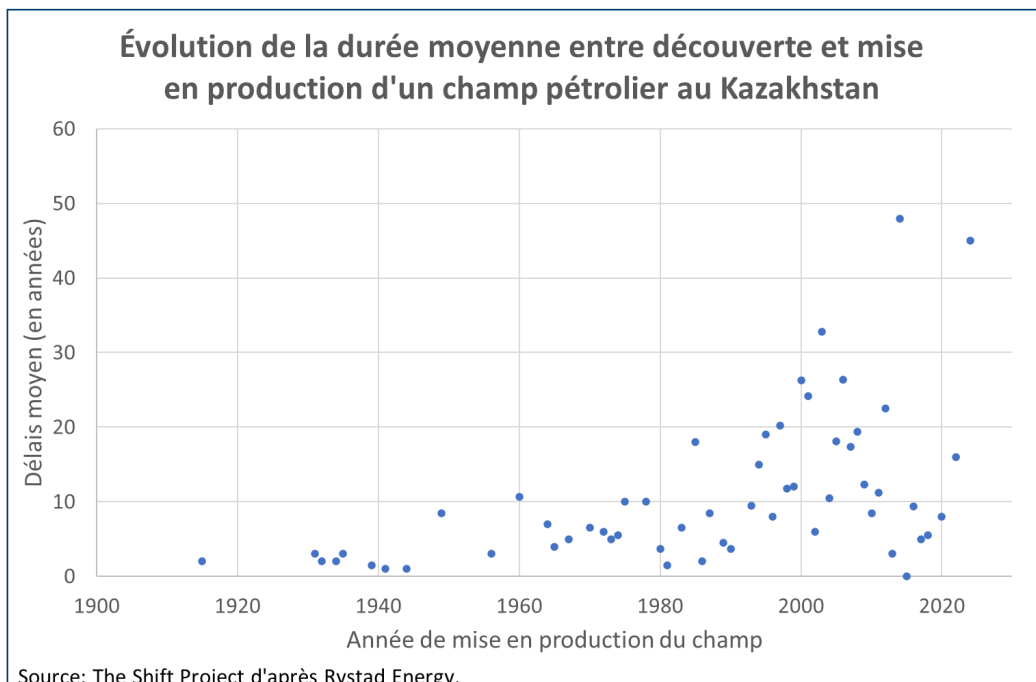


En 2019, 85 % de la production d'hydrocarbures liquides du Kazakhstan sont constitués de pétrole brut, soit 600 millions de barils (1,6 Mb/j) sur les 710 millions de barils produits (1,9 Mb/j). Cette proportion est relativement stable depuis 1990.

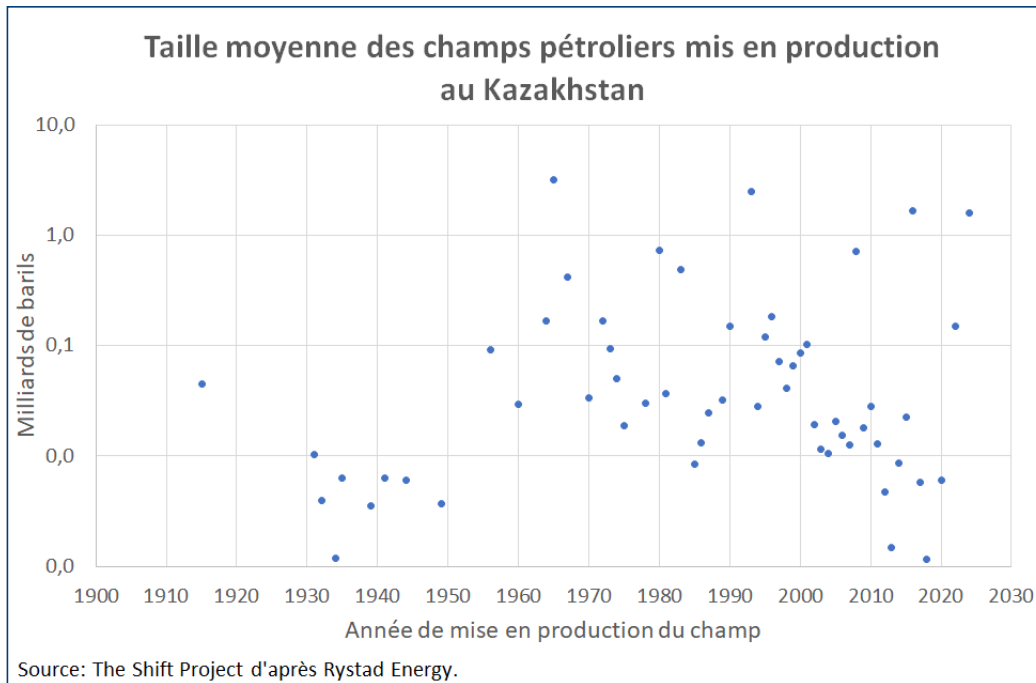
Près de 64% de la production de pétrole brut actuelle est issue de champs découverts antérieurement aux années 1980 et 50% de la production est issue des seuls champs découverts dans les années 1970. Les champs découverts au cours des années 2000 représentent quant à eux 21% de la production en 2018. Ce pourcentage élevé est dû à la mise en production du champ offshore géant Kashagan en 2016.



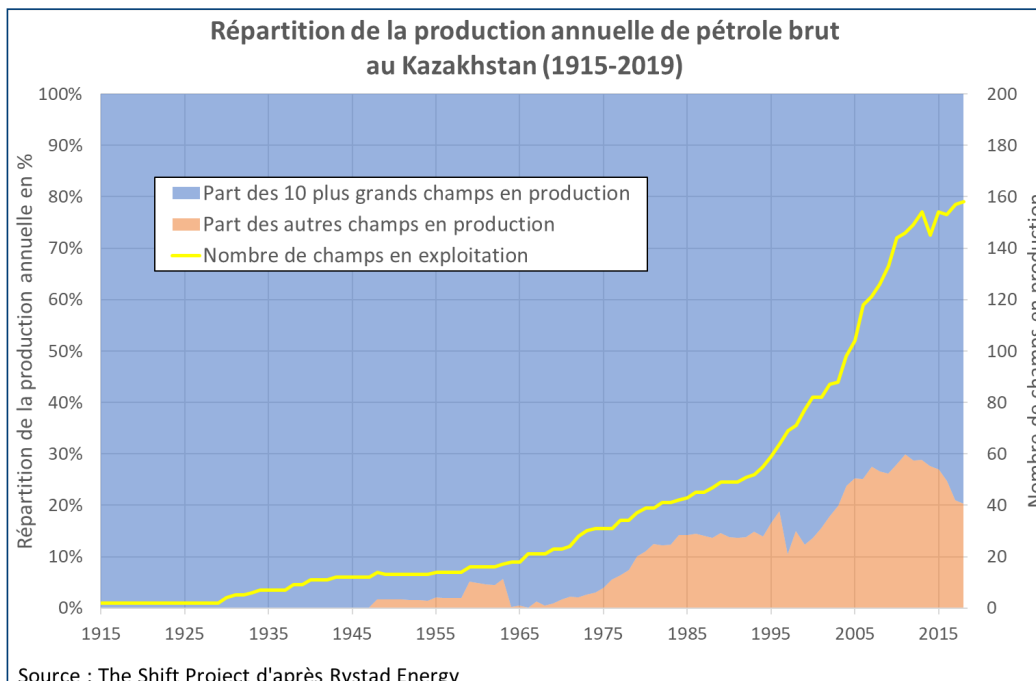
La durée moyenne entre découverte et mise en production a augmenté en tendance jusqu'au début des années 2000. A cette époque un champ mis en production pouvait avoir été découvert en moyenne jusqu'à 33 années auparavant. Cependant cette tendance s'est inversée par la suite. Les champs mis en production au cours de la décennie 2010, (exception faite de l'année 2012) avaient été découverts moins de 10 années auparavant. Les résultats de l'exploration pétrolière laissent toutefois supposer que cette inversion ne constitue pas une tendance significative.



La taille moyenne des champs pétroliers mis en production au Kazakhstan tend à décliner depuis les années 1980. Entre 1960 et 2000, la taille moyenne des champs mis en production dépassait régulièrement les 100 millions de barils. Depuis 2000, cette taille moyenne ne dépasse qu'à de très rares exceptions la barre des 30 millions de barils.

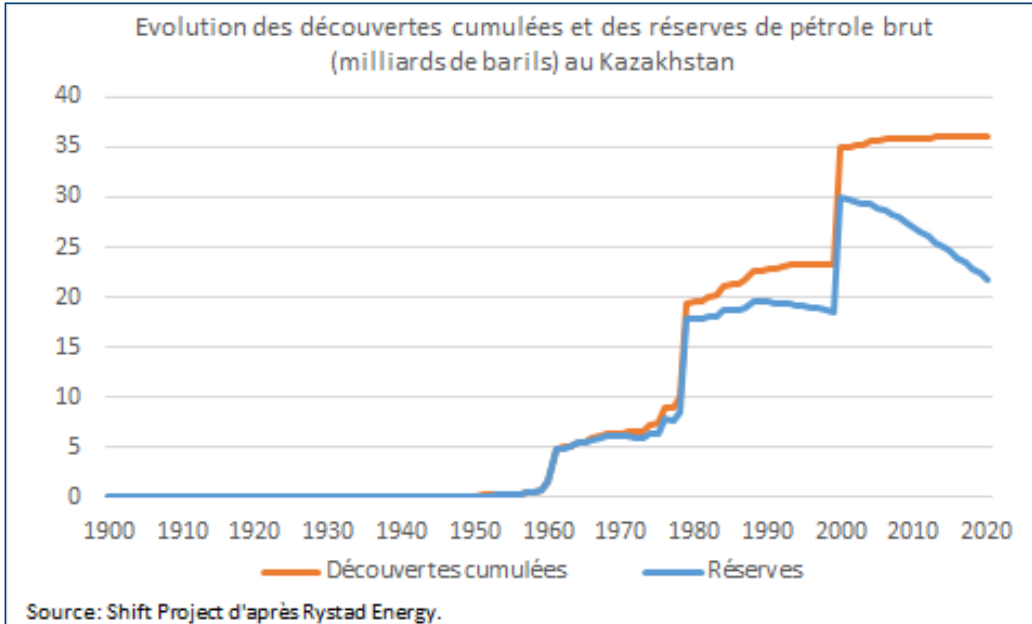


En 2019, environ 80% de la production de pétrole brut au Kazakhstan est issue de 10 champs seulement. Au total, 158 champs étaient en production à cette date, en forte hausse depuis 1990 lorsque seulement 50 champs étaient en production. Cette augmentation du nombre de champs actifs explique la forte hausse de la production d'hydrocarbures au Kazakhstan jusqu'en 2010. Le démarrage du champ de géant Kashagan a permis à la production de reprendre sa hausse à partir de 2016. Ce dernier a aussi augmenté la part représentée par les 10 plus grands champs dans la production totale.

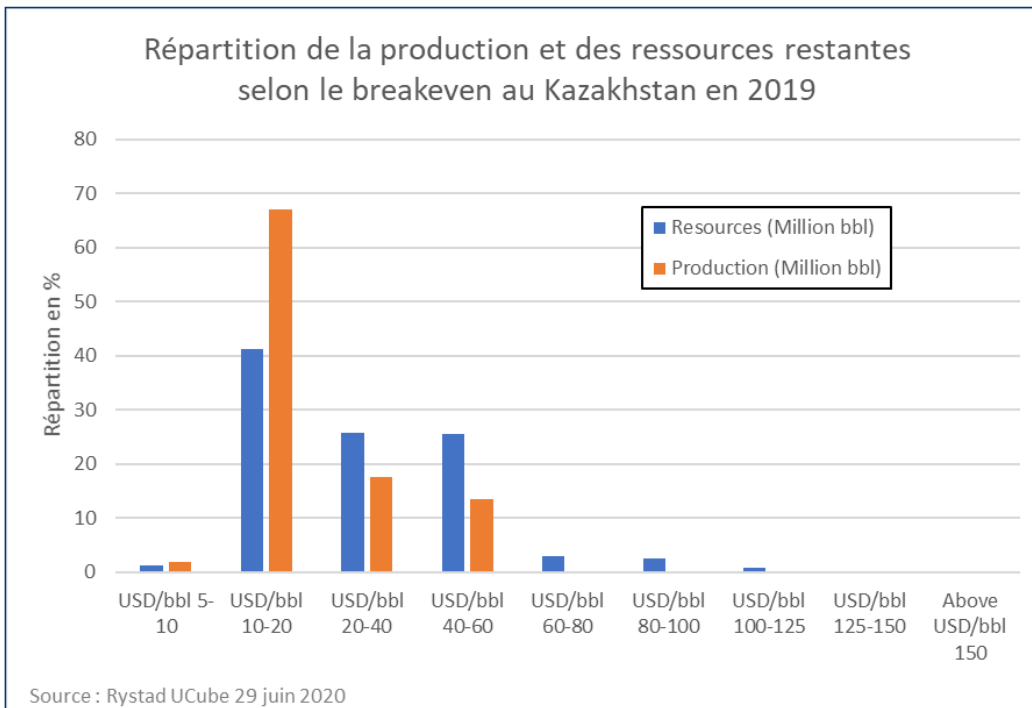


II. Perspectives de production

Les réserves de pétrole brut en 2020 représentent près de 22 milliards de barils soit 60% des découvertes totales. Les réserves sont en déclin continu depuis le pic de 30 milliards de barils atteint en 2000, date de la découverte du champ *offshore* géant de Kashagan. A ce rythme, les réserves auront retrouvé le niveau pré-Kashagan (18,5 milliards de barils) d'ici 2026.



Près de 70% de la production de pétrole brut au Kazakhstan est issue de champs dont le point mort estimé est inférieur à 20 \$ le baril. La répartition actuelle des réserves laisse présager que le Kazakhstan développera les champs, avec un point mort estimé plus élevé, compris entre 20 et 60 \$ par baril.



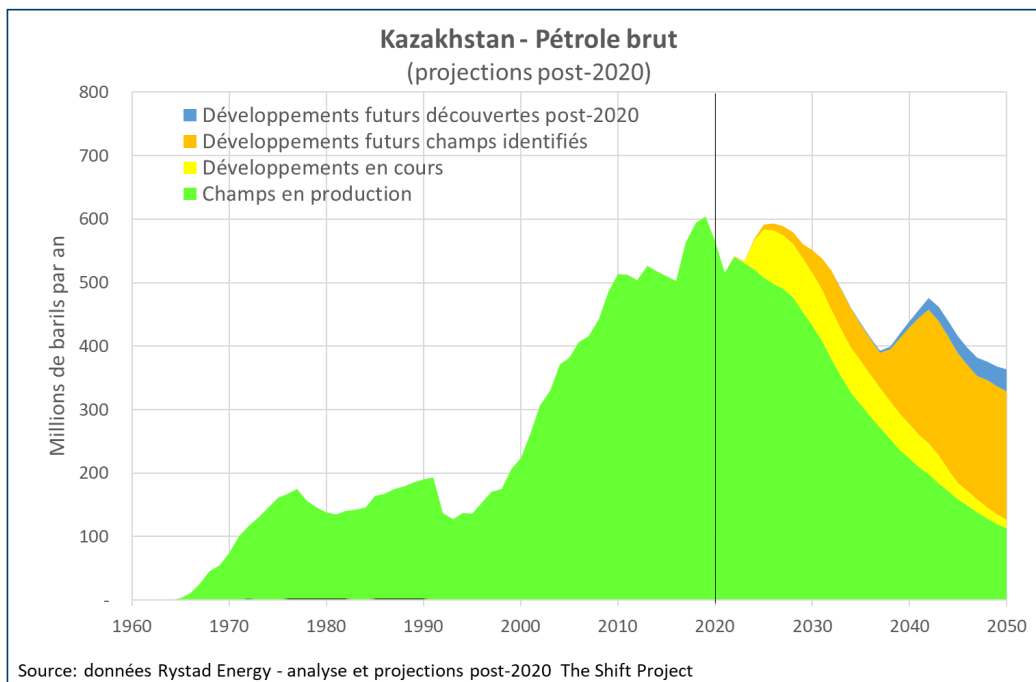
La production de pétrole brut du Kazakhstan devrait retrouver d'ici le milieu des années 2020 son niveau pré-Covid avant d'entamer un déclin rapide. Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse de l'ordre de 30 % à 2030 et 80 % à 2050.

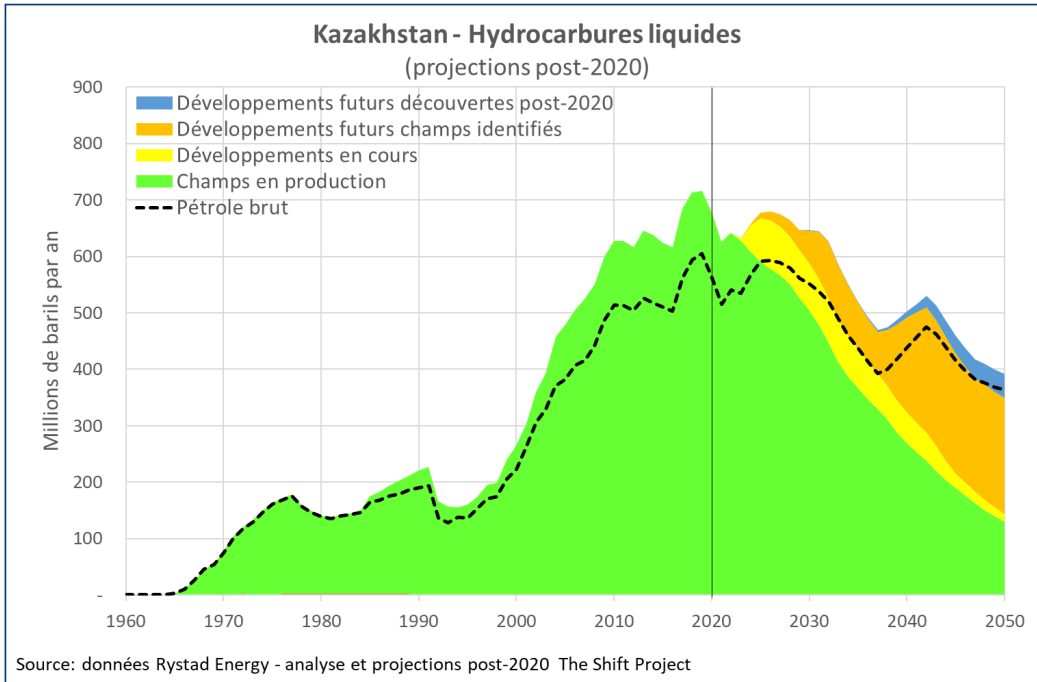
La mise en production de nouveaux champs devrait néanmoins permettre de compenser sur la décennie 2020 ce déclin. Le Kazakhstan compte 38 champs non développés dont 29 champs à terre et 9 en offshore peu profond, avec une taille moyenne respective de 70 et 840 millions de barils (cf. Annexe 1).

En dépit de résultats de l'exploration sur la dernière décennie (2010-2019) particulièrement décevants avec 76 000 barils découverts par million de dollars investi (11^e rang sur 16 pays étudiés), et seulement 3 000 barils découverts par million de dollars investis pour les champs à terre (9^e rang sur 16), les découvertes futures de 6 milliards de barils pourraient permettre un rebond limité de la production aux alentours de 2040 (cf. Annexe 1).

En 2030, la production du Kazakhstan devrait représenter 550 millions de barils (1,5 Mb/j) contre près de 600 millions de barils en 2019 (1,7 Mb/j) soit un déclin de près de 8%. Sur l'ensemble de la période 2019-2050, ce déclin devrait s'accroître à -40 %, la production ne représentant plus que 364 millions de barils (1 Mb/j).

La production d'hydrocarbures liquides au Kazakhstan devrait suivre un déclin similaire, bien que la production ne devrait pas retrouver son niveau pré-Covid au cours de la décennie 2020. Sur l'ensemble de la période 2019-2050 la production devrait décliner de près de 45% passant de 716 millions de barils (2 Mb/j) à 392 millions de barils (1,1 Mb/j). Ce déclin plus prononcé que dans le cas du seul pétrole brut est avant tout dû à la forte diminution de la part des liquides de gaz et condensats dans la production totale qui passe de 17% en 2019 à 9% en 2050.





Koweït

L'histoire récente du Koweït est liée intimement au pétrole depuis les premières découvertes réalisées en 1938. En effet, si ce dernier a fait sa richesse il a également été une des principales raisons qui a valu au pays d'être brièvement occupé par l'Irak voisin en 1990 sous le régime de Saddam Hussein. Après une occupation de 7 mois, le pays fut libéré par une coalition militaire internationale sous la direction des États-Unis. L'incendie de 732 puits de pétrole koweïtien lors du retrait des troupes irakiennes engendra une catastrophe écologique majeure.

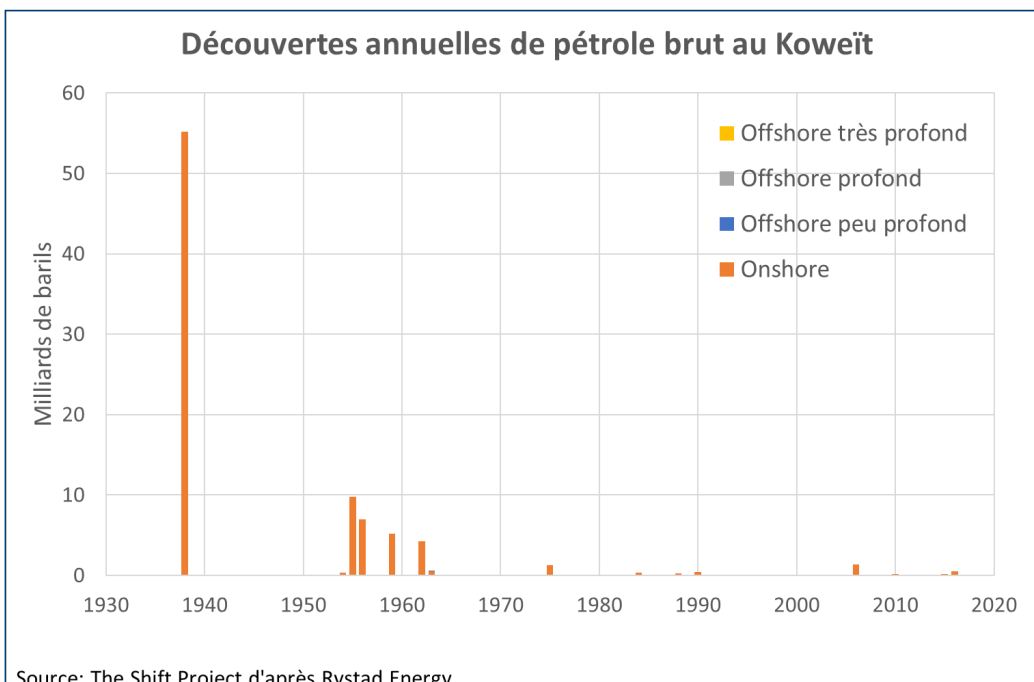
La production actuelle de pétrole brut est assurée à 95 % par des champs découverts avant 1980. Le déclin des champs actuellement en production devrait rester faible à 2030, inférieur à 10 %, avant de marquer une accélération à 2050, leur production à cette date devant être inférieure de 40 % à celle de 2019.

Le taux de déplétion des réserves à ce jour est modéré, à 56 %. Mais le volume de pétrole brut découvert depuis 1975 est faible, représentant seulement 3,5 milliards de barils contre une production cumulée de près de 31 milliards de barils depuis cette même date. **Le potentiel d'exploration est par ailleurs très limité,** estimé d'ici 2050 à seulement 2,6 milliards de barils, contre 87 milliards de barils déjà découverts.

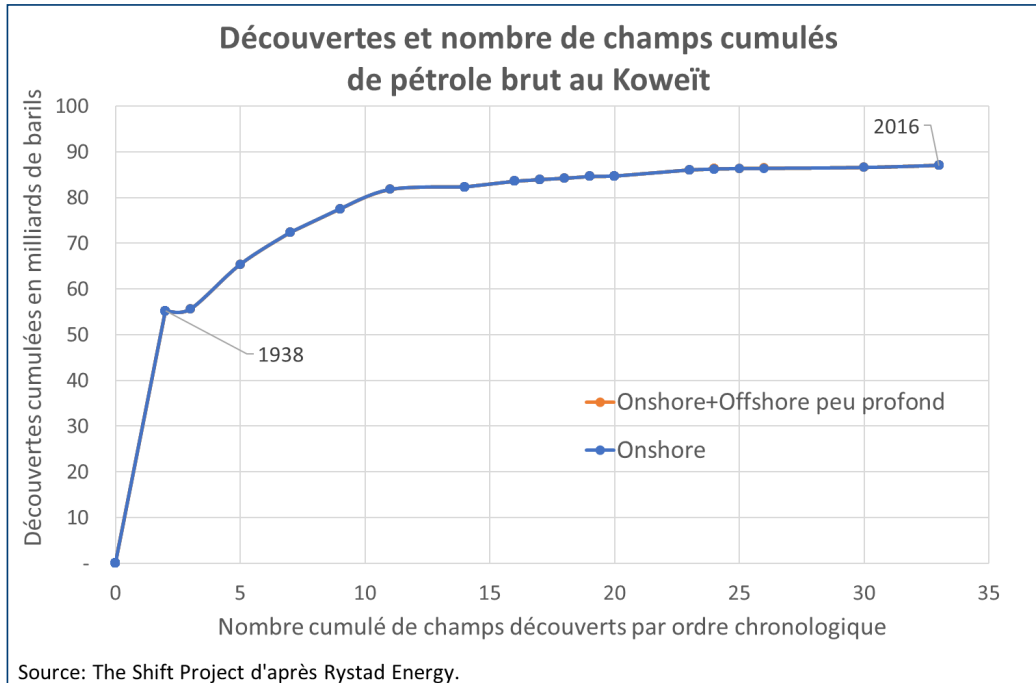
Entre 2019 et 2030, la production de pétrole brut au Koweït devrait rester quasi stable, proche de 980 millions de barils (2,7 Mb/j). **Un pic de production secondaire pourrait apparaître autour de 2035** à 1 milliard de barils (3 Mb/j) soit une hausse de 10 % par rapport à 2019. **La production entrerait par la suite dans un déclin irréversible.** De 2019 à 2050 la production pourrait baisser de 30 % environ pour atteindre près de 680 millions de barils (1,8 Mb/j).

I. Données d'exploration

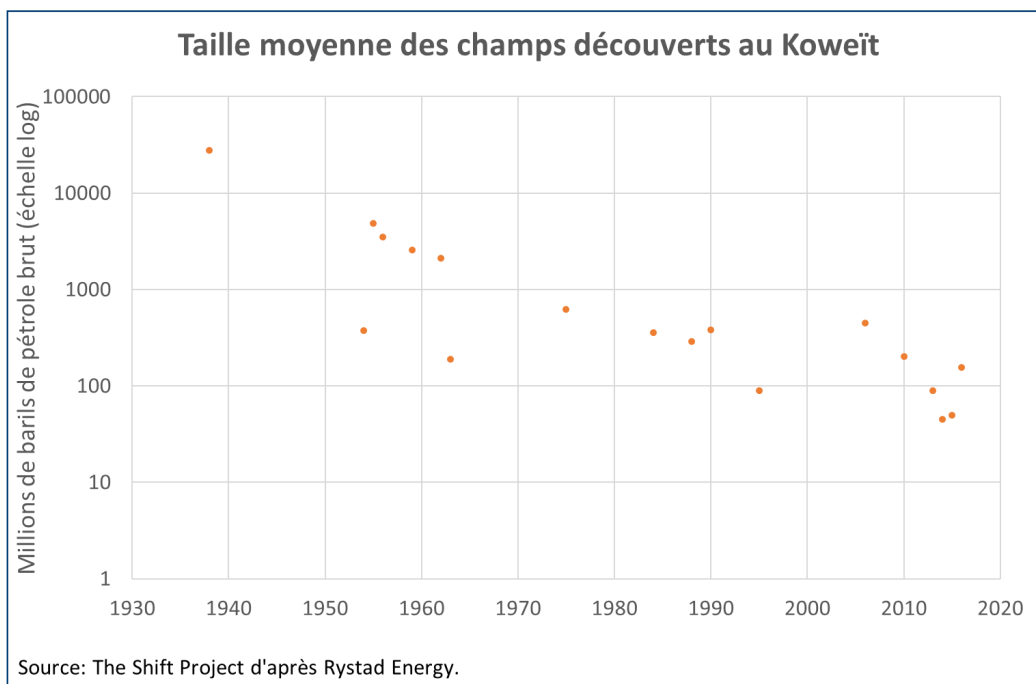
Les découvertes de pétrole brut au Koweït ont culminé en 1938 à 55 milliards de barils grâce au champ géant de « Burgan ». Les découvertes de pétrole offshore sont très réduites : une seule découverte a été réalisée en 1963 avec un champ de 30 millions de barils. **Depuis 2013, les dépenses d'exploration sont supérieures à 100 millions de dollars par an pour un volume découvert très réduit de 710 millions de barils.**



Les découvertes cumulées de pétrole brut au Koweït en 2020 représentent un total de 87 milliards de barils répartis dans 33 champs. Les 11 premiers champs découverts représentent à eux seuls 82 milliards de barils, les 11 champs suivants représentent 3 milliards de barils tandis que les 11 champs découverts le plus récemment (depuis 1975) ne représentent que 2 milliards de barils.

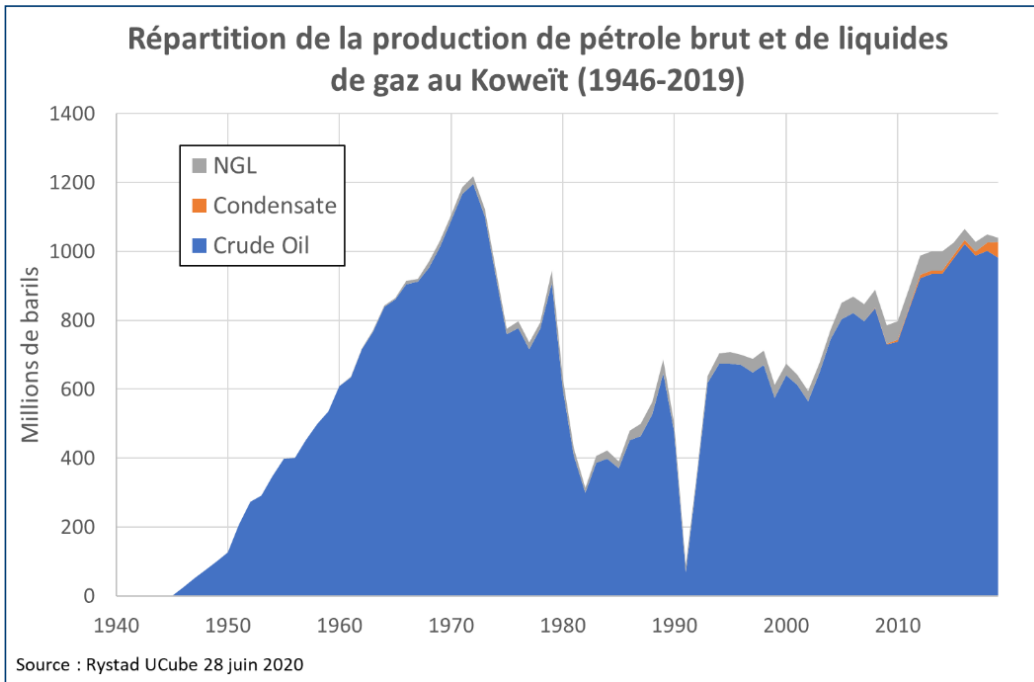


La taille moyenne des champs pétroliers découverts au Koweït est en déclin continu depuis les années 1930. Les champs découverts entre 1975 et 1990 avaient une taille moyenne comprise entre 300 et 600 millions de barils. Depuis 2010 le seuil des 200 millions de barils n'a pas été dépassé.

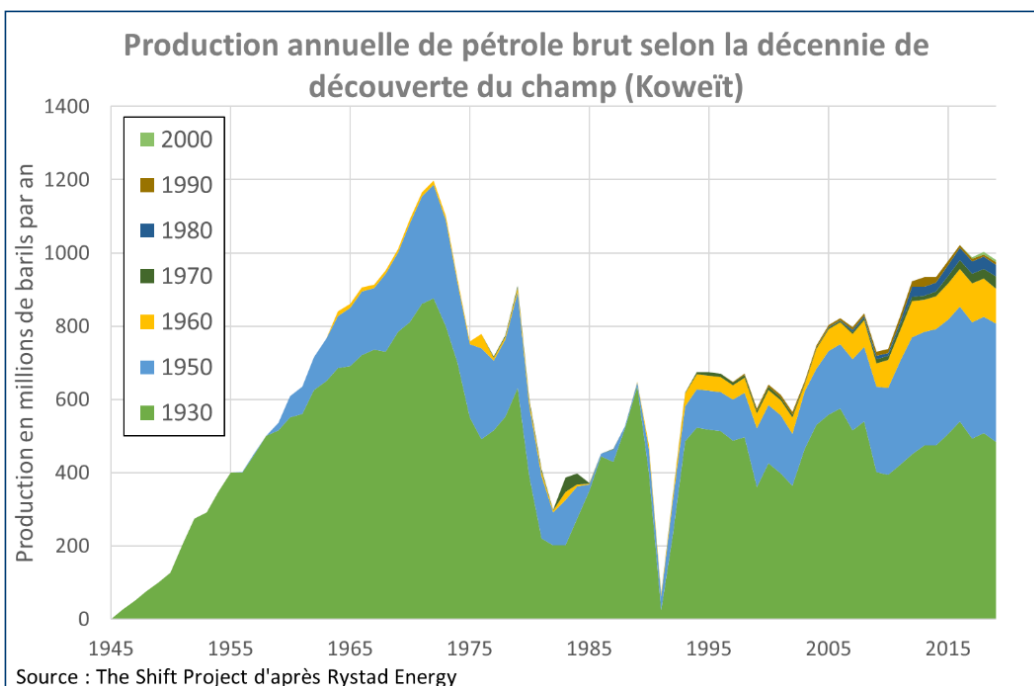


II. Historique de production

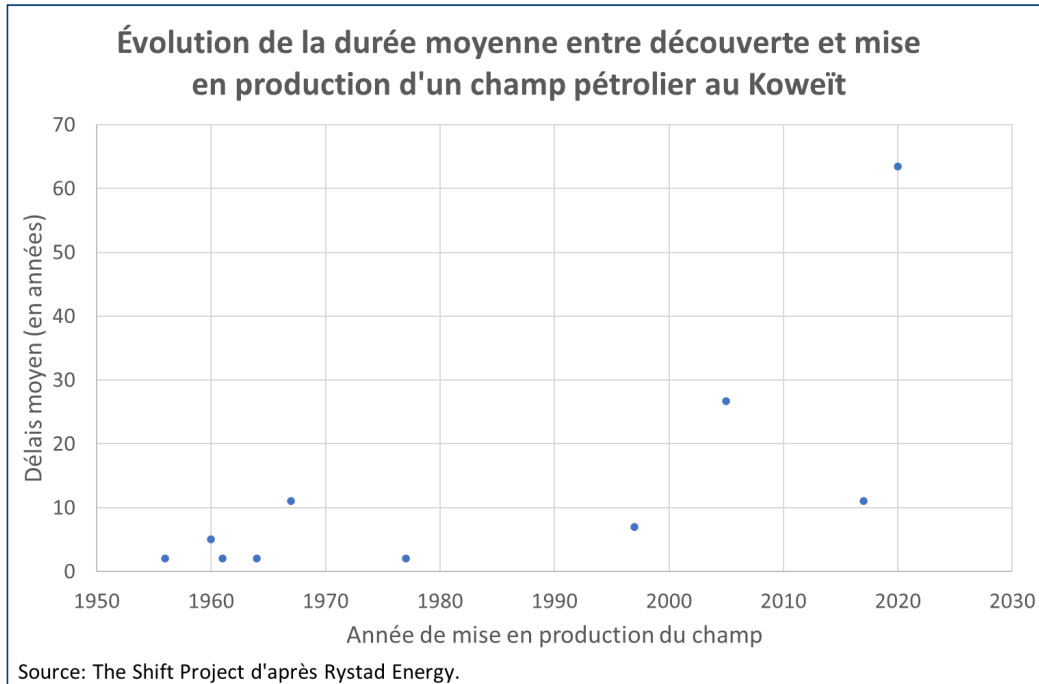
La production d'hydrocarbures liquides au Koweït a atteint, à ce jour, son niveau maximum en 1972 à 1,2 milliard de barils (3,3 Mb/j). Cette production est localisée exclusivement à terre. Après une chute de la production jusqu'en 1982 à 310 millions de barils (0,9 Mb/j), la production est depuis en hausse régulière jusqu'en 2016 où elle atteint le niveau de 1070 millions de barils (2,9 Mb/j). Depuis cette date la production est stable et représentait 1 milliard de barils en 2019 (2,8 Mb/j). La part représentée par le pétrole brut dans la production totale est également passée de 98 % à 94 % entre 1972 et 2019.



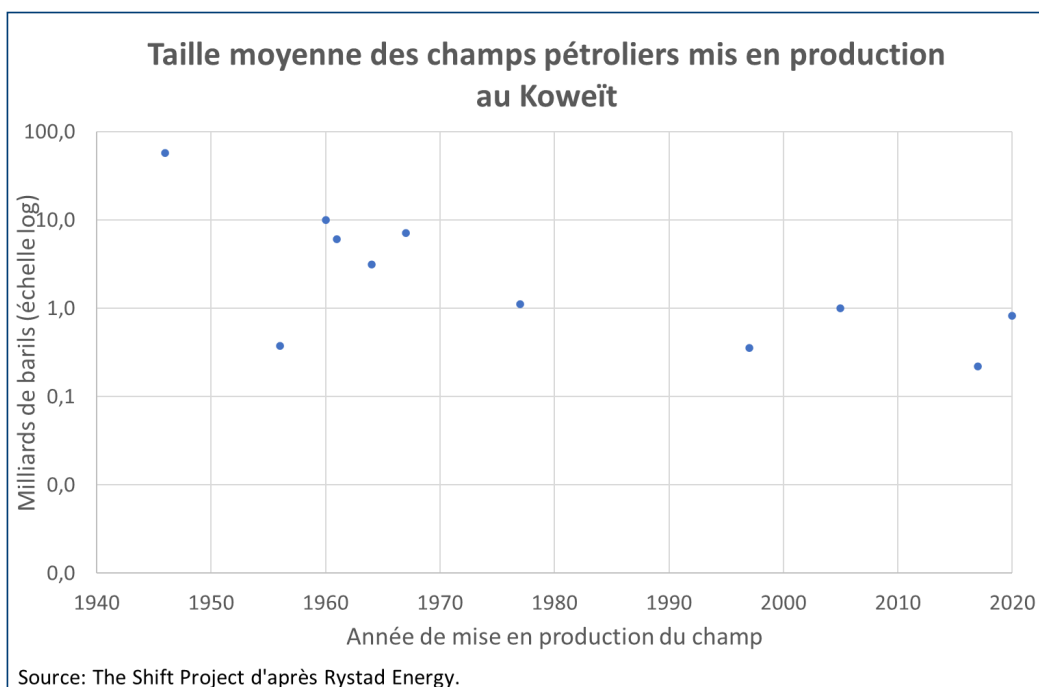
En 2019, plus de 95 % de la production de pétrole brut au Koweït est issue de champs découverts avant 1980. Cette structure de production dominée par des champs « anciens » s'explique par la faiblesse des découvertes depuis le milieu des années 1970. En effet, seulement trois milliards de barils ont été découverts entre 1975 et 2020. Les découvertes totales depuis 1930 se chiffrent quant à elles, à 87 milliards de barils.



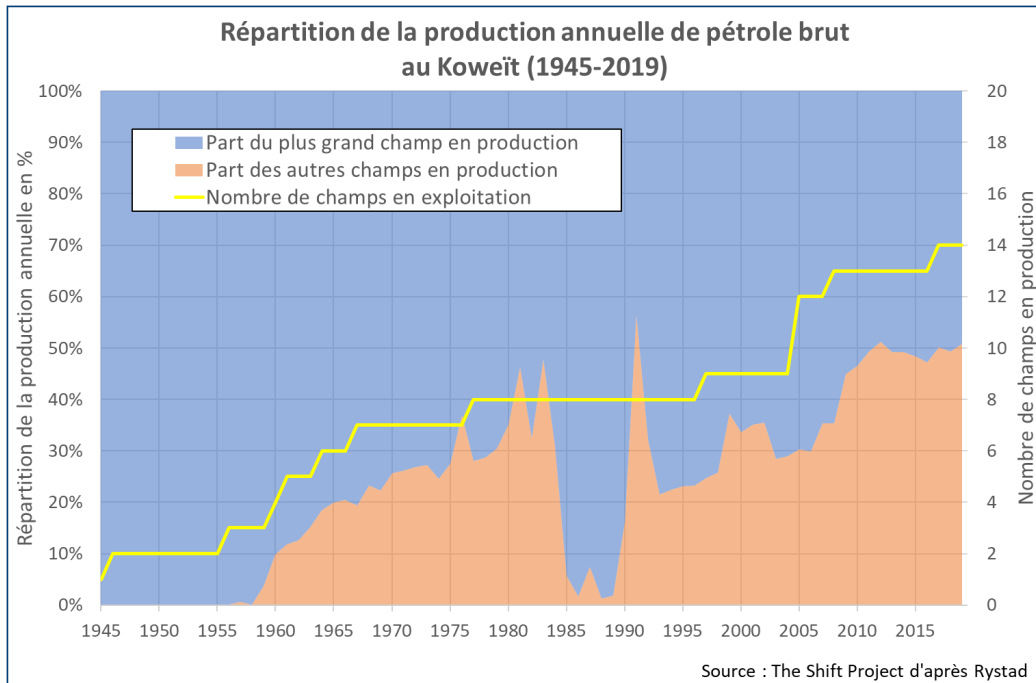
Le délai moyen entre découverte et mise en production d'un champ pétrolier au Koweït est en augmentation depuis les années 2000 bien que le faible nombre de découvertes ne permette de l'affirmer. En effet, jusqu'alors le délai moyen de mise en production était proche ou inférieur à 10 ans. Ce chiffre était de 27 ans en moyenne pour les champs mis en production en 2005, 11 années en 2017 et 64 années en moyenne pour les champs qui seront mis en production en 2020. Le manque de découvertes récentes conduit en effet le Koweït à mettre en production des champs « anciens » qui n'avaient pas été valorisés à l'époque de leur découverte.



La taille moyenne des champs mis en production au Koweït est en déclin depuis la mise en production du champ géant Burgan en 1946. Même en neutralisant l'effet de ce dernier, qui est le deuxième plus grand champ au monde, la tendance à la diminution de la taille moyenne reste visible. Ainsi, les champs mis en production entre 1960 et 1967 avaient en moyenne une taille comprise entre 3 et 10 milliards de barils. A partir de 1977, ces tailles moyennes ne dépassaient plus la valeur de 1,2 milliard de barils.

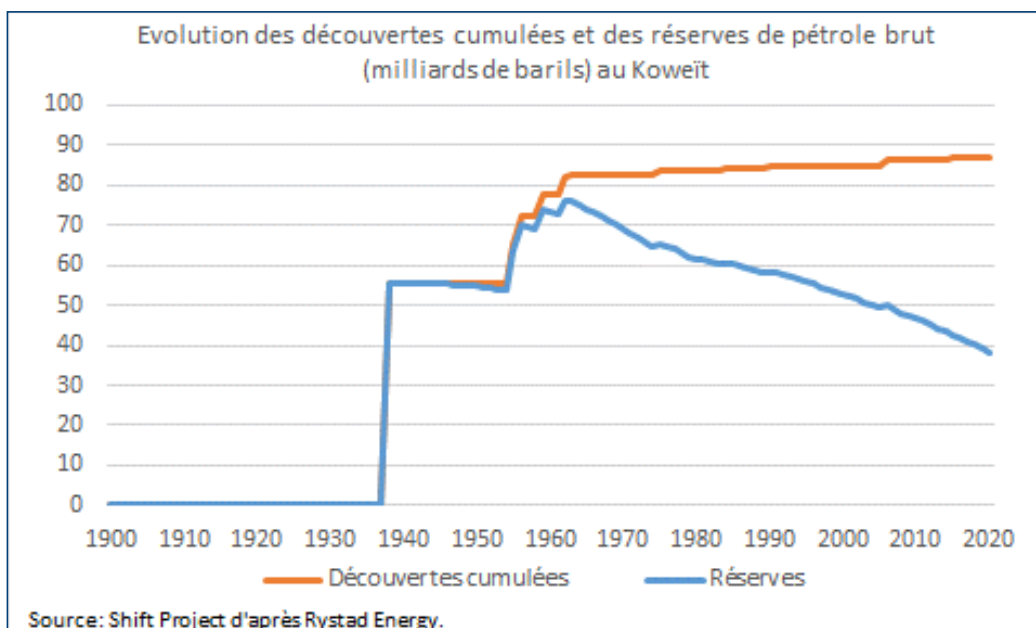


Le nombre de champs en exploitation au Koweït depuis 1945 est relativement faible : 14 champs étaient en exploitation en 2019, tandis que la période 1945-1995 ne comptait pas plus de 8 champs en exploitation. Le plus grand champ pétrolier du Koweït, « Burgan », a assuré de manière quasi-continue entre 1945 et 2006 plus de 70 % de la production du pays. Cette proportion est en diminution, Burgan ne représentait plus que 50 % de la production du Koweït entre 2012 et 2019.

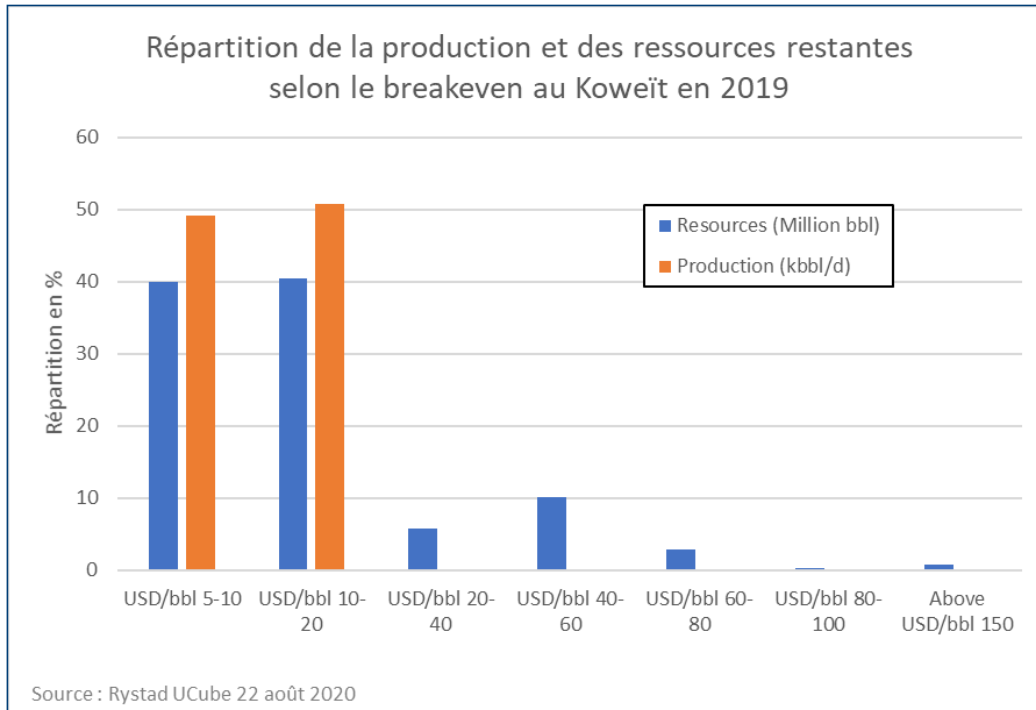


III. Perspectives de production

Les réserves de pétrole brut au Koweït sont en déclin depuis 1962 lorsqu'elles avaient atteint leur niveau record de 76 milliards de barils. En 2020, les réserves de pétrole représentent plus de 38 milliards de barils soit 44 % des découvertes cumulées (87 milliards de barils en 2020). Depuis 2000, moins de 1,2 milliard de barils ont été découverts au Koweït contre une production de 15,9 milliards de barils sur cette même période.



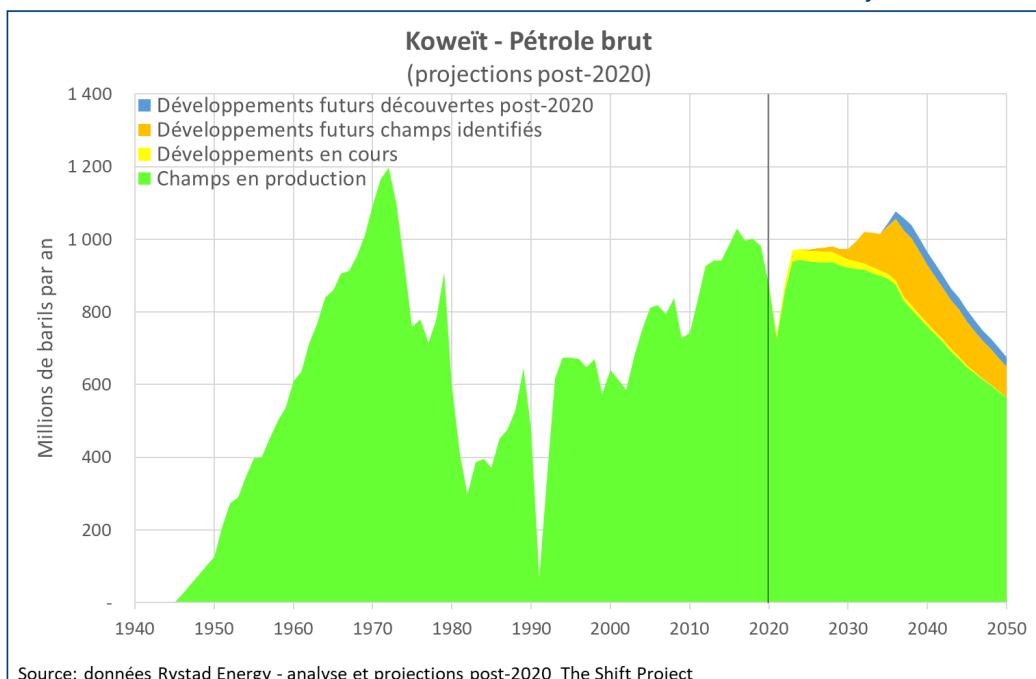
La production de pétrole brut au Koweït en 2019 est entièrement issue de champs avec un point mort estimé inférieur à 20 \$ par baril. Les réserves en 2019 se situent à 80 % dans des champs avec un point mort similaire. En l'absence de nouvelles découvertes modifiant cette répartition, **le coût de la production pétrolière au Koweït devrait voir une tendance modérée à l'augmentation** à mesure que les champs exploitables à bas coût seront épuisés.



La production de pétrole brut au Koweït possède un potentiel de stabilité, voire de hausse limitée, sur les 2 prochaines décennies.

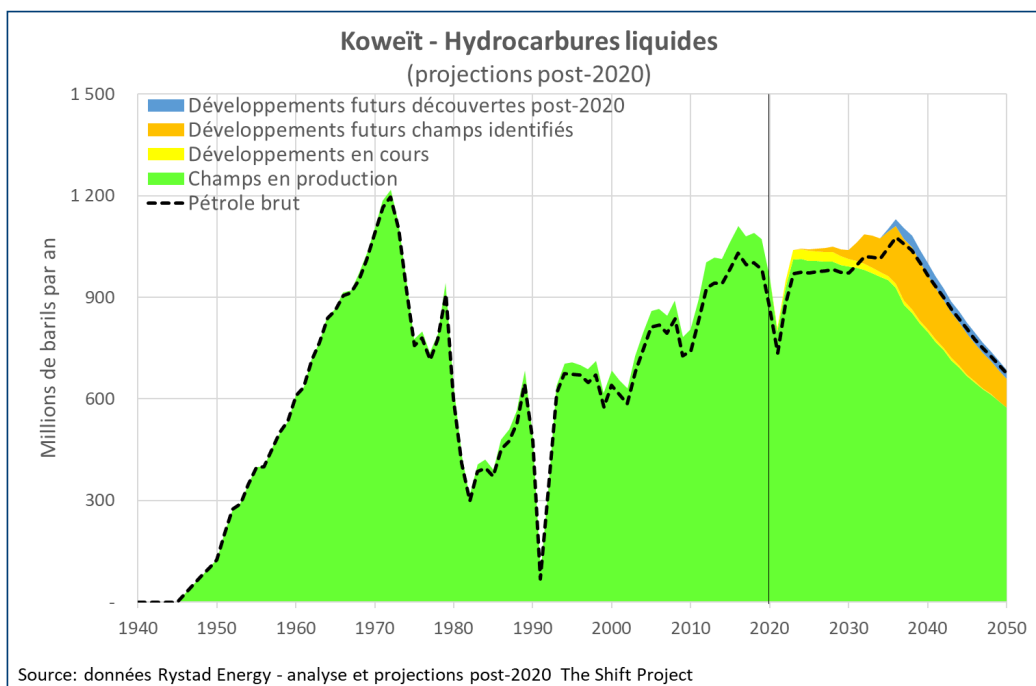
Le déclin des champs actuellement en production devrait rester faible à 2030, inférieur à 10 %, avant de marquer une accélération à 2050, leur production à cette date devant être inférieure de 40 % à celle de 2019.

Les champs non développés se situent quasi exclusivement à terre (cf. Annexe 1). Leur taille moyenne de 220 millions de barils est relativement conséquente comparativement aux autres pays producteurs étudiés. **Le potentiel d'exploration est très limité**, estimé d'ici 2050 à seulement 2,6 milliards de barils, contre 87 milliards de barils déjà découverts.



Entre 2019 et 2030, la production de pétrole brut au Koweït devrait rester quasi stable, proche de 980 millions de barils (2,7 Mb/j). **Un pic de production secondaire pourrait apparaître autour de 2035** à 1 milliard de barils (3 Mb/j) soit une hausse de 10 % par rapport à 2019. La mise en production de nouveaux champs devrait en effet permettre de compenser le déclin des champs déjà en exploitation. La production entrerait par la suite dans un déclin irréversible. De 2019 à 2050 la production pourrait baisser de 30 % environ pour atteindre près de 680 millions de barils (1,8 Mb/j).

La production d'hydrocarbures liquides devrait suivre un schéma similaire à celui du pétrole brut. En effet, la production devrait augmenter de manière modérée jusqu'en 2036 avec une hausse de 6 % par rapport à 2019. Le pic de production de 2036 devrait néanmoins être moins important que le pic de production de 1972, où la part des condensats et autres liquides de gaz était pourtant nettement plus faible (4 % contre 2 %). Sur la période 2019-2050 la production devrait décliner de 36 % passant de 1070 à 690 millions de barils (de 2,9 à 1,9 Mb/j). L'intégration du potentiel des condensats et LGN ne change pas significativement le volume des découvertes futures qui se maintient à 3 milliards de barils environ (cf. Annexe 1).



04

Europe

Norvège

La Norvège est une monarchie constitutionnelle indépendante de la Suède depuis 1905. En raison de sa population réduite et de ses richesses naturelles la Norvège est un des États les plus riches du monde avec un PIB par habitant de 81 000 dollars courants en 2018. Les revenus pétroliers perçus par le gouvernement norvégien sont placés dans un fond souverain qui totalisait 1014 milliards de dollars d'actifs en 2019 et qui en faisait le plus important fond souverain au monde.

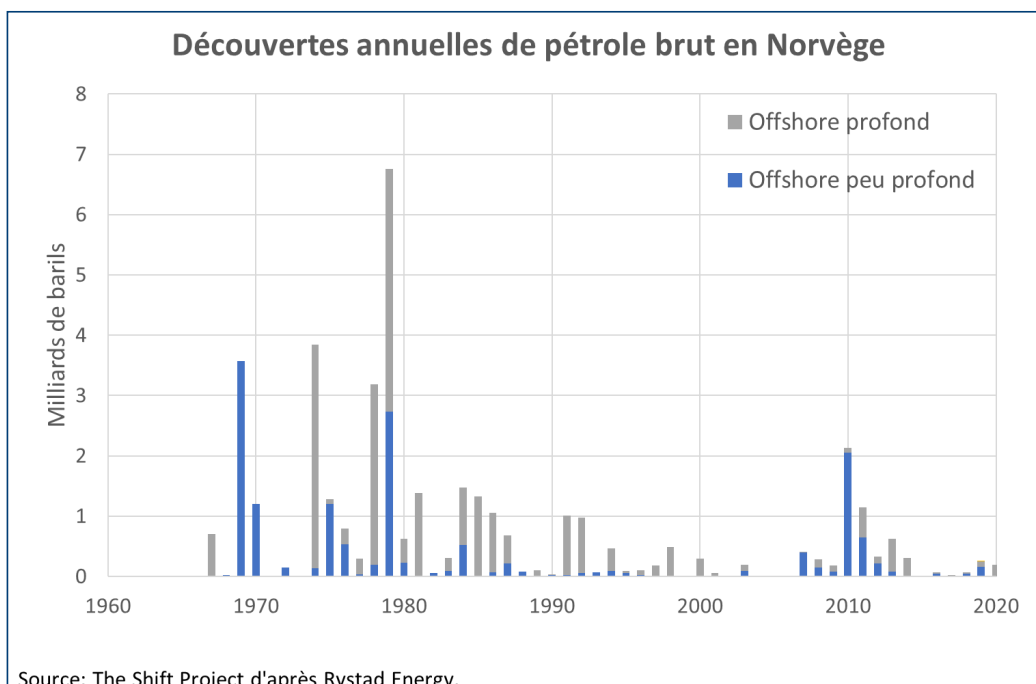
La production pétrolière du pays a décliné de près de 50 % depuis son pic en 2001. Les volumes des champs en production à ce jour devraient subir une baisse de 40 % à 2030 et devenir négligeables à 2050. La vitesse marquée de ce déclin résulte d'une exploitation de champs exclusivement offshore.

Les développements en cours et possibles sont à même de compenser temporairement le déclin des champs actuellement en production. La Norvège possède en effet 10 milliards de barils de réserves et un nombre élevé de champs non développés. Hormis la découverte du champ géant Johan Sverdrup (3 milliards de barils) en 2010, la faible taille de ces champs constitue néanmoins un facteur d'incertitude du possible rebond de la production. **Le potentiel de découvertes à 2050 est estimé à environ 4,5 milliards de barils.** En dépit de la maturité de l'exploration, ce volume apparaît crédible eu égard aux découvertes réalisées sur la décennie 2010 consécutives à des dépenses élevées en exploration.

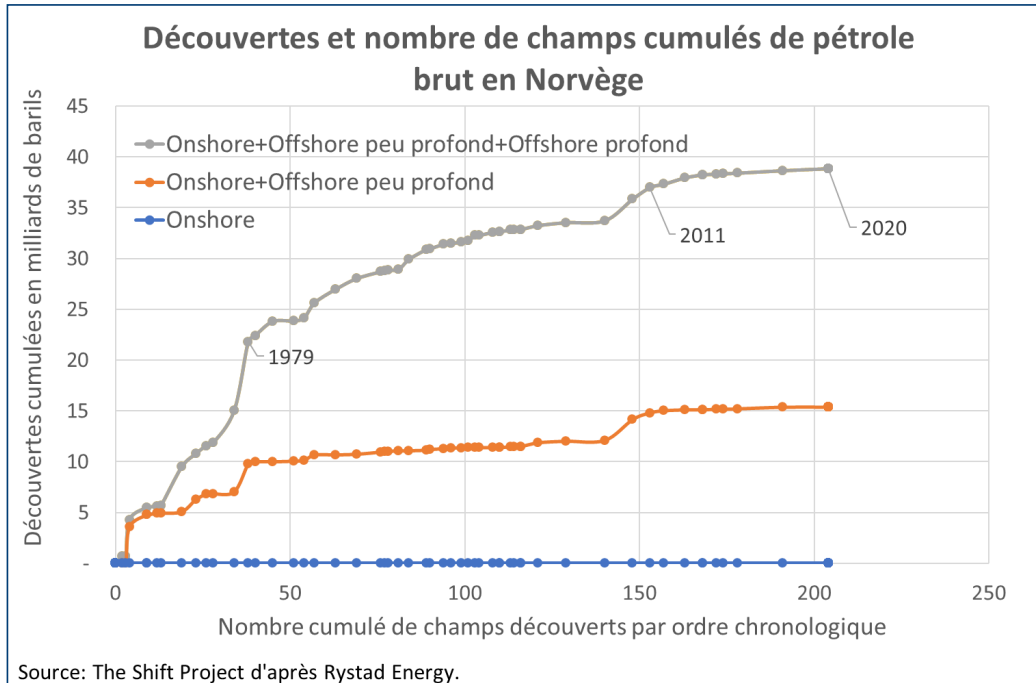
La production de pétrole brut en Norvège pourrait augmenter de 15 % entre 2020 et 2030 passant de 510 à 590 millions de barils (1,4 à 1,6 Mb/j) avec un pic secondaire en 2025 à 790 millions de barils (2,2 Mb/j) grâce à la mise production de Johann Sverdrupp à 0,5 Mb/j dès 2020. **La production devrait par la suite entrer en déclin terminal**, diminuant de 91 % pour atteindre 70 millions de barils en 2050 (0,2 Mb/j).

I. Données d'exploration

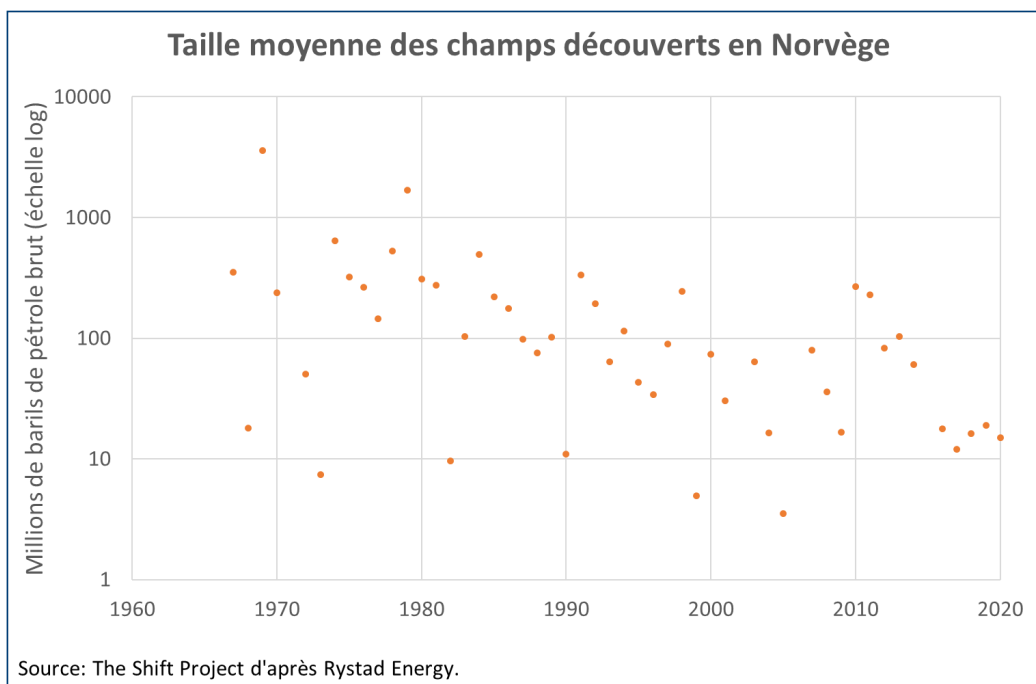
Les ressources pétrolières norvégiennes sont situées exclusivement en mer, en eaux peu profondes (moins de 125 mètres d'eau) et profondes (entre 125 et 1500 mètres d'eau). **Le pic des découvertes a été franchi en 1979 à près de 6,7 milliards de barils** avec les champs de Oseberg, Troll Oil et Snorre.



Les découvertes cumulées de pétrole représentent en 2020 plus de 39 milliards de barils réparties dans 204 champs. Sur ce total, 15 milliards de barils correspondent aux découvertes en eaux peu profondes répartis dans 90 champs. Les découvertes en eaux profondes totalisent quant à elles 24 milliards de barils répartis dans 114 champs.

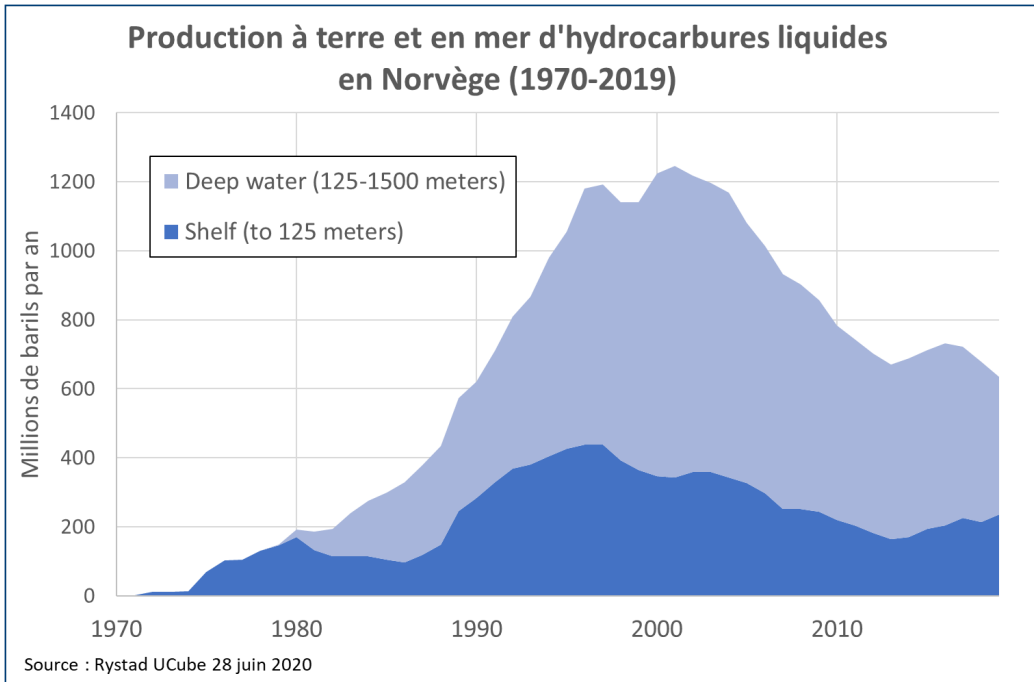


La taille moyenne des champs pétroliers découverts en Norvège est en déclin continu depuis les premières découvertes des années 1970. La taille moyenne des champs découverts était quasi systématiquement supérieure à 100 millions de barils jusqu'au milieu des années 1990 alors qu'elle ne dépassait plus que très rarement ce seuil à partir de l'an 2000.

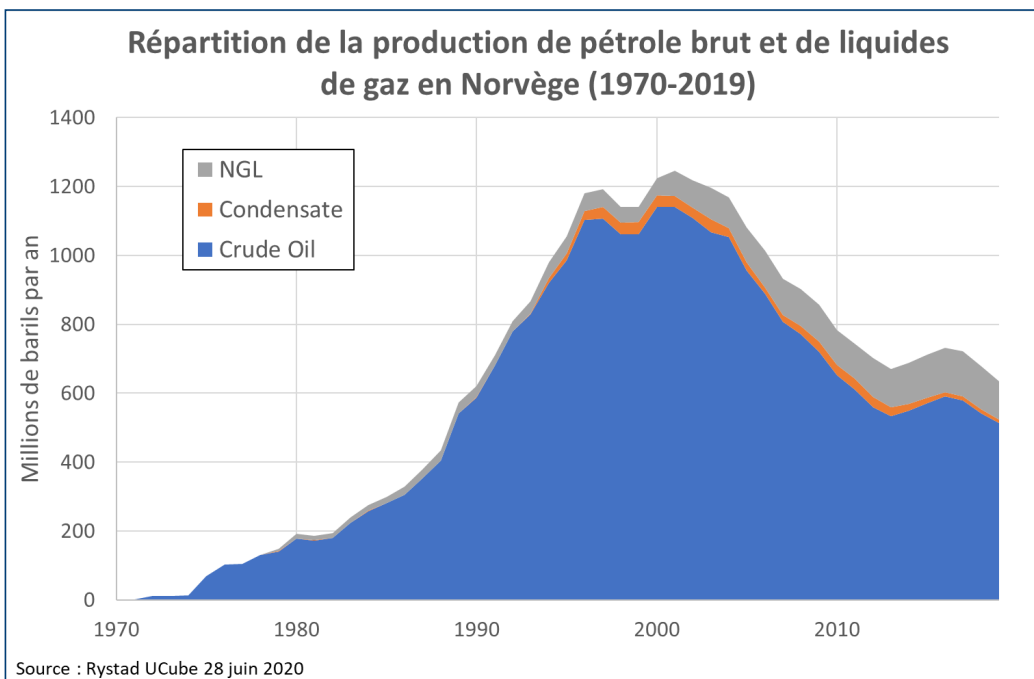


II. Historique de production

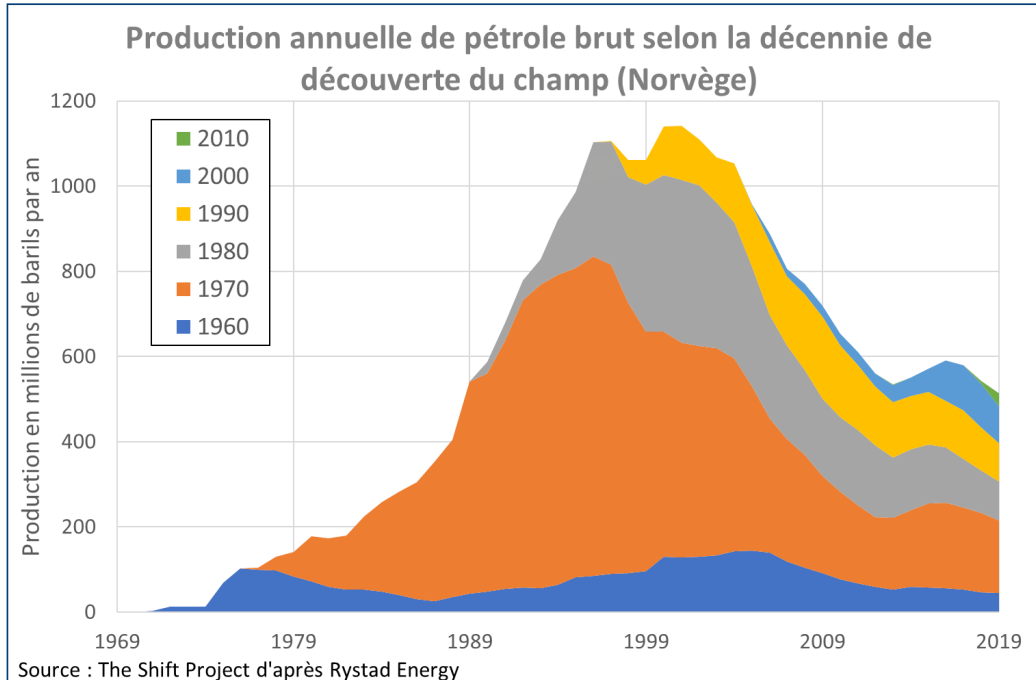
La production d'hydrocarbures liquides en Norvège est en déclin de 49 % depuis son pic atteint en 2001 avec plus de 1,2 milliards (3,3 Mb/j) de barils produits contre 635 millions en 2019 (1,7 Mb/j). La production d'hydrocarbures en 2019 est assurée à 63 % par des champs en eaux profondes, un taux en déclin depuis le pic de production de 2001 où ils représentaient 72 % de la production totale.



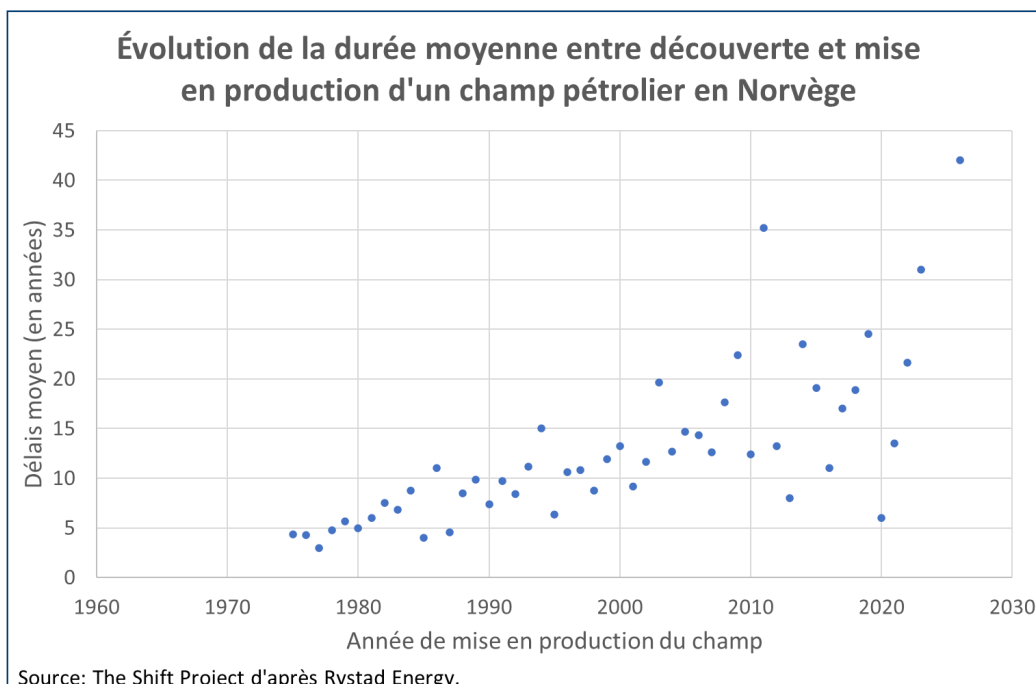
En 2019, la production norvégienne d'hydrocarbures liquides était constituée à 81 % de pétrole brut soit un volume de 513 millions de barils (1,4 Mb/j). Cette proportion est en recul depuis 2001 lorsque le pétrole brut représentait 92 % de la production totale soit 1,1 milliard de barils (3,1 Mb/j). Depuis 2001 la production de pétrole brut a donc décliné de près de 55 %.



Près de 58 % de la production de pétrole brut était assuré en 2019 par des champs découverts après 1980. La production norvégienne a augmenté entre 2014 et 2016 en raison de l'augmentation de la production des champs découverts en 1970. Il s'agit principalement du champ de Gudrun découvert en 1975 et mis en production en 2014. Ce délai est dû à la complexité du champ qui allie grande profondeur, haute pression, température élevée et réservoirs hétérogènes.

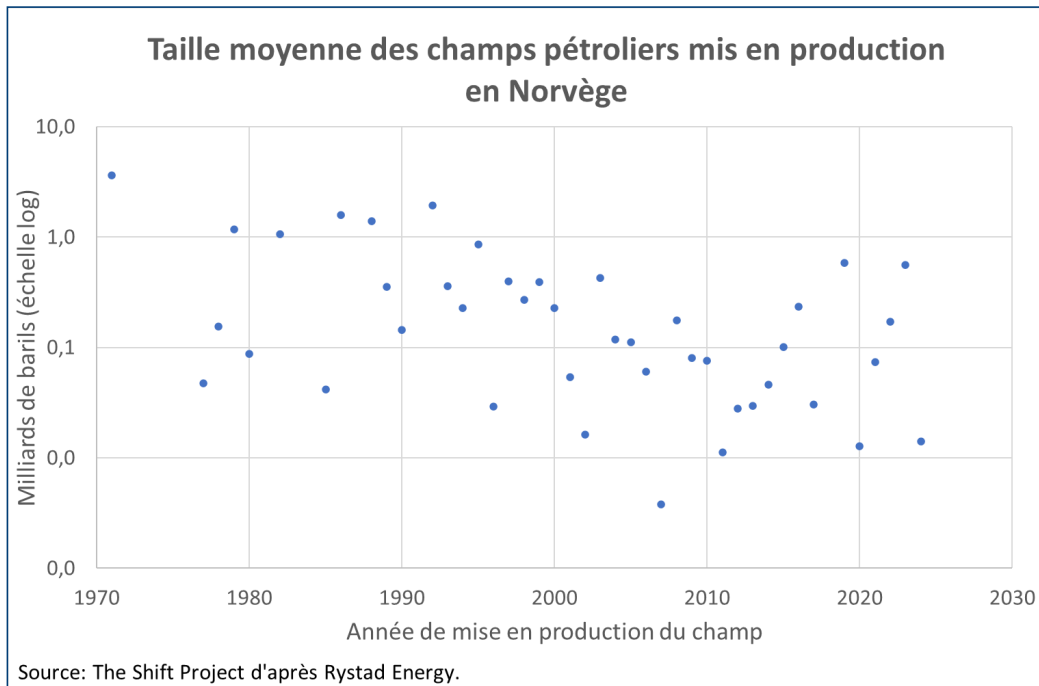


La durée moyenne entre découverte et mise en production d'un champ est en augmentation depuis les années 1970. Alors que cette durée moyenne était inférieure à 10 ans entre 1970 et 1990, elle est ensuite devenue quasi systématiquement supérieure à 15 ans au cours des années 2010.

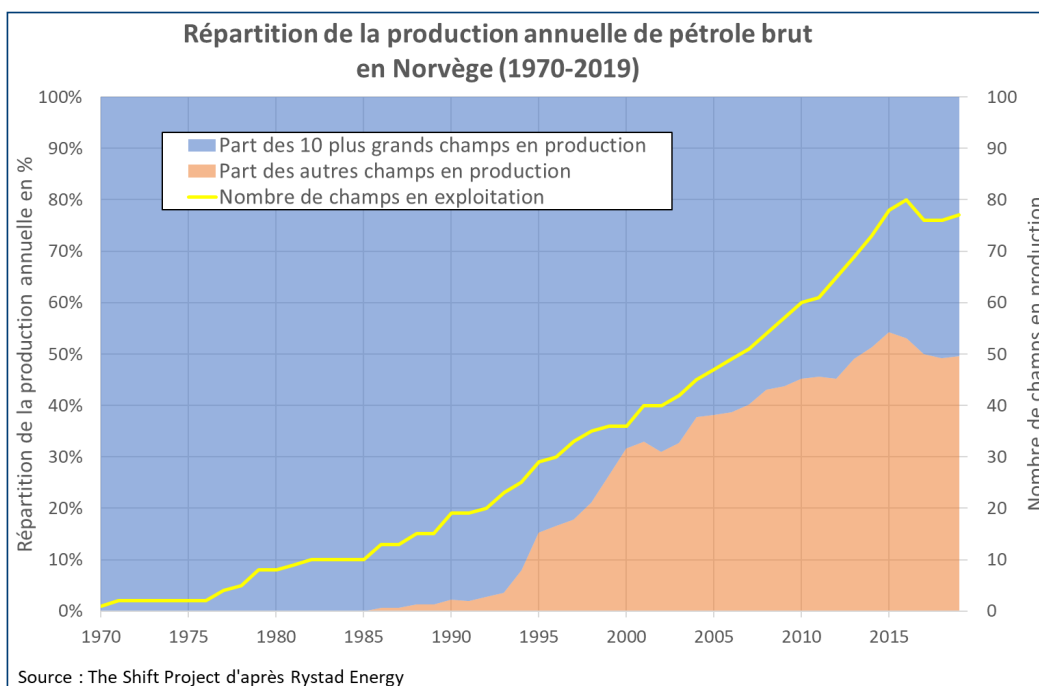


La taille moyenne des champs mis en production, qui pouvait être supérieure à 1 milliard de barils jusqu'au début des années 1990, est devenue après 2000 systématiquement inférieure à 500 millions de barils à l'exception des années 2019 et 2023 qui correspondent à la mise

en production du champ géant Johan Sverdrup et de celle, annoncée, du champ Johan Castberg.

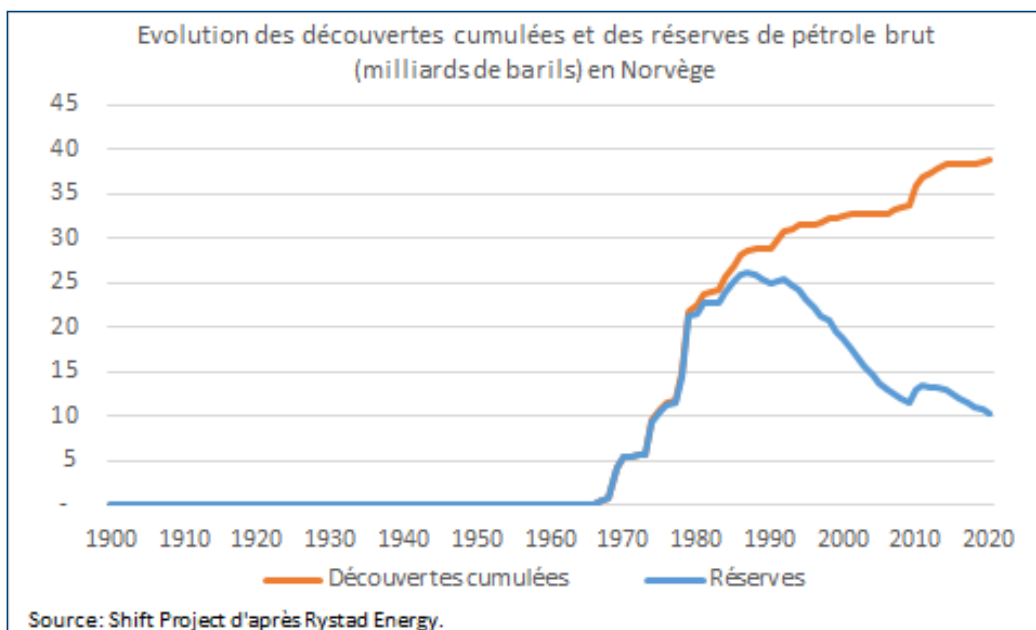


Les 10 plus grands champs en production en Norvège représentent 50 % de la production totale de pétrole en 2019. Cette proportion est en fort recul depuis les années 1980 où ils représentaient près de 100 % de la production totale. **Le nombre total de champs en production est passé de 10 à 77 entre 1985 et 2019.** Le nombre de champs en production est stable depuis 2014.

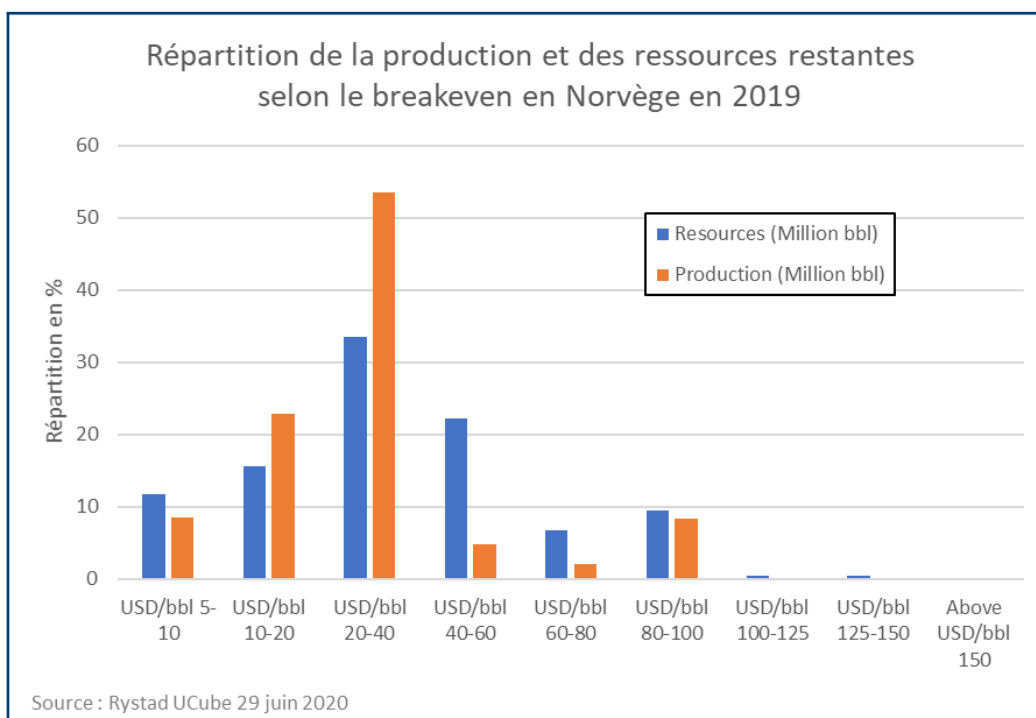


III. Perspectives de production

Les réserves de pétrole brut en Norvège ont atteint leur maximum en 1987 lorsqu'elles représentaient 26,2 milliards de barils contre 10,3 milliards en 2020. Les réserves en 2020 correspondent à 32 % des découvertes cumulées (38,9 milliards de barils).



Les réserves de pétrole en Norvège sont situées à près de 40 % dans des champs dont le point mort estimé est supérieur à 40 \$ par baril. La production actuelle repose à 15 % sur des champs au point mort similaire. Si l'exploration pétrolière future ne modifie pas cette répartition, **le coût d'extraction du pétrole brut en Norvège devrait donc augmenter dans les années à venir** à mesure que ces champs avec un point mort estimé plus élevé seront mis en production.



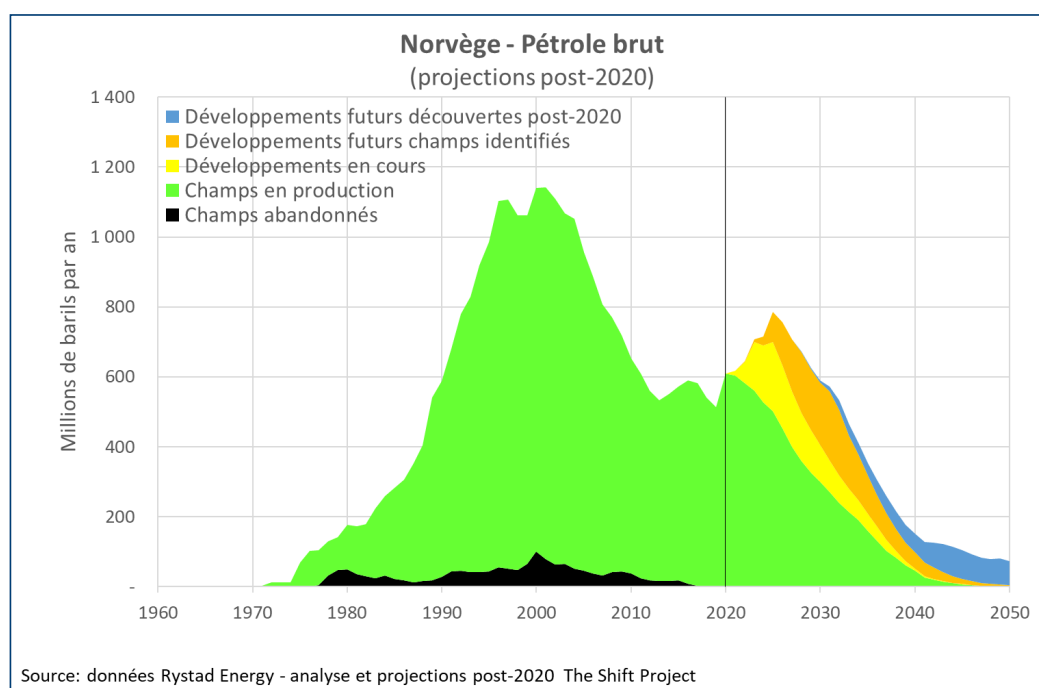
La production de pétrole brut en Norvège devrait afficher un bref rebond au cours de la décennie 2020 avant de décliner définitivement. Les volumes des champs en production à ce jour devraient subir une baisse de 40 % à 2030 et devenir négligeables à 2050. La vitesse marquée de ce déclin résulte d'une exploitation de champs exclusivement *offshore*.

Les développements en cours et possibles sont à même de compenser temporairement le déclin des champs actuellement en production. La Norvège possède en effet 10 milliards de barils de réserves et un nombre élevé de champs

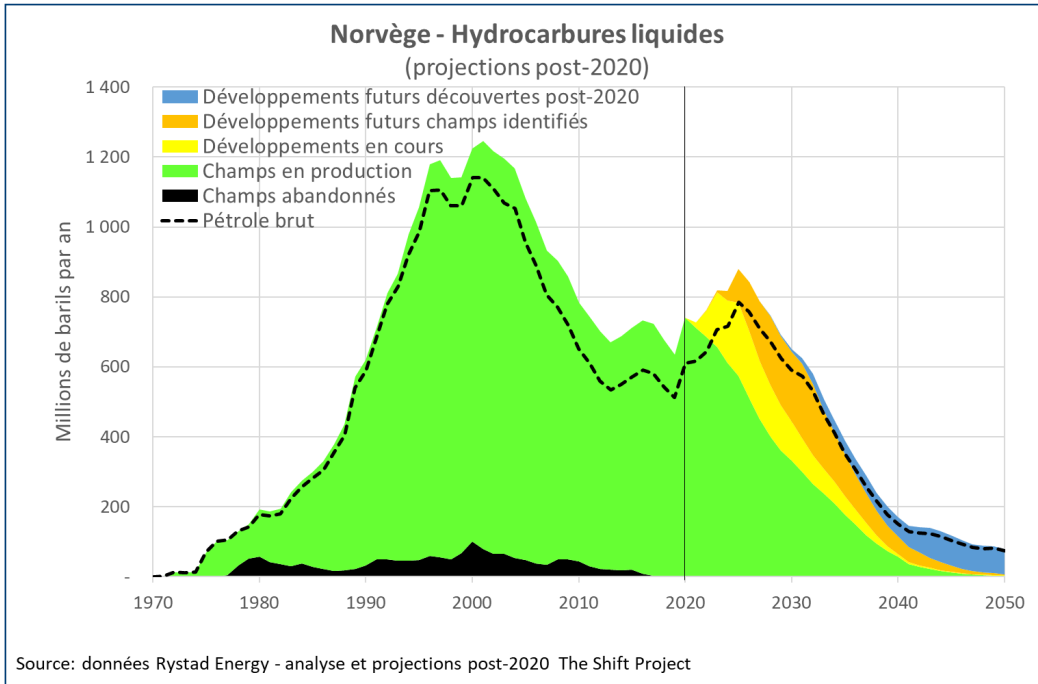
non développés (pour un volume de 4 milliards de barils), dont une majorité est située en *offshore* profond. La taille faible de ces champs, inférieure à 50 millions de barils pour les champs en *offshore* peu profond et profond, constitue néanmoins un facteur d'incertitude du possible rebond de la production.

Le potentiel de découvertes à 2050 est estimé à environ 4,5 milliards de barils. En dépit de la maturité de l'exploration, ce volume apparaît crédible eu égard aux découvertes réalisées sur la décennie 2010 consécutives à des dépenses élevées en exploration (cf. Annexe 1). La Norvège représentait près de 18 % des CAPEX mondiaux dans l'exploration *offshore* peu profond (1^{er} rang mondial) et 16 % dans l'exploration en *offshore* profond (2^e rang mondial).

La production de pétrole brut en Norvège pourrait augmenter de 15 % entre 2020 et 2030 passant de 510 à 590 millions de barils (1,4 à 1,6 Mb/j) avec un pic secondaire en 2025 à 790 millions de barils (2,2 Mb/j). La hausse de la production serait assurée jusqu'en 2023 essentiellement par des champs d'ores et déjà en cours de développement, en particulier Johann Sverdrupp qui pourrait atteindre une production de 0,75 Mb/j dès 2022. **La production norvégienne devrait par la suite entrer en déclin terminal**, diminuant de 91 % pour atteindre 70 millions de barils en 2050 (0,2 Mb/j). Sur l'ensemble de la période 2020-2050 la production devrait décliner de 86 %.



La production d'hydrocarbures liquides (pétrole brut, condensats et liquides de gaz) devrait suivre une évolution similaire à celle du seul pétrole brut. **La production devrait augmenter de 40 % sur la période 2019-2025** passant de 640 à 880 millions de barils (1,8 à 2,4 Mb/j). La période 2025-2050 verrait par la suite un déclin de 91 %, la production ne devant plus représenter que 80 millions de barils (0,2 Mb/j). La proportion de liquides de gaz et de condensats dans la production totale devrait évoluer significativement entre 2020 et 2050, celle-ci passant de 17 % à 5 %.



Royaume-Uni

Le Royaume-Uni est devenu un producteur d'hydrocarbures important au cours des années 1970 grâce au pétrole situé majoritairement en Mer du Nord et à la faveur de l'envolée des cours du pétrole brut après le premier choc pétrolier de 1973.

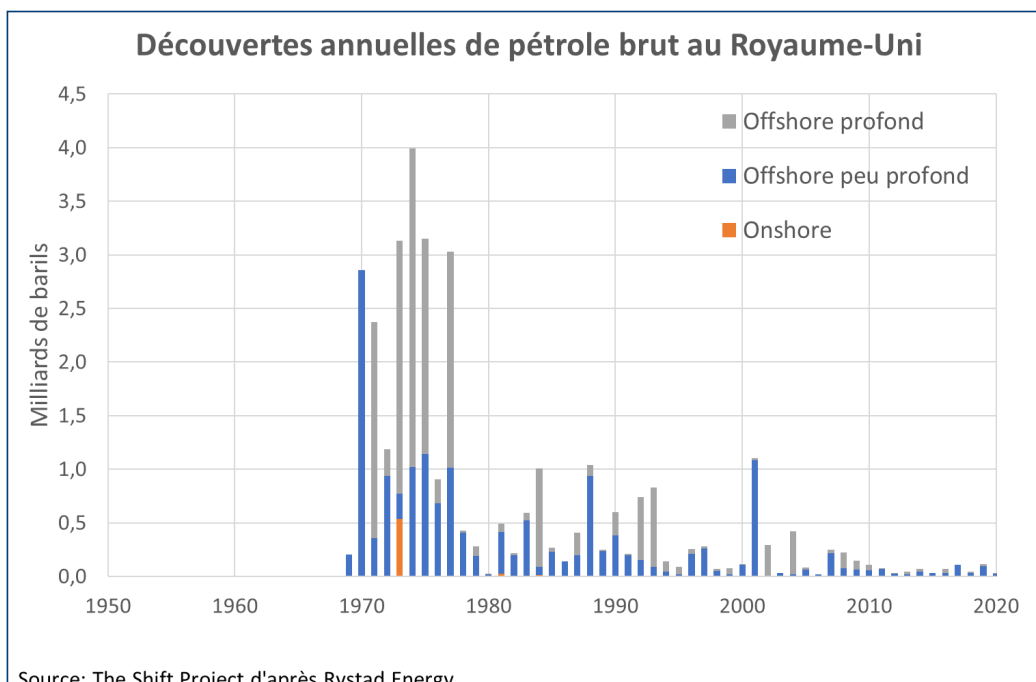
Le Royaume-Uni est un pays pétrolier très mature. La production pétrolière britannique est en déclin de 61 % depuis 1999 et les réserves baissent depuis 1978. Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse de plus de 60 % à 2030 et de l'ordre de 90 % à 2050. La vitesse de ce déclin résulte de la part d'environ 30 % des champs localisés en *offshore* profond.

La production pourrait néanmoins rester stable dans le courant de la décennie 2020 par rapport à son niveau de 2019. En effet, le Royaume-Uni possède en 2020 près de 170 champs non développés, dont l'essentiel se situe en *offshore* peu profond et en *offshore* profond. La taille moyenne de ces champs constitue toutefois un facteur d'incertitude de premier ordre. **Les nouvelles découvertes ne devraient ajouter qu'environ 1,5 milliard de barils de pétrole brut aux 33 milliards de barils déjà découverts à 2020.**

À la condition que les nombreux champs de taille réduite soient développés, la production de pétrole brut pourrait rester stable entre 2019 et 2030 passant de 330 millions de barils (0,9 Mb/j) à 320 millions de barils (-3 %). **La production devrait par la suite reprendre son déclin** faute de perspectives concernant les découvertes post-2020. Sur l'ensemble de la période 2019-2050, la production devrait diminuer de l'ordre de 76 % pour atteindre près de 80 millions de barils (0,2 Mb/j).

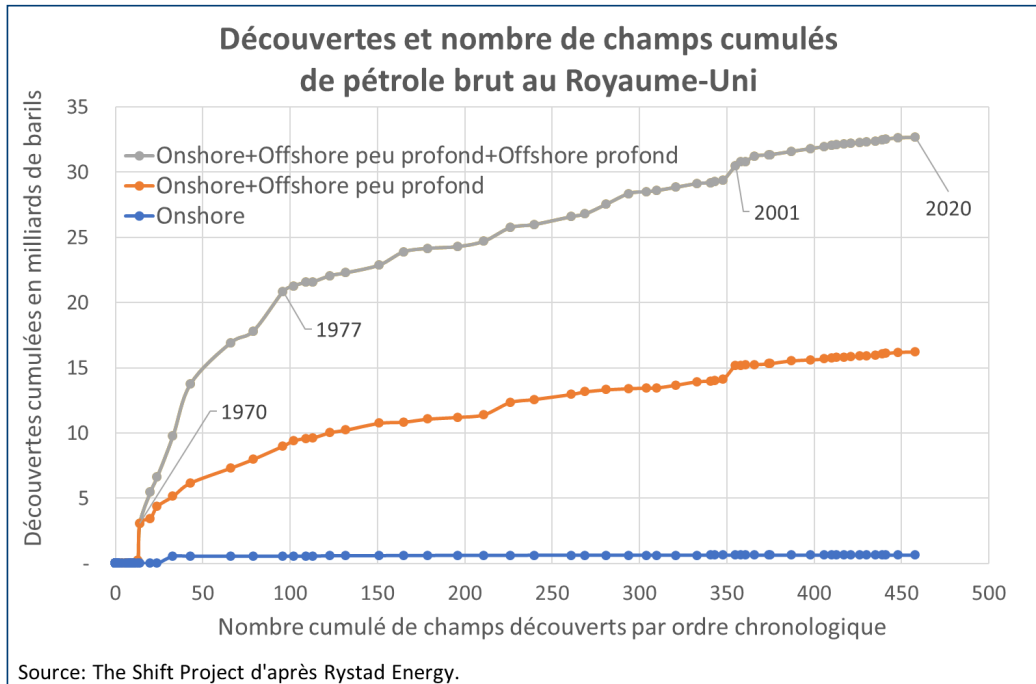
I. Données d'exploration

La quasi-totalité des découvertes britanniques de pétrole se situent en mer du Nord. **Le Royaume-Uni a atteint son pic des découvertes de pétrole brut en 1974 à près de 4 milliards de barils** dont 3 milliards de barils situés en *offshore* profond. Le pic des découvertes en *offshore* peu profond date de 1970 avec 2,9 milliards de barils découverts. La décennie 2010 s'est traduite par un très faible niveau de découvertes avec 580 millions de barils au total.

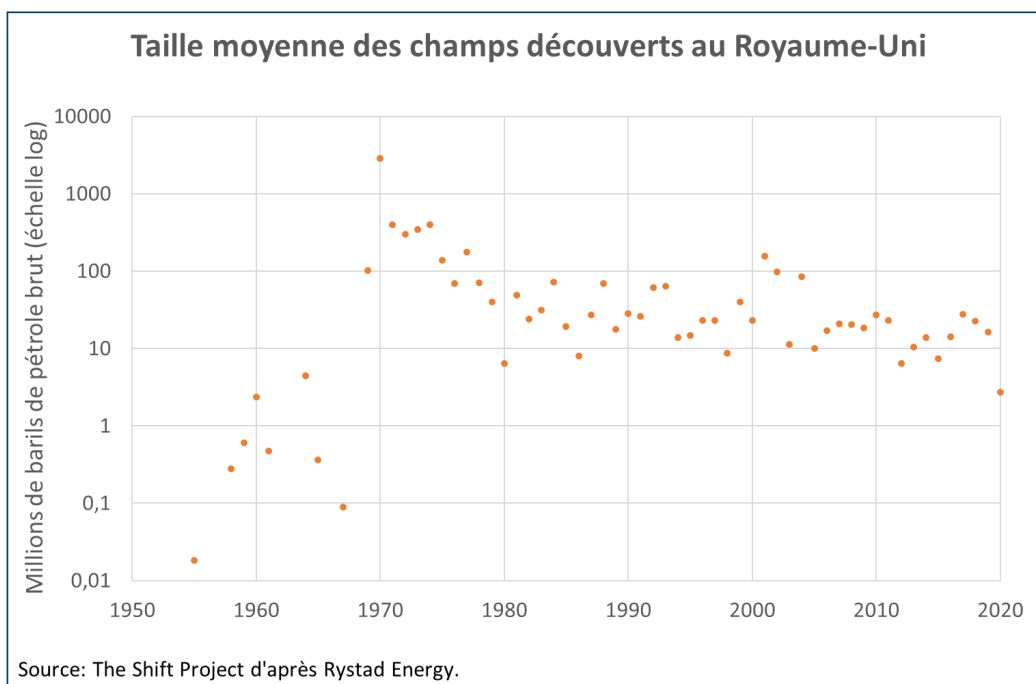


Les découvertes cumulées de pétrole du Royaume-Uni représentent 33 milliards de barils répartis dans près de 460 champs. En 2020 environ 2 % des découvertes cumulées se situaient à terre réparties dans 50 champs, 48 % en eaux peu profondes réparties dans 260 champs et 50 % en eaux profondes dans 150 champs.

L'efficacité de la prospection pétrolière est décroissante. Le premier tiers des champs découverts représentait un total de 23 milliards de barils. Le second tiers des champs découverts a représenté un accroissement de ce total de 6 milliards de barils. Enfin le dernier tiers des champs découverts a mis au jour 4 milliards de barils supplémentaires.



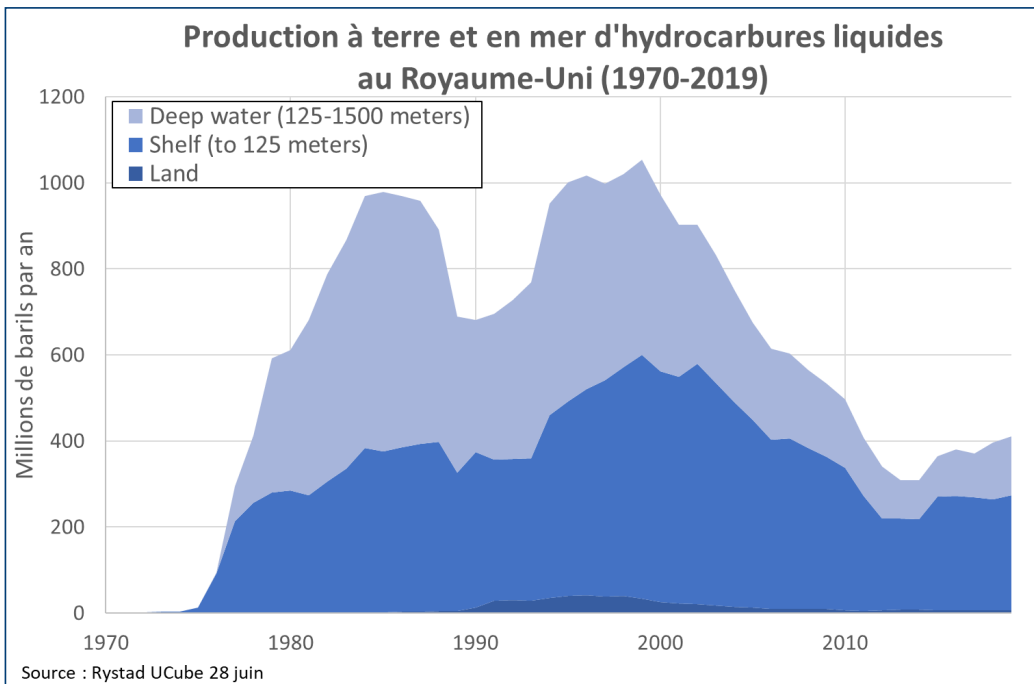
La taille moyenne des champs pétroliers découverts au Royaume-Uni est en déclin depuis 1970. En effet, la taille moyenne des champs était supérieure à 100 millions de barils entre 1969 et 1977. Depuis le début des années 1980 cette taille moyenne est quasi systématiquement inférieure à 70 millions de barils et même inférieure à 30 millions de barils depuis 2005.



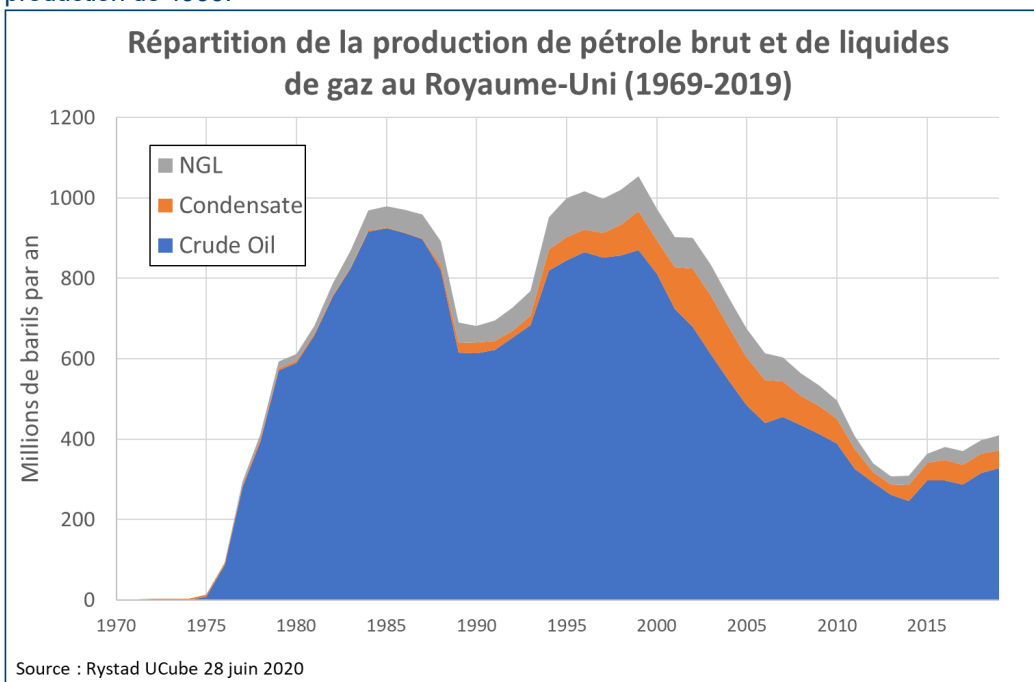
II. Historique de production

La production d'hydrocarbures liquides au Royaume-Uni a atteint un premier pic en 1985 à 980 millions de barils (2,7 Mb/j) et un second pic en 1999 à 1,1 milliard de barils (2,9 Mb/j).

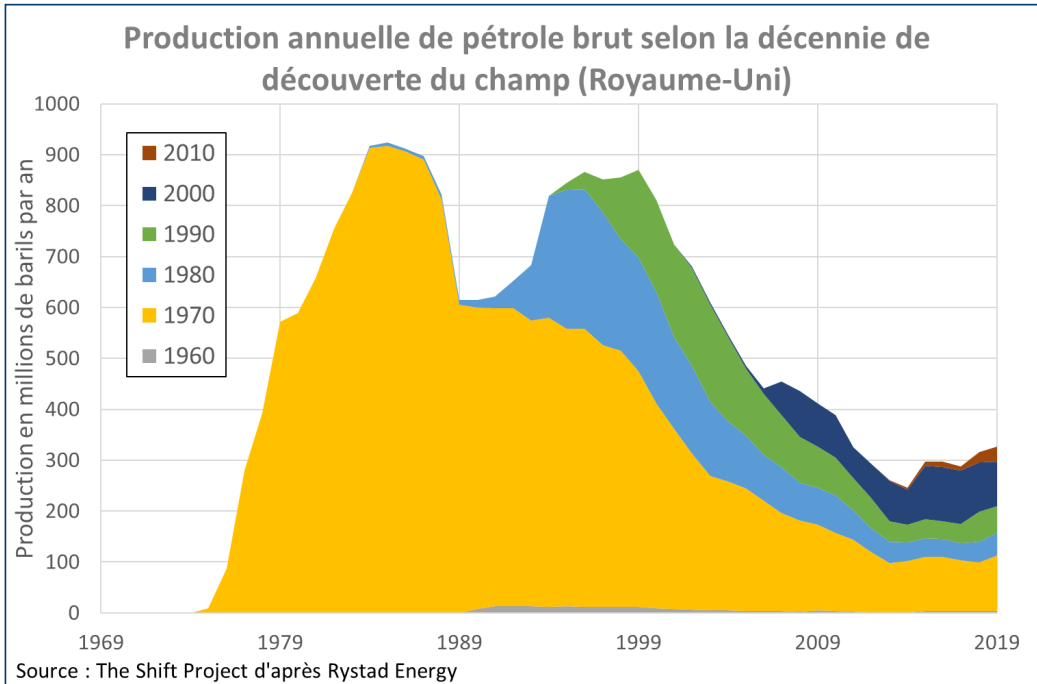
La production en 2019 est de 410 millions de barils (1,1 Mb/j) soit un déclin de 61 % par rapport à 1999. La production issue des champs en eaux profondes s'est effondrée en 1989 de 26 % contrairement à la production des champs situés en eaux peu profondes. Cela s'explique notamment par l'accident de la plate-forme pétrolière Piper Alpha en juillet 1988 qui coûta la vie à 167 personnes et qui contraignit les autorités à revoir les normes de sécurité des installations.



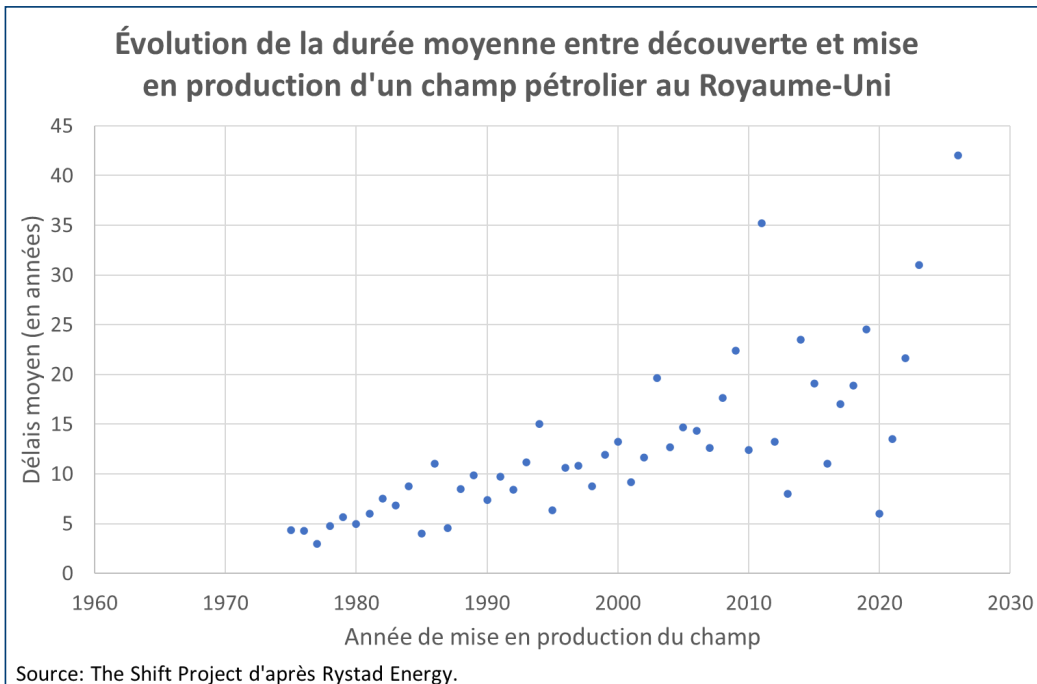
La production britannique d'hydrocarbures liquides en 2019 était composée à 80 % de pétrole brut, 11 % de condensats et 9 % de liquides de gaz. La proportion de pétrole brut dans la production totale est en léger recul depuis le pic de production de 1999 lorsqu'il représentait 83 % du volume produit. Le record de production de pétrole brut a été enregistré en 1985 à 920 millions de barils (2,5 Mb/j) sur un total produit de 980 millions de barils (2,7 Mb/j) contre 870 millions (2,4 Mb/j) sur un volume total de 1,1 milliard de barils (2,9 Mb/j) lors du pic de production de 1999.



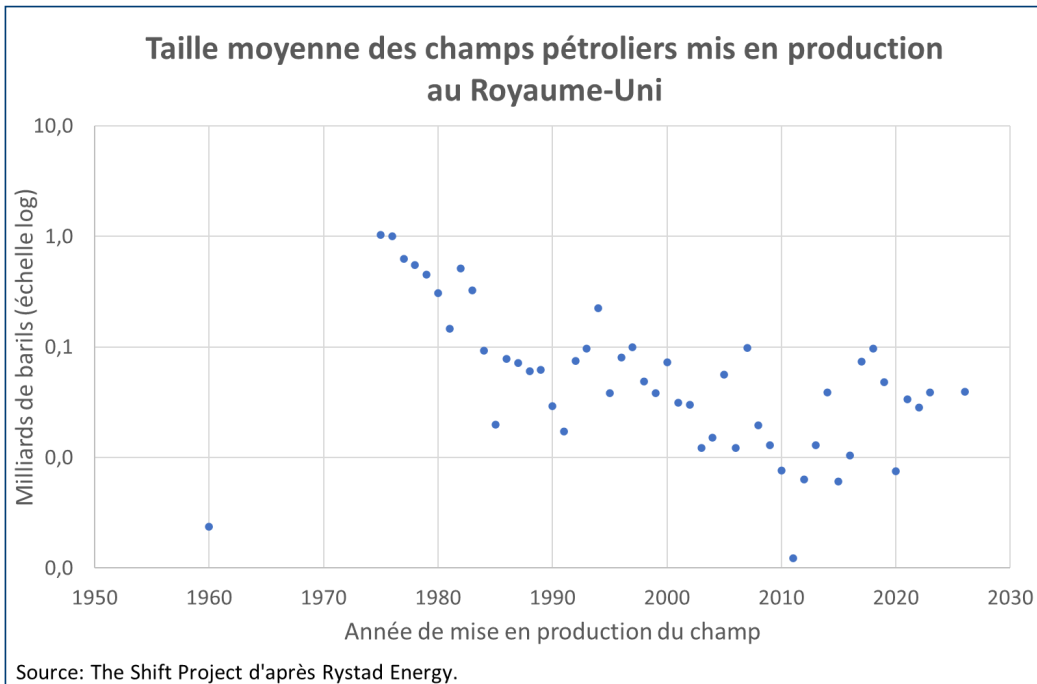
En 2019, plus de 34 % de la production britannique de pétrole brut provenait de champs découverts avant 1970. Cette proportion est en recul depuis 1999 lorsque ces champs représentaient 55 % de la production totale.



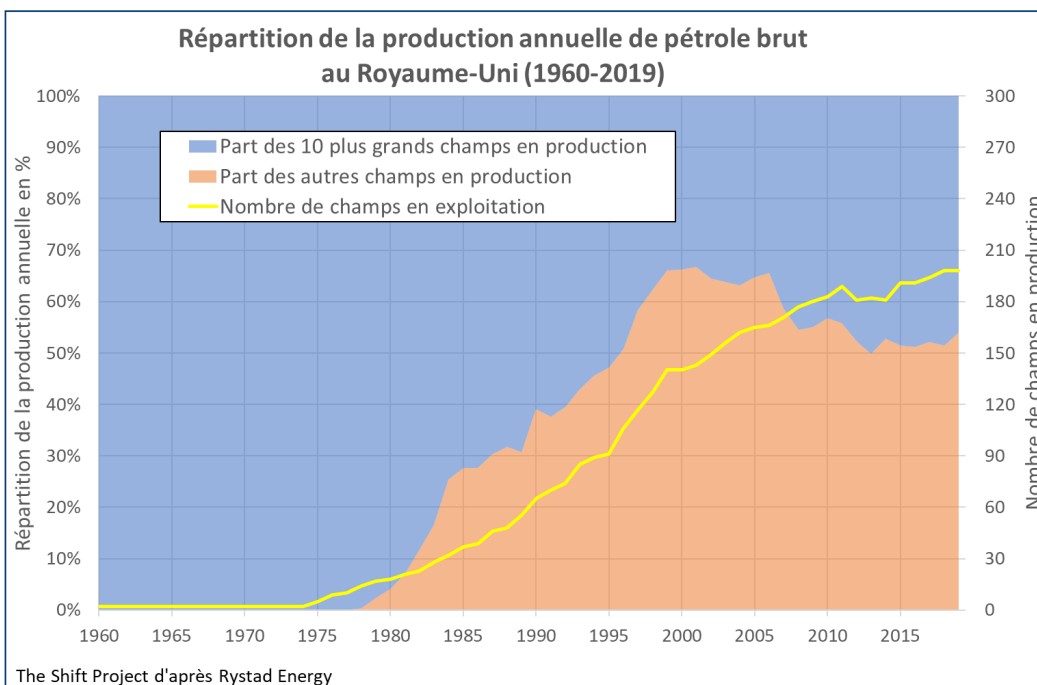
La durée moyenne entre découverte et mise en production d'un champ au Royaume-Uni s'est élevée progressivement, passant de moins de 10 ans jusqu'au début des années 1990 à plus de 15 ans à partir de la décennie 2010. Les champs dont les mises en production sont annoncées en 2023 et 2026 ont été découverts respectivement il y a 30 et 40 ans.



La taille moyenne des champs mis en production a baissé de manière continue depuis le milieu des années 1970. Cette taille moyenne des champs est passée de 1,1 milliard de barils en 1975 à 180 millions en 1981. Les champs qui seront mis en production en 2023 et 2026 ont une taille moyenne de 40 millions de barils.

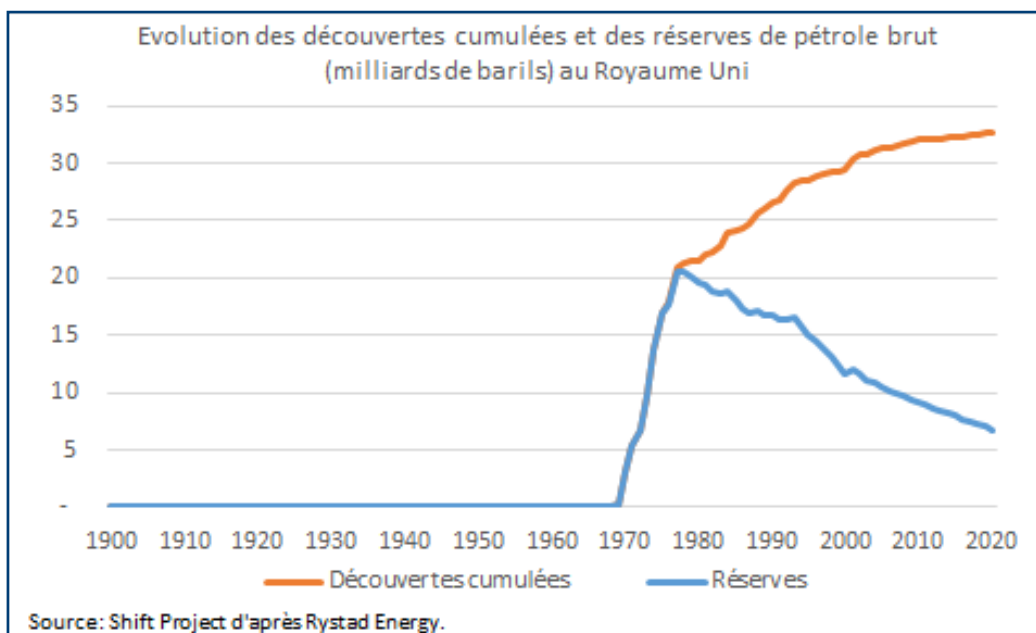


La production britannique de pétrole brut était concentrée à 90 % dans seulement 10 champs jusqu'en 1982. Cette proportion a par la suite reculé fortement puisque les 10 plus grands champs pétroliers du Royaume-Uni ne fournissaient plus que 33 % de la production totale de pétrole en 2001. Entre ces deux dates, le nombre de champs en production a également fortement augmenté passant de 23 à 143 champs. **En 2019, les 10 plus grands champs assurent 46 % de la production sur un total de 198 champs en production.**

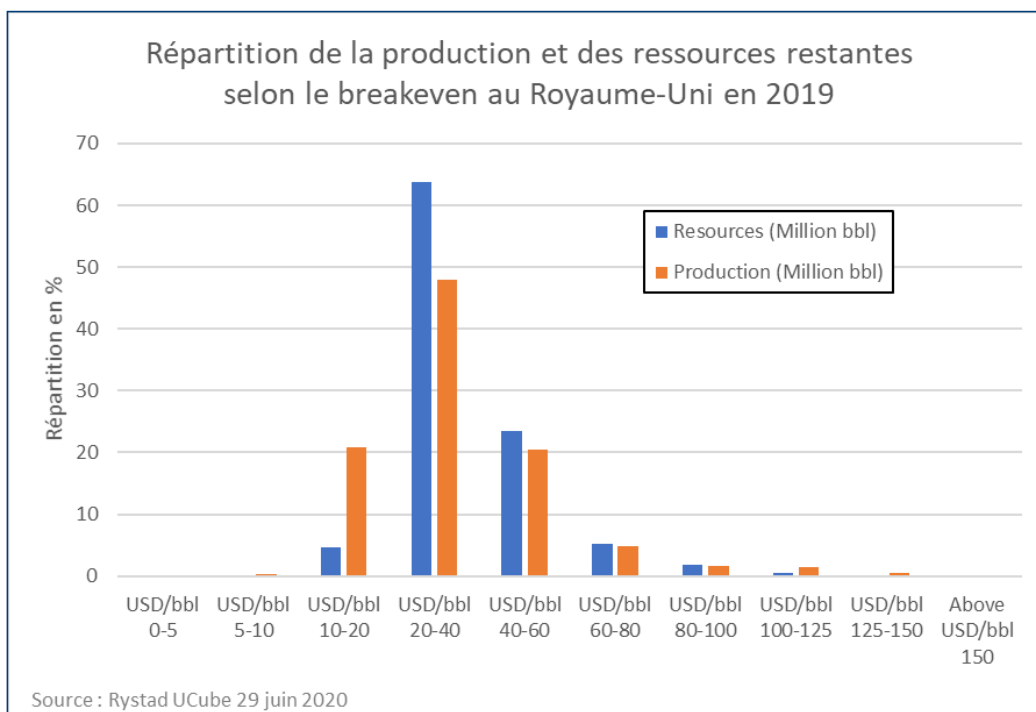


III. Perspectives de production

Les réserves sont en déclin depuis 1978 date à laquelle elles atteignaient leur niveau maximum de 20,5 milliards de barils contre 6,8 milliards en 2020. Les réserves représentent 25 % des découvertes cumulées de 2020 (32,6 milliards de barils).



Le Royaume-Uni produit 21 % de son pétrole depuis des champs dont le point mort est estimé entre 10 et 20 dollars par barils alors que ces champs ne représentent que 5 % des réserves restantes. A l'inverse, les champs dont le point mort estimé est compris entre 20 et 40 dollars par baril représentent 48 % de la production en 2019 mais 63 % des réserves restantes. La production future comportera donc une proportion plus importante de champs dont le point mort estimé est compris entre 20 et 40 dollars par baril, renchérissant d'autant le coût d'extraction global du pétrole au Royaume-Uni.



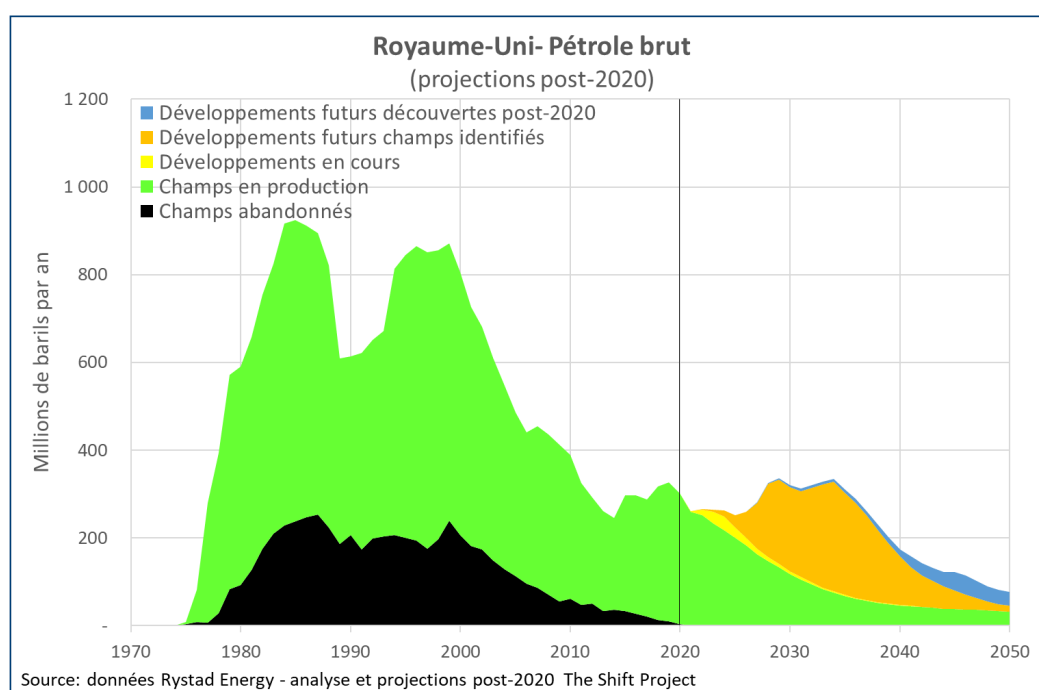
Le Royaume-Uni est un pays pétrolier très mature. Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse de plus de 60 % à 2030 et de l'ordre de 90 % à 2050. La vitesse de ce déclin résulte de la part d'environ 30 % des champs localisés en *offshore* profond.

La production pourrait néanmoins rester stable dans le courant de la décennie 2020 par rapport à son niveau de 2019. En effet, le Royaume-Uni

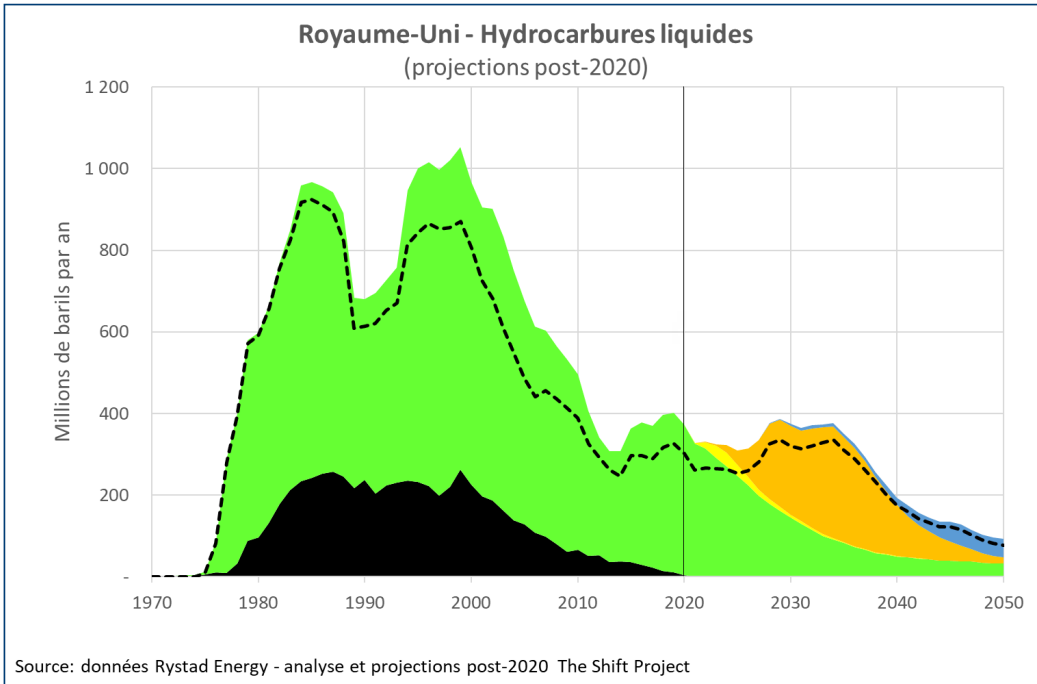
possède en 2020 près de 170 champs non développés, dont l'essentiel se situe en *offshore* peu profond et en *offshore* profond. La taille moyenne de ces champs, inférieure à 50 voire 30 millions de barils constitue toutefois un facteur d'incertitude de premier ordre.

À l'horizon 2050, les nouvelles découvertes ne devraient ajouter qu'environ 1,5 milliard de barils de pétrole brut aux 33 milliards de barils déjà découverts à 2020. Ce faible volume résulte exclusivement de la maturité de l'exploitation des ressources pétrolières et de la raréfaction des accumulations car le Royaume-Uni conserve un cadre très favorable à l'exploration pétrolière : sur la décennie 2010, le pays se classe au 5^e rang mondial en ce qui concerne les dépenses d'investissement en exploration dans le domaine de l'*offshore* profond et peu profond.

À la condition que les nombreux champs de taille réduite soient développés, la production de pétrole brut pourrait rester stable entre 2019 et 2030 passant de 330 millions de barils (0,9 Mb/j) à 320 millions de barils (-3 %). **La production devrait par la suite reprendre son déclin** faute de perspectives concernant les découvertes post-2020. Sur l'ensemble de la période 2019-2050, la production devrait diminuer de l'ordre de 76 % pour atteindre près de 80 millions de barils (0,2 Mb/j).



La production d'hydrocarbures liquides au Royaume-Uni devrait suivre un schéma similaire à celui de la production de brut. Le potentiel de nouvelles découvertes sensiblement plus important de l'ordre de 3 milliards de barils contre seulement 1,5 milliard de barils pour le seul pétrole brut (cf. Annexe 1). Sur la période 2019-2050 la production pourrait diminuer de 77 % passant de 400 à 90 millions de barils (1,1 à 0,2 Mb/j). Le plateau de production devrait durer jusqu'en 2034 sans dépasser le niveau de production de 2019.



Russie

La Fédération de Russie, qui émerge à la suite de l'éclatement de l'Union Soviétique, est un producteur majeur de pétrole. La Russie a connu un premier pic de production du pétrole brut en 1986, 5 ans avant l'effondrement de l'URSS, mais produit plus de 10 millions de barils de pétrole par jour, soit un dixième de la consommation mondiale en 2019 à l'instar des États-Unis et de l'Arabie Saoudite. Historiquement fournisseur majeur de l'Europe en hydrocarbures, la Russie se tourne aujourd'hui davantage vers les centres de consommation situés en Asie. Ainsi, 30 % du pétrole exporté par la Russie seraient à ce jour à destination de l'Asie contre 6 % en 2006.

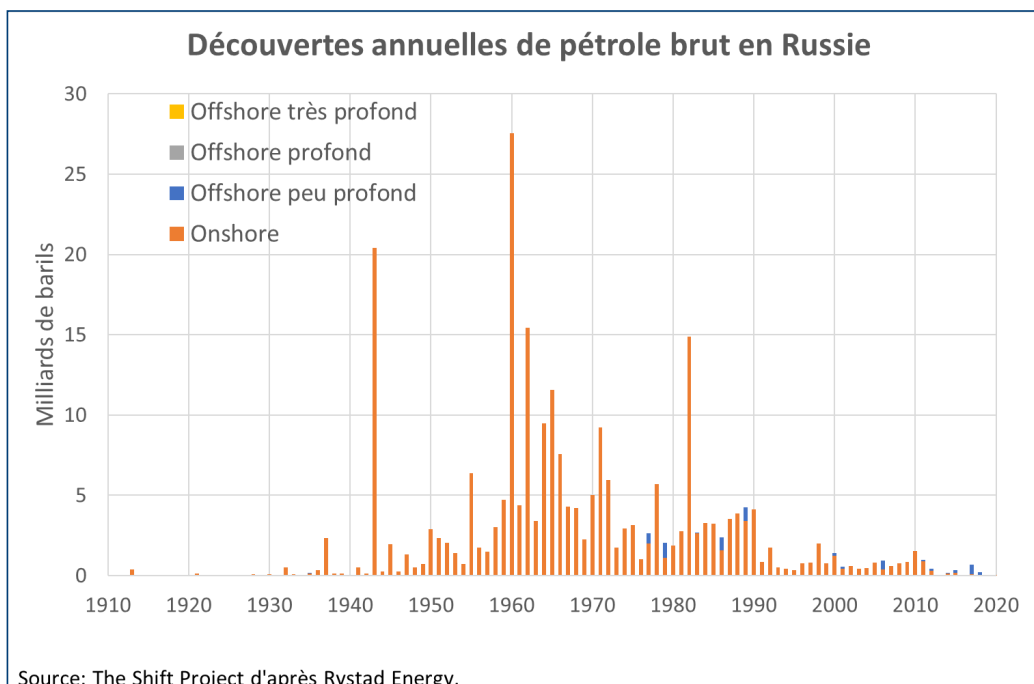
La Russie est un pays pétrolier ancien et mature. Les réserves baissent depuis 1990. Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse modérée de l'ordre de 35% à 2030, puis plus marquée de l'ordre de 80% à 2050, cohérente avec la prédominance des champs *onshore*.

La Russie possède 41 champs, en cours de développement et non développés, pour un volume de 6 milliards de barils et **conserve par ailleurs un potentiel important de découvertes additionnelles d'ici à 2050**, estimé à près de 30 milliards de barils de pétrole brut. Sauf à pouvoir développer rapidement ses ressources non conventionnelles (shale oil du Bazhenov et LTO de l'Achimov en Sibérie Occidentale), **le développement de nouveaux champs ne devrait toutefois pas pouvoir compenser le déclin des champs actuellement en production.** La production de pétrole brut devrait dans ce cas s'établir à 2,7 milliards de barils (7,5 Mb/j) en 2030 contre 3,8 milliards de barils en 2019 (10,5 Mb/j) et proche de 1 milliard de barils (2,5 Mb/j) en 2050.

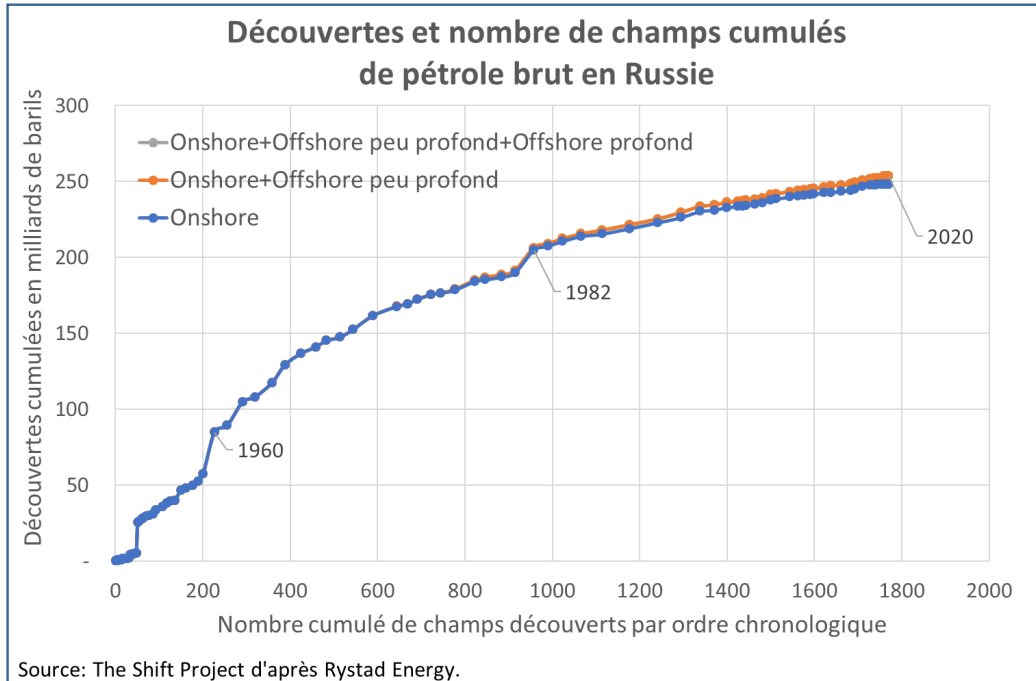
Parmi les 16 principaux pays fournisseurs de l'UE27, **la Russie est au deuxième rang des réserves totales, identifiées et potentielles, de pétrole brut conventionnel avec environ 100 milliards de barils**, derrière l'Arabie Saoudite et devant l'Irak.

I. Données d'exploration

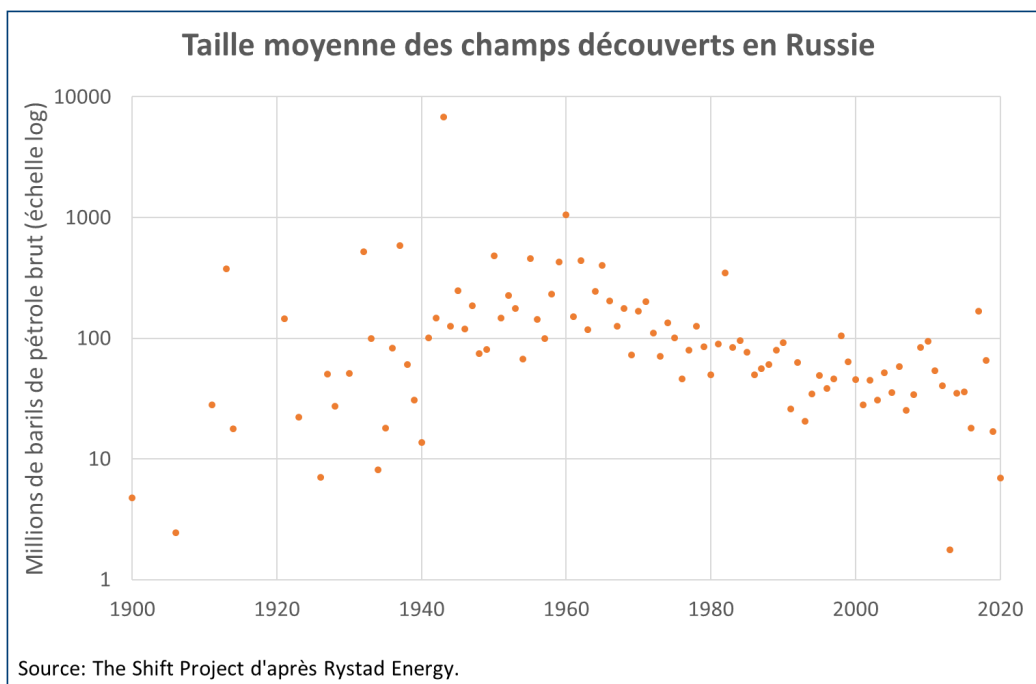
Le pic des découvertes de pétrole brut en Russie a été atteint en 1960 à près de 28 milliards de barils. Depuis le début des années 2000 les découvertes annuelles sont inférieures à 1,5 milliard de barils malgré des investissements records dans la prospection pétrolière (3,7 milliards de dollars en 2014).



Les découvertes cumulées de pétrole brut en Russie représentent en 2020 près de 254 milliards de barils répartis dans 1770 champs. Seul 2 % du volume total découvert (répartis dans 20 champs) ne se situe pas à terre. L'efficacité de l'exploration pétrolière est de plus en plus réduite : le premier tiers des champs découverts représentait un volume de 162 milliards de barils, le tiers suivant ne correspondait à un volume de 59 milliards de barils et enfin le dernier tiers représentait un volume de seulement 32 milliards de barils.

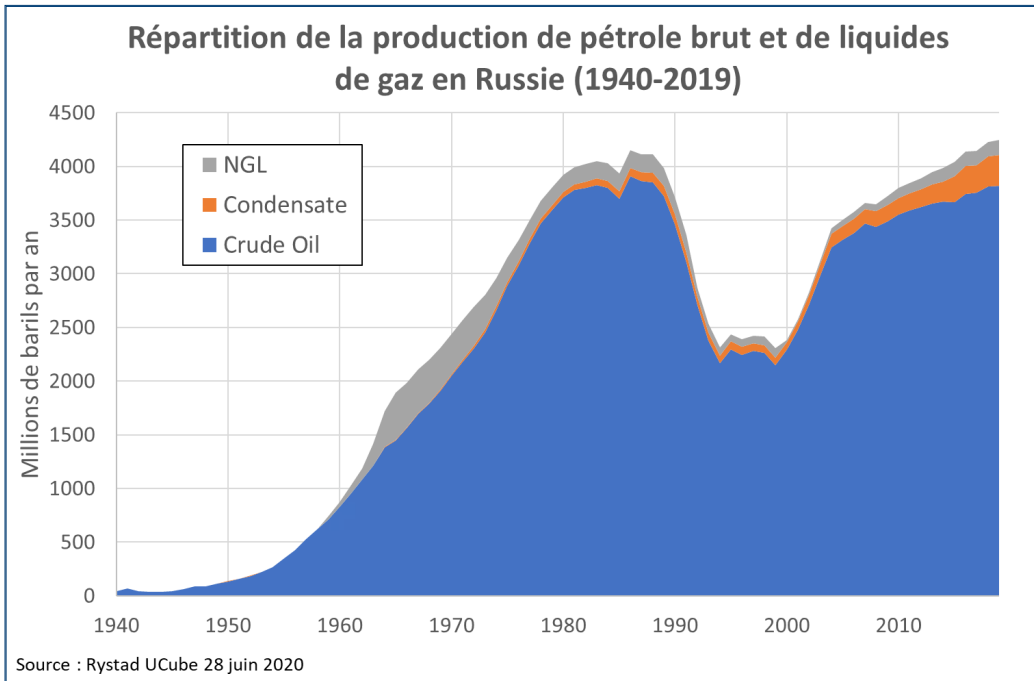


La taille moyenne des champs pétroliers découverts en Russie est en déclin continu des années 1960 aux années 2000. Entre 1960 et 1970 la taille moyenne des champs découverts était quasi systématiquement supérieure à 100 millions de barils. Entre 1970 et 1990, ce seuil évolue entre 50 et 100 millions de barils. Lors de la décennie 2000, la taille moyenne était globalement inférieure à 50 millions de barils. Au cours des 20 dernières décennies, le déclin tendanciel de la taille moyenne des champs découverts s'est interrompu.

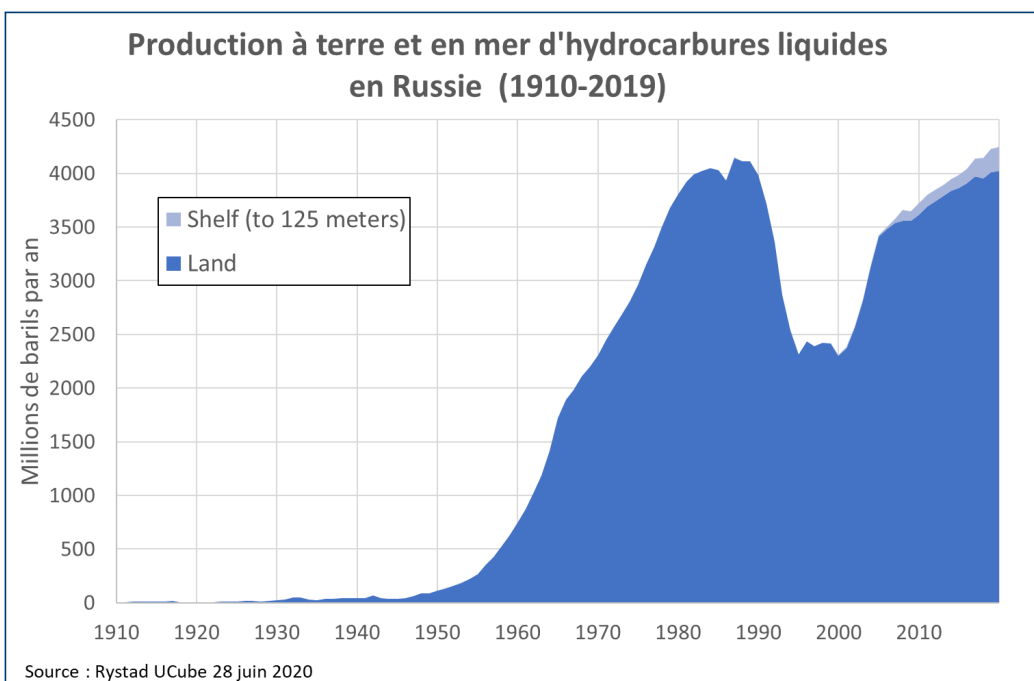


II. Historique de production

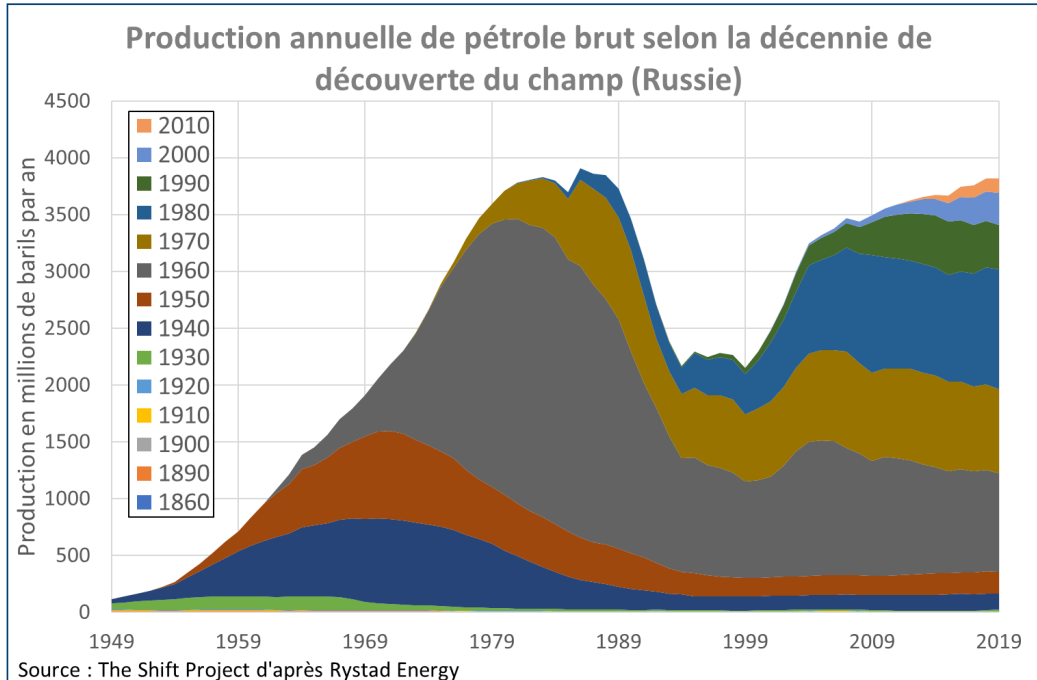
La production russe d'hydrocarbures liquides était composée à 90 % de pétrole brut soit 3820 millions de barils (10,5 Mb/j) sur un total de 4250 millions de barils (11,6 Mb/j). Cette proportion est en léger recul depuis les années 1980 lorsque le pétrole brut représentait 95 % de la production totale. **La production actuelle de pétrole brut reste à ce jour inférieure à la quantité produite lors du pic de production de 1986** : à cette date le pétrole brut représentait 3910 millions de barils (10,7 Mb/j) sur un total de 4150 millions de barils (11,4 Mb/j). La production russe d'hydrocarbures liquides a ainsi pu dépasser le pic de production de 1986 en produisant davantage de condensats et de liquides de gaz (NGL) dont la valeur marchande est inférieure à celle du pétrole brut.



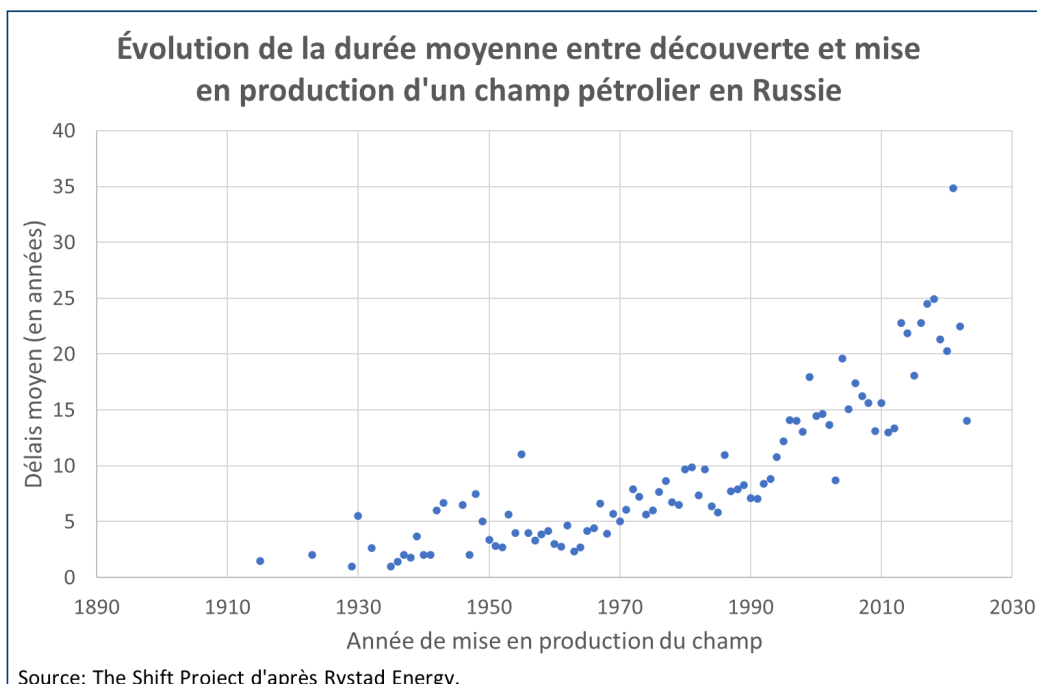
En 2019 la production russe d'hydrocarbures liquides se situait à 95 % à terre soit un volume de 4 milliards de barils (11 Mb/j).



La production russe de pétrole brut en 2019 est assurée à 51 % par des champs découverts avant 1980. Le déclin de ces champs depuis 2006, leur production passant de 2,3 à 2 milliards de barils (de 6,3 Mb/j à 5,4 Mb/j soit -15 %), a jusqu'à présent été compensée par la mise en production des champs découverts dans les décennies suivantes. La production russe a progressé de 3,4 milliards de barils (9,3 Mb/j) en 2006 à 3,8 milliards en 2019 (10,5 Mb/j).

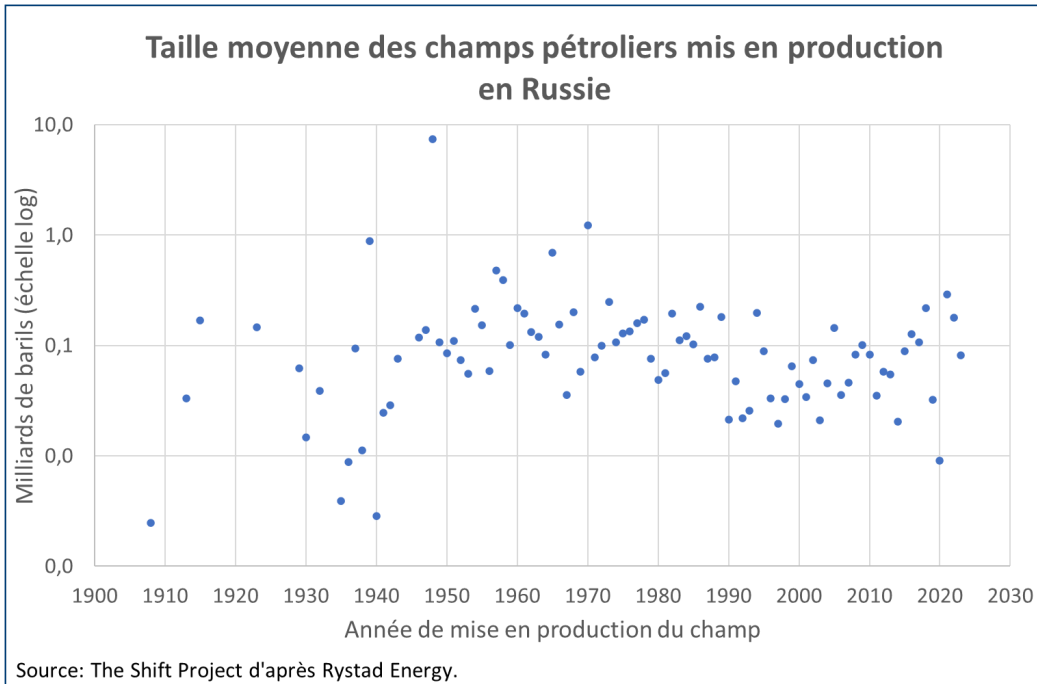


La durée moyenne entre découverte et mise en production d'un champ pétrolier en Russie est en augmentation continue depuis le début du 20^e siècle. Cette durée était quasi systématiquement inférieure à 5 ans en 1960 puis comprise en 5 et 15 ans jusqu'en 2000 et enfin supérieure à 15 ans sur les 20 dernières années.

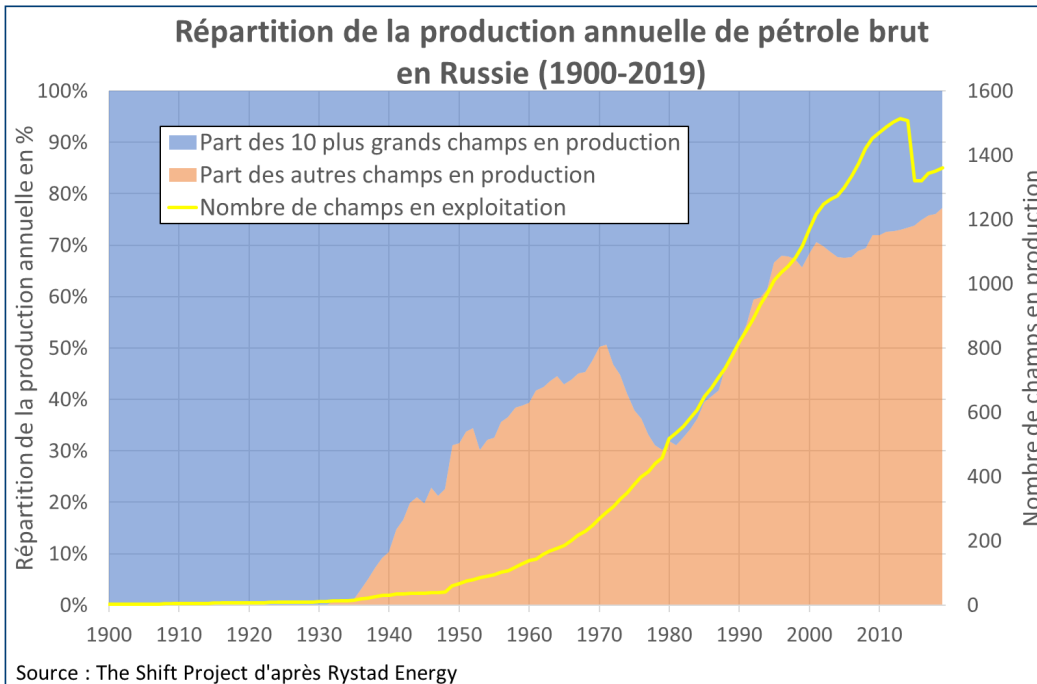


La taille des champs mis en production est en déclin progressif depuis les années 1960. Entre 1980 et 2000 les champs mis en production ne dépassaient pas en moyenne la barre des 200 millions de barils. Ce niveau est ramené à 100 millions de barils

entre 2000 et 2017. Ces dernières années sont marquées par une remontée sensible de la taille moyenne des champs mis en production. Le faible nombre de développements prévus en 2021, 7 champs contre en moyenne 43 par an au cours de la décennie 2000, résulte essentiellement du contexte de contraction des cash-flows et de surproduction mondiale consécutifs à la crise sanitaire de la Covid-19.

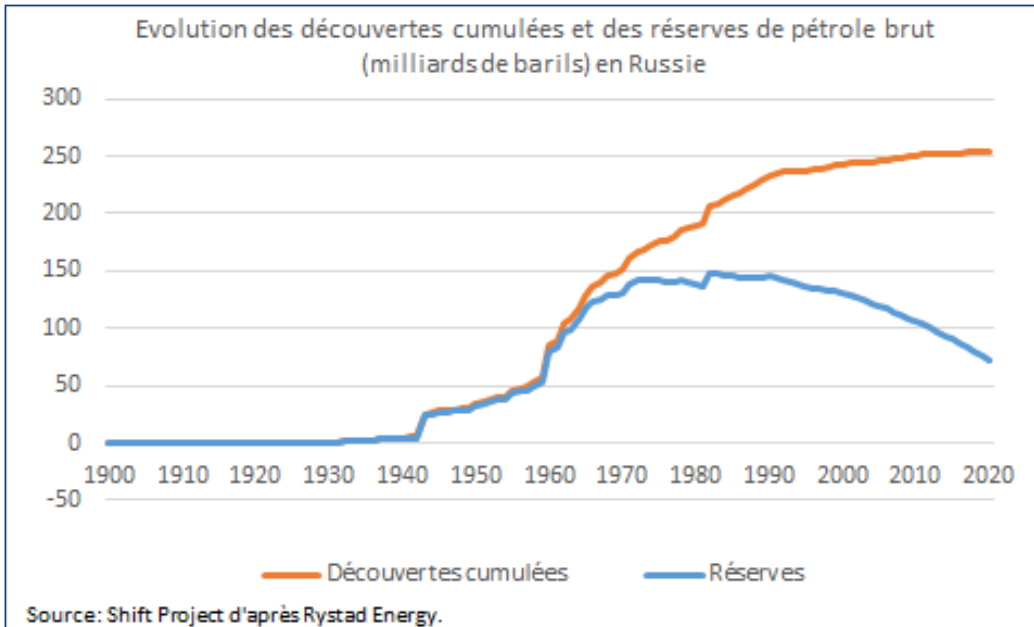


En 2019, 23 % de la production russe de pétrole brut est assurée par 10 champs majeurs. Cette proportion est en fort recul depuis 1940 lorsque les 10 plus grands champs assuraient plus de 90 % de la production totale. Entre ces deux dates, le nombre de champs en production est passé de 30 à près de 1360. Le nombre de champs en exploitation est en diminution depuis le maximum atteint en 2013 de près de 1510 champs.

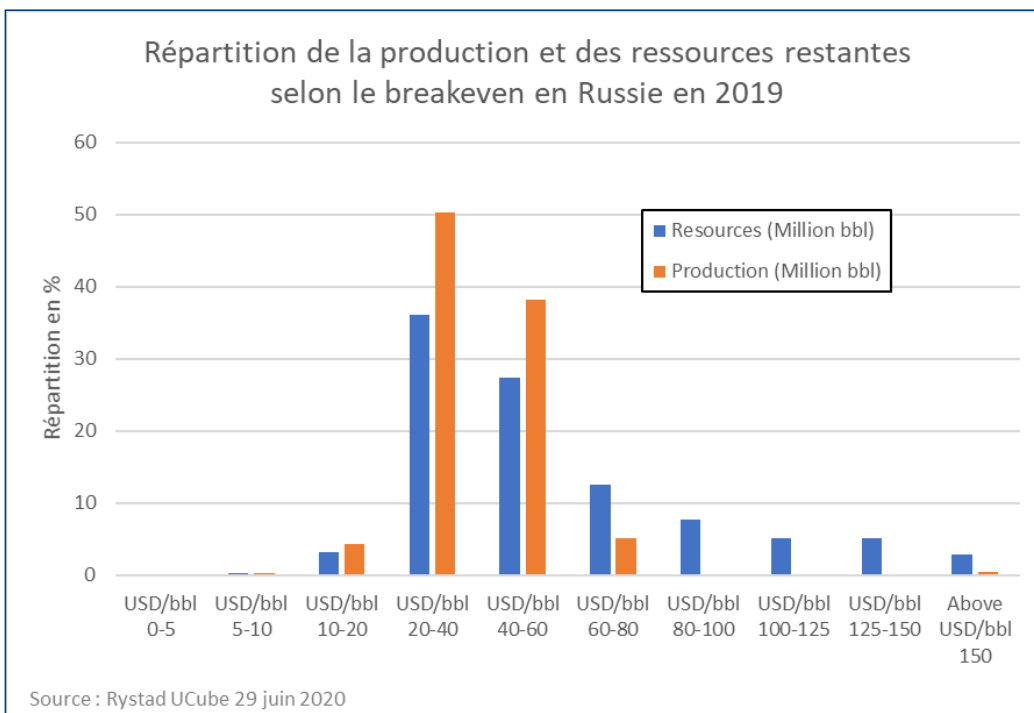


III. Perspectives de production

Les réserves de pétrole brut en Russie sont en déclin depuis 1982 date à laquelle elles ont atteint leur valeur maximale de 148 milliards de barils. En 2020, les réserves représentent près de 73 milliards de barils soit 29 % des découvertes cumulées (254 milliards de barils).



La production russe de pétrole brut provient à 94 % de champs dont le point mort estimé est inférieur à 60 \$ par baril. Les réserves sont en revanche constituées à seulement 67 % de champs avec un point mort estimé similaire. Si l'exploration pétrolière future ne modifie pas cette répartition, **le coût d'extraction du pétrole russe devrait donc augmenter significativement**, en particulier avec la mise en production des champs avec un point mort estimé supérieur à 80 \$ par baril voire supérieur à 100 \$.



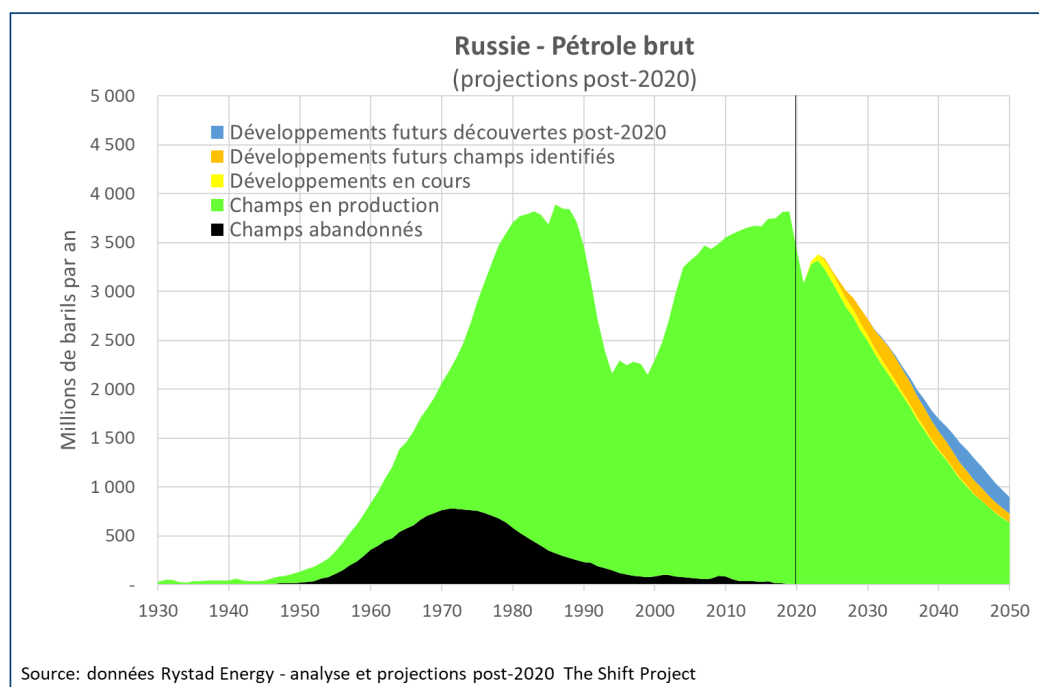
La Russie est un pays pétrolier ancien et mature. Les volumes des champs en production, à la date de 2020, devraient subir une baisse modérée de l'ordre de 35% à 2030,

puis plus marquée de l'ordre de 80% à 2050, cohérente avec la prédominance des champs *onshore*.

La Russie possède 41 champs, en cours de développement et non développés, pour un volume de 6 milliards de barils. **La Russie conserve par ailleurs un potentiel important en valeur absolue de découvertes additionnelles d'ici à 2050**, estimé à près de 30 milliards de barils de pétrole brut pour un total déjà découvert de l'ordre de 250 milliards de barils.

Le développement de nouveaux champs ne devrait toutefois pas pouvoir compenser le déclin des champs actuellement en production. Après un effet de rattrapage entre 2021 et 2023 (+300 millions de barils) après la baisse enregistrée lors de la pandémie de la Covid-19, la production de pétrole brut devrait s'établir à 2,7 milliards de barils (7,5 Mb/j) en 2030 contre 3,8 milliards de barils en 2019 (10,5 Mb/j) et proche de 1 milliard de barils (2,5 Mb/j) en 2050. Seul le développement des ressources en shale oil du Bazhenov, estimées à 10 milliards de barils¹⁸, pourrait modifier cette donne mais les conditions géographiques, l'embargo mis en place par les Etats Unis empêchant les compagnies internationales d'y travailler, la difficulté de mettre en place les capacités de forage nécessaires (« drilling factory »), comparables à celles par exemple du bassin Permien américain, rendent cette perspective improbable à court terme.

Parmi les 16 principaux pays fournisseurs de l'UE27, la Russie est au deuxième rang des réserves totales, identifiées et potentielles, de pétrole brut conventionnel avec environ 100 milliards de barils, derrière l'Arabie Saoudite et devant l'Irak.



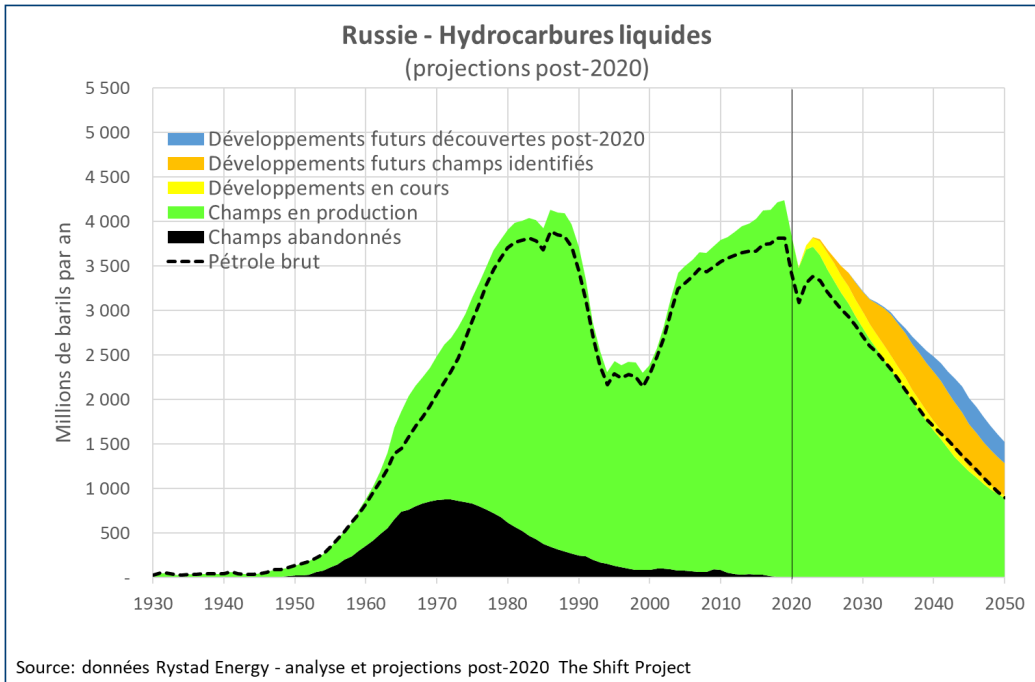
La production d'hydrocarbures liquides en Russie devrait connaître un déclin moins rapide que la production du seul pétrole brut. Sur l'ensemble de la période 2019-2050, elle pourrait décliner de 64 % passant de 4240 millions de barils (11,6 Mb/j) à 1520 millions de barils (4,2 Mb/j). La part des liquides de gaz et condensats dans la production totale pourrait augmenter significativement passant de 10 % en 2019 à plus de 40 % en 2050.

Le diagnostic présenté ci-dessus repose sur les données et informations disponibles et confirmées à la date de réalisation de la présente étude. Des informations préliminaires¹⁹ suggèrent que la Russie dispose de ressources susceptibles de faire l'objet d'investissements, non confirmés à ce jour (projet VOSTOK), qui pourraient représenter environ 10 % supplémentaires aux 100 milliards de barils de réserves totales, identifiées et potentielles,

18 - Estimation des auteurs et experts associés.

19 - Rystad Energy, « Russia is on the threshold of a new oil strategy », Upstream Analytics, 23 Mars 2021.

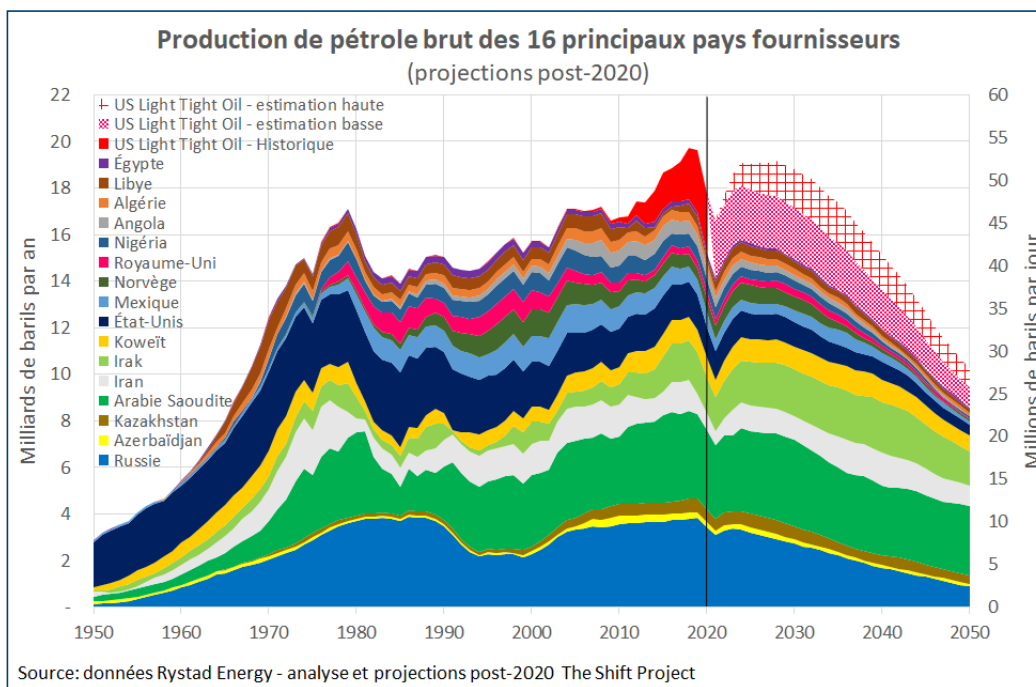
de pétrole brut conventionnel. **Ces ressources seraient à même de stabiliser la production nationale pendant la décennie 2020 et d'en retarder le déclin jusque dans le courant de la décennie 2030.** Les roches réservoirs des ressources en question sont comparables à celles à l'origine de la production de LTO aux Etats-Unis au cours de la décennie 2010. Sous réserve d'une adaptation des conditions fiscales et contractuelles, l'incertitude principale réside dans la capacité des opérateurs à mettre en œuvre, en continu, les moyens de forage nécessaires, dans des conditions climatiques sévères.



Conclusion : perspectives de l'approvisionnement pétrolier de l'UE-27 et de la France

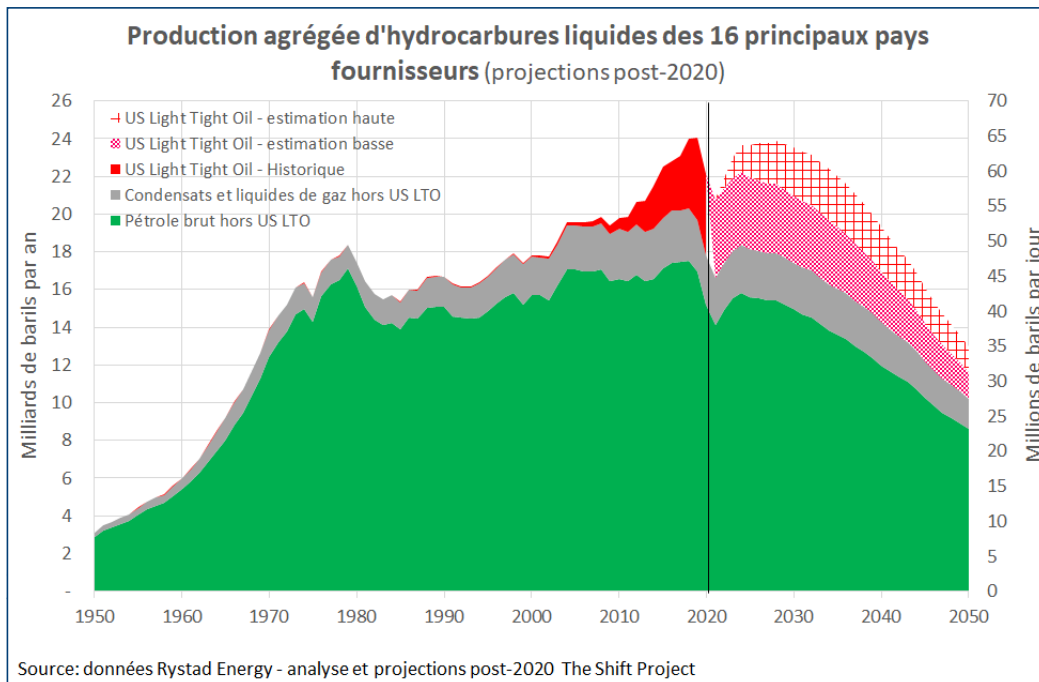
Synthèse des projections de production à 2050, hors LTO

La production agrégée de pétrole brut des 16 principaux pays fournisseurs de l'UE-27 et de la France présente un profil de production se caractérisant par une forte croissance sur la période 1900-1979. Les chocs pétroliers des années 1970 marquent un ralentissement de cette croissance. La production agrégée de ces 16 pays dépasse son record de 1979 seulement en 2004. La production de LTO aux États-Unis a permis un regain de croissance de la production agrégée de pétrole brut qui atteint un nouveau niveau record en 2018/2019 à 19,5 milliards de barils.



Selon la trajectoire de la production de LTO aux États-Unis, la production agrégée de pétrole brut des 16 principaux pays fournisseurs actuels devrait, après un rebond post crise covid-19, stagner entre 18 et 19 milliards de barils par an au cours de la décennie 2020 contre 19,5 en 2019. La décennie 2030 devrait voir la production agrégée de pétrole brut des 16 principaux pays fournisseurs actuels rentrer dans une phase de déclin marqué et irréversible, s'établissant entre 13,6 et 15 milliards de barils en 2040 et entre 9,4 et 10,3 milliards de barils en 2050.

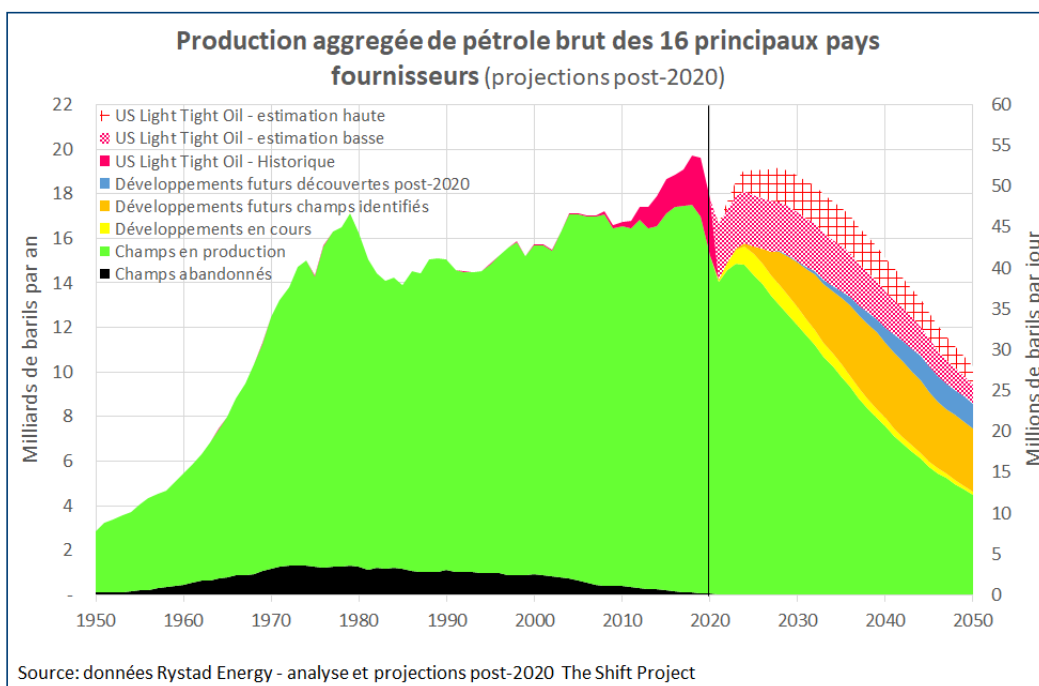
L'évolution attendue de la production d'hydrocarbures liquides est similaire à celle du seul pétrole brut. D'une part, la production agrégée ne devrait pas dépasser au cours de la



Facteurs d'incertitude dans les projections de production

En premier lieu, les fortes incertitudes, géologiques et technologiques, relatives aux perspectives de production LTO aux États-Unis. En particulier, la raréfaction, d'ores et déjà amorcée, des zones les plus productives (« sweet spots ») est un signe annonciateur du plafonnement puis du déclin de la production de LTO. De plus, l'industrie du LTO aux États-Unis nécessite des niveaux élevés et continus d'investissement et n'a, à ce jour, pas fait la démonstration de la viabilité de son modèle économique (les cash flows cumulés négatifs se chiffrent à 270 milliards de dollars depuis 2007). Cette industrie demeure très dépendante d'une politique monétaire accommodante et d'un niveau élevé du prix du baril. La situation politique des États-Unis est également source d'incertitude quant à l'évolution des réglementations au niveau fédéral ou de chacun des États.

En deuxième lieu, l'analyse met en évidence le faible potentiel de développements significatifs au sein des 16 principaux pays fournisseurs. De nombreux champs déjà découverts présentent une taille réduite ce qui rend leur développement incertain pour des raisons de coûts. La majorité des 16 principaux pays fournisseurs connaissent également des résultats



faibles en matière d'exploration²⁰. Aucune découverte significative n'a par exemple été réalisée en Angola en *offshore* profond en dépit de la concentration de plus de 5% des CAPEX mondiaux d'exploration sur la décennie 2010.

L'Égypte, le Royaume-Uni, la Norvège, l'Azerbaïdjan et le Kazakhstan sont les pays avec les perspectives de production les plus incertaines au regard de leur faible ratio de découvertes/CAPEX et des tailles des champs restant à exploiter. L'Angola, la Libye, les États-Unis (pour la partie conventionnelle), le Nigéria et le Mexique composent un second groupe dont les prévisions de production sont entachées d'une incertitude élevée en raison de la faible taille moyenne des champs restants à produire.

Le plateau de production anticipé pour la période 2020-2030 puis la vitesse de déclin post-2030 sont subordonnés au développement de champs dont le coût pourrait être sous-estimé, eu égard aux contraintes opérationnelles réelles.

Les perspectives d'approvisionnement pétrolier de l'UE-27

Sur la période 2005-2018, alors que la production de pétrole brut agrégée des 16 principaux pays fournisseurs (incluant la production de LTO aux États-Unis) a augmenté de 15% environ (20% en incluant les condensats et liquides de gaz naturel), les approvisionnements pétroliers totaux de l'UE-27 et de la France ont décliné de 17% et 20% respectivement et les approvisionnements en pétrole brut de 10% et 37% respectivement. Ces évolutions résultent d'une conjonction de facteurs dont l'identification et la mesure sont exclues du cadre de cette étude. L'analyse des évolutions conjointes des consommations domestiques et de leurs parts du marché mondial est en effet complexe eu égard à la diversité des facteurs, conjoncturels et structurels, susceptibles d'intervenir sur une période de temps donnée au sein de chaque pays consommateur : niveau, structure et variation du PIB, décisions de politique énergétique (taxation de l'énergie, normes de consommation) mais également de politique non directement énergétique (économique, industrielle, technologique, financière), écarts d'élasticité au prix. L'évidence empirique suggère en outre que la contraction de la demande pétrolière en Europe, observée sur le temps significatif d'une décennie, résulte du phénomène de substitution, sur temps long, des énergies primaires par les vecteurs énergétiques, à ce jour principalement électricité et gaz dans les secteurs de l'industrie et de l'habitat. Ce phénomène est également, et de toute évidence, concomitant de l'émergence de grands pays consommateurs au fort potentiel de croissance sur le marché pétrolier mondial, en particulier la Chine et l'Inde, qui sont en concurrence croissante avec les pays en voie de désindustrialisation²¹. L'augmentation de la consommation domestique des pays producteurs de pétrole brut fournisseurs de l'UE-27 contribue également à réduire graduellement leur capacité exportatrice et à exacerber la concurrence entre pays importateurs nets.

Les perspectives de production agrégée de pétrole brut conventionnel (en excluant le LTO aux États-Unis) des 16 principaux pays fournisseurs laissent augurer au mieux d'une stabilité jusqu'en 2030, au pire d'un début de déclin avant cette date si les contraintes opérationnelles et économiques de développement de champs de taille de plus en plus réduite s'avèrent supérieures à ce qui est estimé et retenu dans le cadre du diagnostic de cette étude. À partir de la décennie 2030, aucun potentiel de développement, champs découverts à ce jour ou potentiel d'exploration, ne paraît à même d'enrayer le déclin de la production agrégée de brut conventionnel.

Concernant les ressources de LTO aux États-Unis, les perspectives de production évaluées par des sources institutionnelles (Administration de l'Énergie des États-Unis, Agence Internationale de l'Énergie, OPEP) sont convergentes sur un point clé : le potentiel de croissance à horizon 2040 est désormais limité, dans le meilleur des cas, à environ 20% par rapport au

20 - Illustrée par la chute record des taux de succès des forages d'exploration, Rystad Energy - Wildcat safari running dry: Onshore success rate dips to lowest on record, falls for fourth year in a row, 5 mars 2021.

21 - (Auzanneau 2020)

niveau actuel de production, ce qui représente 13 à 15% des approvisionnements actuels de l'UE-27. Les principaux travaux de sources institutionnelles et indépendantes suggèrent une trajectoire médiane de stabilité de la production de LTO aux Etats-Unis avant l'amorce d'une tendance baissière au cours de la décennie 2030. L'analyse des facteurs d'incertitudes et le jugement d'expert des auteurs conduisent à retenir deux estimations de trajectoire, basse et haute, confirmant d'une part le potentiel de croissance désormais faible par rapport à celle observée au cours de la décennie 2010, d'autre part un déclin attendu dès la décennie 2030.

Ainsi, si la production totale des 16 actuels principaux pays fournisseurs, incluant pétrole brut conventionnel et LTO des Etats-Unis, pourrait conserver, au cours de la décennie 2020, un niveau stable mais légèrement inférieur au maximum de 2018/2019, il paraît acquis que la décennie 2030 verra un déclin marqué et irréversible.

En première approche, les volumes des approvisionnements pétroliers de l'UE-27 et de la France seront déterminés, en tendance de fond et de façon nécessairement très graduelle, par les niveaux de réserves des pays fournisseurs et la disponibilité de la ressource. Dans l'hypothèse hautement probable de la poursuite de la croissance de la consommation pétrolière des pays non-membres de l'UE-27, la stabilité, dans le meilleur des cas, puis le déclin, au plus tard au cours de la décennie 2030, de la production totale des 16 actuels principaux pays fournisseurs, ne pourrait que réduire la part de l'UE-27 du marché mondial. **Cette réduction serait synonyme de contrainte si son rythme était supérieur à celui des effets des mesures de tous ordres qui pourraient être prises à l'échelle de l'UE, en complément ou en substitution de celles prises par les pays membres, améliorant l'efficacité et permettant les substitutions énergétiques.** La question du potentiel d'approvisionnement auprès d'un nouveau pays producteur, existant ou en voie d'émergence, n'est pas traitée dans cette étude.

En seconde approche, les volumes d'approvisionnements de l'UE-27, et de la France, seront fonction de facteurs plus influents à court et moyen terme que la seule contrainte tendancielle de disponibilité des ressources. En premier lieu, **l'adéquation des qualités des pétroles bruts exportés par les pays fournisseurs aux caractéristiques des capacités de raffinage des pays importateurs.** Le cas de l'Égypte en constitue une illustration : importateur net total de pétrole et produits pétroliers depuis 2010 (en raison de l'augmentation de sa consommation intérieure, de la baisse de sa production nationale depuis 1996 et de l'insuffisance de ses capacités de raffinages domestiques), le pays reste exportateur net de pétrole brut et les flux vers l'Europe, sur la même période, sont restés stables, de l'ordre de 5 millions de tonnes par an. En deuxième lieu, l'existence d'**infrastructures de transport sur longue distance** (oléoducs), et les contrats d'approvisionnements de plusieurs années qui leur sont généralement liés, contribuent à maintenir un lien durable entre pays exportateurs et importateurs de nature à limiter les effets négatifs d'une contrainte de production du pays fournisseur sur les flux d'exportation. En troisième lieu, **la proximité géographique et la minimisation des coûts de transport** participent nécessairement de l'optimisation de la structure des approvisionnements et sont également susceptibles de réduire à court et moyen terme le déterminisme d'une contrainte de ressource globale ou concernant les principaux pays fournisseurs. En dernier lieu, on peut envisager que la situation paroxystique d'une contrainte d'approvisionnement pétrolier à grande échelle pourrait conduire à l'émergence et au renforcement de **relations internationales bilatérales, en reconnaissance d'intérêts géostratégiques communs**, dont l'un des objectifs serait la sécurisation des flux par accord de gré à gré entre pays importateur et exportateur, en abstraction des mécanismes de marché d'allocation des ressources.

Bibliographie

AIE. 2013. « World Energy Outlook 2013 – Analysis ». <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2013>.

———. 2015. « World Energy Outlook 2015 - Analysis ». <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2015>.

———. 2017. « World Energy Outlook 2017 - Analysis ». <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017>.

Attanasi, Emil. 1998. « Economics and the 1995 National Assessment of United States Oil and Gas Resources ». *United States Geological Survey*, janvier.

Auzanneau, Matthieu. 2020. « L'union européenne risque de subir des contraintes fortes sur les approvisionnements pétroliers d'ici à 2030 ». The Shift Project. <https://theshiftproject.org/article/ue-declin-approvisionnements-petrole-2030-etude/>.

Eberhart, Dan. 2020. « U.S. Producers Prove Better Swing Supplier Than Previously Thought ». *Forbes*. 1 juin 2020. <https://www.forbes.com/sites/daneberhart/2020/06/01/us-producers-prove-better-swing-supplier-than-previously-thought/>.

EIA. 2020. « Drilling Productivity Report - U.S. Energy Information Administration (EIA) ». 16 novembre 2020. <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/>.

Furfari, Samuel, et Ernest Mund. 2020. « Énergies renouvelables dans l'UE : de la perception aux réalités | Connaissances des énergies ». *Connaissance des énergies*. 27 novembre 2020. <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/energies-renouvelables-dans-lue-de-la-perception-aux-realites>.

Hart Energy. 2017. « The US Bakken Shale Play: An EUR Analysis ». 9 mai 2017. <https://www.hartenergy.com/exclusives/us-bakken-shale-play-eur-analysis-176662>.

Hiller, Laila Kearney, Jennifer. 2019. « New Mexico Governor Moves to Limit Methane Emissions, Combat Climate Change ». *Reuters*, 30 janvier 2019. <https://www.reuters.com/article/us-new-mexico-regulation-energy-idUSKCN1PN35R>.

Hirji, Zahra, et Lisa Song. 2015. « Map: The Fracking Boom, State by State ». *InsideClimate News*. 20 janvier 2015. <http://insideclimatenews.org/news/20150120/map-fracking-boom-state-state>.

Laherrere, Jean. 2018. « updated « Extrapolation of oil past production to forecast future production » ». *ASPO France* (blog). 2 octobre 2018. <https://aspofrance.org/2018/10/03/updated-extrapolation-of-oil-past-production-to-forecast-future-production/>.

Lepetit, Michel. 2020. « Unconventional monetary policy for unconventional oil ». 10 avril 2020. <https://www.linkedin.com/pulse/unconventional-monetary-policy-oil-michel-lepetit/>.

Lomax, Simon. 2017. « Governor Martinez Supports Repeal of BLM Methane Rule, Calls For More Pipeline Construction ». *Western Wire* (blog). 31 janvier 2017. <https://westernwire.net/governor-martinez-supports-repeal-of-blm-methane-rule-calls-for-more-pipeline-construction/>.

Rystad Energy. 2021. « Russia is on the threshold of a new oil strategy », *Upstream Analytics*, 23 Mars 2021.

———. 2020a. « Frac sand supply & demand, latest trends and perspectives ». 29 janvier 2020. <https://www.rystadenergy.com/clients/report?rid=121241&>.

———. 2020b. « US shale operators find sublime balance between spending and cash flow ». 2 mars 2020. <https://www.rystadenergy.com/clients/articles/shalewell/2020/us-shale-oil-balances-spending-and-cash-flow/>.

———. 2020c. « Chapter 11 and M&A outlook in US shale ». 31 juillet 2020. <https://www.rystadenergy.com/clients/articles/shale/2020/us-shale-chapter-11-and-ma/>.

———. 2020d. « US tight oil Tier 1 drilling share may exceed 50% of total in 2020 ». 8 octobre

2020. <https://www.rystadenergy.com/clients/articles/shalewell/2020/shale-tier1-inventory/>.

———. 2020e. « US oil & gas Chapter 11 filings slow, but 2021-2022 outlook uncertain ». 20 octobre 2020. <https://www.rystadenergy.com/clients/articles/shalewell/2020/us-oilgas-bankruptcies/>.

Speight, James G. 2015. « Chapter 7 - Transportation ». In *Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology*, édité par James G. Speight, 191-212. Boston: Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-558-6.00007-6>.

« Forage horizontal, le virage à 90° - Histoire d'une révolution industrielle », septembre 2016. <https://www.ep.total.com/sites/g/files/wompnd1021/f/atoms/files/forage-horizontal-total-fr-septembre-2016.pdf>

Weber, Isabelle. 2019. « How State Regulations Hold Us back and What Other Countries are doing about Fracking ». FracTracker Alliance. 10 octobre 2019. <https://www.fractracker.org/2019/10/regulations-by-country/>.

Glossaire

Baril : 42 gallons américains soit environ 159 litres

Baril par jour : 365 barils ou 58 035 litres par an

CAPEX (CAPital EXpenditures) : dépenses en capital, investissements nécessaires à l'exploitation d'un gisement (exploration, infrastructures, forage des puits)

Champ (ou gisement) : accumulation d'hydrocarbures exploitable par forage

Condensats : hydrocarbures à l'état gazeux dans la roche réservoir, à l'état liquide à pression ambiante

Conventionnel : hydrocarbures conventionnels extraits d'une roche réservoir possédant des caractéristiques physiques standard de porosité et perméabilité

Déplétion (des réserves) : taux d'extraction des réserves d'un champ ou d'une entité géographique (pays, monde, autre...)

Exploration pétrolière : ensemble des activités de recherche (sismique, forages exploratoires) des gisements d'hydrocarbures

Hydrocarbure : molécule composée d'atomes de carbone et d'hydrogène

Light Tight Oil (LTO) : hydrocarbures liquides extraits de formations géologiques compactes par les techniques de fracturation hydraulique et de forage horizontal

Liquides : agrégat de l'ensemble des hydrocarbures liquides incluant les pétroles bruts, les condensats, les liquides de gaz naturel

Liquides de Gaz Naturel (LGN) / Natural Gas Liquids (NGL) : hydrocarbures liquides associés au gaz naturel.

Million de barils par jour (Mb/j) : 365 millions de barils par an

Non-conventionnel : hydrocarbures conventionnels extraits d'une roche réservoir non-conventionnelle caractérisée par de faibles porosité et perméabilité ou hydrocarbures non conventionnels (extra-lourds principalement) extraits d'une roche réservoir conventionnelle

Offshore : exploration ou exploitation des ressources localisées en mer

Offshore peu profond (Shelf) : exploration ou exploitation des ressources localisées en mer, par une profondeur d'eau inférieure à 125 mètres

Offshore profond (Deep) : exploration ou exploitation des ressources localisées en mer, par une profondeur d'eau comprise entre 125 et 1500 mètres

Offshore très profond (Ultra-deep) : exploration ou exploitation des ressources localisées en mer, par une profondeur d'eau supérieure à 1500 mètres

Onshore : exploration ou exploitation des ressources localisées à terre

OPEP : Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole, créée en 1960. Actuellement 13 pays : Algérie, Angola, Guinée Équatoriale, Gabon, Iran, Irak, Koweït, Libye, Nigéria, République du Congo, Arabie Saoudite, Émirats Arabes Unis, Venezuela.

OPEX (OPerating EXpenditures) : dépenses courantes nécessaires à l'exploitation d'un gisement (coûts de production, transport, frais généraux)

Pétrole brut : hydrocarbure liquide nécessitant un traitement par raffinage pour un usage en tant que combustible, carburant ou pour ses propriétés physiques.

Place (hydrocarbures en) : volume total d'hydrocarbures que contient un champ. Ce volume n'est jamais connu avec précision mais estimé.

Point-mort : seuil de rentabilité économique de l'exploitation d'un champ ou gisement d'hydrocarbures

Produits raffinés : produits pétroliers, combustibles, carburants et autres, issus du raffinage du pétrole brut (propane, butane, naphta, essence, diesel, kérosène, fioul lourd)

Raffinage : ensemble des opérations de traitement et séparation des différents hydrocarbures composant le pétrole brut permettant d'obtenir les produits raffinés

Récupération (taux de) : estimation de la part des réserves dans le volume total estimé d'hydrocarbures en place d'un champ. Le taux de récupération estimé est généralement compris entre 30 et 40%.

Réserves : fraction du volume d'hydrocarbures techniquement et économiquement extractible d'un champ à laquelle est associée une probabilité. On associe une probabilité de 90% aux réserves « 1P » ou « prouvées », de 50% aux réserves « 2P » ou « prouvées + probables » et de 10% aux réserves « 3P » ou « prouvées + probables + possibles ».

Réserves ultimes : cumul de l'ensemble des découvertes passées et futures (estimées). A long terme, les réserves ultimes sont égales à la production cumulée.

Tonne : unité de masse. Par convention, une tonne d'un pétrole brut de densité moyenne est égale à 7 barils.

Annexes

Annexe 1

Tableau de synthèse analyse pays

Annexe 2

Données approvisionnement pétrolier UE-27

Annexe 3

Données importation de pétrole brut France

Annexe 1

Tableau de synthèse analyse pays

Pays	Part dans les importations de pétrole brut en France entre 2010 et 2018 (en %)	Part dans les importations de pétrole brut en UE-27 entre 2010 et 2018 (en %)	Découvertes cumulées pétrole brut à 2020 (milliards de barils) (3)	Réserves restantes pétrole brut à 2020 (milliards de barils, hors reste à découvrir) (3)	Taux de dépletion des découvertes cumulées pétrole brut à 2020 (%) (3)	Pic de découverte pétrole brut à 2020 (3)	Pic de production pétrole brut à 2020 (3)	Baisse de production de pétrole brut (référence 2019) depuis le pic	Taux de dépletion des découvertes cumulées de pétrole brut à la date du pic de production
Egypte	0,9	1,0	14	2	85%	1964	1996	-46%	57%
Mexique	0,5	2,1	58	12	80%	1977	2004	-50%	61%
Royaume Uni	3,0	4,1	33	7	79%	1974	1999	-62%	58%
Algérie	6,3	2,3	27	6	79%	1956	2007	-25%	59%
Azerbaïdjan	5,1	4,8	19	4	78%	1985	2009	-32%	61%
Norvège	9,1	7,9	39	10	74%	1979	2001	-55%	46%
Libye	7,6	5,1	41	10	75%	1961	1970	-68%	19%
Nigéria	8,7	6,5	44	9	80%	1965	2005	-31%	59%
Russie (1)	12,9	32,9	254	73	71%	1960	2019 ?	-	-
Etats-Unis (2)	0,5	0,5	241	31	87%	1924	1970	-55%	46%
Angola	4,2	2,3	20	5	73%	1998	2008	-29%	41%
Iran	3,8	2,9	124	47	62%	1965	1974	-61%	19%
Koweït	0,3	1,1	87	38	56%	1938	1972	-18%	19%
Arabie Saoudite	14,4	7,9	346	189	45%	1948	2016	-6%	41%
Kazakhstan	13,4	6,6	36	22	40%	2000	2019 ?	-	-
Iraq	2,6	6,0	127	79	38%	1953	-	-	-
Total hors US LTO	93	94	1508	544	68%				

Notes:

(1) Formation du Bazhenov incluse.

(2) Pétrole conventionnel inclus, Light Tight Oil (LTO) exclu.

(3) Les données de production et de découvertes pour l'année 2020 sont préliminaires.

(4) Offshore peu profond : jusqu'à 125m de profondeur d'eau. Offshore profond: de 125 à 1500m. Offshore très profond: profondeur d'eau supérieure à 1500m.

Pays	Nombre de champs découverts à 2020 (3)	Nombre de champs abandonnés et non identifiés	Nombre de champs en production en 2020 (3)	Nombre de champs découverts non développés à 2020 (3) (4)					Taille moyenne des champs découverts restant à mettre en production en millions de barils (3) (4)				
				Total	onshore	offshore peu profond	offshore profond	offshore très profond	Total	onshore	offshore peu profond	offshore profond	offshore très profond
Egypte	282	42	221	19	11	7	1	0	9	9	9	4	-
Mexique	337	101	191	45	1	36	8	0	117	89	98	206	-
Royaume Uni	458	117	170	171	3	110	58	0	20	2	15	31	-
Algérie	125	13	87	25	25	0	0	0	26	26	-	-	-
Azerbaïdjan	68	6	57	5	0	3	2	0	159	-	138	191	-
Norvège	204	38	74	92	0	37	54	1	44	-	48	42	3
Libye	118	10	87	21	16	1	4	0	47	37	131	67	-
Nigéria	355	89	180	86	33	43	10	0	32	21	21	119	-
Russie (1)	1770	406	1323	41	37	4	0	0	145	134	248	-	-
Etats-Unis (2)	1996	852	1033	111	64	2	18	27	74	49	74	93	123
Angola	155	40	69	46	0	12	19	15	51	-	18	52	77
Iran	137	4	81	52	36	15	1	0	287	304	238	386	-
Koweït	33	0	14	19	18	1	0	0	206	216	32	-	-
Arabie Saoudite	112	3	32	77	61	14	2	0	543	328	1550	59	-
Kazakhstan	209	12	159	38	29	9	0	0	258	79	836	-	-
Iraq	103	11	47	45	45	0	0	0	593	593	-	-	-
Total hors US LTO	6 462	1 744	3 825	893	379	294	177	43					

Notes:

(1) Formation du Bazhenov incluse.

(2) Pétrole conventionnel inclus, Light Tight Oil (LTO) exclu.

(3) Les données de production et de découvertes pour l'année 2020 sont préliminaires.

(4) Offshore peu profond : jusqu'à 125m de profondeur d'eau. Offshore profond: de 125 à 1500m. Offshore très profond: profondeur d'eau supérieure à 1500m.

Annexe 1

Tableau de synthèse analyse pays (suite)

Pays	Part dans les CAPEX d'exploration mondiaux en % sur sur la période 2010-2019				rang du pays dans les CAPEX explo mondiaux sur la période 2010-2019 (3)				Milliers de barils découverts par millions de dollars investis sur la période 2010-2019 (3)(4)			
	onshore	offshore peu profond	offshore profond	offshore très profond	onshore	offshore peu profond	offshore profond	offshore très profond	onshore	offshore peu profond	offshore profond	offshore très profond
Egypte	2,9	0,8	0,2	0,0	8	22	34	52	138	13	0	0
Mexique	1,1	8,2	1,3	4,4	18	4	15	4	118	161	0	122
Royaume Uni	0,3	8,1	4,5	>0,01	31	5	5	62	32	216	150	0
Algérie	0,9	-	-	>0,01	19	-	-	65	199	-	-	0
Azerbaïdjan	0,0	>0,01	0,1	-	86	90	43	-	0	0	0	-
Norvège	-	17,6	16,4	0,1	-	1	2	37	0	258	102	11
Libye	1,6	0,1	0,1	0,1	11	55	44	42	45	0	0	0
Nigéria	0,6	1,3	1,5	1,3	26	17	12	8	80	379	349	0
Russie (1)	10,3	1,8	0,1	-	2	13	53	-	337	940	0	-
Etats-Unis (2)	3,3	3,4	26,3	26,4	6	8	1	2	2347	1514	143	261
Angola	0,1	0,9	5,3	7,0	61	20	4	3	74	0	0	219
Iran	0,1	0,1	0,3	-	48	49	32	-	3750	0	0	-
Koweït	1,4	>0,01	-	-	13	93	-	-	422	0	-	-
Arabie Saoudite	1,8	9,1	1,6	-	10	3	11	-	384	50	71	-
Kazakhstan	1,4	0,6	-	-	14	28	-	-	76	3	-	-
Iraq	3,3	-	-	-	7	-	-	-	682	-	-	-
Total hors US LTO	29,0	51,9	57,7	39,3								

Notes:

- (1) Formation du Bazhenov incluse.
- (2) Pétrole conventionnel inclus, Light Tight Oil (LTO) exclu.
- (3) Les données de production et de découvertes pour l'année 2020 sont préliminaires.
- (4) Offshore peu profond : jusqu'à 125m de profondeur d'eau. Offshore profond: de 125 à 1500m. Offshore très profond: profondeur d'eau supérieure à 1500m.

Pays	Estimation du potentiel de réserves additionnelles (hors champs découverts) entre 2020 et 2050 (milliards de barils) (3)		Somme des réserves restantes à 2020 et du potentiel de réserves additionnelles entre 2020 et 2050 de pétrole brut (milliards de barils) (3)	Production actuelle et potentielle future (en million de barils) - Pétrole brut				Production actuelle et potentielle future (en million de barils) - Tous liquides			
	Pétrole brut	Tous liquides		2019	2030	2040	2050	2019	2030	2040	2050
Egypte	2,1	2,3	4,2	178	88	57	73	226	120	76	87
Mexique	16,1	17,5	27,8	613	527	372	140	697	582	406	164
Royaume Uni	1,5	2,9	8,3	327	320	174	77	402	374	194	92
Algérie	4,1	6,1	9,7	382	238	124	133	535	386	233	218
Azerbaïdjan	3,9	4,2	7,9	251	189	110	118	282	237	150	137
Norvège	4,5	4,5	14,8	513	591	151	73	635	651	170	79
Libye	4,6	6,1	14,6	402	344	262	165	439	378	298	195
Nigéria	6,9	6,9	15,6	602	362	183	58	756	414	208	64
Russie (1)	29,4	31,3	102,2	3 817	2 717	1 698	896	4 242	3 216	2 485	1 522
Etats-Unis (2)	31,8	32,1	63,1	1 518	1 048	774	448	1 936	1 269	946	572
Angola	2,5	2,5	7,9	486	239	94	34	509	244	104	38
Iran	14,0	14,4	61,5	861	1 018	1 397	871	1 184	1 547	1 932	1 191
Koweït	2,6	2,7	40,8	981	973	966	675	1 072	1 040	1 001	687
Arabie Saoudite	13,8	14,9	202,6	3 641	3 712	2 986	2 946	4 257	4 238	3 363	3 249
Kazakhstan	5,7	5,9	27,4	605	551	439	364	716	646	502	392
Iraq	13,3	13,5	92,3	1 774	2 030	2 180	1 511	1 811	2 086	2 212	1 529
Total hors US LTO	157	168	701	16 951	14 947	11 968	8 583	19 699	17 426	14 279	10 215
Etats-Unis LTO				2 577				4 275			
Estimation basse					2 203	1 655	856		3 573	2 684	1 429
Estimation haute					3 837	3 150	1 670		6 102	5 060	2 773
Total avec US LTO				19 528				23 975			
Estimation basse					17 150	13 623	9 439		20 999	16 963	11 644
Estimation haute					18 784	15 117	10 253		23 528	19 340	12 988

- Notes:
- (1) Formation du Bazhenov incluse.
 - (2) Pétrole conventionnel inclus, Light Tight Oil (LTO) exclu.
 - (3) Les données de production et de découvertes pour l'année 2020 sont préliminaires.
 - (4) Offshore peu profond : jusqu'à 125m de profondeur d'eau. Offshore profond: de 125 à 1500m. Offshore très profond: profondeur d'eau supérieure à 1500m.

Annexe 2

Données approvisionnement pétrolier UE-27


Origines approvisionnement hydrocarbures liquides UE27 (Mt)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Pétrole brut Production UE27	36	35	35	35	36	35	35	36	35	36	39	38	42	42	42	40	37	36	33	30	29	28	27	26	26	25	22	22	21	
Pétrole brut Importations nettes 16 pays étude TSP	346	363	393	420	433	437	463	476	504	482	498	493	472	504	517	523	515	502	509	469	471	450	459	438	436	471	472	491	485	
dont Royaume Uni	31	32	33	27	36	41	48	50	50	48	44	48	42	37	33	27	29	28	27	23	27	19	20	18	18	20	20	21	20	
dont Norvège	32	39	48	56	67	75	83	82	85	80	82	79	72	72	67	59	56	51	53	49	39	36	34	39	44	43	40	40	37	
dont Russie	33	22	41	67	78	75	88	88	92	107	118	135	152	167	179	185	183	182	177	173	178	173	170	164	149	152	164	160	152	
dont Angola	6	6	5	3	3	4	4	2	2	2	4	6	7	4	3	7	4	11	13	13	8	10	9	13	16	19	12	5	7	
dont Algérie	15	16	15	14	15	12	13	13	14	12	16	14	13	15	18	19	13	8	13	8	5	10	12	13	13	16	12	10	9	
dont Égypte	10	11	11	8	6	7	6	3	4	5	4	3	4	3	3	1	3	3	4	5	4	5	4	5	5	7	6	5	4	
dont Libye	50	54	52	49	48	47	47	48	51	46	46	44	39	46	50	50	54	54	54	50	13	40	26	16	13	11	25	31		
dont Nigeria	27	34	33	29	34	28	33	28	22	19	23	26	18	23	15	18	20	14	20	21	20	28	36	34	40	39	26	30	36	
dont Etats-Unis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	4	12
dont Mexique	16	17	18	13	11	6	6	8	9	8	9	9	9	8	8	10	8	8	8	6	7	7	9	9	11	13	13	12	11	
dont Kazakhstan	-	-	0	0	-	0	1	3	3	6	10	9	13	15	19	26	26	26	27	28	29	29	27	29	32	35	35	40	36	
dont Iran	52	54	50	53	46	51	48	43	46	42	35	31	26	35	36	35	35	35	30	24	30	30	7	-	0	-	15	28	20	
dont Azerbaïjan	-	-	-	0	-	-	-	-	-	3	4	5	5	6	5	7	13	17	18	21	23	25	20	24	22	27	24	24	23	
dont Irak	19	-	-	0	-	-	0	13	33	35	31	20	16	8	13	12	17	19	19	20	17	18	22	18	23	40	43	44	44	
dont Koweït	9	1	5	19	11	10	11	8	10	8	10	8	6	6	7	8	7	6	6	4	3	4	4	5	5	7	7	9	5	
dont Arabie Saoudite	46	77	82	81	79	79	75	86	83	60	63	56	51	59	63	59	51	39	39	30	31	41	46	41	43	40	39	34	38	
Pétrole brut-Autres importations nettes	190	152	126	104	105	104	83	75	81	54	40	44	44	32	38	29	32	37	37	32	31	33	34	28	32	34	30	24	23	
NGL Production UE27	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
NGL Importations nettes 16 pays étude TSP	3	3	3	3	4	5	5	5	5	6	6	7	7	7	6	7	10	8	6	7	6	5	5	5	5	5	5	6	7	6
NGL Autres importations nettes	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	
Produits raffinés Importations nettes totales	44	52	52	35	33	38	39	35	30	36	39	38	51	37	27	38	39	25	32	35	25	30	5	2	15	8	6	13	7	
TOTAL	621	607	610	599	614	622	628	630	658	616	625	622	618	624	632	639	635	609	619	576	565	548	532	502	515	544	537	532	530	

Annexe 3

Données importation de pétrole brut France

	Origines importations pétrole brut France (Mt)																													
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Royaume-Uni	4629	4558	4001	5996	8102	9299	12861	12716	11498	12974	9898	11347	9090	8883	8774	4432	6483	4759	3079	2715	3372	2021	1421	2037	1748	1535	1379	1491	774	
Norvège	5755	5724	6349	8166	10399	13593	14961	18027	17778	14843	21141	19371	16226	16189	15599	16095	13095	12478	12670	9453	7013	7214	5371	5326	4450	4085	5178	5383	3314	
Angola	2787	2204	1699	846	996	687	905	1425	1046	636	1893	3699	3646	3028	2791	4248	3233	4871	5661	7880	3388	2258	1728	1583	3166	4316	3107	899	1124	
Algérie	1850	2612	1735	747	2017	2646	3018	3883	3446	2931	3440	4233	3639	5864	6011	5360	3492	2128	3731	2031	891	4047	2860	3422	3791	4300	4164	4434	4822	
Égypte	982	853	1468	765	81	0	0	54	0	0	0	67	34	141	62	40	0	0	172	386	848	658	515	1088	923	244	130	65	65	
Libye	2859	3845	3133	2035	1902	1596	1849	2484	2546	2289	2441	2988	1627	3623	4098	4498	4193	5194	6822	6381	10248	3188	6370	4771	2979	2060	1473	3507	4644	
Nigéria	3111	4210	4491	5498	8210	5757	8381	4557	6249	4867	4844	5260	4296	5323	2645	2848	4047	2219	4376	3246	2791	4766	3609	4852	6120	6650	5829	4796	5806	
États-Unis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	318	857	1602
Mexique	2494	1902	1644	1278	590	0	0	0	0	0	0	37	110	155	65	0	0	0	29	0	0	0	0	0	244	1276	1127	66	0	
Kazakhstan	0	0	0	0	0	0	0	549	344	853	2090	1454	3053	4003	6087	8550	8060	9431	9150	9482	6830	8253	7181	7220	7119	7824	7946	9063	8142	
Iran	8949	8355	7263	11818	7508	10439	8518	6369	7932	6830	5176	3631	3839	5821	6374	6857	6729	6586	4490	2945	1764	2997	83	0	0	0	4470	6992	3201	
Azerbaïdjan	0	0	0	0	0	0	0	0	3848	8389	7364	7219	5366	4425	800	1521	1441	3488	2954	2939	2467	2389	1548	1846	1248	1209	2759	676	484	1189
Irak	2953	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Koweït	0	559	1379	1495	799	1085	804	869	843	1744	1374	1110	1621	2113	1687	2413	1573	1729	1565	0	0	0	0	219	138	424	219	112	256	
Arabie Saoudite	14878	20469	20145	21947	22212	20287	18300	19276	18108	15069	15226	11345	10568	11245	12552	10312	8681	6860	7499	5615	5992	6698	7838	10157	11079	10552	8332	6180	7950	
Autres	13322	15780	11975	8259	7045	5737	4993	5526	6854	4695	4999	7596	6351	4556	3796	6118	6653	7427	6357	4898	4407	6215	7493	4792	3480	3336	1879	2234	1206	
Russie	4997	1893	5721	5818	4783	5989	8457	7859	5307	6244	5150	8468	10484	12987	12697	9594	9764	10586	11319	10251	11042	9333	8068	6414	5179	4498	5627	8940	7542	



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.

www.theshiftproject.org

Contacts presse :

Matthieu Auzanneau
Directeur du *Shift Project* et coordinateur du projet
matthieu.auzanneau@theshiftproject.org

Ilana Toledano
Responsable communication
ilana.toledano@theshiftproject.org

**THE SHIFT
PROJECT**

