

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

SYNTHÈSE

MAI 2021

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

**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 ; Économiste 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 « Énergie-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

Table des matières

01	Résumé	3
02	Méthodologie de l'étude	6
03	Analyses pays	13

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.

Résumé exécutif

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 États-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 États 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 États-Unis, le Mexique, l'Algérie, l'Angola, le Koweït et l'Égypte

Concernant la production existante, hors LTO aux États-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 États-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 États-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).

À 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 %.**

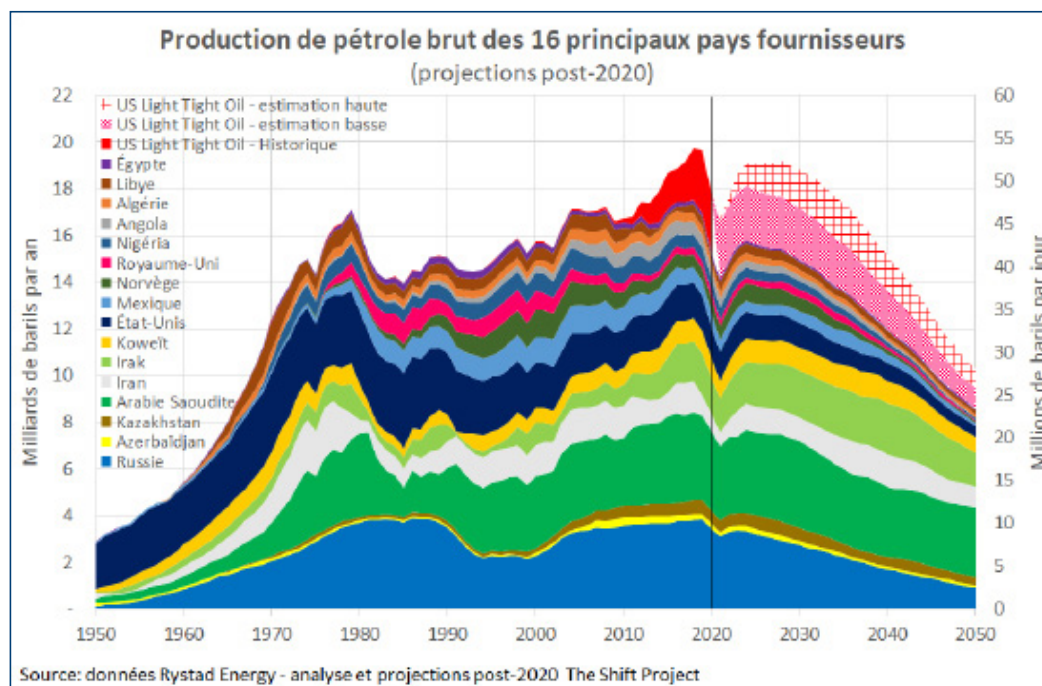
Les perspectives de production agrégée de pétrole brut des seize principaux pays fournisseurs, hors LTO aux États-Unis, conduisent à envisager :

- **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.

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, 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.

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 :

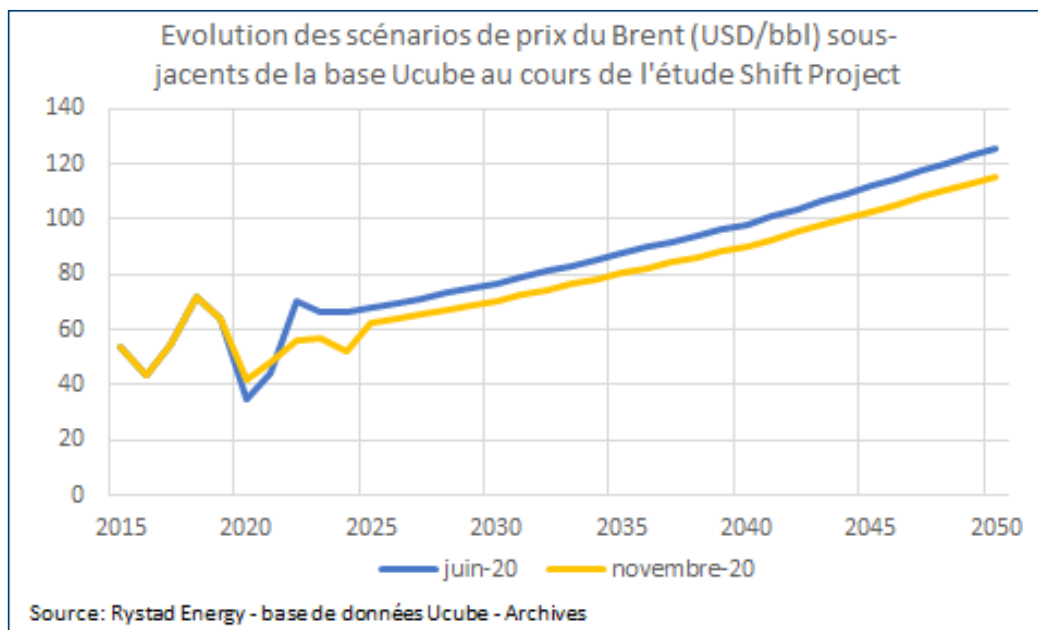
- Le volet historique résulte d'une collecte d'information ou, à défaut, de la modélisation des CAPEX, OPEX, revenus et cash flows en résultant à partir des prix observés du pétrole et du gaz ;
- Le volet prospectif résulte de la seule modélisation des dépenses en capital (CAPEX), des dépenses d'exploitation (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-approvisionné 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 en juin 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.



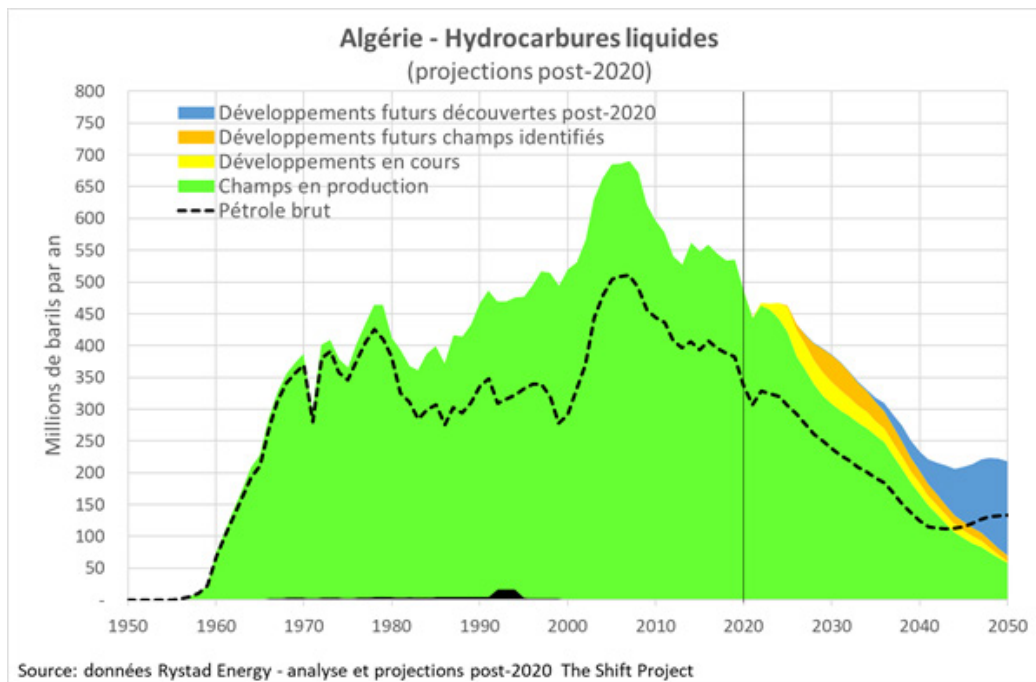
Algérie

La découverte de pétrole en Algérie remonte aux années 1950, lorsque le pays était encore sous administration française. Après l'indépendance du pays en 1962 et jusqu'à la nationalisation du pétrole algérien en 1971, l'extraction de ces 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. Après 1971, c'est la compagnie nationale algérienne, la Sonatrach, qui possède le monopole de l'extraction et de la prospection pétrolière dans le pays.

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).





Angola

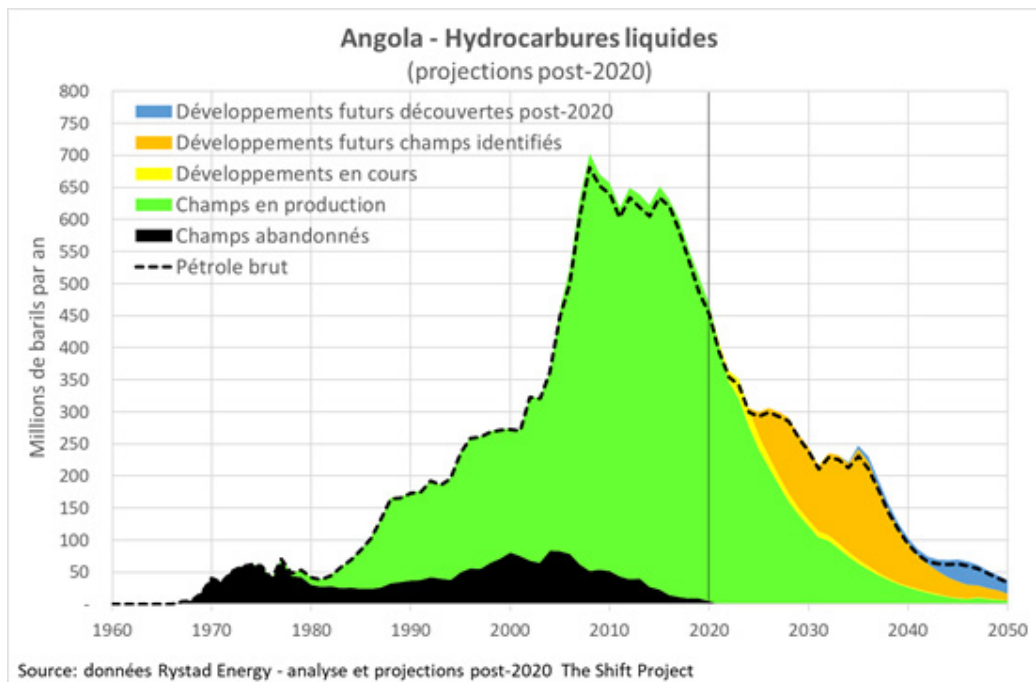
L'Angola est un pays pétrolier dont les ressources sont essentiellement off-shore. La production a été peu affectée par la guerre civile qui sévissait dans le pays entre 1975 et 2002. La pacification du pays s'est accompagnée d'une forte croissance de la prospection et de la production dans des zones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



Égypte

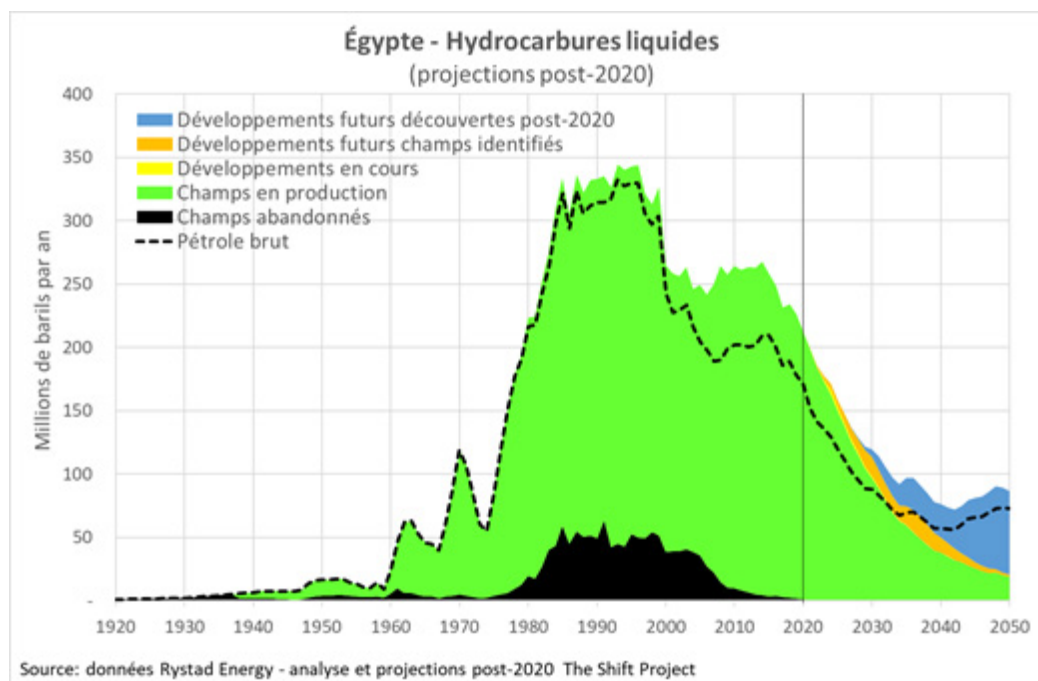


Productrice de pétrole depuis les années 1920, l'Égypte est devenue importatrice nette de produits pétroliers en 2010 à la faveur de l'augmentation de sa consommation intérieure et de la baisse de sa production nationale. Néanmoins l'Égypte reste exportatrice nette de pétrole brut notamment vers l'Europe 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.





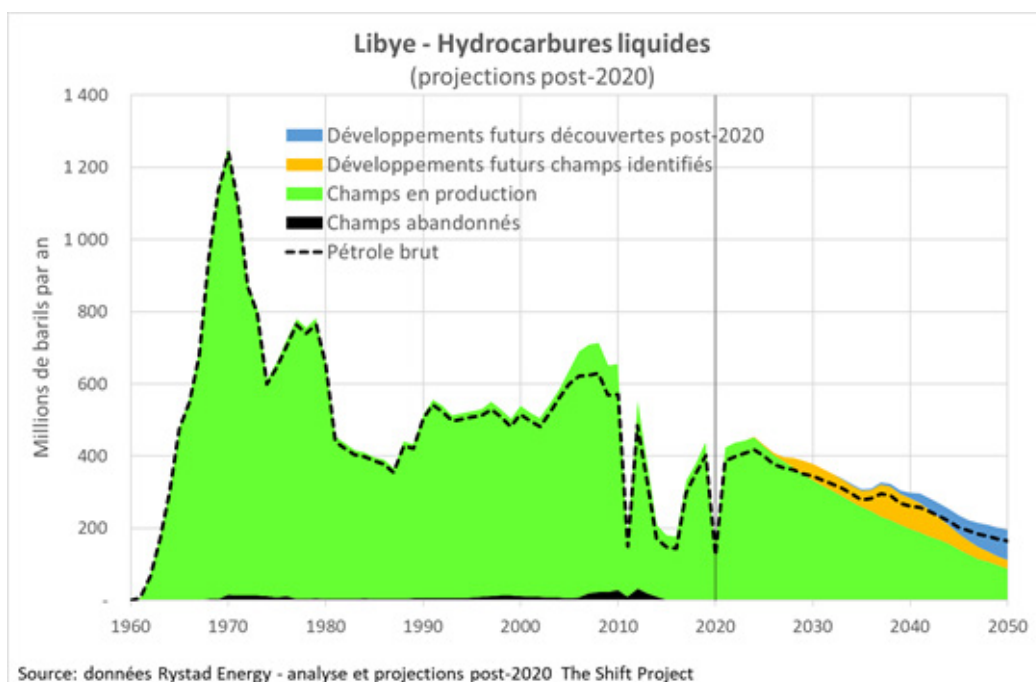
Libye

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, inférieure 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.



Nigéria

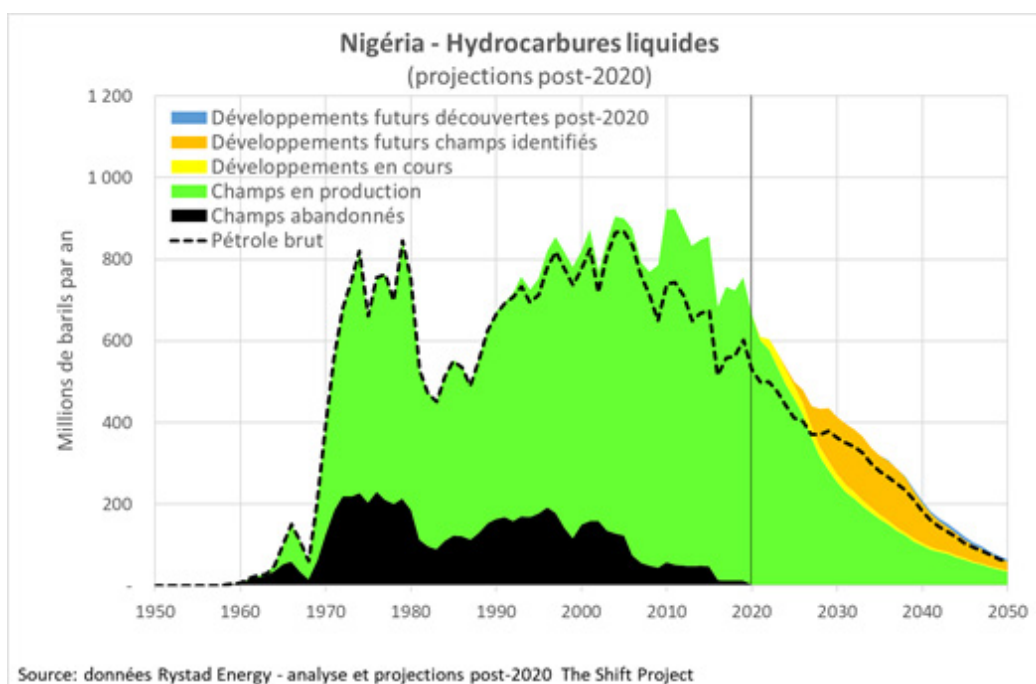


La République Fédérale du Nigéria a obtenu son indépendance du Royaume-Uni en 1960. En 2019 le Nigéria est le premier producteur africain d'hydrocarbures liquides devant l'Angola et l'Algérie. Le Nigéria est également la première économie du continent, son PIB étant supérieur à ceux de l'Afrique du Sud 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.





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. 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.

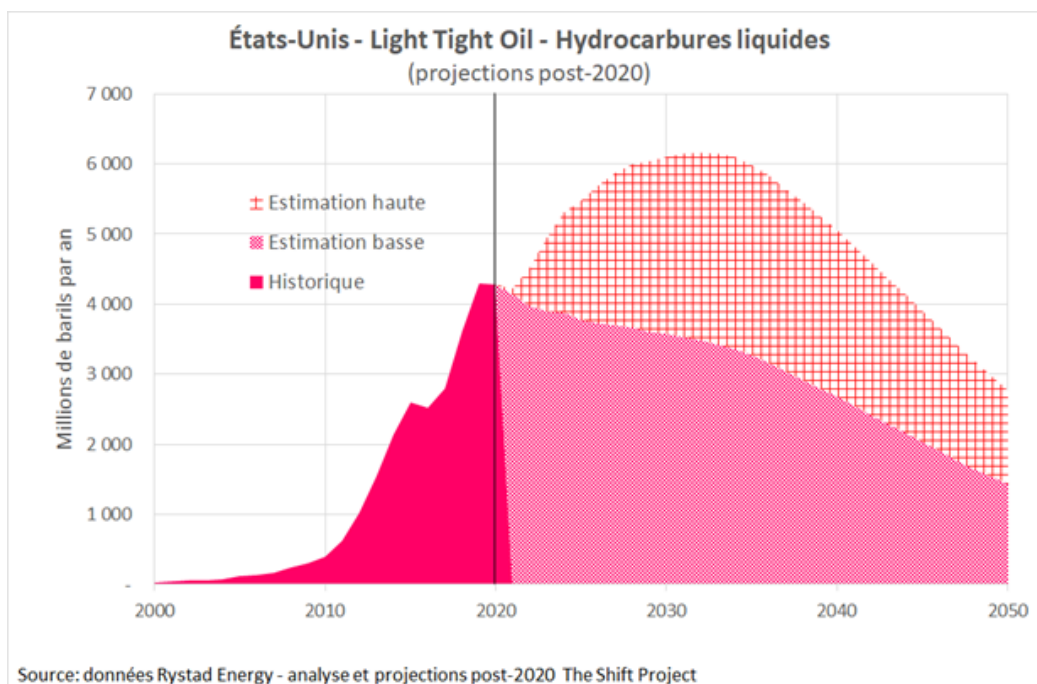
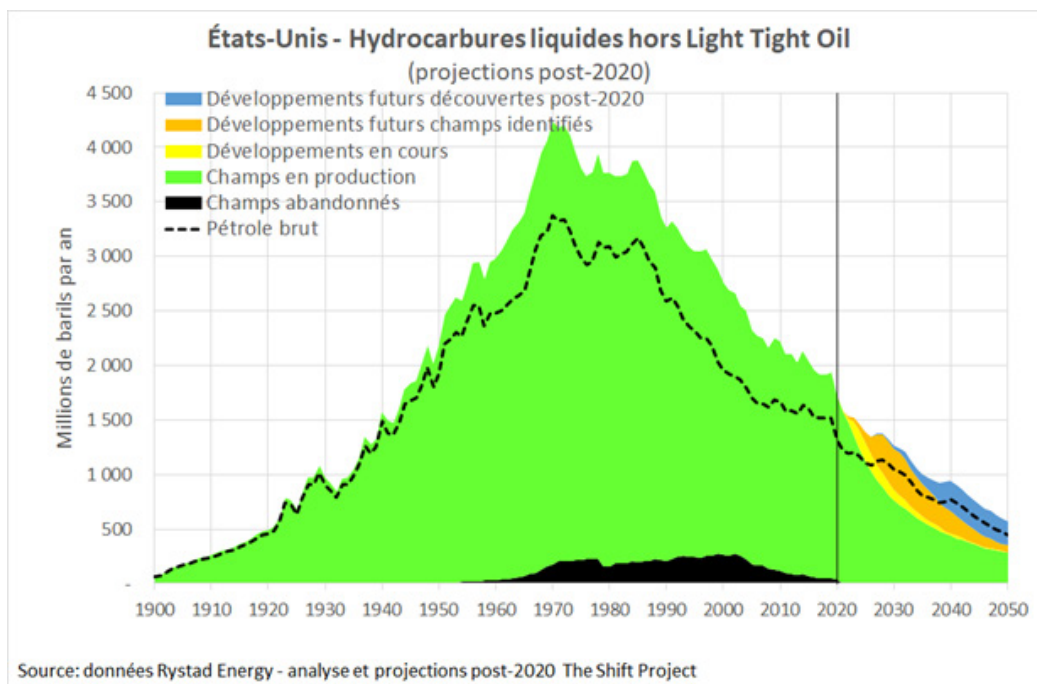
Les réserves des champs conventionnels découverts non développés et le potentiel de réserves des champs conventionnels restant à découvrir d'ici à 2050, estimées au total à environ 63 milliards de barils, n'est pas suffisant pour enrayer le déclin des champs conventionnels en production à ce jour. Entre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

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 et 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.

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 États-Unis :

- 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 maximale 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.





Mexique

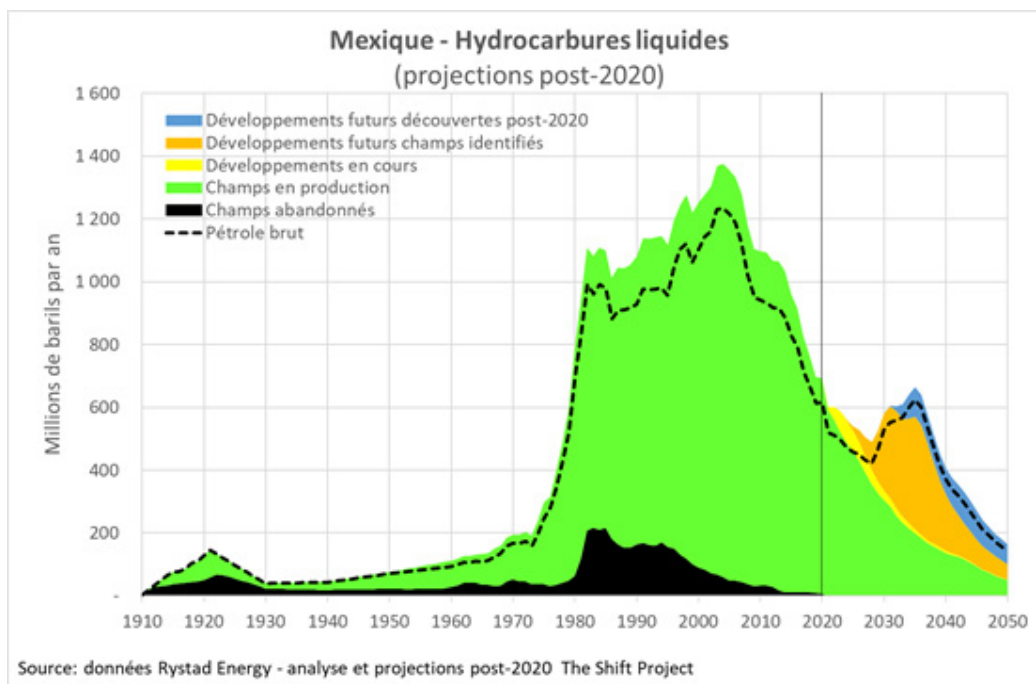
Le Mexique est un pays pétrolier ancien. En effet le pétrole y est extrait dès le début du XXème siècle. En 1938, le président Lazaro Cardenas nationalise, à la suite d'un conflit social, les ressources en hydrocarbures auparavant détenues par des compagnies étrangères. La production de pétrole mexicaine 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.





Arabie Saoudite

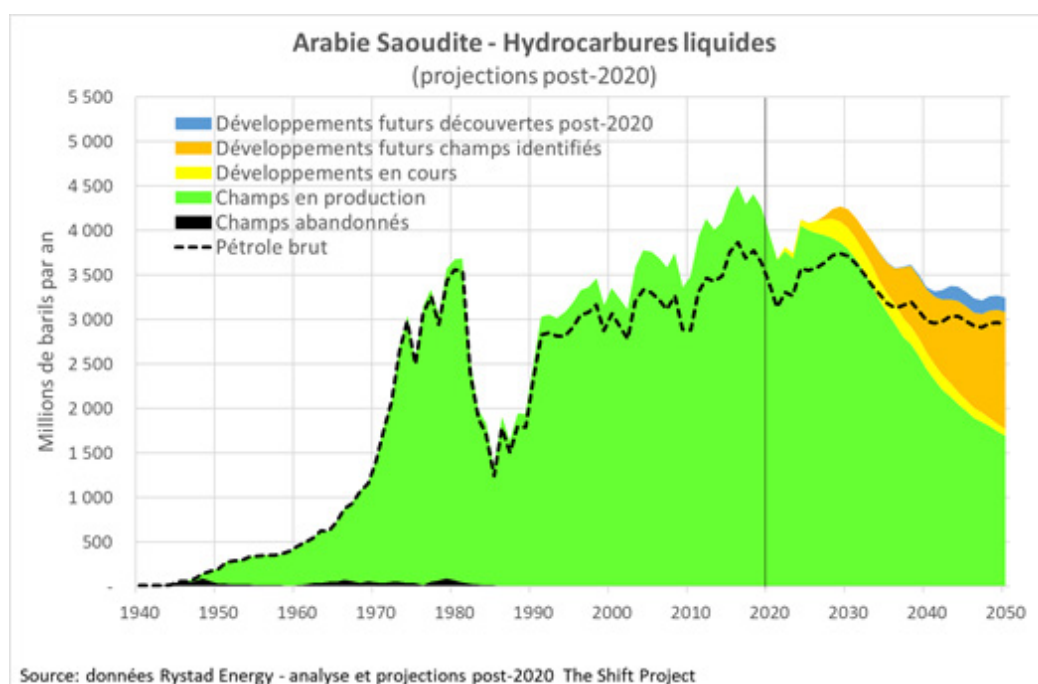
L'Arabie Saoudite est l'acteur dominant du marché pétrolier mondial. Cette monarchie, sous protection américaine depuis la signature en 1945 du « pacte du Quincy », a occupé historiquement la position de leader de l'OPEP et de producteur d'appoint (« swing producer »), permettant de réguler la quantité 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 États-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.**





Azerbaïdjan

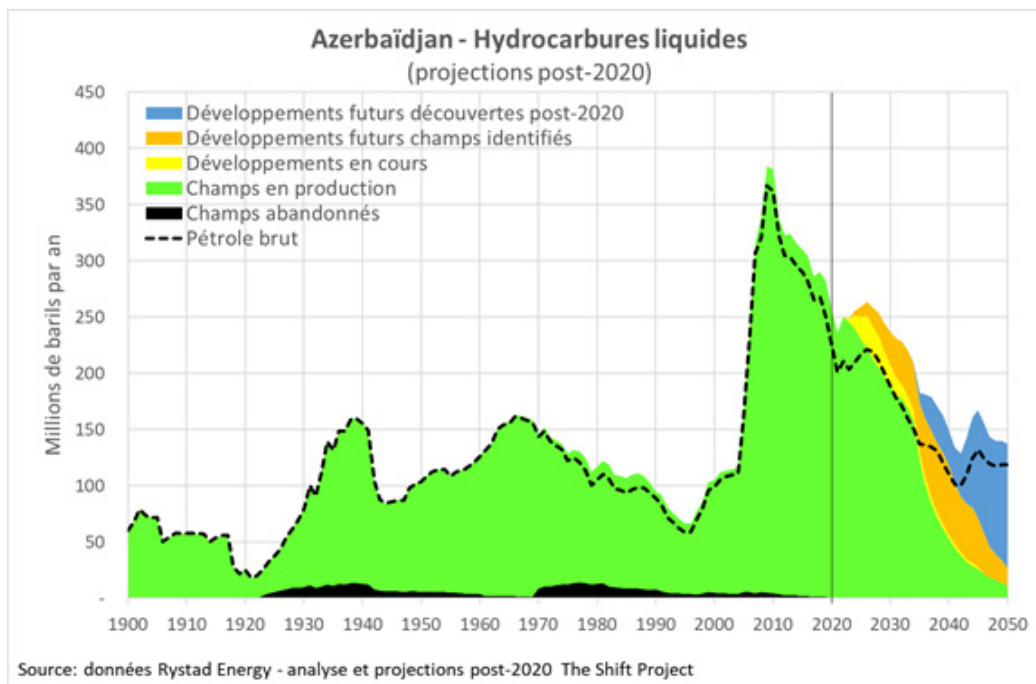
Auparavant province de l'empire Russe puis membre de l'URSS, l'Azerbaïdjan n'est devenu indépendant qu'après 1990 et l'éclatement de l'Union soviétique. L'exploitation pétrolière joue un rôle important dans l'économie depuis le 19^e siècle. Certains des premiers puits de pétrole au monde étaient situés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

La production azerbaidjanaise 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.



Irak

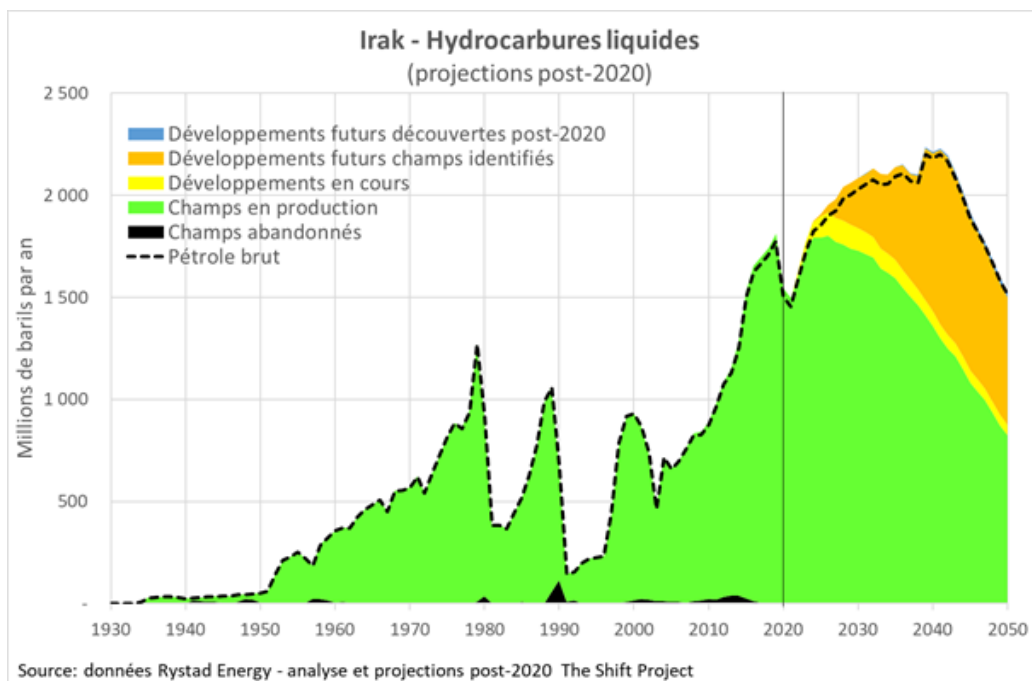
Depuis 1980, l'histoire de l'Irak est faite de guerres, d'invasions, de guerres civiles et d'embargo. Ces événements ont fortement freiné les extractions de pétrole, préservant de ce fait les réserves pléthoriques du pays.

L'Irak possède les 5èmes 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.**





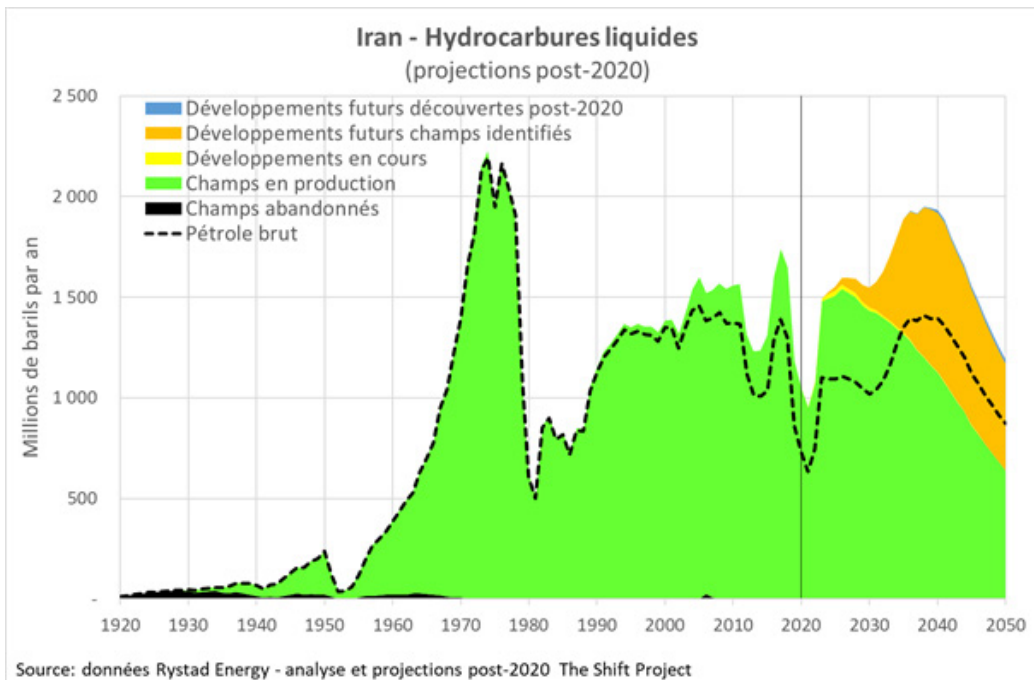
Iran

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 la 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.





Kazakhstan

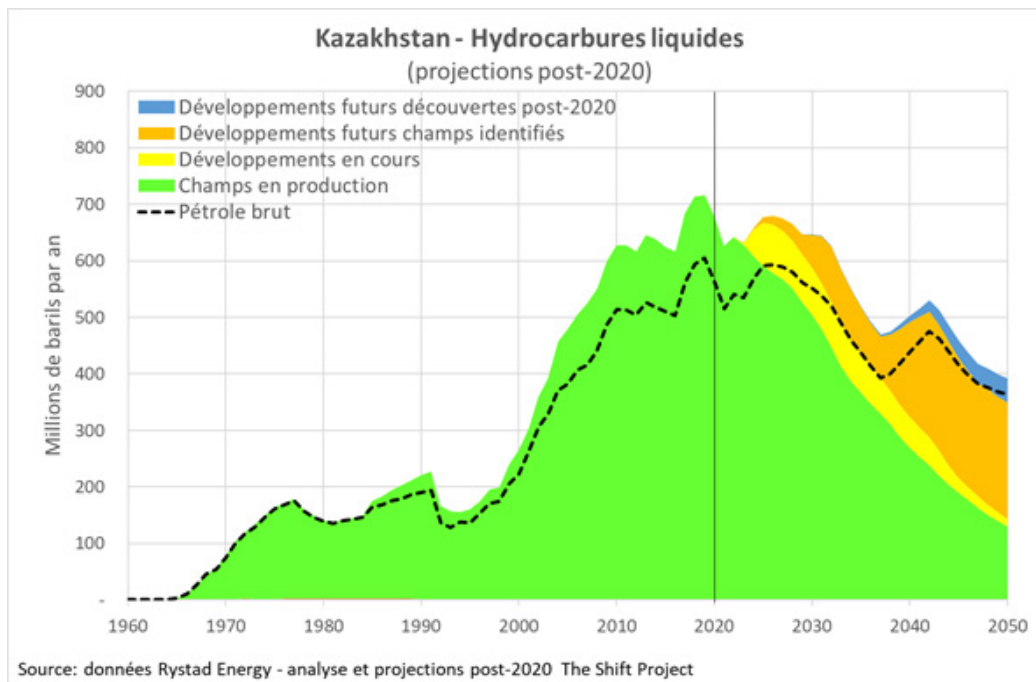
Province de l'empire russe puis république membre de l'Union soviétique, le Kazakhstan est devenu indépendant en 1991, date de l'éclatement de l'URSS. L'activité de l'industrie pétrolière du Kazakhstan n'a guère été affectée par la chute de l'URSS, contrairement à celle de la Russie.

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 attendre -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.





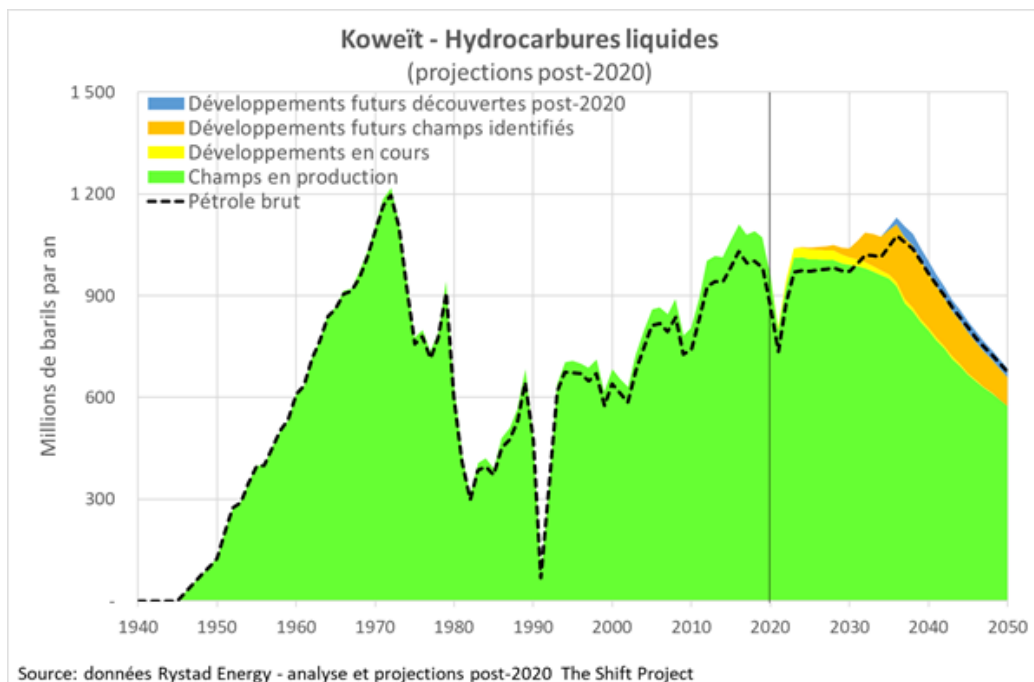
Koweït

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. **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).





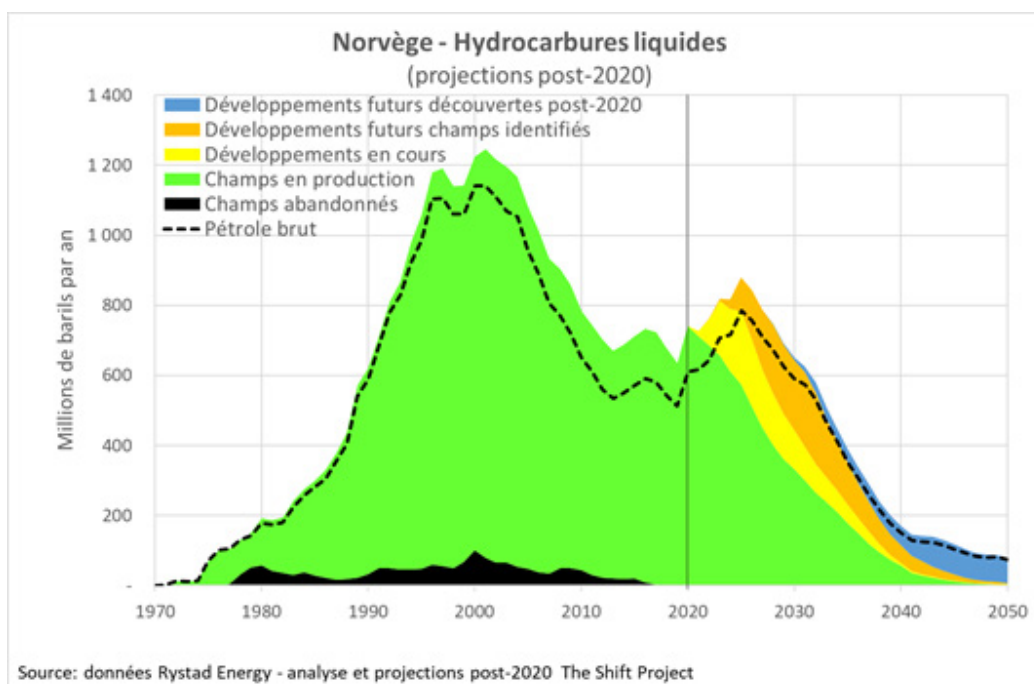
Norvège

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 taille faible 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).





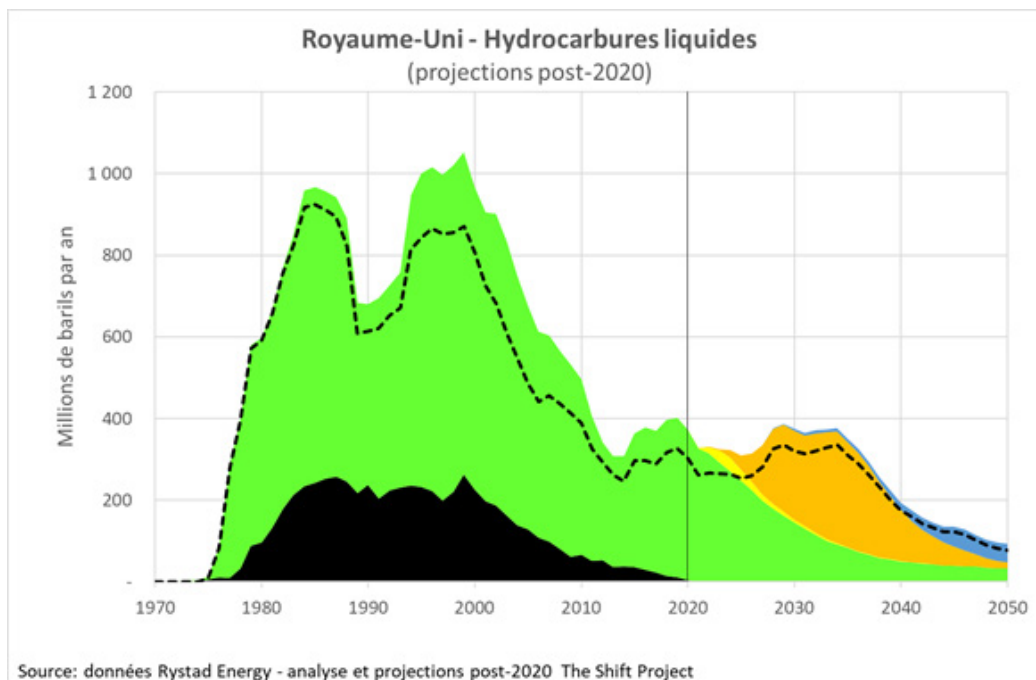
Royaume-Uni

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).



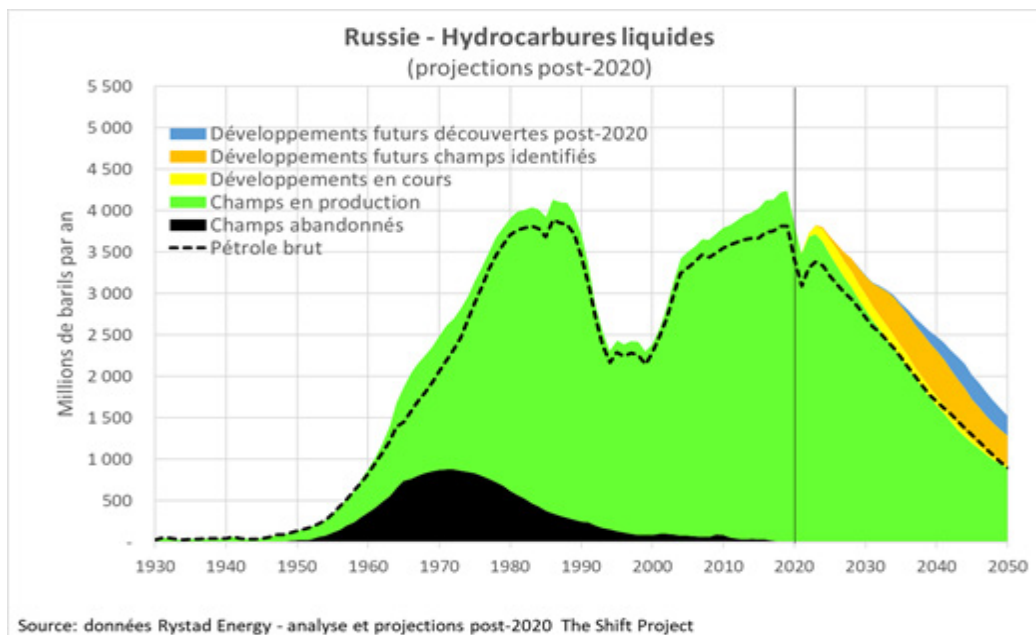



Russie

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 serait 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), **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.





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**

