

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



Pétrole : quels risques pour les approvisionnements de l'Europe ?

Jeudi 27 mai - de 18h à 20h30

Egalement en live sur Facebook : [facebook.com/TheShiftProjectThinkTank](https://www.facebook.com/TheShiftProjectThinkTank)
Pour recevoir des nouvelles du projet, inscrivez-vous à notre newsletter
(lien en page d'accueil de notre site [theshiftproject.org](https://www.theshiftproject.org)).

Pour poser vos questions, utilisez l'onglet Q&R sur Zoom, ou commentez sur Facebook !

18h00 | Mots d'introduction

- **Matthieu Auzanneau**, directeur du Shift Project
- **Noémie Rebière**, représentante de l'Etat-Major des Armées, division énergie opérationnelle

18h05 | Présentation du rapport « Approvisionnements pétroliers futurs de l'UE : état des réserves et perspectives de production des principaux pays fournisseurs »

- **Olivier Rech**, consultant et auteur de l'étude, co-auteur des éditions 2007, 2008 et 2009 du rapport annuel de l'Agence Internationale de l'Energie
- **Alain Lehner**, expert associé de l'étude, ingénieur, anciennement directeur de la division valorisation des gisements et président du comité gisement du groupe Total de 2004 à 2011
- **Marc Blaizot**, expert associé de l'étude, ingénieur géologue, anciennement directeur de l'exploration de Total de 2009 à 2015

18h55 | Mise en contexte

- **Matthieu Auzanneau** et **Michel Lepetit**, vice-président, The Shift Project

19h20 | Table-ronde

- **Jacques Percebois**, économiste, professeur émérite à l'Université de Montpellier, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN)
- **Francis Perrin**, directeur de recherche à l'IRIS, spécialiste des problématiques énergétiques
- **Philippe Sébille-Lopez**, Directeur de Géopolia, spécialiste des questions de géopolitique énergétique
- Animation **Matthieu Auzanneau**

Mots d'Introduction



Matthieu Auzanneau

Directeur, The Shift Project
@OIL_MEN



Noémie Rebière

*Représentante de l'état-major des
Armées, division énergie
opérationnelle*



Posez d'ores et déjà vos questions via l'onglet Q&R sur Zoom !

Présentation du rapport « Approvisionnements pétroliers futurs de l'UE : état des réserves et perspectives de production des principaux pays fournisseurs »



Olivier Rech

Consultant et auteur de l'étude, co-auteur des éditions 2007, 2008 et 2009 du World Energy Outlook de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), membre d'ASPO France



Alain Lehner

Expert associé de l'étude, ingénieur, anciennement directeur de la division valorisation des gisements et président du comité gisement du groupe Total de 2004 à 2011



Marc Blaizot

Expert associé de l'étude, ingénieur géologue, anciennement directeur de l'exploration de Total de 2009 à 2015, membre d'ASPO France

Partie 1 Structure approvisionnement pétrolier UE-27

Partie 2 Méthodologie

Partie 3 Diagnostic profils de production

Partie 4 Diagnostic champs non développés

Partie 5 Diagnostic ressources prospectives

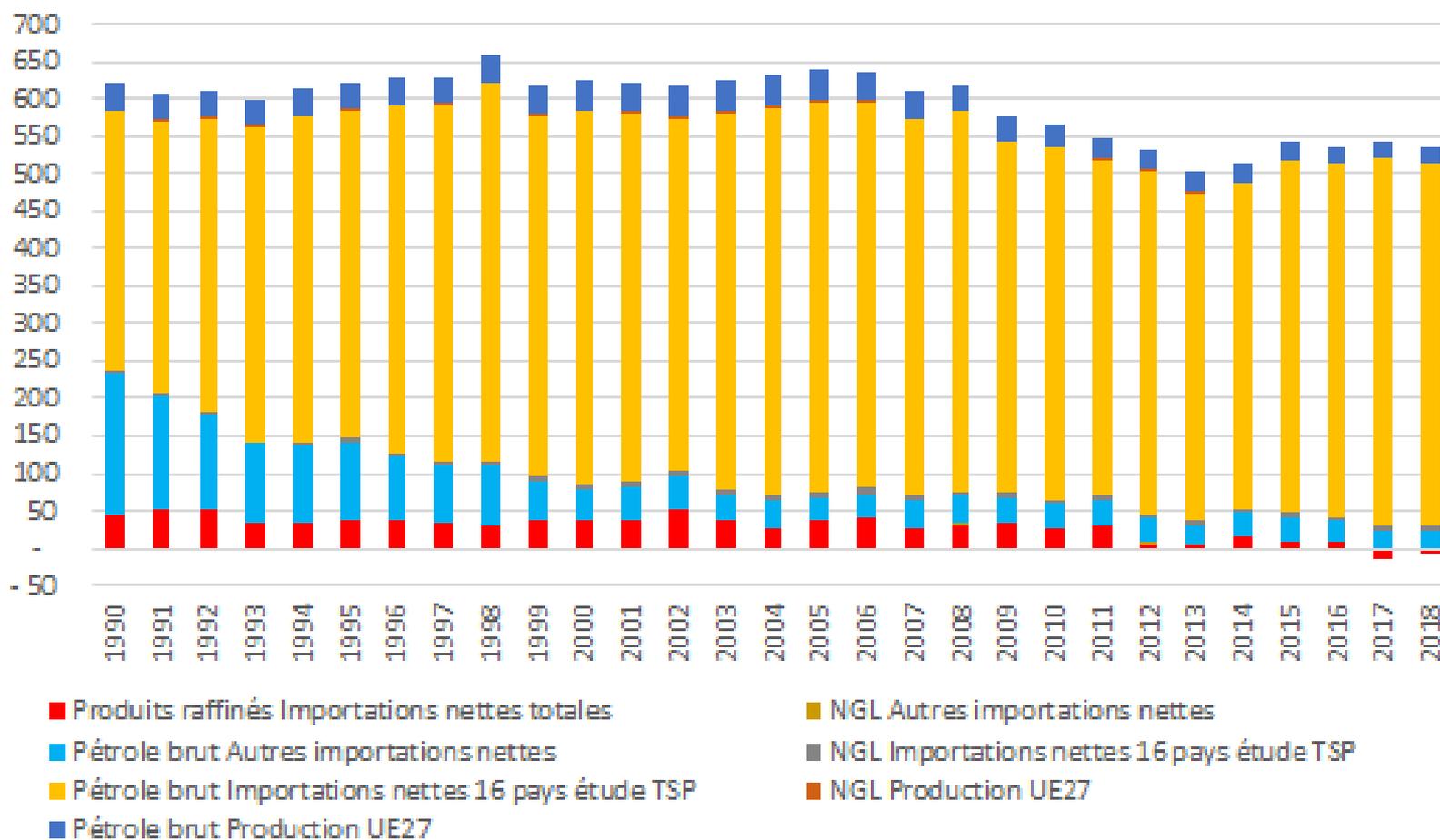
Partie 6 Diagnostic Etats-Unis - *Light Tight Oil*

Partie 7 Conclusions

Partie 1 - Structure approvisionnement pétrolier UE-27

- Prédominance des importations de pétrole brut

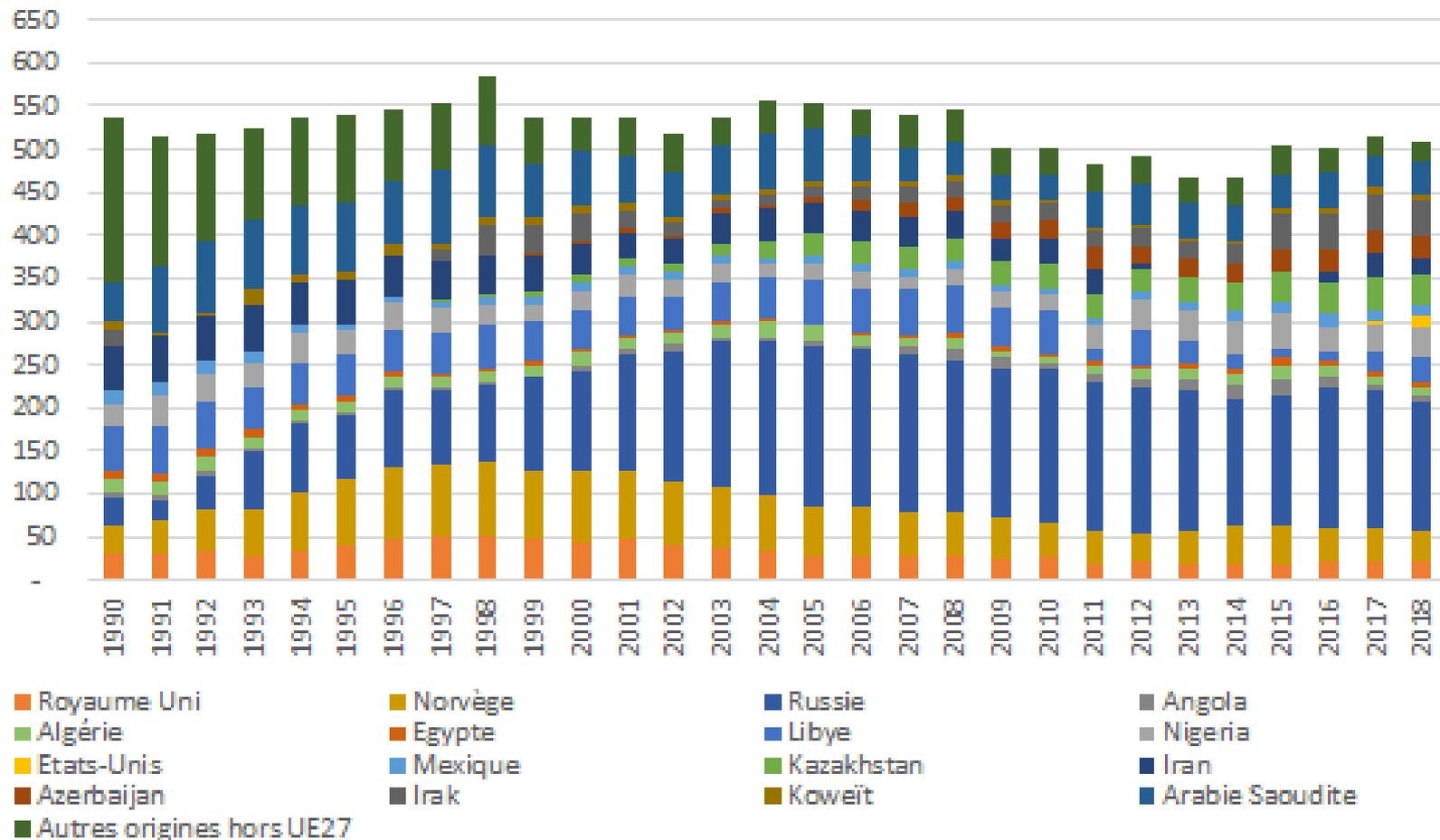
Origines approvisionnement hydrocarbures liquides UE27 (Mt)



Partie 1 - Structure approvisionnement pétrolier UE-27

- Poids croissant de 16 pays exportateurs

Origines importations nettes pétrole brut UE27 (Mt)



Partie 2 - Méthodologie



- **Contribution à l'analyse du risque tendanciel d'approvisionnement**
 - Perspectives de production des 16 principaux pays fournisseurs (95% importations nettes UE-27 et 70% production mondiale)
 - Horizon temporel 2050
- **Une analyse complète du cycle d'exploration-production**
 - Champs en production, non développés (« Discovered Resources Opportunities »), ressources prospectives (« Yet To Find »)
 - Diagnostic synthétique sur le Light Tight Oil
- **Sources**
 - Base de données Ucube de Rystad Energy
 - Expertise indépendante des auteurs et experts associés

Partie 3 - Diagnostic profils de production

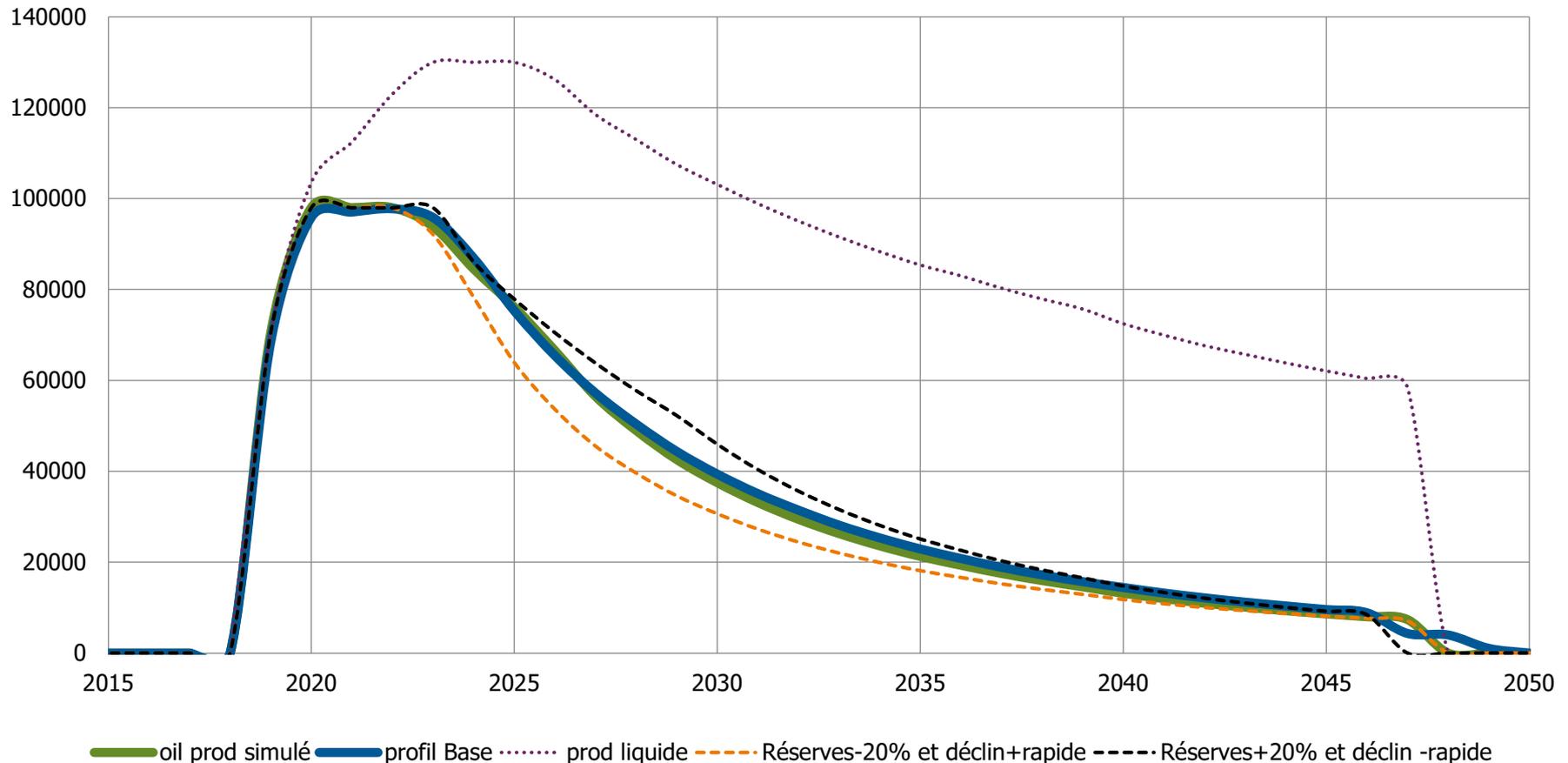


- **Méthode et procédure utilisée pour l'analyse :**
- Utilisation d'un modèle de déclin propriétaire calé sur certains champs connus
- Utilisation des réserves et capex puits de la base Ucube de Rystad ainsi que les dates de mises en production.
- En complément des données fournies par Rystad , intégration de la production d'eau, de gaz , et calcul du nombre d'injecteurs d'eau et de gaz nécessaires à la bonne gestion des champs.
- Utilisation du modèle propriétaire pour analyser 18 champs parmi ceux des 16 pays intéressants et comparaison avec les prévisions de Rystad.
- Etude de l'impact d'une variation de +/-20% des réserves initiales sur les profils de production

Partie 3 - Diagnostic profils de production

- Exemple de cas: champ offshore profond d'Angola ...

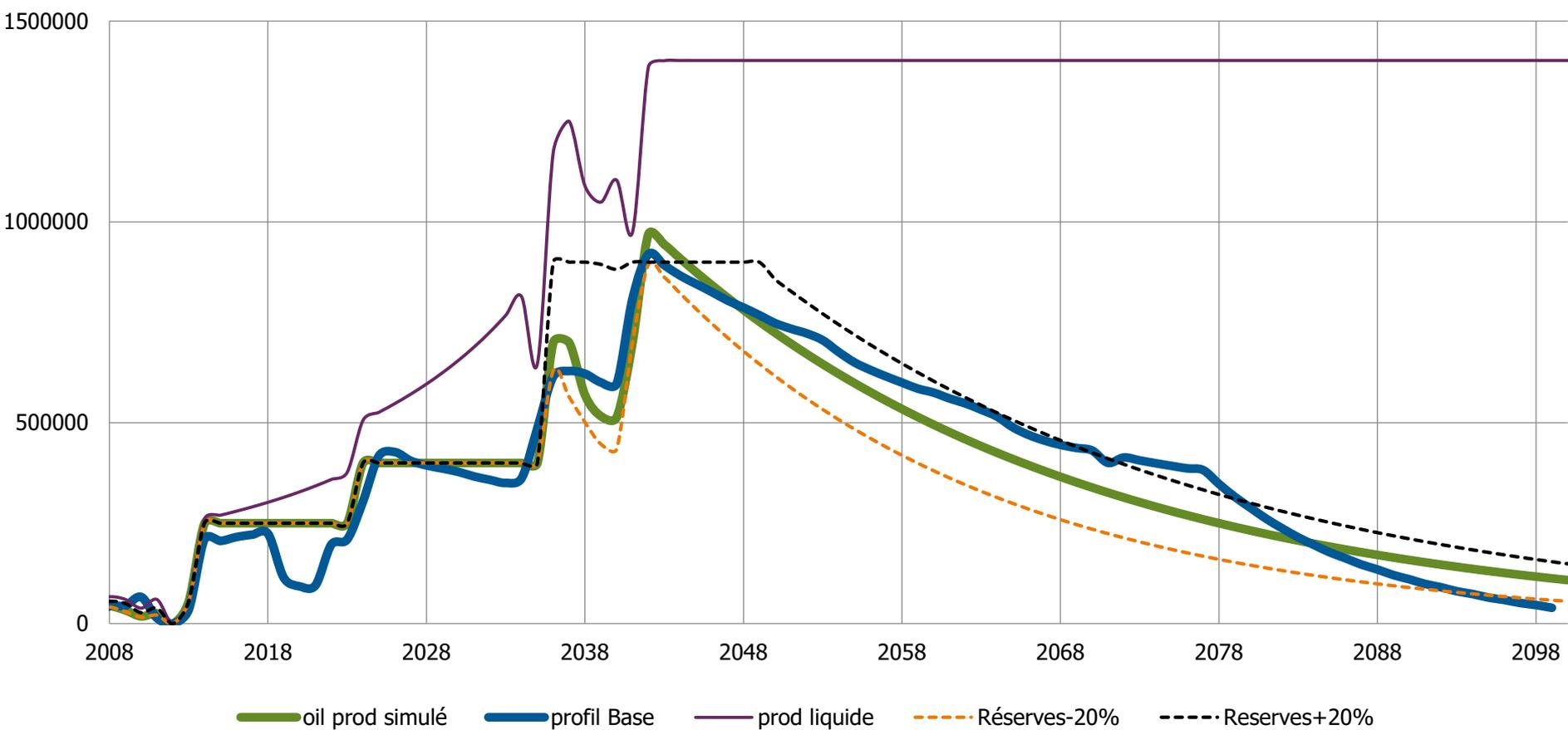
Production en bpj



Partie 3 - Diagnostic profils de production

- Exemple de cas: champ onshore Irak, incertitude en 2038 et sur déclin futur...

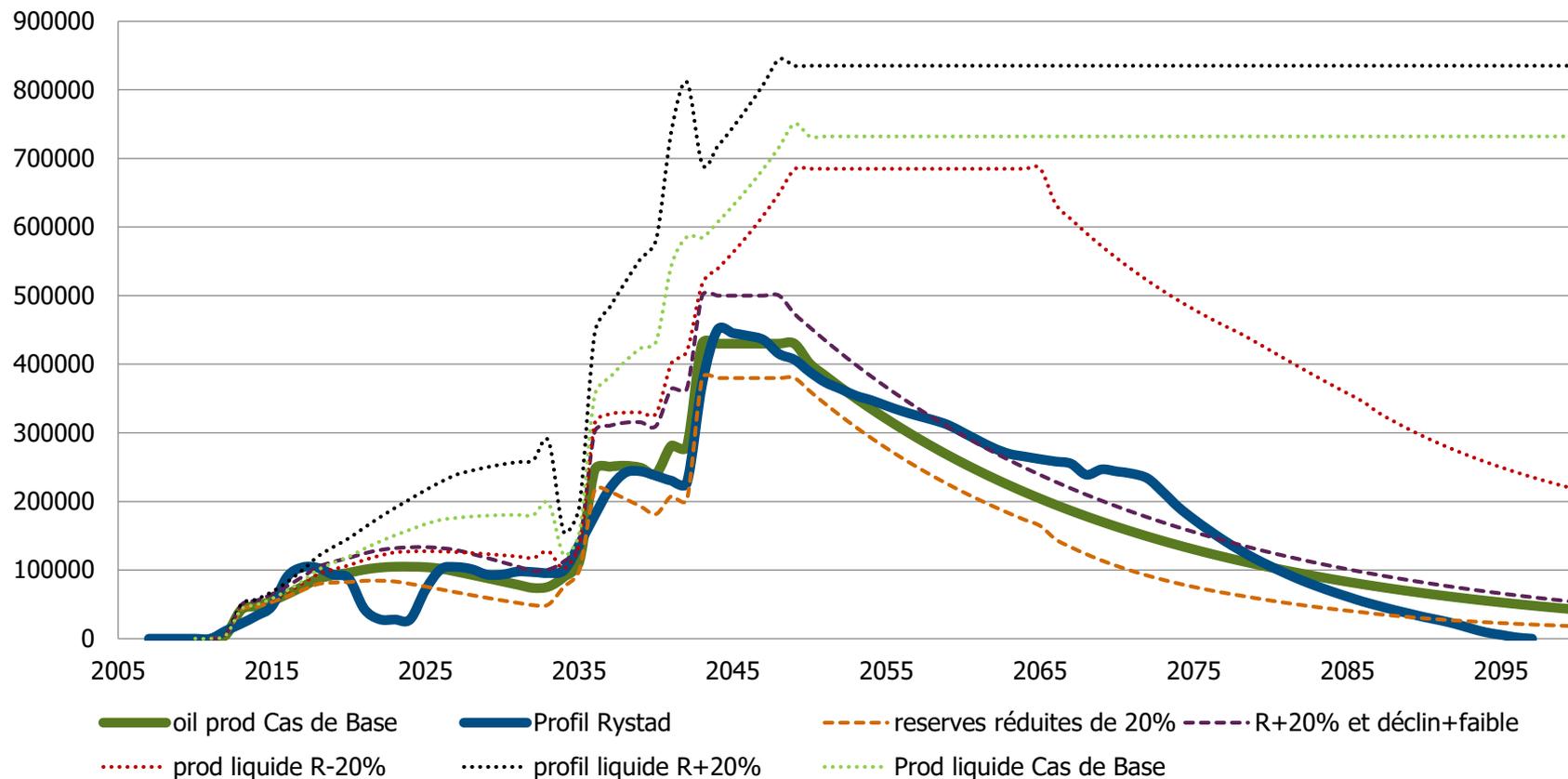
Champ Y Prod en bpj



Partie 3 - Diagnostic profils de production

- Exemple de cas: champ onshore Iran, incertitude sur la montée en 2035 et au-delà

Production en bpj



Partie 3 - Diagnostic profils de production



- **Plusieurs points important sont à souligner :**
- **Importance de l'évolution du prix du baril sur les réserves (des prix élevés augmenteront fortement les réserves et vice versa).
On a vu l'impact de +/-20% sur les réserves estimées**
- **Les profils supposent la mise en production des champs comme prévu (on sait qu'en général on a souvent des difficultés à respecter les délais)**
- **La base suppose que les champs seront bien gérés (bon monitoring, permettant une récupération du pétrole de manière optimum)**
- **Cela sera très difficile à assurer pour les champs en offshore profond > 500 m (puits sur une même ligne de production)**
- **Coûts élevés des mesures (d'où difficultés d'allouer les productions huile, eau et gaz aux puits et donc d'optimiser)**
- **D'où soit une surestimation des réserves ou sous estimation des couts futurs**

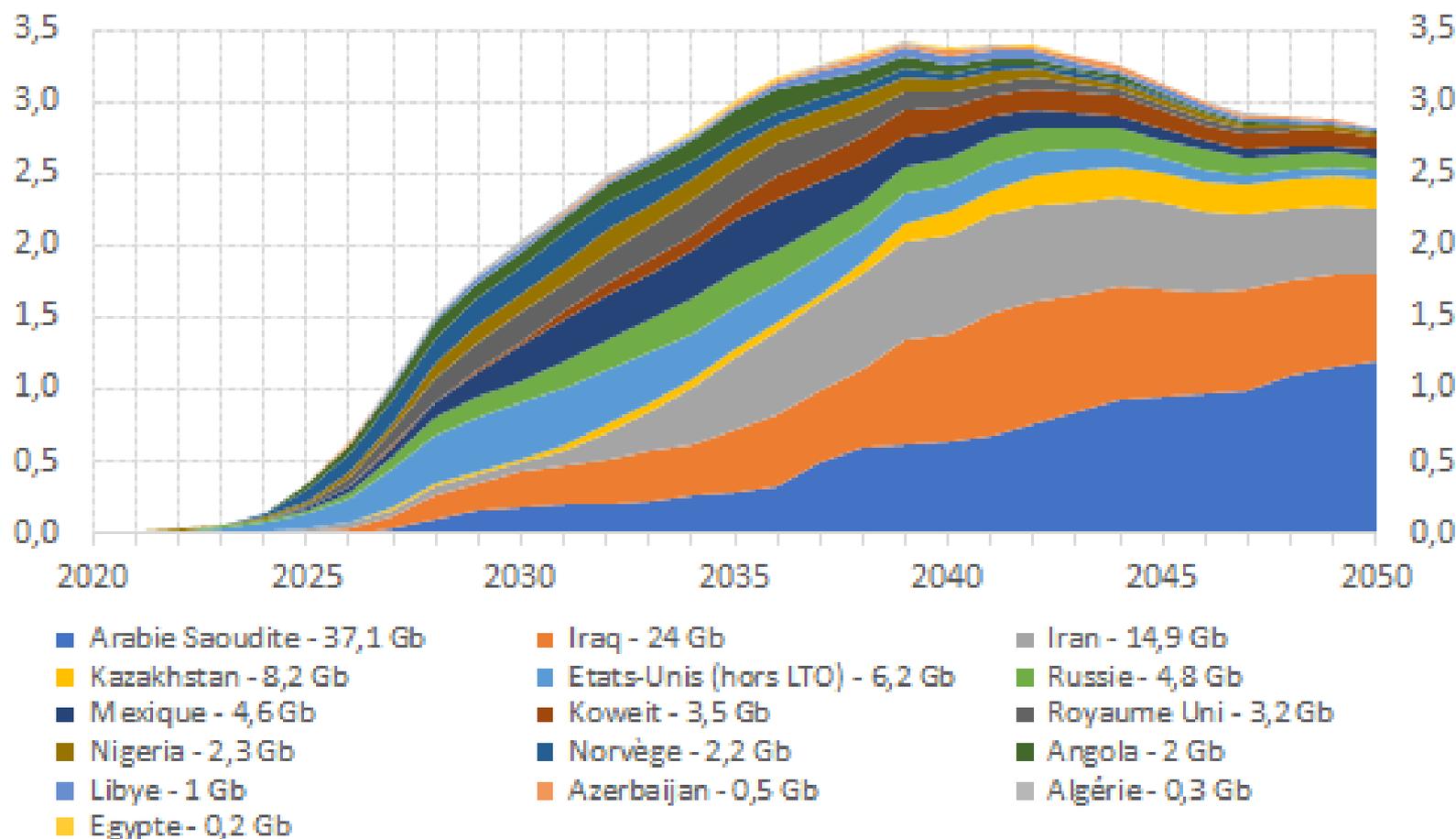
Partie 3 - Diagnostic profils de production



- **En conclusion :**
- **Basé sur les 18 champs étudiés , les profils de la base Ucube de Rystad ont donc été corrigés pour tenir compte de ces considérations techniques :**
 - **Coûts certainement sous estimés (nombre de puits nécessaires, installations de surface etc..) . En effet , au Moyen Orient par exemple, beaucoup de champs produisent encore sans trop d'eau , mais cela va changer et complexifier leur gestion.**
 - **Profils probablement trop optimistes en général (complexité de certains champs non suffisamment intégrés ; H2S ; techniques EOR difficile à mettre en œuvre...) surtout pour les champs en offshore profonds.**

Partie 4 - Diagnostic champs non développés

- Diagnostic sur les champs non développés
- DRO, « Discovered Resources Opportunities » en milliards de barils



Partie 5 - Diagnostic ressources prospectives

- Révisions globales limitées (+2 milliards de barils) des estimations Rystad Energy mais non négligeables pour certains pays

| RESSOURCES PROSPECTIVES - Estimations 2P (milliards de barils) | | | | |
|--|------------------------------|------------------------|------------------------|------------------|
| Pays | Bassins | Source Rystad Energy * | Source auteurs rapport | Révision auteurs |
| Russie | North Kara Sea Offshore | 1,3 | 1,8 | +1,3 |
| | 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 | |
| Mexique | Gulf Deepwater Offshore | 4,5 | 9,5 | +3,8 |
| | 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 | |
| Nigeria | Benue Trough Onshore | 0,1 | 0,3 | +5,1 |
| | Niger delta Offshore | 1 | 2,9 | |
| | Niger delta Onshore | 0,3 | 1,5 | |
| | Niger Fan Ultradeep Offshore | 0,2 | 2 | |
| Kazakhstan | Precaspian Basin Offshore | 0,3 | 0,7 | 0 |
| | East Aral Slope Onshore | 0,4 | 0,5 | |
| | Precaspian Basin Onshore | 0,2 | 0,6 | |
| | Carboniferous Shale | 3,2 | 2,3 | |
| Libye | Sirte Basin Onshore | 0 | 0,5 | -0,1 |
| | Sirte Basin Offshore | 0 | 1 | |
| | Sirte Shale | 3,2 | 1,6 | |
| Angola | Congo Fan Ultradeep Offshore | 0,4 | 1,8 | +1,4 |
| Norvège | Bjarmeland Offshore | 1,2 | 0,5 | -1,2 |
| | Viking Graben Offshore | 1,2 | 0,7 | |

* Données extraites entre juin et décembre 2022

Partie 5 - Diagnostic ressources prospectives

- Révisions globales limitées (+2 milliards de barils) des estimations Rystad Energy mais non négligeables pour certains pays

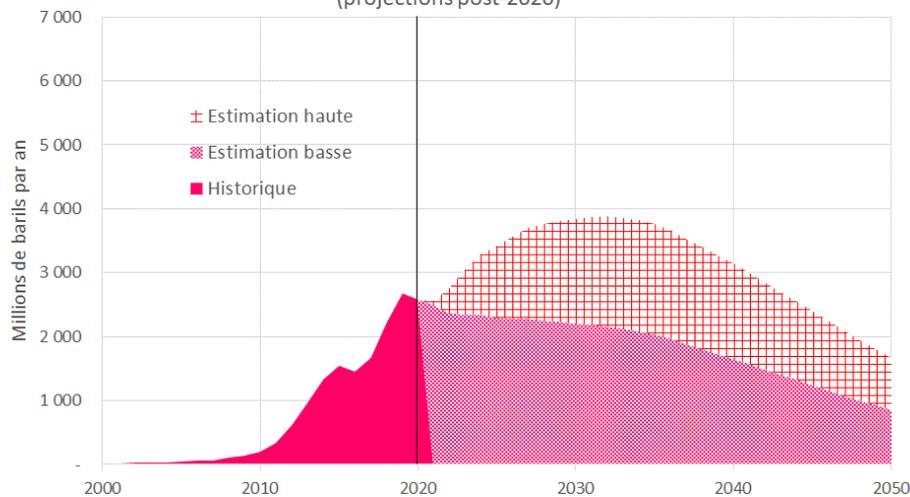
| RESSOURCES PROSPECTIVES - Estimations 2P (milliards de barils) | | | | |
|--|------------------------------|------------------------|------------------------|------------------|
| Pays | Bassins | Source Rystad Energy * | Source auteurs rapport | Révision auteurs |
| Iran | Central Arabian Offshore | 4,3 | 1,7 | +6,8 |
| | Rub al Khali Offshore | 0,3 | 0,6 | |
| | South Caspian Basin Offshore | 0,5 | 1,1 | |
| | Zagros Foldbelt Onshore | 1,2 | 9,7 | |
| Irak | Widyan Onshore | 1,1 | 5 | +4,5 |
| | Zagros Foldbelt Onshore | 0,8 | 4,8 | |
| | Western Arabian Onshore | 1,2 | 0,2 | |
| | Central Arabian Onshore | 5,1 | 1,6 | |
| Arabie Saoudite | Central Arabian Offshore | 13,8 | 1,7 | -14,3 |
| | Central Arabian Onshore | 8,5 | 6 | |
| | Rub al Khali Onshore | 0,7 | 1 | |
| Koweït | Central Arabian Onshore | 7,1 | 1,7 | -5,4 |

* Données extraites entre juin et décembre 2020.

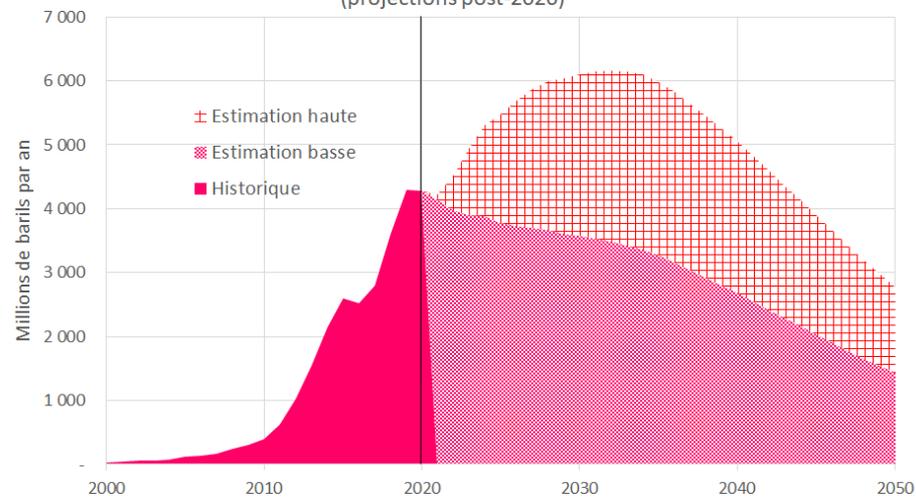
Partie 6 - Diagnostic Etats-Unis - Light Tight Oil

- **Synthèse**
- **Estimation haute: source Rystad Energy (avril 2020)**
- **Estimation basse: source auteurs et experts associés**
- **Incertitudes: géologiques (« sweet spots »), économiques (flux et coût de financement), politiques (intra US fédérale et locales)**

États-Unis - Light Tight Oil - Pétrole brut
(projections post-2020)



États-Unis - Light Tight Oil - Hydrocarbures liquides
(projections post-2020)



Source: données Rystad Energy - analyse et projections post-2020 The Shift Project

Source: données Rystad Energy - analyse et projections post-2020 The Shift Project

Partie 7 - Conclusions

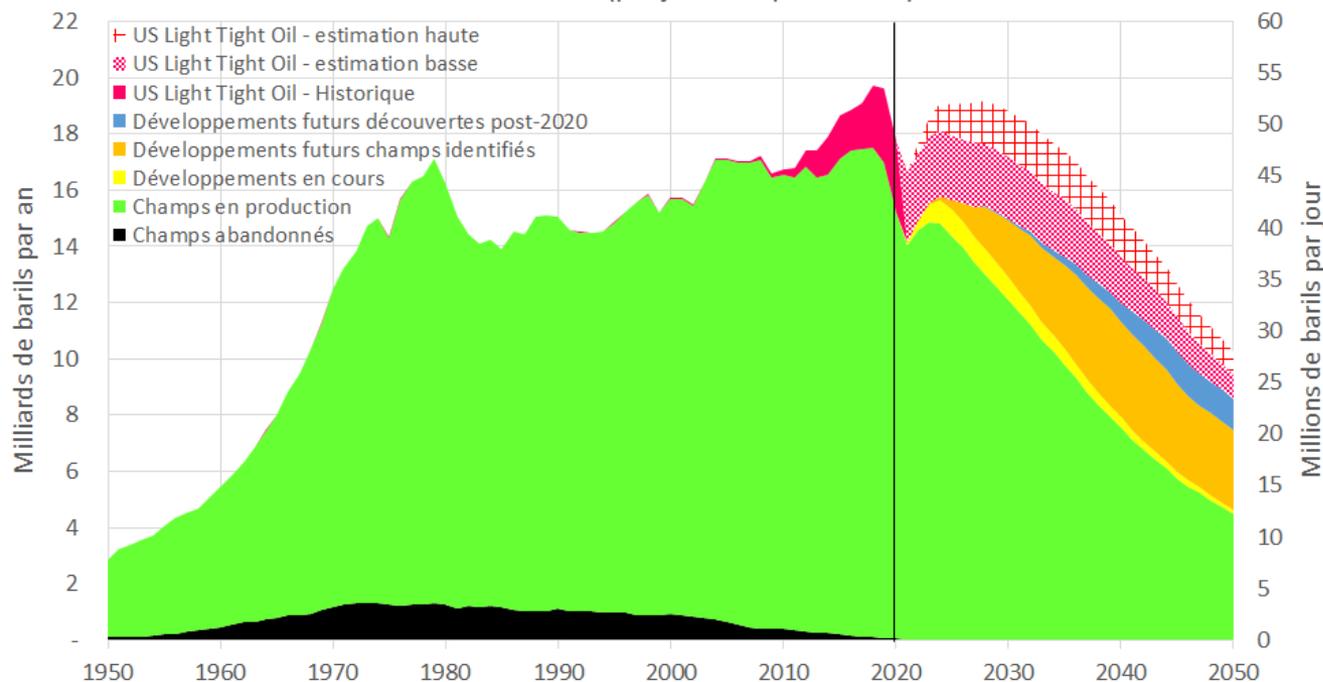


- **Conclusions 1/3**
- **Indicateurs**
- Déclin tendanciel des découvertes
- Réduction de la taille des champs découverts et mis en production
- Augmentation du nombre de champs en exploitation
- Augmentation du délai entre découverte et mise en production dans tous les pays étudiés, sans exception
- Taux de déplétion du total des découvertes cumulées à ce jour des seize pays proche de 70 %.
- 14 pays sur 16 présentent un déclin ou un niveau de la production inférieur au maximum observé dans le passé

Partie 7 - Conclusions

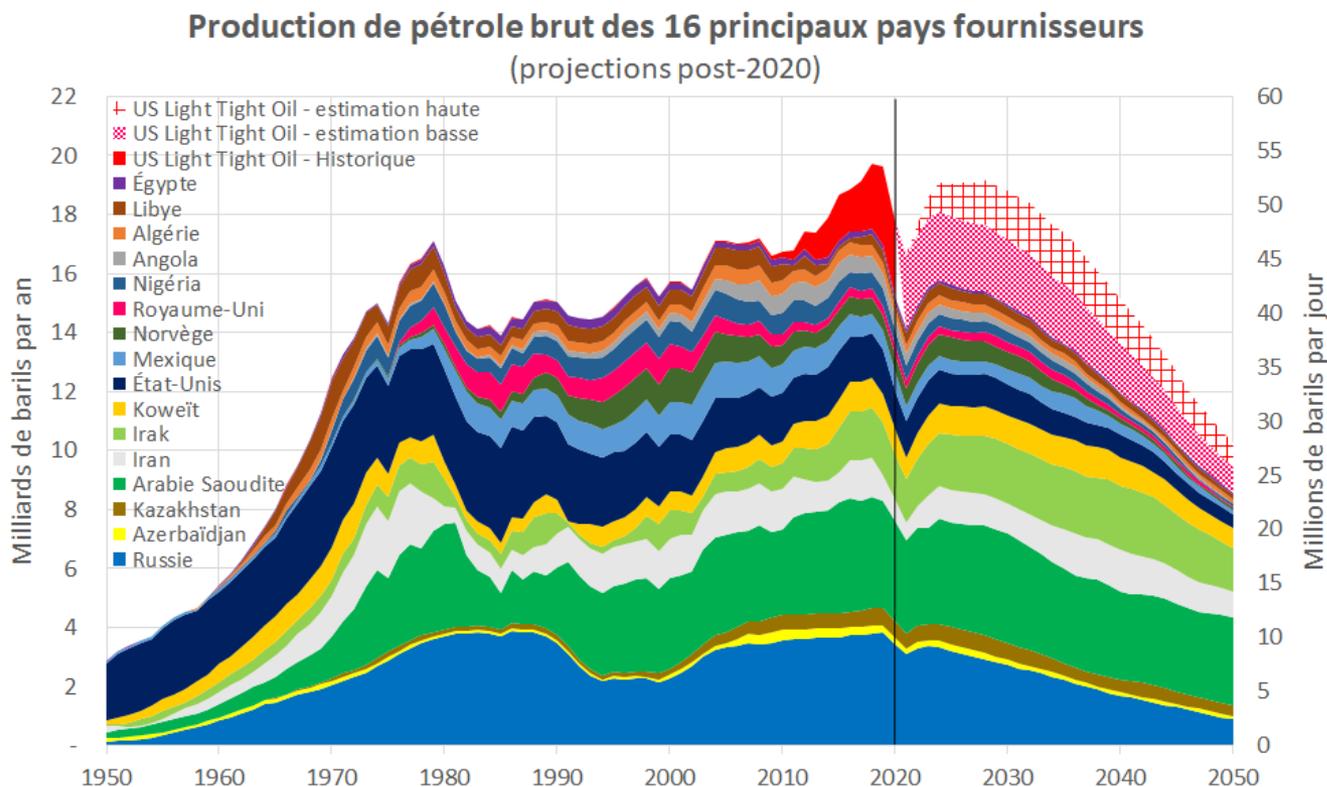
- **Conclusions 2/3**
- **Perspectives de production des 16 actuels principaux pays fournisseurs de l'UE-27**
- **2020-2030 : au mieux stabilité – Post 2030 : déclin probable**

Production aggregée de pétrole brut des 16 principaux pays fournisseurs (projections post-2020)



Partie 7 - Conclusions

- **Conclusions 2/3**
- Perspectives de production des 16 actuels principaux pays fournisseurs de l'UE-27
- **Prédominance croissante des pays du Moyen Orient**



Source: données Rystad Energy - analyse et projections post-2020 The Shift Project

Conclusions 3/3

Extensions thématiques non traitées dans l'étude (liste non exhaustive)

Sources alternatives d'approvisionnement pétrolier

- Conventionnel : Deep offshore (Brésil-Guyana-Surinam-Afrique australe) et Foothills andins (Colombie-Equateur-Pérou-Bolivie-Argentine)
- Non conventionnel Canada-Mexique-Colombie-Argentine-Russie-Kazakhstan-Libye-Venezuela
- LPG et éthane pour la pétrochimie ; USA-Russie-Qatar-Algérie-Australie
- Alternatives biosourcées

Implications en politique énergétique

- Maîtrise de la demande d'énergie
- Evolution du mix énergétique
- R&D

Implications géostratégiques

- Déclin de l'Afrique pétrolière ?
- Dépendance croissante inéluctable aux producteurs du Moyen-Orient ?
- Détention et accès aux hydrocarbures dans les relations internationales
- Stratégies de confrontation et de coopération

Implications industrielles

- Mutation du secteur pétro-gazier
- Mutation du secteur parapétrolier



Matthieu Auzanneau
Directeur
The Shift Project



Michel Lepetit
Vice-Président
The Shift Project

Contexte : sous-investissement aggravé par la crise du Covid



Wood Mackenzie chairman Simon FLOWERS - *déc. 2020*

« Le monde est peut-être en train de marcher en somnambule vers une pénurie d'approvisionnement »

Total VP Strategy Helle KRISTOFFERSEN - *feb. 2021*

« Possible déficit de 10 Mb/j en 2025 » (sur 100 !...) même avec vision très prudente de la reprise de la demande »

« fissures dans le modèle de pétrole de schiste américain, (...) poursuite du sous-investissement dans l'industrie pétrolière dans son ensemble. »

JP Morgan head of oil & gas Christyan MALEK - *jan. 2021*

« Nous voyons apparaître à l'horizon un méchant déficit qui se manifestera plus tôt que prévu »

Contexte : sous-investissement aggravé par la crise du Covid



S&P Platts - avril 2021

« Peu probable que la production US revienne avant 2025
à son niveau pré-COVID »

Pic de production américain franchi en 2019, selon 2/3 des patrons de l'énergie aux Etats-Unis

Sondage de la Federal Reserve Bank de Dallas - sept. 2020

Ministère russe de l'énergie *Kommersant* - avril 2021

« La Russie pourrait ne jamais retrouver son niveau de
production pré-Covid »

Contexte : sous-investissement aggravé par la crise du Covid

Agence internationale de l'énergie

2018

« Le risque de resserrement de l'offre est particulièrement prégnant pour le pétrole »

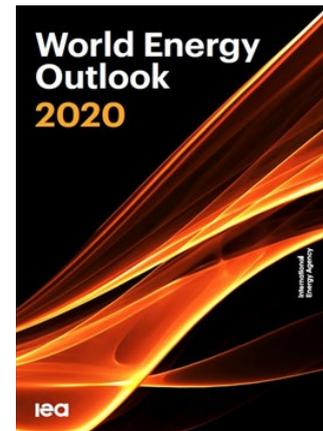
Le pétrole de schiste « devrait plus que tripler pour compenser le manque persistant de nouveaux projets classiques »



2020

« L'offre pourrait perdre son appétit pour le pétrole plus vite que les consommateurs »

« Cela pourrait présager de nouveaux cycles de prix et des risques pour la sécurité énergétique »



« de nouveaux cycles de prix » (AIE) ?

- Pour la plupart des économistes, le seul soucis est le **PRIX** du pétrole (Trésor, FMI)

Quand le baril est repassé sous les 100 dollars en 2015, l'inflation induite par le pétrole a disparu...

- Certains économistes soulignent le rôle clé du pétrole dans les dynamiques mondiales d'inflation

**Impact sur prix des matières premières et biens manufacturés (hors Chine)
IMF (Furceri 2016), World Bank (Ha 2019),
Banque de France (Kalantzis 2018 et 2021)**

- Les politiques monétaires accommodantes de la décennie 2010 ont été désinflationnistes

(Artus 2021), pression sur les prix du pétrole non-conventionnel

- 2021 : LA question : retour de l'inflation ?

**Supercycle ?
The Shift Project ?**

Merci pour votre attention !

Des questions ?



Nous vous invitons à poser dès à présent vos questions écrites dans l'onglet « **Q&R** » au bas de cet écran, ou en commentaire sur Facebook !



Table-ronde



Jacques Percebois

Economiste, professeur émérite à l'Université de Montpellier, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN)



Francis Perrin

*Directeur de recherche à l'IRIS
Spécialiste des problématiques énergétiques*



Philippe Sébille-Lopez

Directeur de Géopolia, spécialiste des questions de géopolitique énergétique.

Merci pour votre attention !
Des questions ?



Nous vous invitons à poser dès à présent vos questions à l'écrit
dans l'onglet « **Q&R** » au bas de cet écran !



Pétrole : quels risques pour les approvisionnements de l'Europe ?

Merci de votre attention !

Retrouvez le rapport sur theshiftproject.org.

Un replay de cet événement sera publié sur
youtube.com/TheShiftProjectThinkTank.