

Estimation de la production du LTO* US jusqu'en 2021

Par X. Chavanne

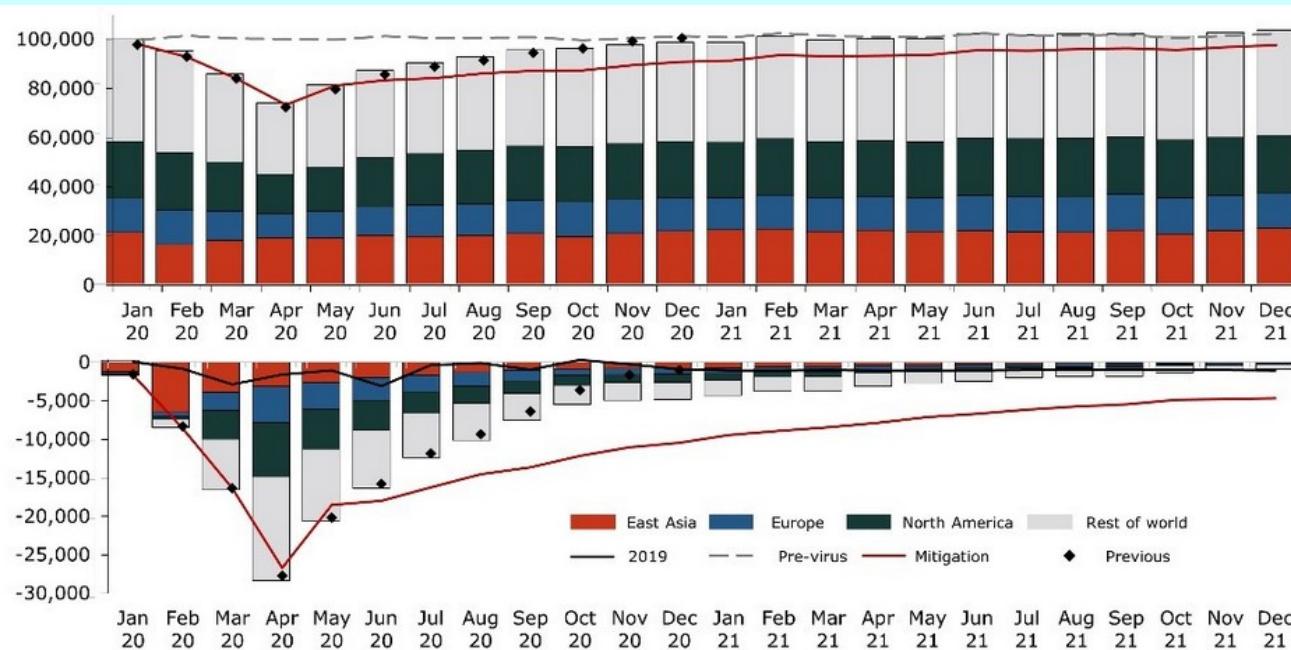
Univ. D. Diderot & Institut de Physique du Globe de Paris

LTO : light tight oil ou huile légère de roche compacte

Introduction

- *La crise sanitaire du covid19 provoque une chute de la demande mondiale à partir de février.
- *Les stocks se remplissent ; les prix du brut chute (de 60 \$ à 25 \$). La production doit baisser.
- *Tous les producteurs répondent en fermant des puits (dès avril), et en réduisant les investissements (pour le plus long terme).
- *La pandémie est une crise externe soudaine, mais elle exacerbe les problèmes internes (coût du baril extrait de plus en plus élevé).
- *Encore plus vrai pour les producteurs US LTO. Ont eu un rôle clé pour satisfaire la demande mondiale depuis 2010.
Leur manque d'investissement a un effet rapide (< 4 mois).

Chute de la demande



D'après Rystad (IEA proche)
réduction :

- en février, équivalente à 8 Mb/j,
- en mars, équivalente à 16 Mb/j,
- en avril, équivalente à 28 Mb/j (25 pour IEA),
- en mai, équivalente à 20 Mb/j,
- en juin, équivalente à 15 Mb/j.

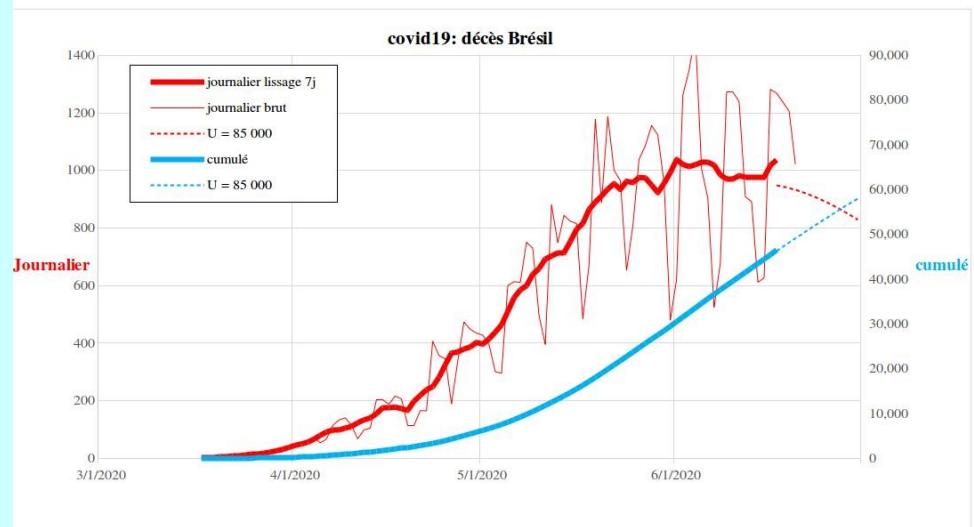
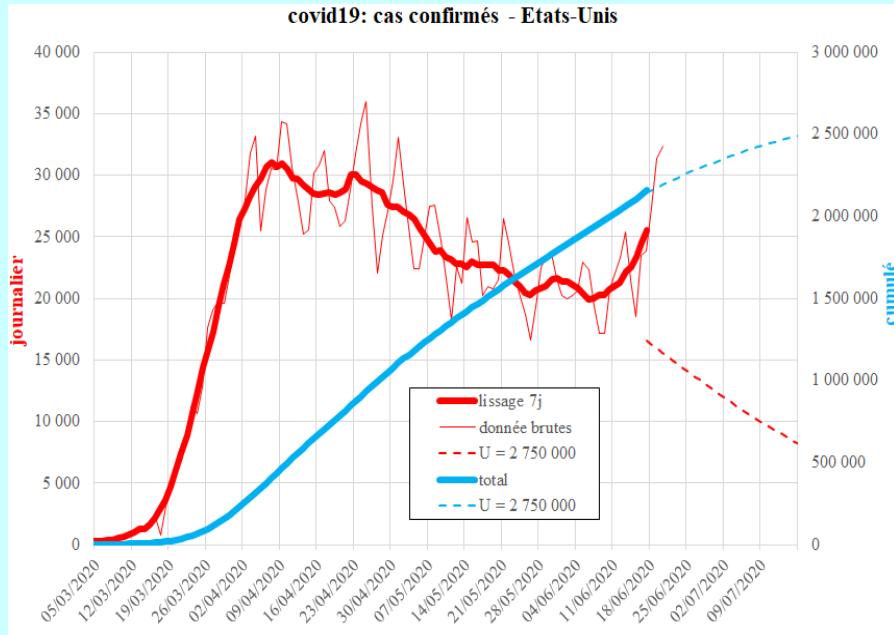
D'où surplus (estimations Rystad), avec les accords actuels entre exportateurs :

- en avril, équivalent à 16 Mb/j (mois précédents = baisse demande),
- en mai, équivalent à 6 Mb/j,
- mais en juin, déficit équivalent à – 1,5 Mb/j.

AIE estime à 1,5 Gb le surplus, ou 10 Mb/j sur 5 mois, ou 2,5 Mb/j sur 1 an $\frac{1}{2}$.

Si plutôt 1 Gb, équivalent 1,8 Mb/j sur 1 an $\frac{1}{2}$.

Chute de la demande : fin du covid ?



Crédit : N. Meilhan

Pour l'instant sous contrôle... sauf Amérique du sud.
+ Résurgence de foyers ; nouveaux cas aux Etats-Unis. Significatifs ?

Hypothèse actuelle : même si risque, la crainte de la crise économique pousse à une reprise.

> Retour demande pétrolière avant fin automne (modèle de Rystad, IEA...)

Réaction des producteurs

***phase rapide** : fermeture plus ou moins totale de puits.

Dès avril tout le monde, sans accord. D'après Rystad : - 12 Mb/j ?

Accord OPEP+ex-URSS pour retirer env. 10 Mb/j. Effectifs à 85 % en mai. D'après Rystad : - 14 Mb/j ?

Ré-ouverture potentiellement rapide aussi.

Hypothèse : conditionnée à un prix autour de 60 \$.

***Maintenance réduite** > risque de déclins plus élevés dès 2021 ?

***Investissements différés** + les plus chers en report indéterminé.

Quel effet sur la production ? Et quand ?

Suivant le type de gisement...

Différents pétroles naturels

Suivant le type de gisement et son modèle économique (P-R Bauquis) :

*extra lourd ou bitumes : pétrole visqueux voire solide dans roche perméable. Canada et Vénézuela. Moins de 5 % production mondiale. Investissements lourds pour plus de 10 ans.

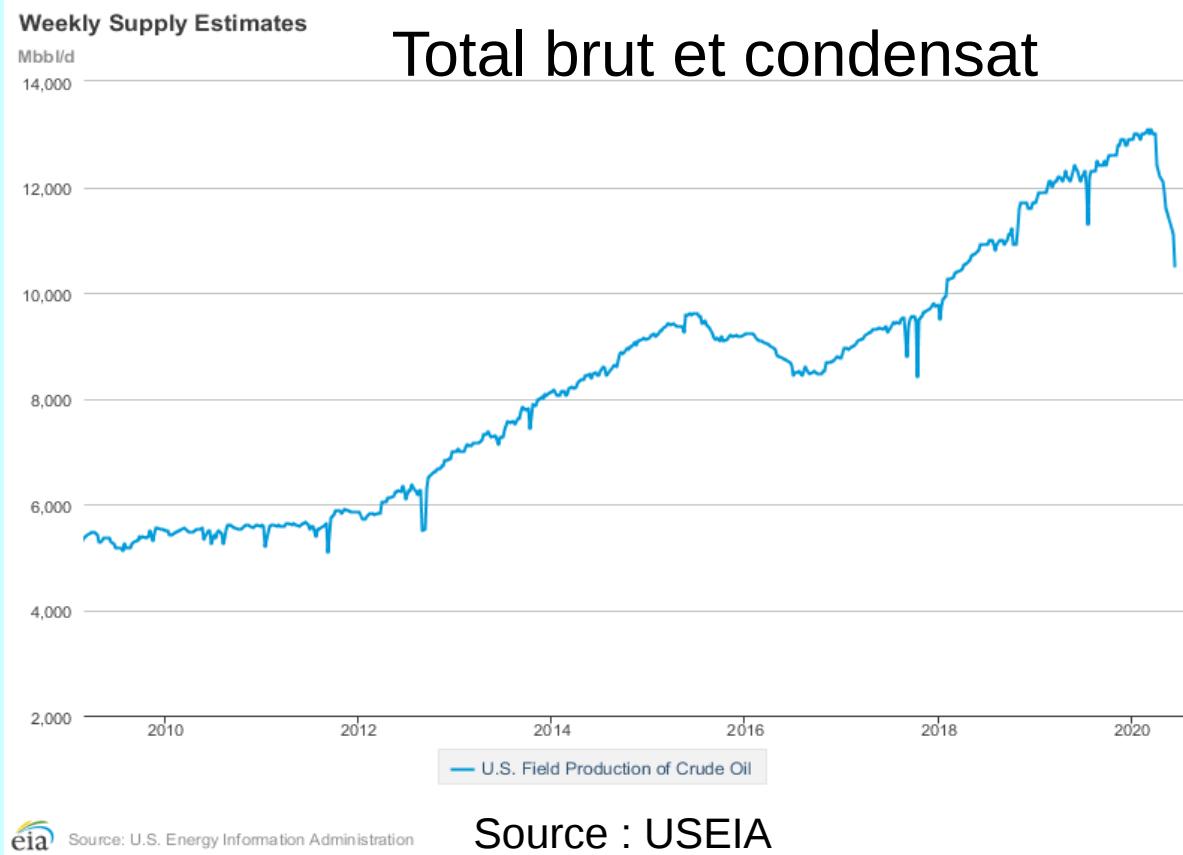
Des difficultés pré-covid plus graves, surtout pour Vénézuela quasi à l'arrêt. Temps long de rétablissement (5 à 10+ ans).

*Pétrole brut, suffisamment fluide dans roche assez perméable. 75 % production. Cycle de développement de 3 à 7 ans.

*Liquides HC extraits par traitement du gaz > sort lié à celui du gaz naturel et sa demande. Condensats entre gaz et brut.
Cycle proche brut.

*LTO US. Aussi fluide qu'eau mais roche très imperméable > déclin élevé (-70% 1^{ère} année) > investissement continual > **effet rapide**

Production US



Fin 2019 : 12,8 Mb/j. Dont :

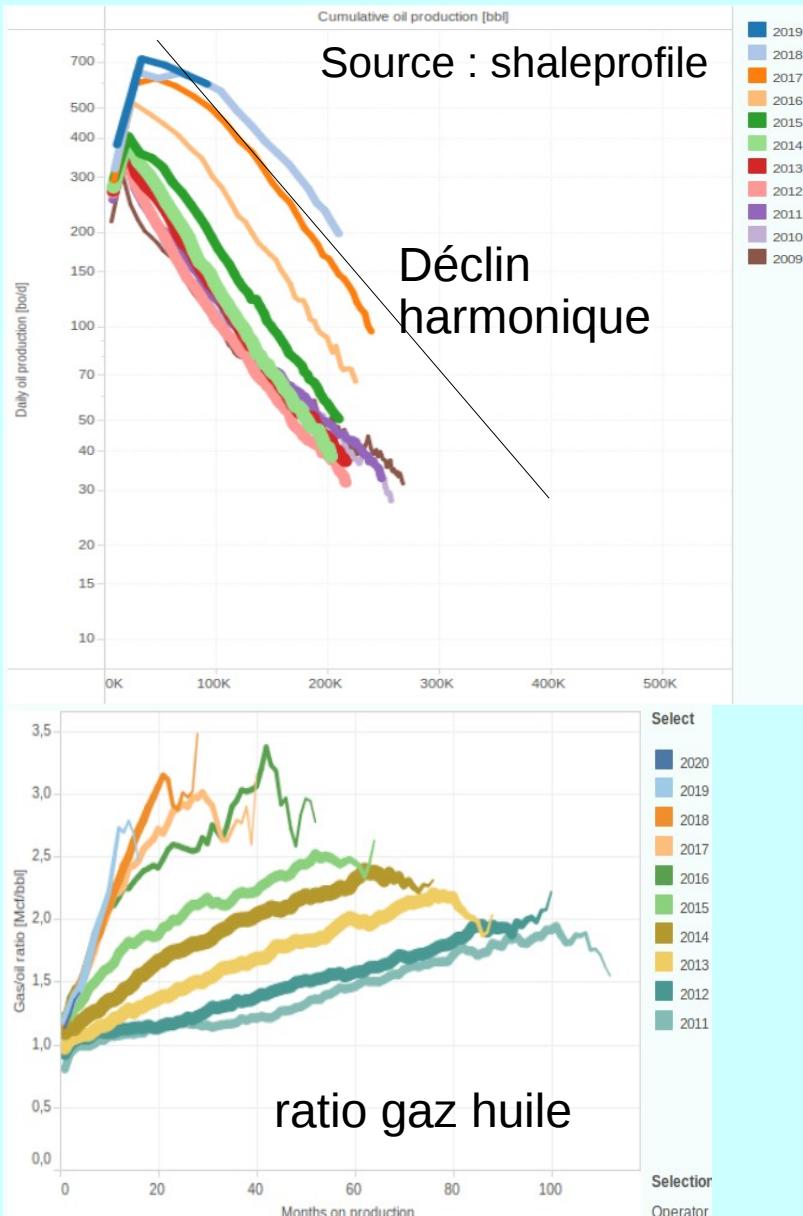
- *offshore Golf du Mx : 2,0 Mb/j,
- *Alaska : 0,45 Mb/j,
- *LTO : 8,05 Mb/j.

Principal contributeur à la croissance spectaculaire de la production depuis 2010

Le tournant de la crise se situe mi-mars pour les US avec :

- arrêt ou baisse de production de puits,
- diminution des forages et des mises en production.

Production US LTO : Bakken



La formation LTO exploitée en premier (début 2000s).

Fin 2019 à 1,45 Mb/j, bassin majeur.
Mais s'épuise :

- les zones riches saturées en forages
- taux de déclin plus élevé des derniers puits
> ultime plus faible que prévu.
- ratio gaz huile qui croît rapidement.

Extraction du LTO par déplétion naturelle avec décompression des fluides dans roche.
En deçà d'un seuil le fluide le moins visqueux gagne, le gaz.

Sources sur activités US LTO

*l'agence fédérale USEIA, les données, et des estimations quand elle en manque,

*Shale profile, à partir de la compilation des données par puits des agences des états. La plus fiable (obligation légale de report par les opérateurs) mais délais de report,

*Primary Vision : activité de fracturation hebdomadaire en interrogeant les opérateurs et parapétroliers,

*Rystad, s'intéresse à tout depuis les statistiques sur la pandémie jusqu'aux nombres de puits fracturés en passant par la demande. Estimations et projections également. Ecarts entre révisions,

*Kayrros en mesurant l'activité via satellite + traitement + enquêtes. Activités aux US, variations des stocks. Gros écarts entre révisions.

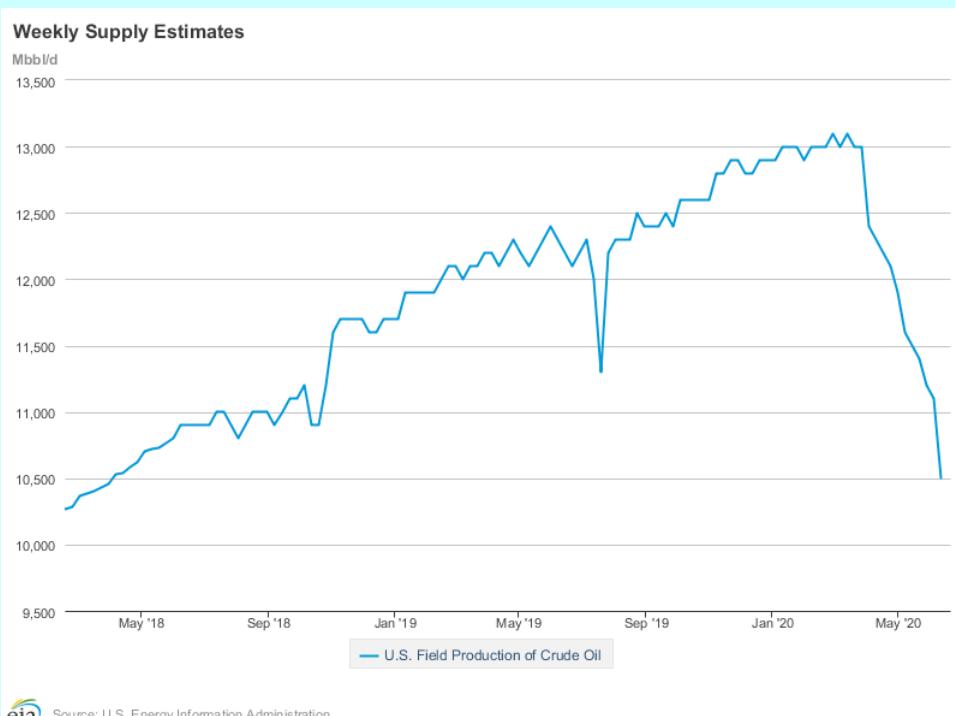
Trois dernières sont des sociétés d'information rendant publics une partie de leur information rapidement pour montrer leur compétence. Mais attention aux révisions et écarts.

Fermeture de puits

Fermer un puits LTO pour maintenance sur un mois courant => peu de difficultés. + réduction pompage.

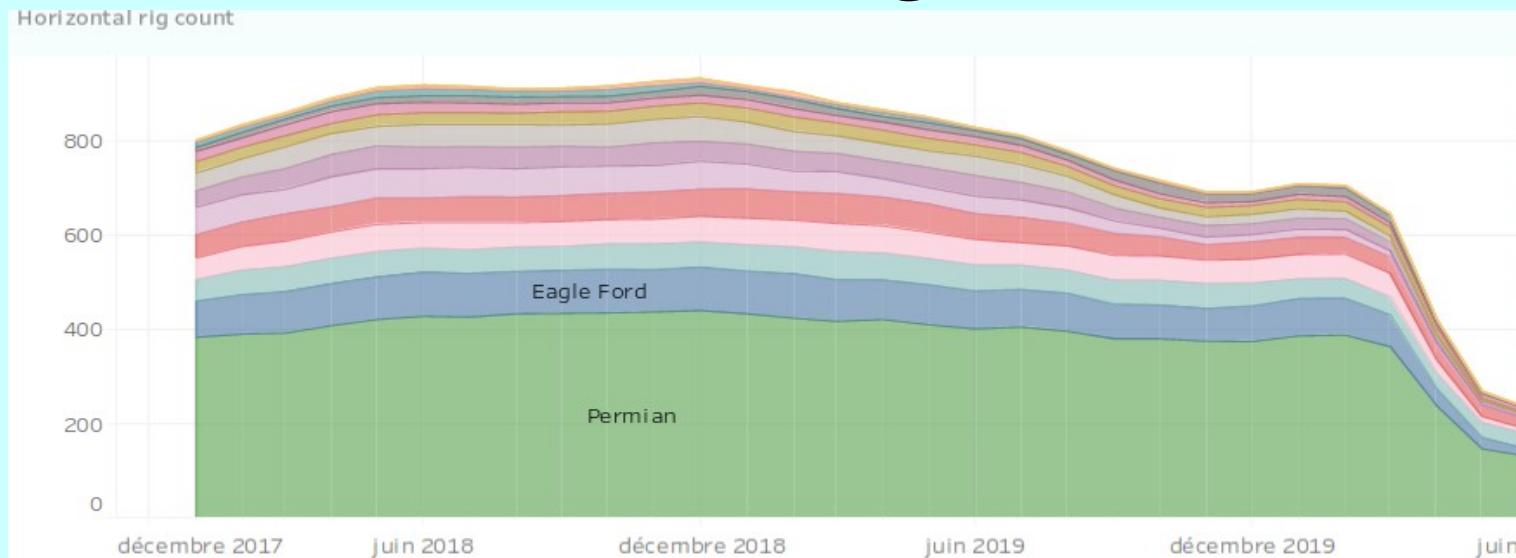
D'après agence du Nord-Dakota (Bakken) au 15 mai : 7500 puits fermés pour -0,51 Mb/j de production. Mais 6200 puits pour -0,45 Mb/j le 12 juin.

Reuters (17 juin) indique -2 Mb/j pour USLTO, mais 0,5 Mb/j remis en production avant fin juin.



Les estimations hebdomadaires de production de brute par l'USEIA au 20 juin confirme une chute de -2 Mb/j pour USLTO durant avril et mai.
Fermeture surtout à terre, peu en mer.

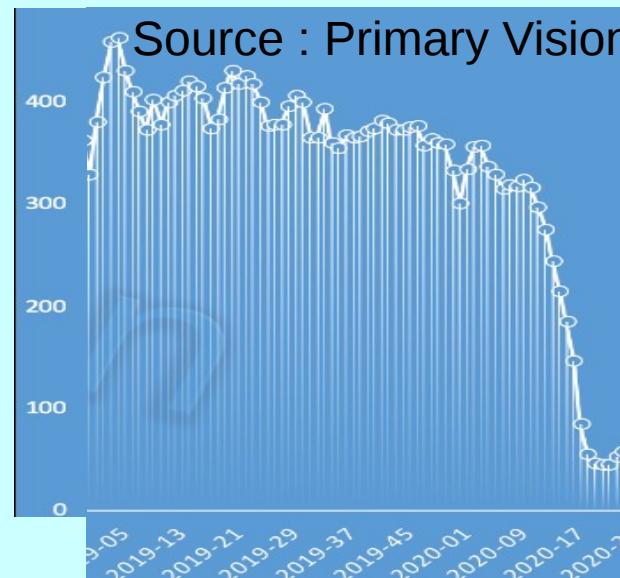
Arrêt des forages et fracturations



Appareils de forage pour puits hz :
de 713 mi-mars à 253 début juin.

Source : Baker Hughes via Shaleprofile

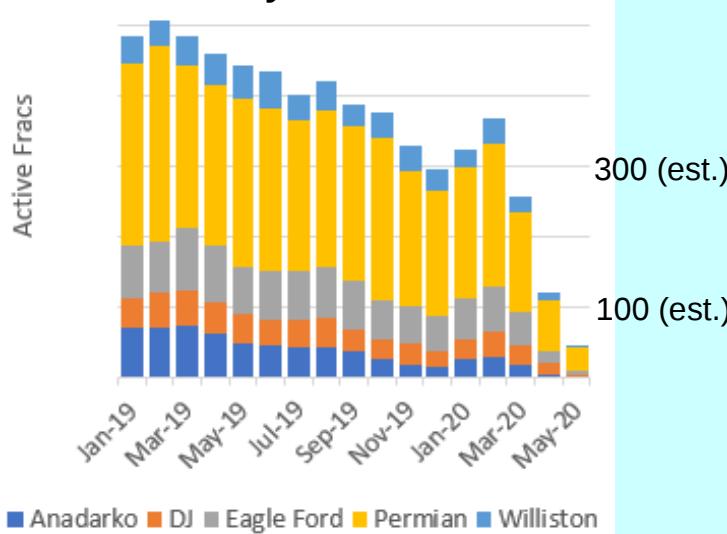
Ce dernier indicateur est plus pertinent pour la production à venir



Unités actives de fracturation :
de 300+ en 2019 à > 50 en mai.

Mise à l'arrêt des unités de fracturation

Source : Kayrros



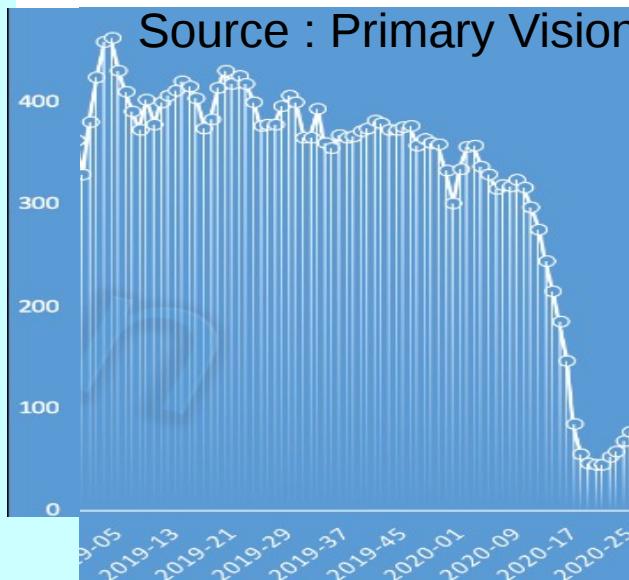
Entre différentes sources :

Kayrros pour unités sur bassins à huile (22 juin).

~400 unités actives pour 2019,
~115 unités actives en avril,
< 40 en mai.

.

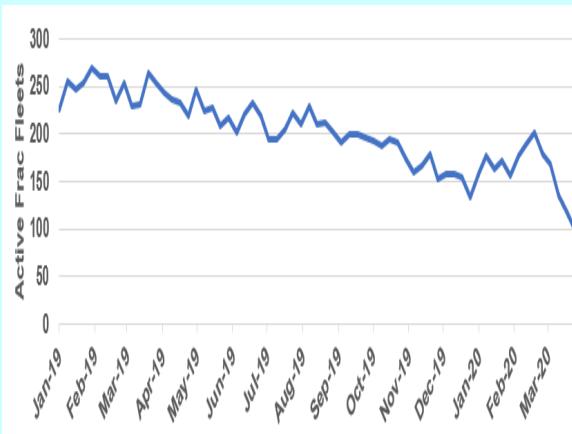
Source : Primary Vision



Primary Vision pour tous les bassins :

~ 300 unités actives pour 2019 (communiqué, en désaccord avec leur graphe),
~ entre 45 et 55 unités durant mai, remontée à 78 le 20 juin.

Révision sur les unités de fracturation



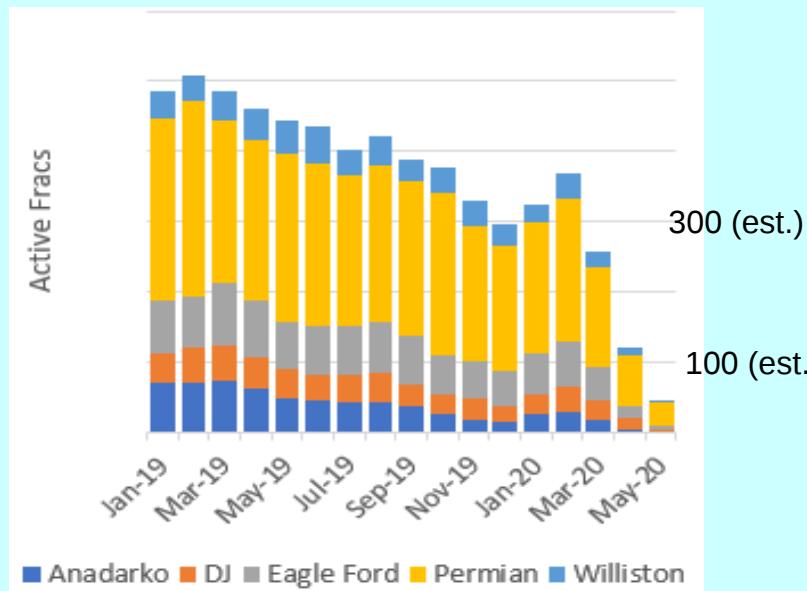
Différences entre communiqués de Kayrros pour unités sur bassins à huile.

Le 22 mai :

- ~220 unités actives pour 2019,
- ~100 unités actives le 20 avril.

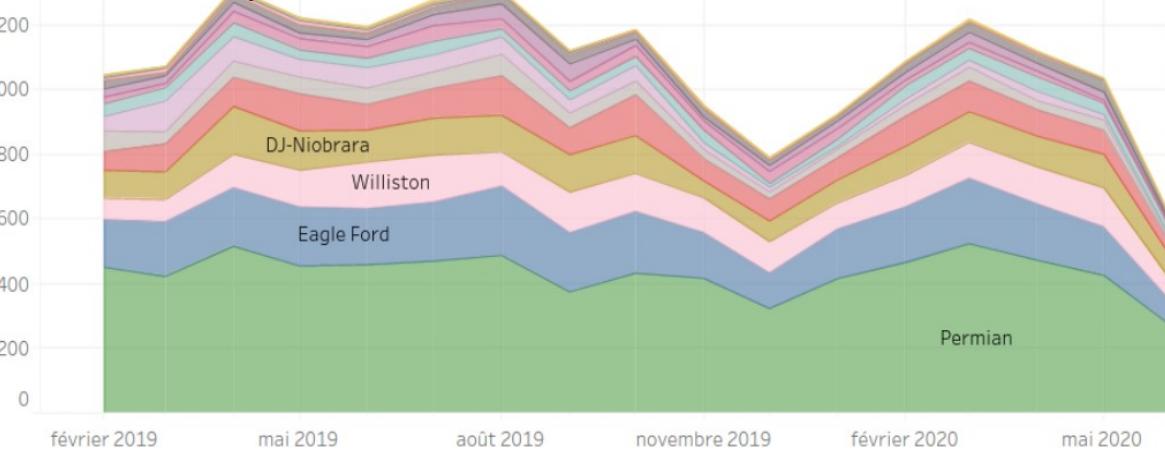
Le 22 juin :

- Sans échelle mais si 37 unités en mai
- ~220 unités actives pour 2019,
- ~100 unités actives le 20 avril.



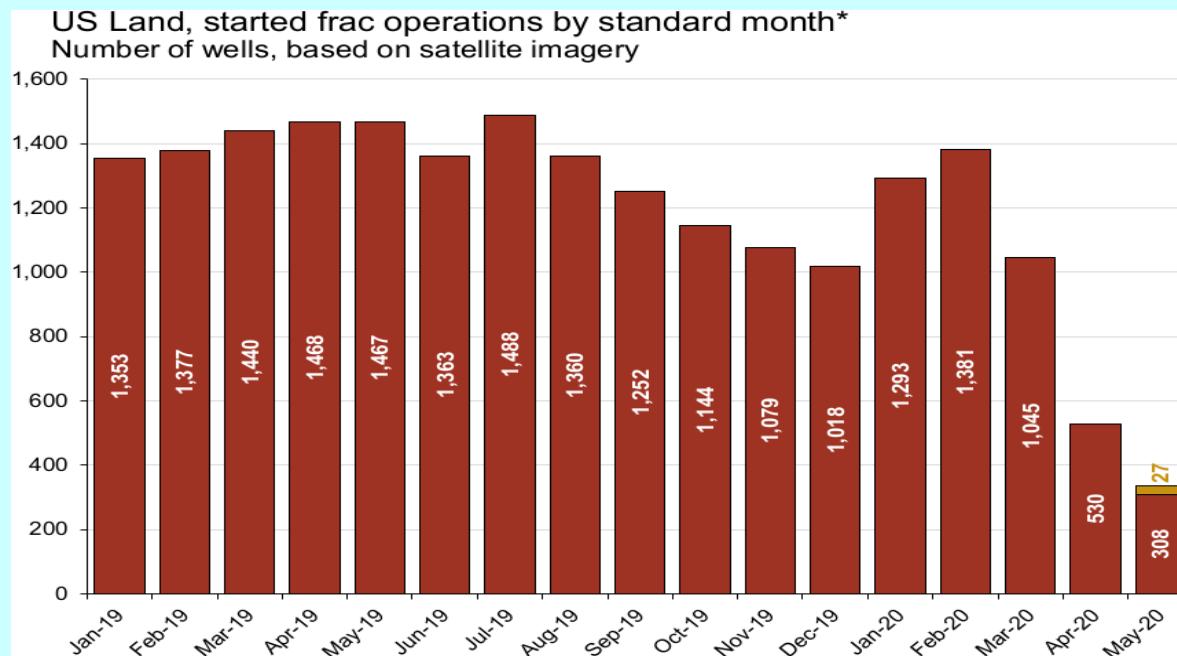
Nombre de puits fracturés

Source : Shaleprofile



Indicateur encore plus pertinent.
Mais peu de données récentes.
Tous les puits hz (huile+gaz).

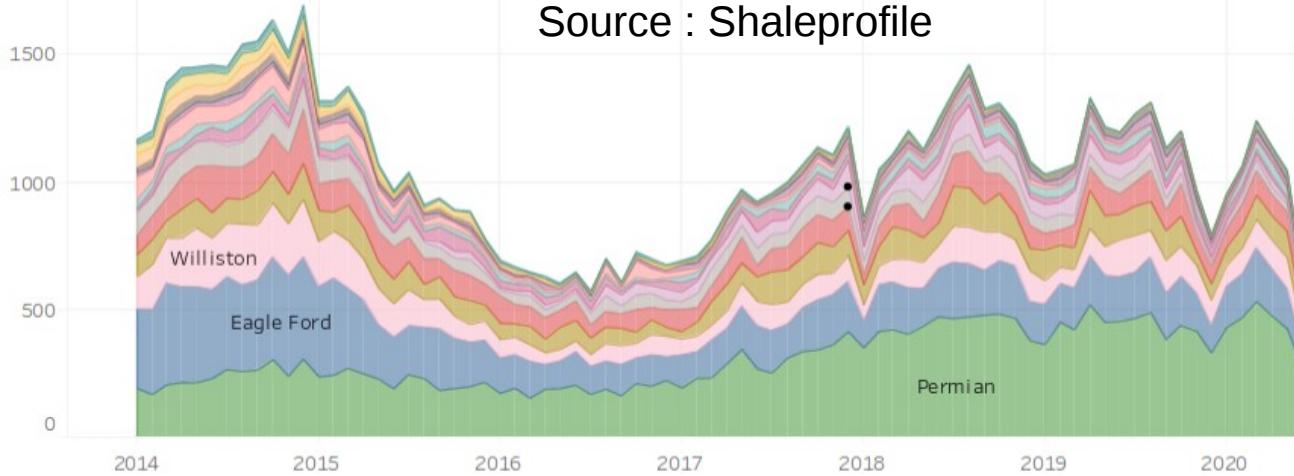
Shaleprofile (mi-juin) :
Pour 2019 ~1150 puits **mis en production** par mois.



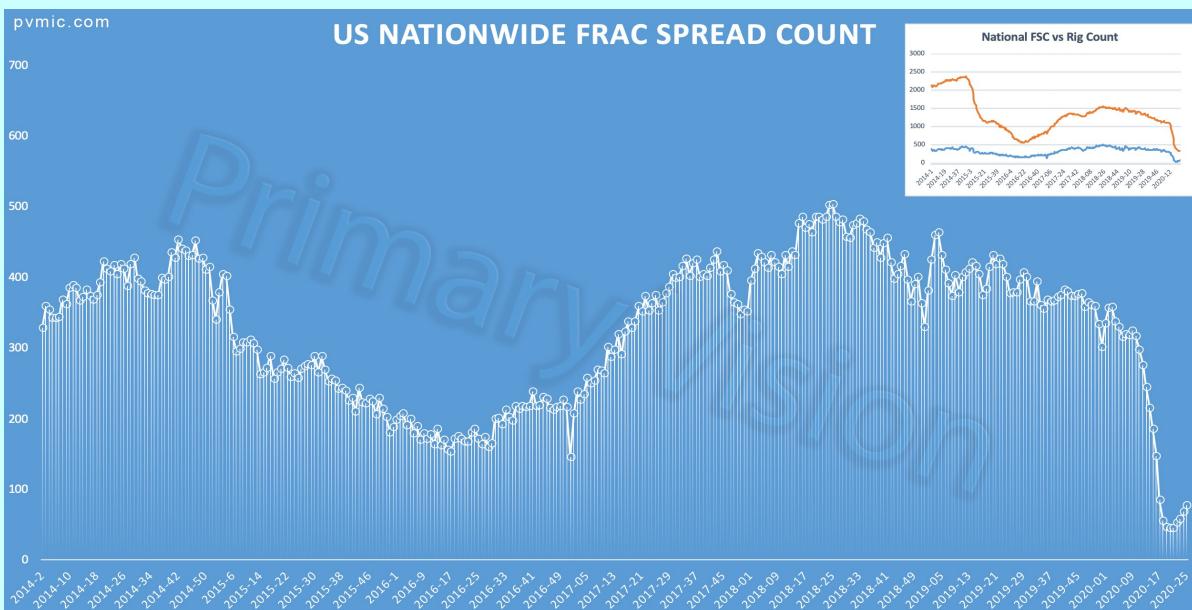
Rystad d'après opérateurs,
parapétroliers et "satellite"
(révision au 5 juin) :
Pour 2019 ~ 1320 puits par mois
en début de frac.
Plus de 300 puits en mai 2020.
Plus élevés que les autres !
Puits jamais finis ?

Puits fracturés/unités de frac

Source : Shaleprofile



Shaleprofile : tous puits hz (huile+gaz).

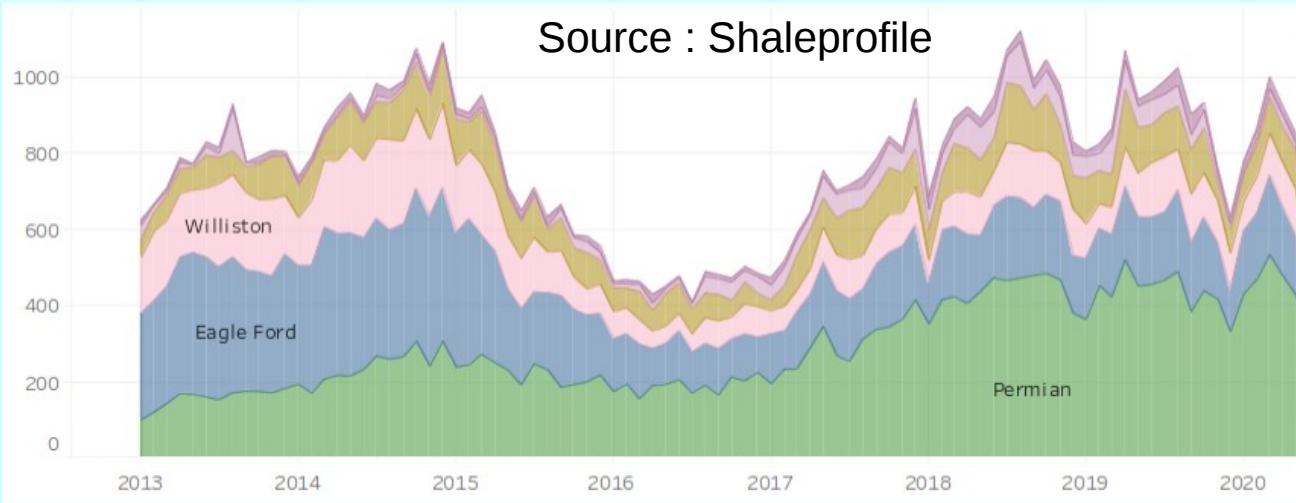


Si 300-350 unités actives de frac et 1200+/-50 puits par mois en 2019
=> ~ 4 puits par unité.mois

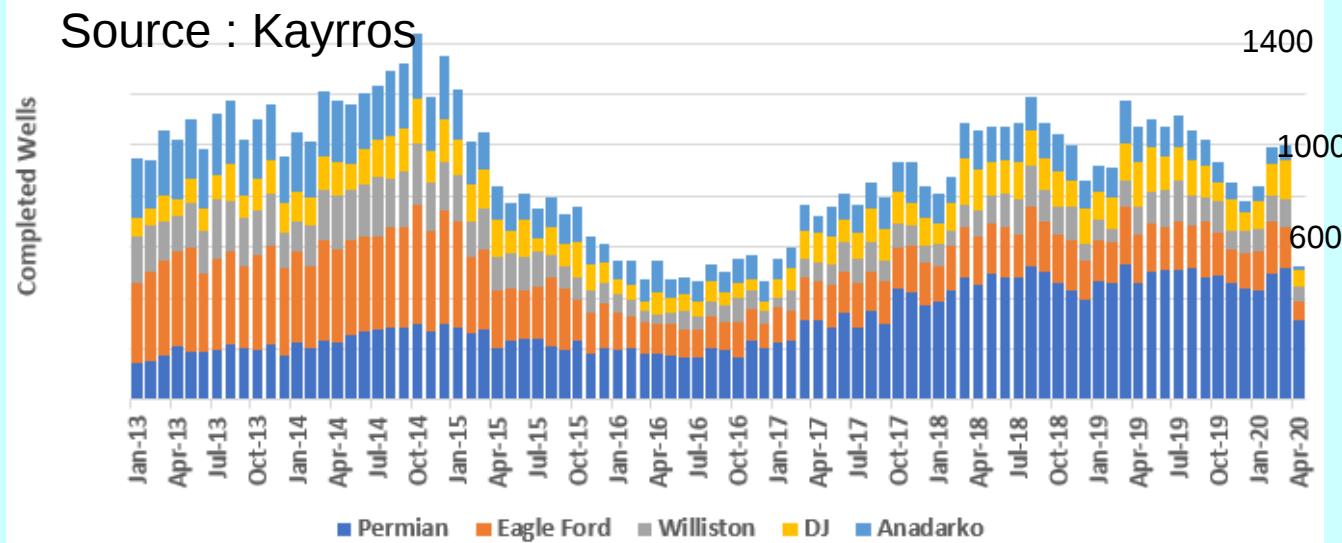
Moins de 50 unités de frac en mai, ou env. 200 puits

Puits à huile fracturés

Puits horizontaux sur bassins à huile



Intercomparaison semble bonne après 2017 (en supposant deux sources indépendantes et en tenant compte des retards de report)



Kayrros (révision 18 juin) :
500+ puits fracturés en avril.

Modèle pour l'US LTO

Estimer production mois par mois du LTO jusqu'à fin 2021 :

*déclin mensuel de production des puits pré-2020 sur les deux ans.
A partir du déclin des puits pré-2018. Source : ShaleProfile,

*profil de production d'un puits à huile type de 2018 les deux 1ères années. Source : ShaleProfile,

*nombre de puits mis en production par mois jusqu'à fin 2021,

*production stoppée par fermeture de puits chaque mois.

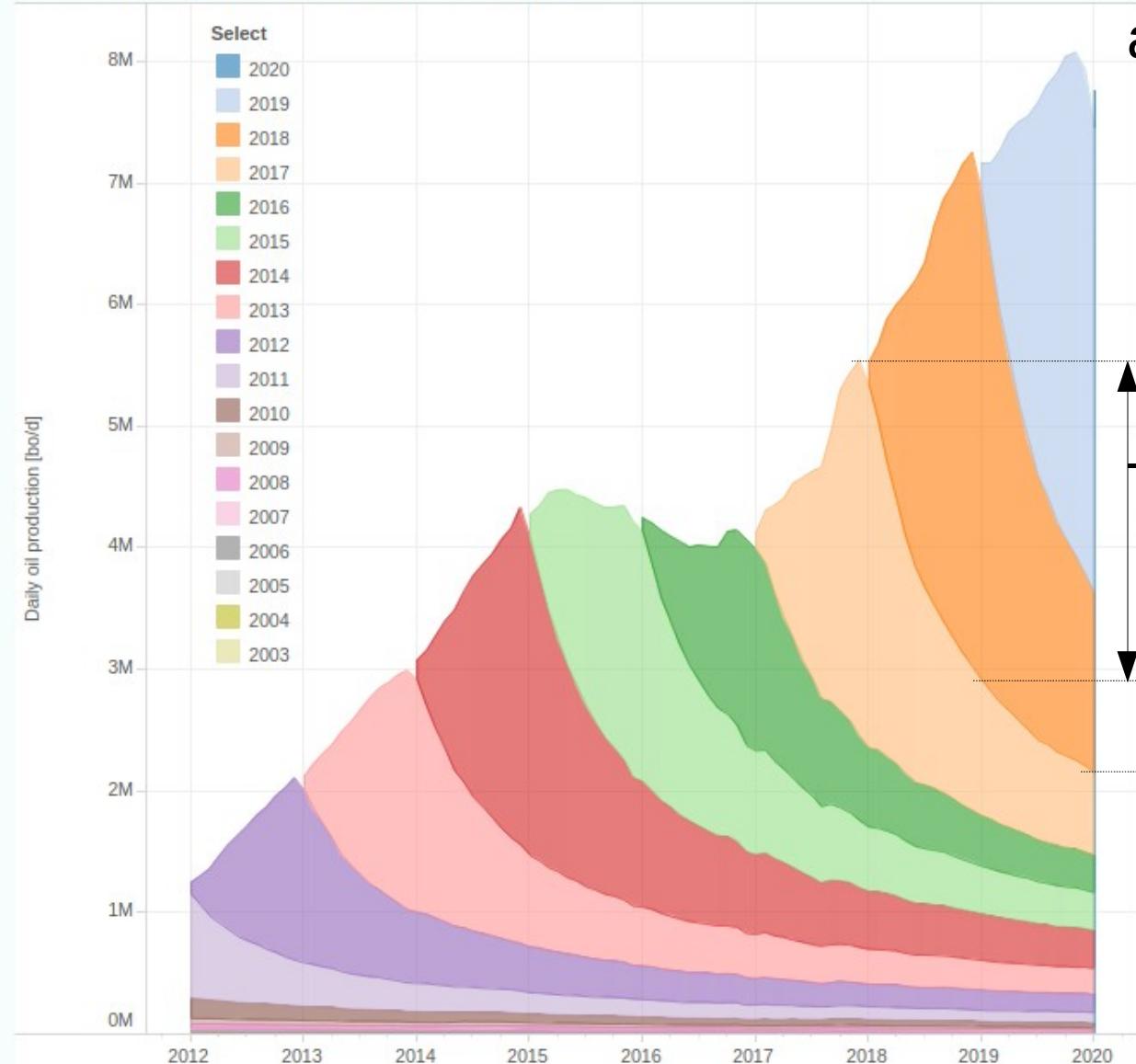
Les deux dernières variables sont à estimer jusqu'à fin 2021.
Rôle des prix futurs et donc du profil de reprise de la demande.
=> différents scénarios

Production US LTO fin 2019

Show production by
Year of first flow ▾

Product
Oil ▾

Daily oil production [bo/d], shown by "Year of first flow"



Contribution des puits par année de mise en production

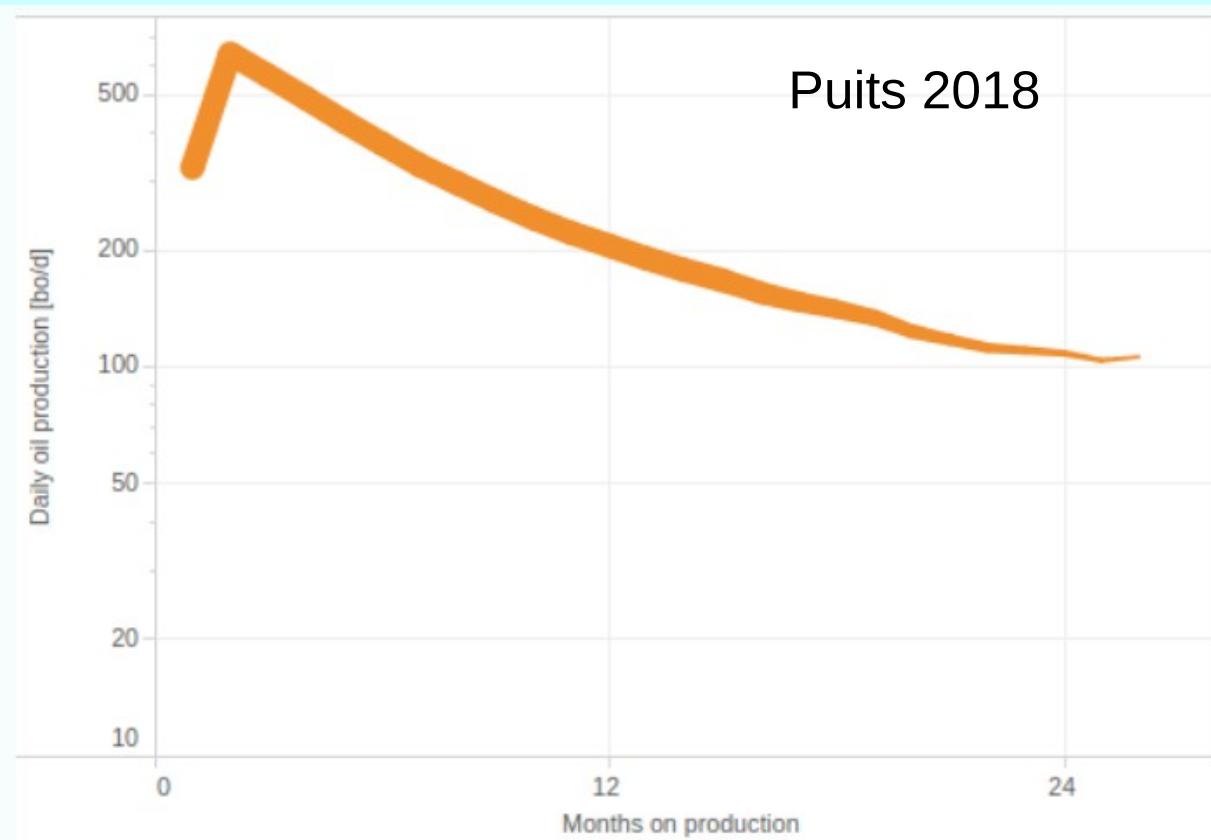
Production des puits pré-2018

-> chute de 46 % la 1ère année

-> chute de 60 % les deux 1ères années

Source : ShaleProfile
à partir des données de puits
des agences des états

Déclin type d'un puits LTO



Autre paramètre nécessaire pour estimer la production LTO : Profil de production d'un puits type (ceux mis en production en 2018) :

huile extraite par les puits de 2018 leur n^e mois / population des puits à huile de 2018

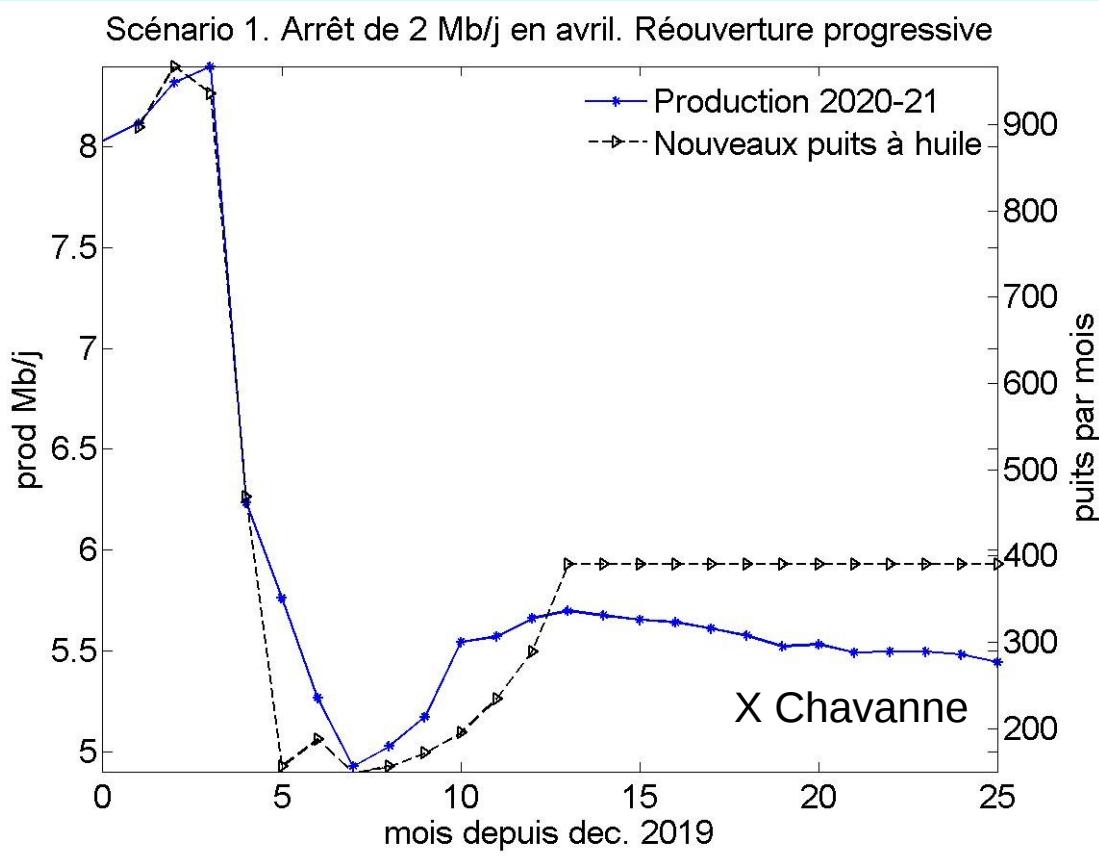
Source : ShaleProfile

Scénarios de reprise

Deux scénarios plausibles extrêmes pour encadrer les nombreuses incertitudes (mi-juin) :

- *niveau de reprise de la demande pétrolière, en tenant compte des surplus de stock constitués depuis février,
- *décisions des exportateurs (OPEP, Russie...) pour continuer à limiter la production (pour un prix à 60\$),
- *ces facteurs conduisant, ou pas, à faire remonter les prix avant fin 2020,
- *l'investissement suffisant pour relancer la mise en production de nouveaux puits LTO. Condition de rentabilité.

Scénario 1 : faible reprise



La demande repart lentement avec des mesures sanitaires encore restrictives.

Les prix remontent doucement.
Les investisseurs restent frileux.

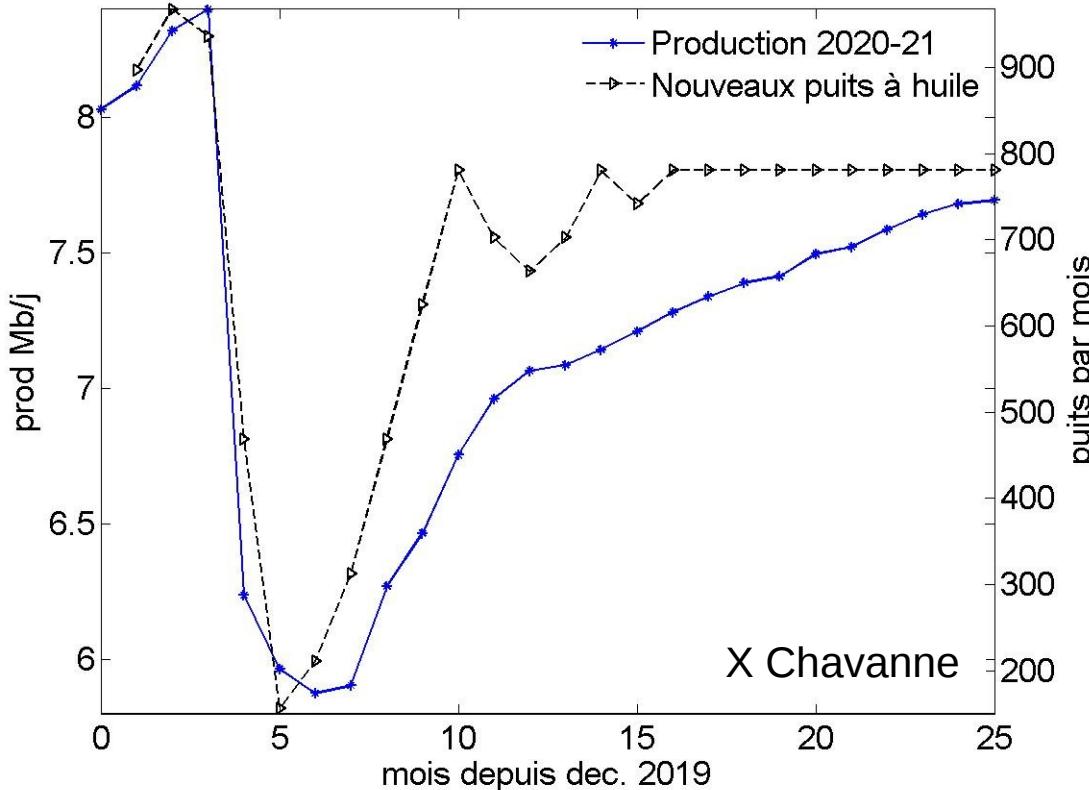
La production des puits arrêtés récupère son niveau à 80 % en sept., à 90 % fin 2020 (le reste est perdu).

La mise en production de nouveaux puits redémarre mais à un niveau bas.
La saturation en puits des bassins anciens a aussi un impact.

La production reste non seulement bien en deçà de son niveau début 2020, mais tend à diminuer.

Scénario 2 : forte reprise

Scénario 2. Arrêt de 2 Mb/j en avril. Réouverture à 90 % en sept.



Le virus est moins virulent. L'impératif devient la reprise économique. Les prix remontent vers leur niveau pré-crise.

La production des puits arrêtés récupère son niveau à 90 % en sept., à 95 % fin 2020 (reste perdue).

La mise en production de nouveaux puits reprend assez vite, profitant aussi des coûts bradés des services. On évite l'exubérance étant donné les dettes et la maturité de bassins LTO.

La production rattrape le creux tout en restant en deçà du niveau début 2020. La croissance tend à disparaître au delà de 2021 faute de zones profitables.

Bilan offre/demande 2020-21

*un surplus de stock, équivalent à env. 2 Mb/d sur un an $\frac{1}{2}$,

*env. 15 Mb/d de production stoppée prête à reprendre,

*reprise de production de pays si contexte géopolitique meilleure : Libye et Iran pour env. 3 Mb/d,

**a contrario* la baisse d'investissement pour de nouveaux puits LTO va impacter un (le) moteur de la croissance passée : une production inférieure à celle début 2020, et pas sûre d'y revenir.

Sur la période d'étude une crise pétrolière semble peu probable.

Au delà, reprise complète de la demande avec fin des surstocks avec conséquence d'un manque de nouveaux champs pour contrer le déclin des anciens. Et US LTO ne pourrait plus compenser les déficits.

A suivre ...