

Production mondiale de pétrole

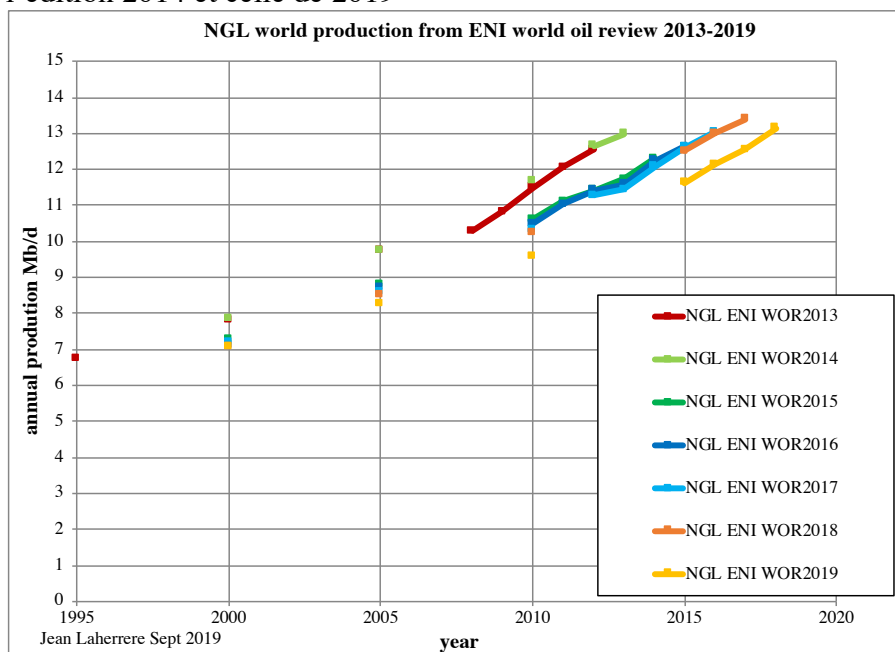
Dans le passé aux US, le condensat était mesuré avec le brut en volume, les données EIA de production de brut incluent donc le condensat et les productions de liquides de gaz NGPL l'excluent.

La définition de l'AIE du condensat est ambiguë et double (calqué sur le NPD) : soit brut si vendu avec le brut, soit NGL (natural gas liquids) si vendu avec les liquides de gaz.

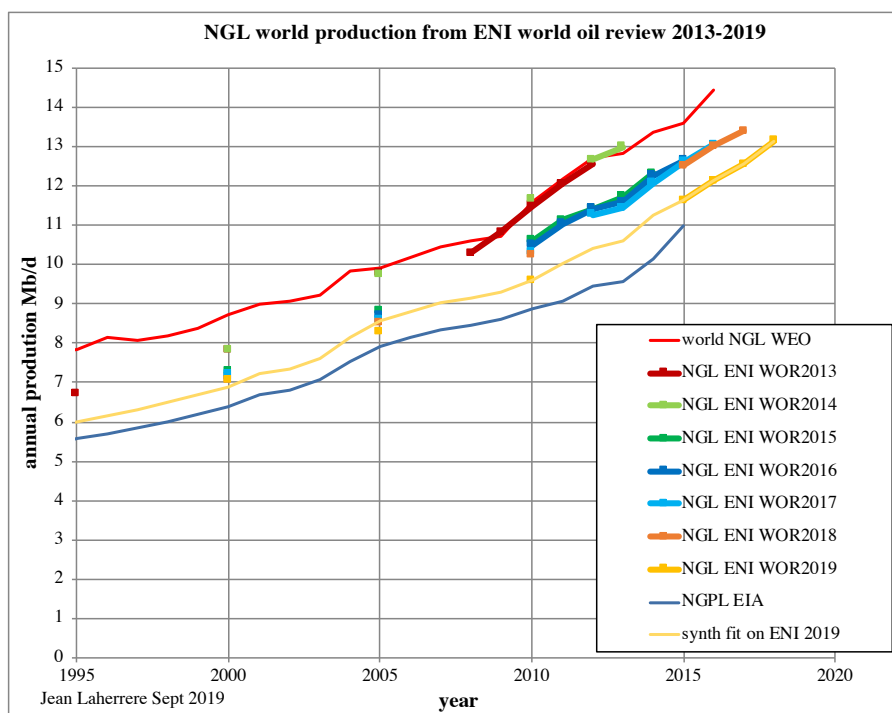
L'AIE ne fournit pas les valeurs historiques des NGL dans les rapports gratuits.

L'OPEC ne donne que les NGL des membres de l'OPEC, mais le nombre des membres varie (ASB2019 exclue le Qatar qui était dans ASB2018).

Les rapports ENI (World oil review) donnent certaines valeurs pour les NGL de l'AIE depuis 2013 et elles sont très variables avec la date d'édition : pour 2010 la variation est plus de 2 Mb/d entre l'édition 2014 et celle de 2019

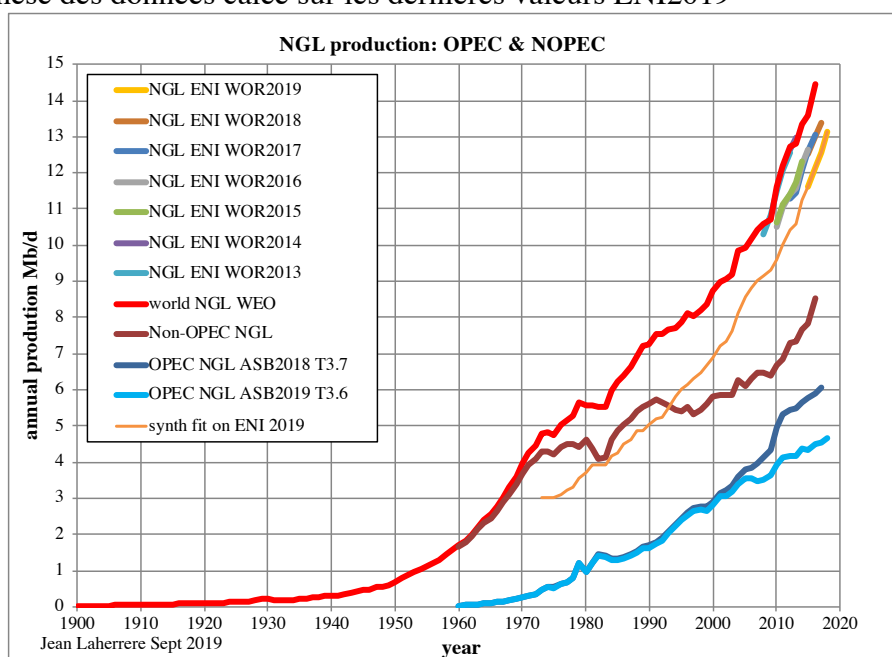


Utilisant les données EIA pour les NGPL jusqu'en 2015, une courbe de synthèse calée sur les dernières valeurs de l'ENI est tracée.

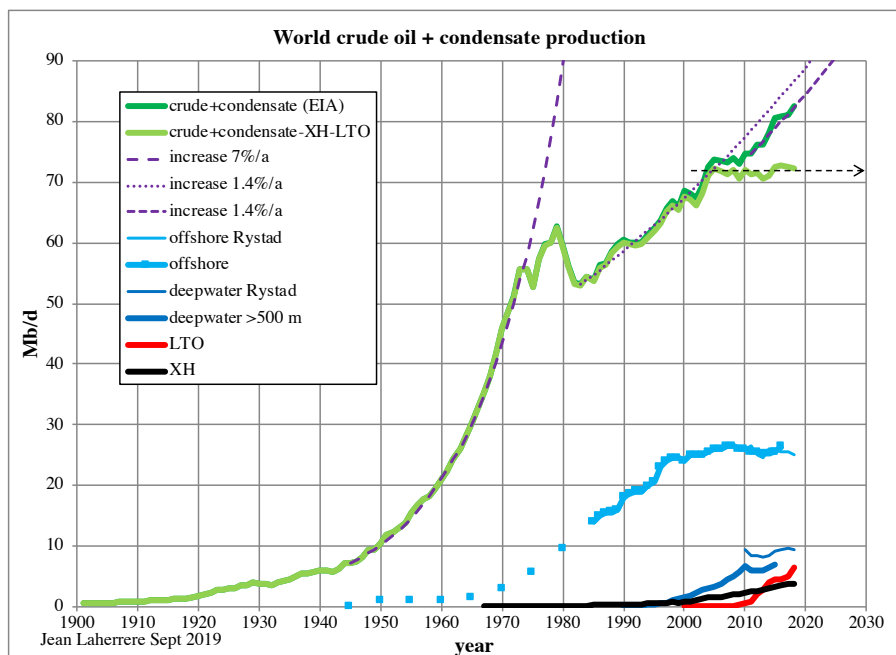


Les rapports de l'OPEP ASB donnent depuis 1960 les production NGL de l'OPEP mais pas du monde. Mais le nombre des membres OPEP varie : les données 2019 ont supprimé la production du Qatar qui a quitté l'OPEP en 2018.

La courbe rouge est d'après les données éparées de l'IEA : elle est très différente de la courbe jaune, synthèse des données calée sur les dernières valeurs ENI2019

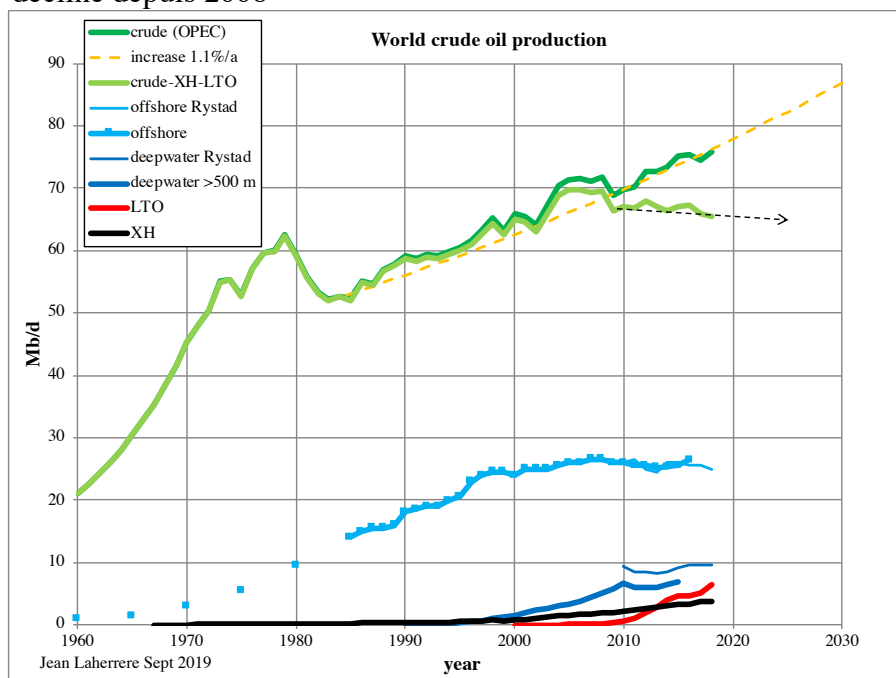


La production de brut et condensat (EIA) augmente de 1,4 %/a depuis 1983 avec un palier à 71 Mb/d de 2004 à 2014. La croissance de 1945 à 1973 était de 7%/a

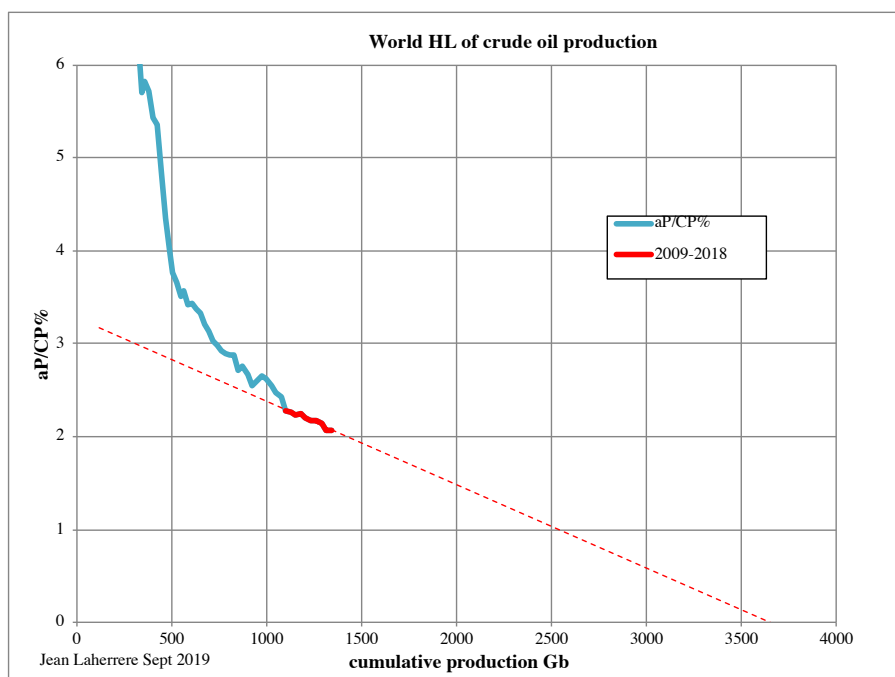


La production du brut+condensat moins extra-lourd+LTO est plate depuis 2004

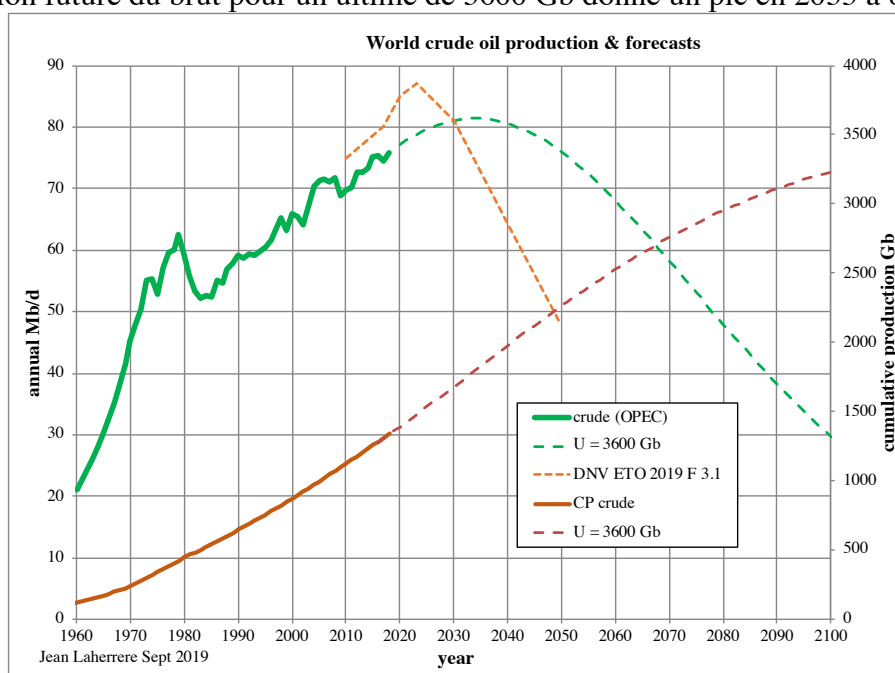
La production de brut (OPEP) augmente de 1,1% /a depuis 1983, mais le brut moins extra lourd+LTO décline depuis 2008



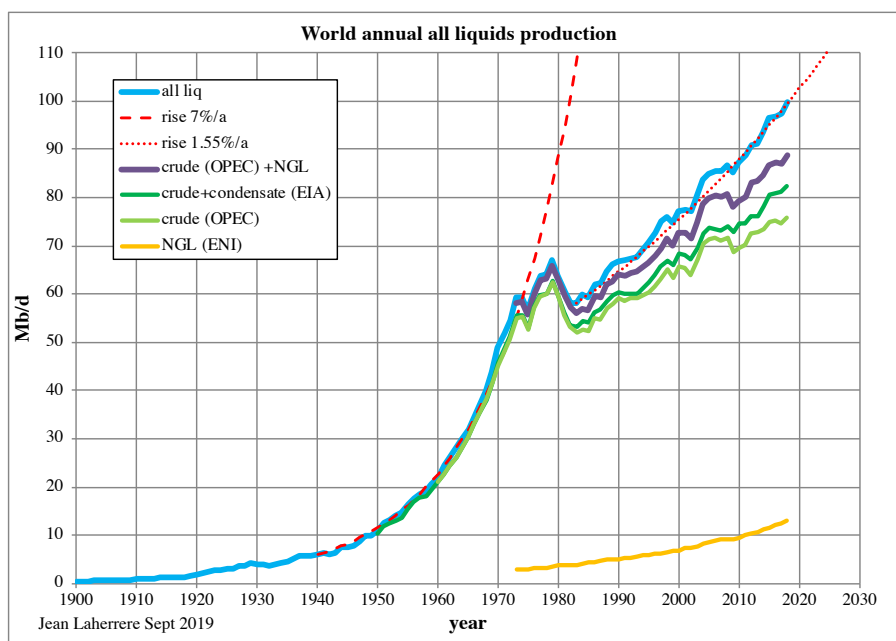
L'extrapolation linéaire (HL = Hubbert Linearization) du pourcentage production annuelle du brut/production cumulée sur la période 2009-2018 donne un ultime de 3600 Gb.



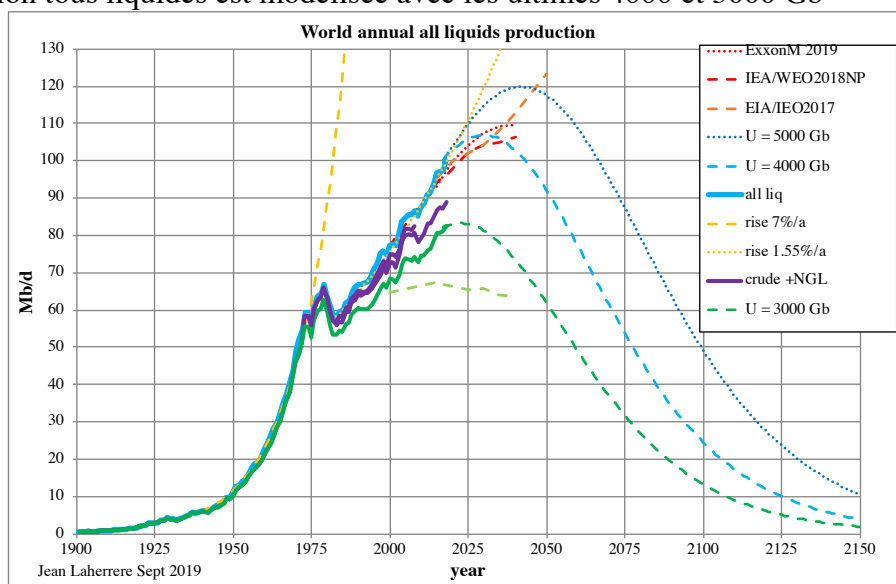
La production future du brut pour un ultime de 3600 Gb donne un pic en 2035 à 82 Mb/d



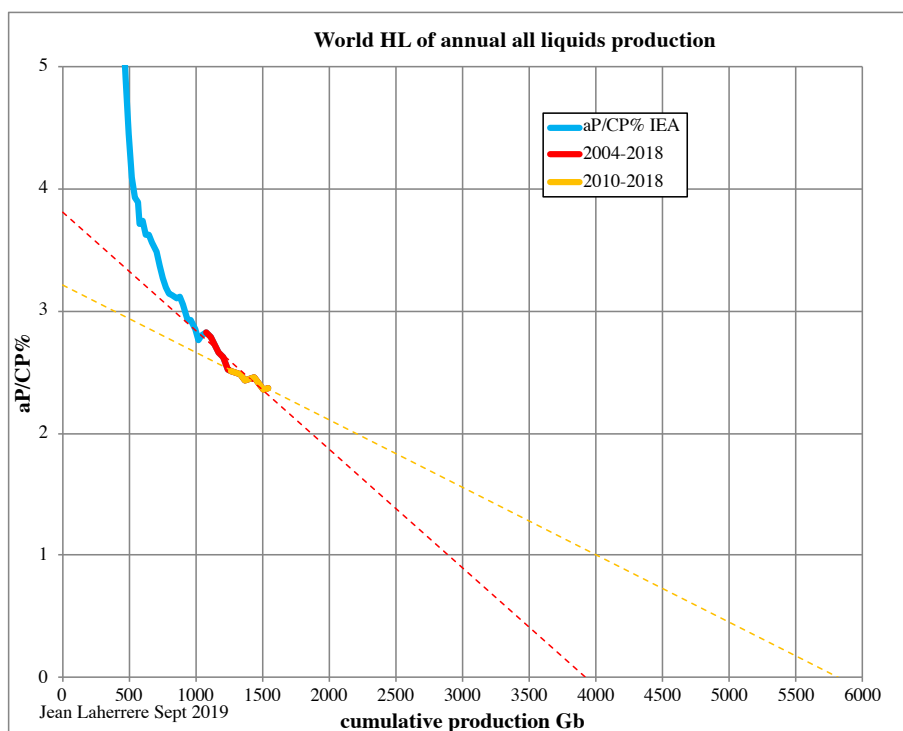
La production mondiale tous liquides a un taux de croissance de 1,6 %/a depuis le contrechoc de 1986 avec quelques petits paliers. Mais le taux a été de 7%/a de 1940 à 1975



La production tous liquides est modélisée avec les ultimes 4000 et 5000 Gb



L'extrapolation linéaire de aP/CP% tous liquides tend vers 4000 Gb pour la période 2004-2018 mais plus pour la période 2010-2018 (LTO) qui pour moi va se dégonfler d'ici 2 ans.



DNV GL est une société de certification et de services basée près d'Oslo, avec 13 500 employés dans plus de 100 pays dans les domaines maritime, énergie, électrification, alimentation, boissons and santé.

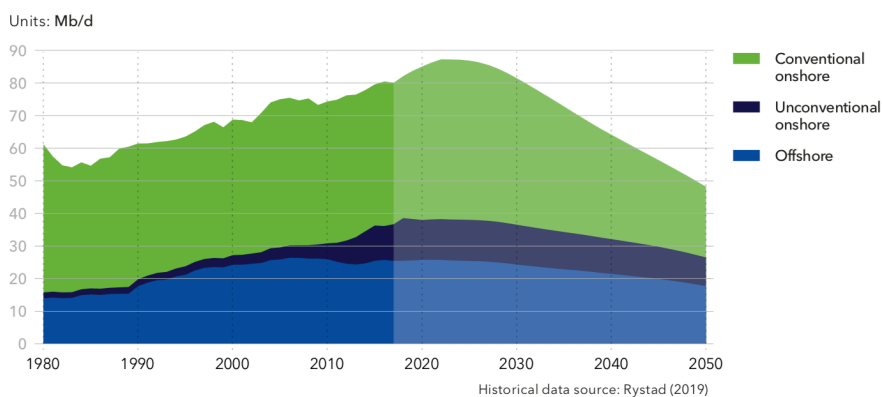
DNV GL est supposée être impartiale sur le sujet de la production de pétrole, car sa réputation est en jeu

DNV-GL dans son « Energy Transition Outlook 2019 » prévoit le pic du brut en 2025 à 85 Mb/d, plus tôt mais plus haut que ma prévision !

Le pic de la production non conventionnelle terrestre est vers 2025

FIGURE 3.1

World crude oil production by field type

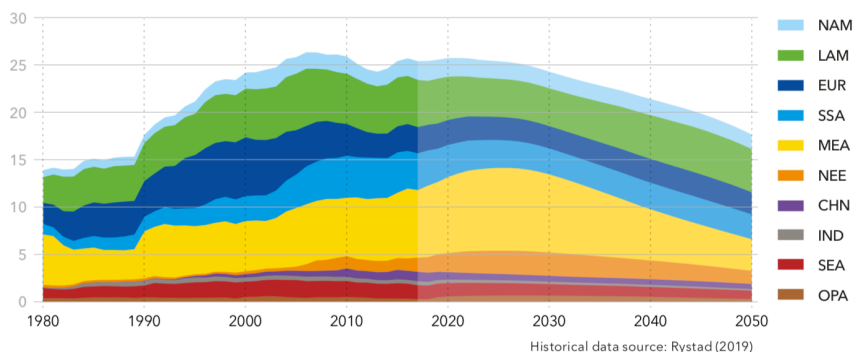


Le pic de la production offshore a été en 2007 et comme DNV divise le monde en 10 régions, le pic de la production offshore du Moyen-Orient (jaune) est vers 2025.

FIGURE 3.4

Offshore oil production by region

Units: Mb/d



MAP AND KEY OF OUTLOOK REGIONS

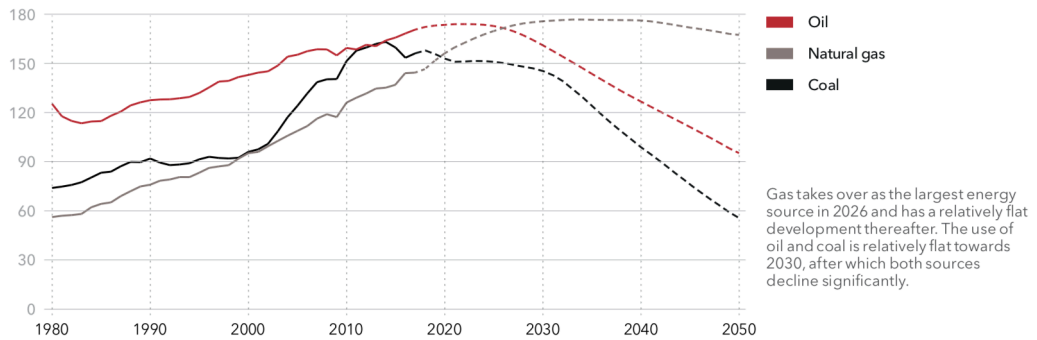


DNV prévoit le pic de la production de pétrole en 2022, le pic du gaz de 2030 à 2040 au niveau du pic du pétrole et le pic du charbon est bien passé en 2013, inférieur à celui du pétrole et du gaz.

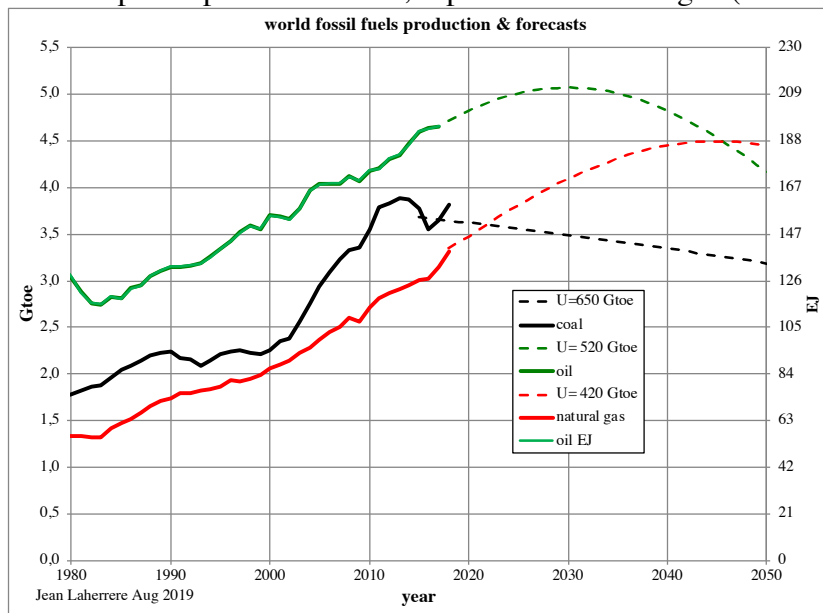
FIGURE 15

World primary fossil fuel supply by source

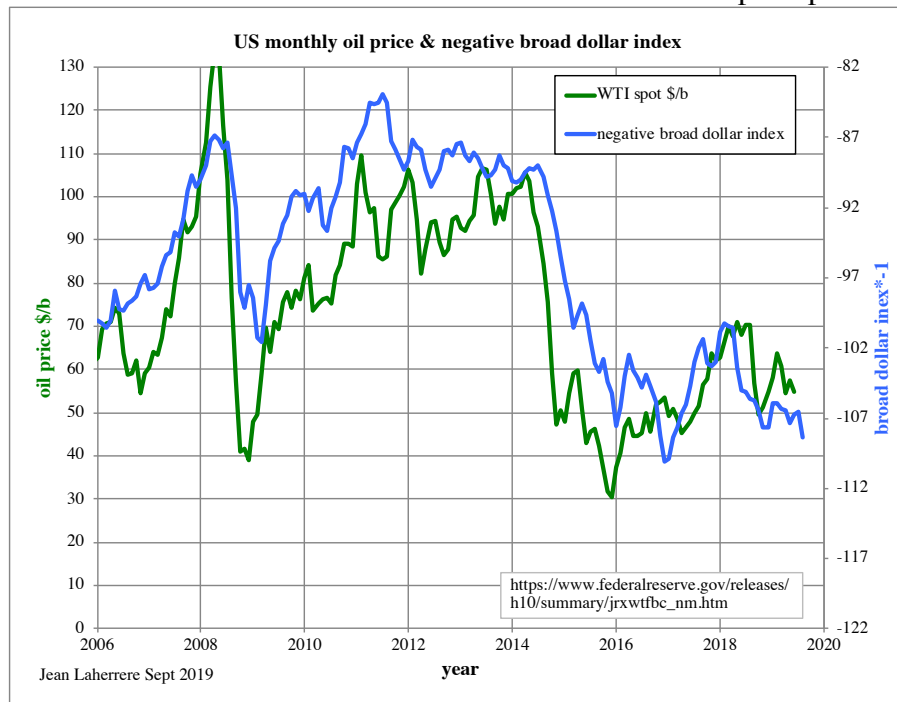
Units: EJ/yr



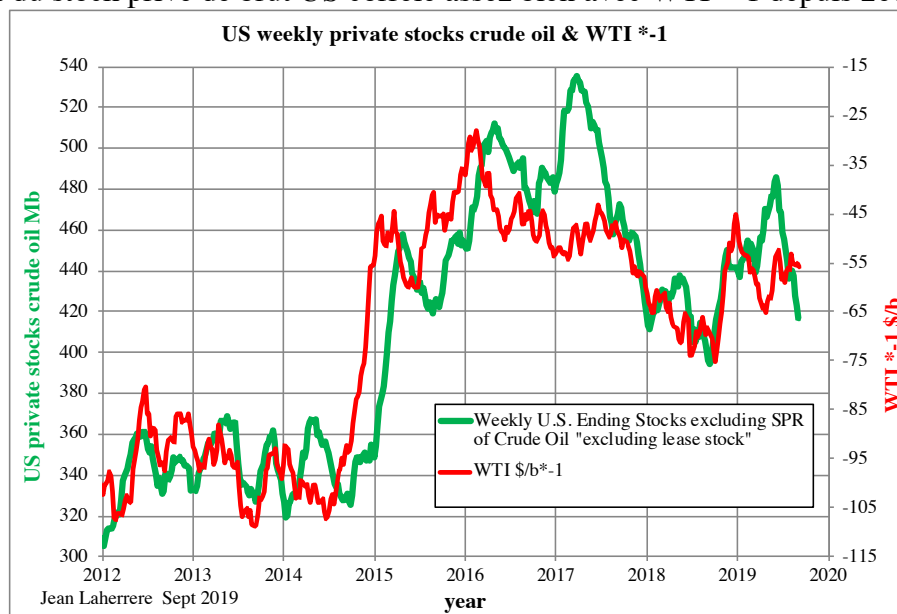
Ma prévision est un pic de pétrole en 2030, supérieur à celui du gaz (en 2045)



Le prix du brut WTI corrèle assez bien avec la valeur du dollar multipliée par -1 depuis 2006

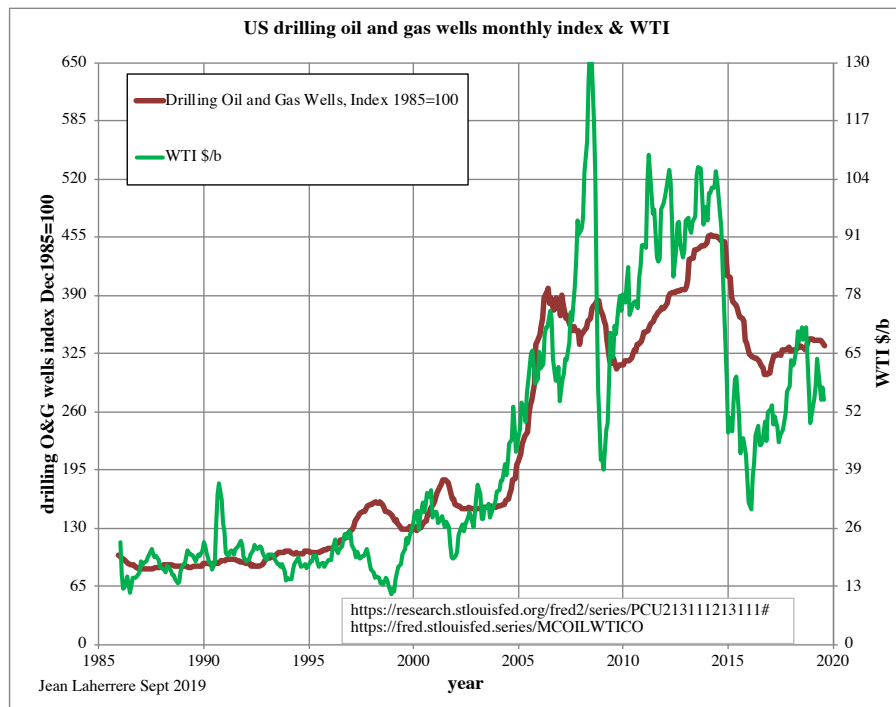


Le montant du stock privé de brut US corrèle assez bien avec WTI *-1 depuis 2012



Le prix du brut est souvent cité, car en fait l'offre et la demande se rencontre avec un prix, mais l'offre dépend du prix du brut, mais aussi du prix du coût des forages.

La Federal Reserve Bank of St Louis donne un index du coût US des forages oil & gas : ce coût suit avec un certain retard (variable) le prix du brut WTI

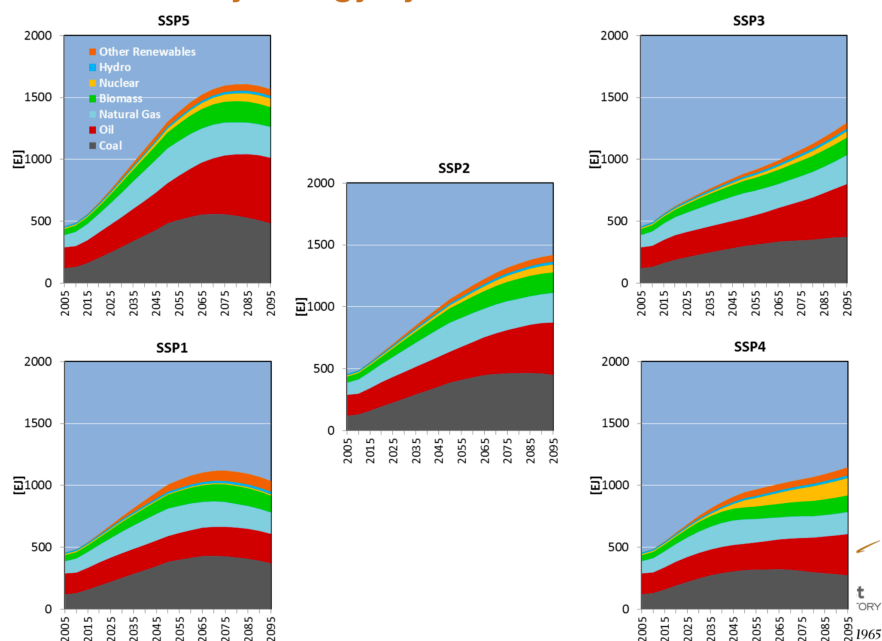


Les rapports du GIEC ont été basés AR1 = 1990, AR2 = 1995 sur les scénarios IS92, TAR = 2001, AR4 = 2007 sur les scénarios énergétiques SRES, AR5 = 2013 sur les scénarios de forçage radiatif RCP. AR6 en 2021 sur les scénarios socio-économiques partagés SSP.

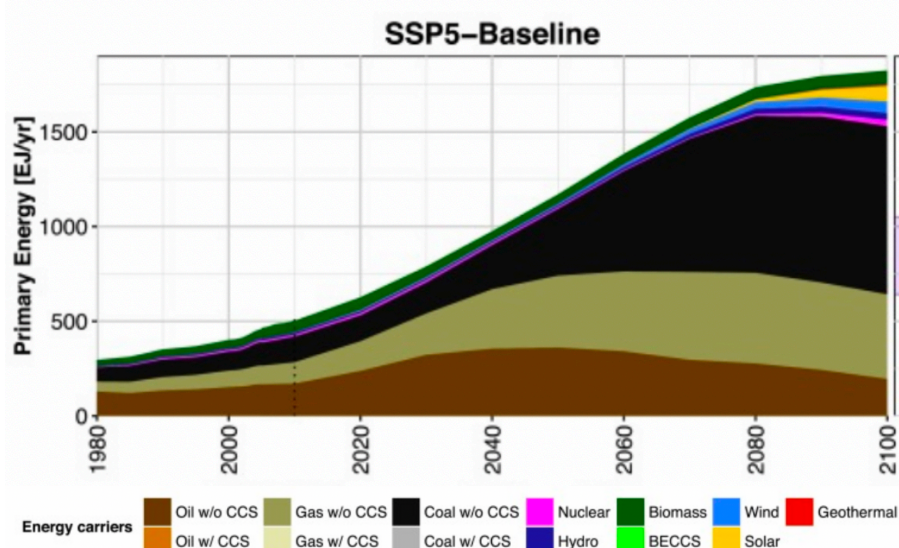
Les SRES étaient des histoires énergétiques de production de combustibles fossiles, on est passé au forçage radiatif, on était toujours dans la science et maintenant on bascule dans le social partagé sans aucune référence aux prévisions officielles de l'AIE. Sur ces scénarios, deux modèles français (CNRM & IPSL) tablent sur une hausse de 7°C en 2100.

Les 5 SSP = Shared Socioeconomic Pathways ne présentent aucun déclin pour le pétrole (en rouge) d'ici 2100 !

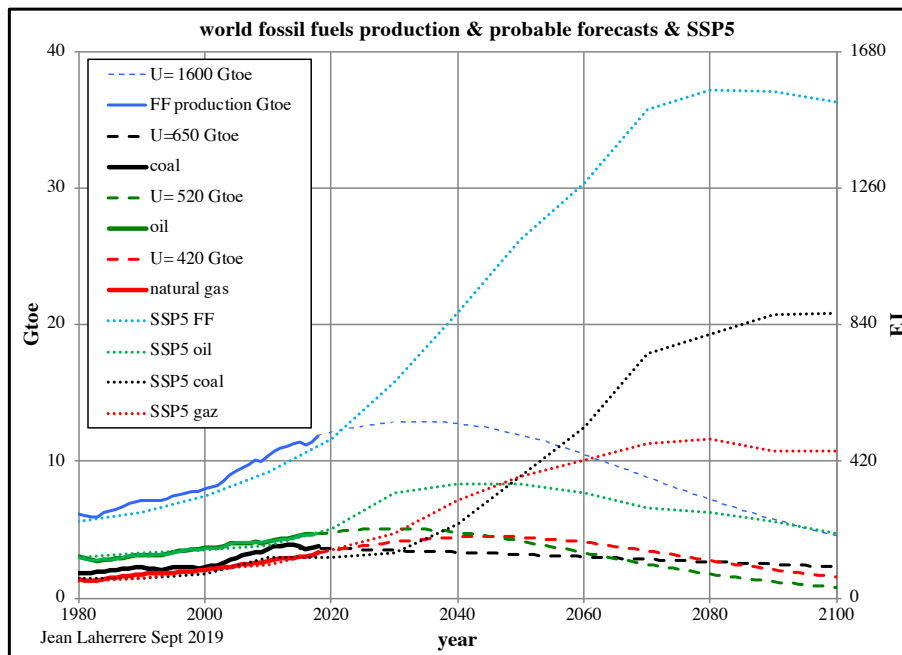
Global Primary Energy by Fuel: Reference Scenarios



Le SSP5-baseline donne 7°C en 2100 ou la production de charbon est 10 fois la production actuelle. Ce scénario est appelé si on ne fait rien : c'est un mensonge éhonté : tout le monde ment : il n'y a pas que Cahuzac ou Volkswagen !



Comparaison SSP5 avec mes prévisions : FF en 2100 8 fois plus, charbon 10 fois plus, pétrole et gaz 7 fois plus !



En réaction, 500 scientifiques (dirigés par le Prof Berkhout aux Pays Bas clintel.org) ont envoyé au secrétaire des NU une déclaration (European Climate Declaration) « There is no climate emergency » <https://clintel.nl> > uploads > 2019/09 > ecd-letter-to-un