

# Production des pétroles naturels

Par X. Chavanne

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

# Relation concentration/efficacité

**Concentration énergétique suivant les ressources en énergie :**

1 m<sup>3</sup> de minerai à 0,1 % de U libère via un REP ~3 TJ<sub>th</sub>

**1 m<sup>3</sup> de pétrole brute contient ~40 GJ<sub>PCS</sub>**

1 m<sup>3</sup> de gaz naturel aux conditions ambiantes contient ~40 MJ<sub>PCS</sub>

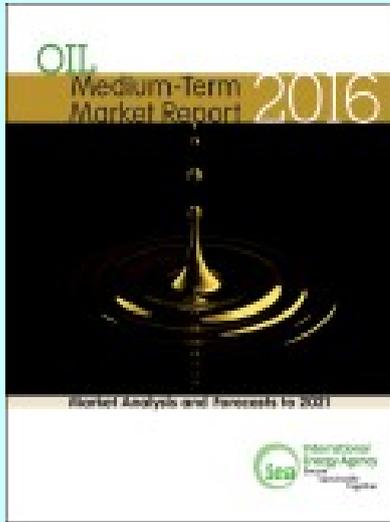
1 m<sup>3</sup> d'eau sur 100 m de hauteur fournit ~1 MJ<sub>méca</sub>

1 m<sup>3</sup> d'air à 25 km/h contient ~30 J<sub>méca</sub> (la moitié récupérable)

Pertes/coûts liés au volume => avantage aux énergies concentrées.

**Le pétrole est liquide et peut-être utilisé partout.**

# La vision officielle en 2016



AIE fév. 2016 : «Attempting to understand how the oil market will look during the next five years is today a **task of enormous complexity...**

...the prevailing wisdom of just a few years ago that “peak oil supply” would cause oil prices to rise relentlessly as output struggled to keep pace with ever-rising demand was wrong. **Today we are seeing not just an abundance of resources in the ground but also tremendous technical innovation that enables companies to bring oil to the market.»**

# Présentation

\*4 catégories de pétroles naturels suivant caractéristiques des gisements (état, roches, abondance) et coûts résultants :

- brut/condensat,
- liquides d'usines de gaz naturel,
- extra-lourd/bitumes,
- huile légère de roches compactes.

\*Evolution de leur production entre 2000 et 2014.

\*Extrapolation entre 2015 et 2025 tenant compte de leurs caractéristiques et des événements récents (prix, découvertes...).

\*Quid des autres hydrocarbures liquides : agro-carburants, gaz et charbon transformés en liquides ?

# Les pétroles naturels

**Pétroles naturels** : fossiles riches en hydrocarbures (HC) issus du sous-sol, liquides ou liquifiés par séparation et simple compression.

Jusque dans les années 70s, huile extraite de roches perméables (**bruts de champs**) auquel s'ajoutait un peu de **condensats** extraits du gaz naturel (GN). Depuis on doit inclure ...

70s + **liquides d'usines** de traitement du **GN** ( $C_2$  à  $C_{5+}$ )

70s + **ultra-lourds/bitumes**. Huiles plus denses que l'eau et très visqueuses (Alberta et Orénoque)

2008 + huile légère de roches compactes (**LTO** ou "shale oil")

# Les pétroles naturels

Jusqu'à mi 60s huile de champs

Depuis... 60s condensats de gaz

70s liquides d'usines de GN

70s extra-lourd/bitumes

2005 huile de roches compactes

Pétrole

“conventionnel”

devient cher (accès)

Pétrole

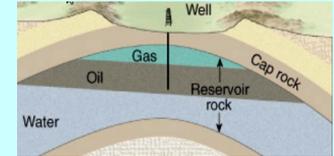
non “conventionnel” :

-puits complexes

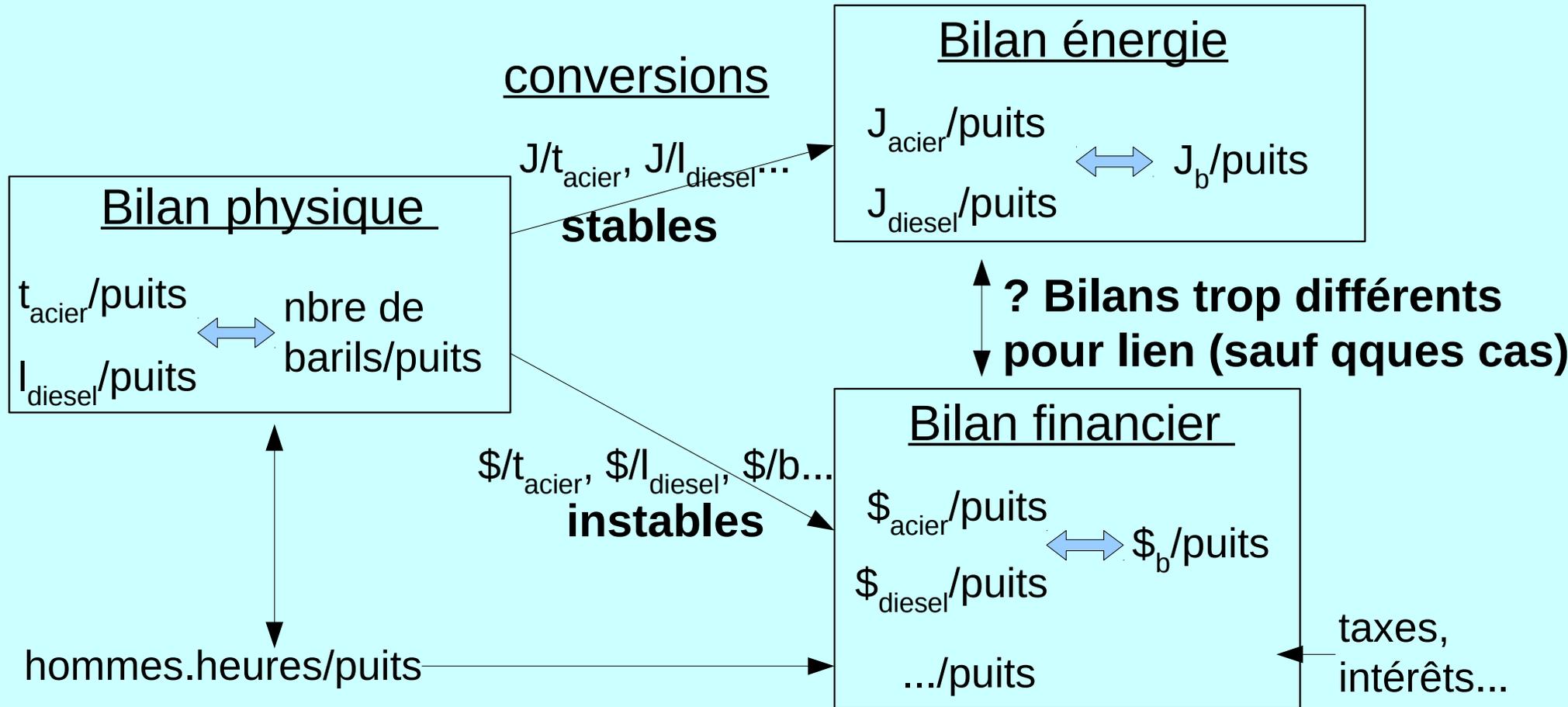
-nbre barils/puits faible

=> cher

# Les bilans coûts/gains pour extraire le pétrole

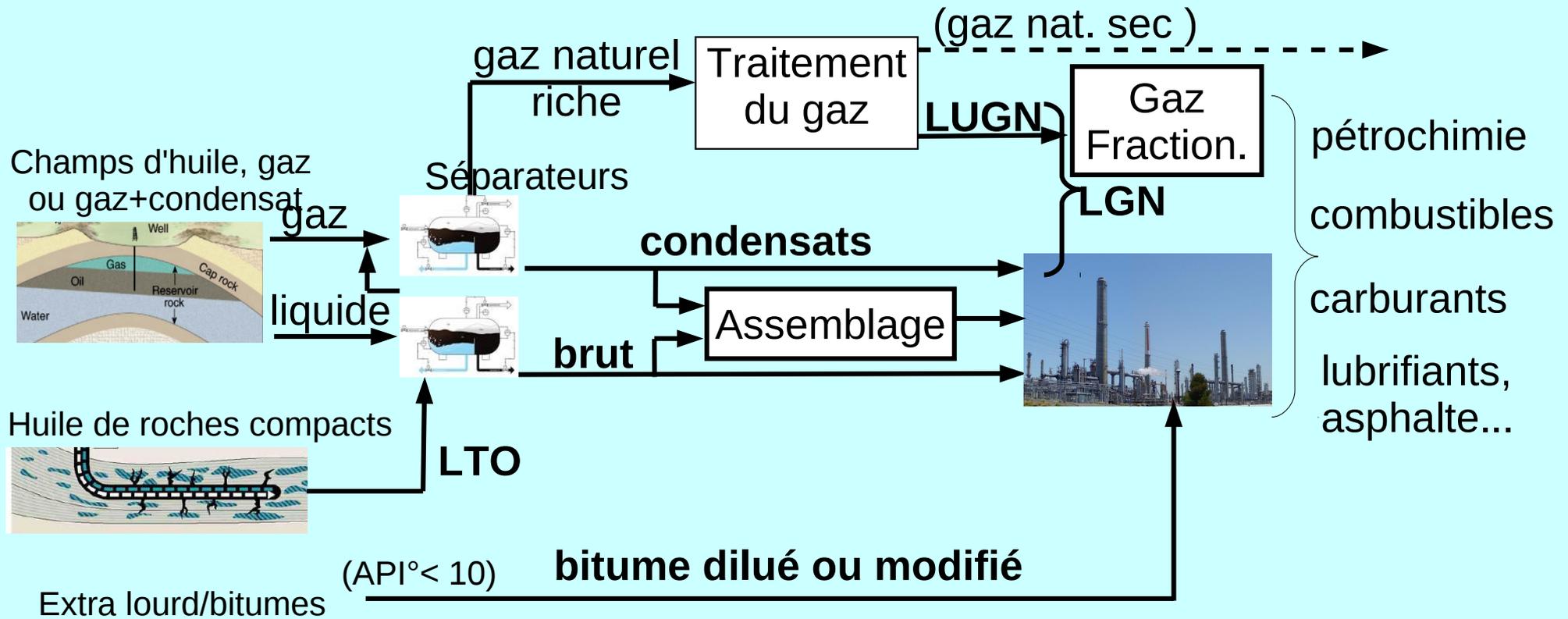


Coûts ↔ Gains



NB : prix de l'énergie pour obtenir 1 t acier  $\ll$  prix acier, ou  $\$(J)/t_{\text{acier}} \ll \$/t_{\text{acier}}$ .

# Procédés et flux



Condensats : HC initialement gazeux en roche, liquide en surface. LUGN : HC liquides d'usine de traitement du gaz naturel. GTL, CTL : gaz, charbon transformés en liquide.

# Pourquoi les barils d'équivalent pétrole (en énergie)

L'industrie US a imposé le baril pour les réserves et le baril/jour pour la production.

L'habitude a été prise, les références établies ....

MAIS l'industrie pétrolière est d'abord une industrie de l'énergie (chaleur, transport...).

Et 1 baril de LUGN n'est pas équivalent à 1 baril de brut.

Et quelque soit l'opération, l'énergie (et la masse) se conserve.  
PAS LE VOLUME. Bilans en énergie.

**D'où le baril d'équivalent pétrole : garder ses références et être plus juste.**

Cela se fait déjà pour le gaz lors de comparaison.

# Un peu de physique...

Pourquoi utiliser les barils d'équivalent pétrole

Dans un moteur Otto (transport)

volume

énergie

 1 b gnc

1 bep gnc 

1 b   
éthanol

1 bep éthanol 

1 b gpl 

1 bep gpl 

1 b essence   
km

1 bep essence   
km

Lien entre énergie consommée et distance parcourue

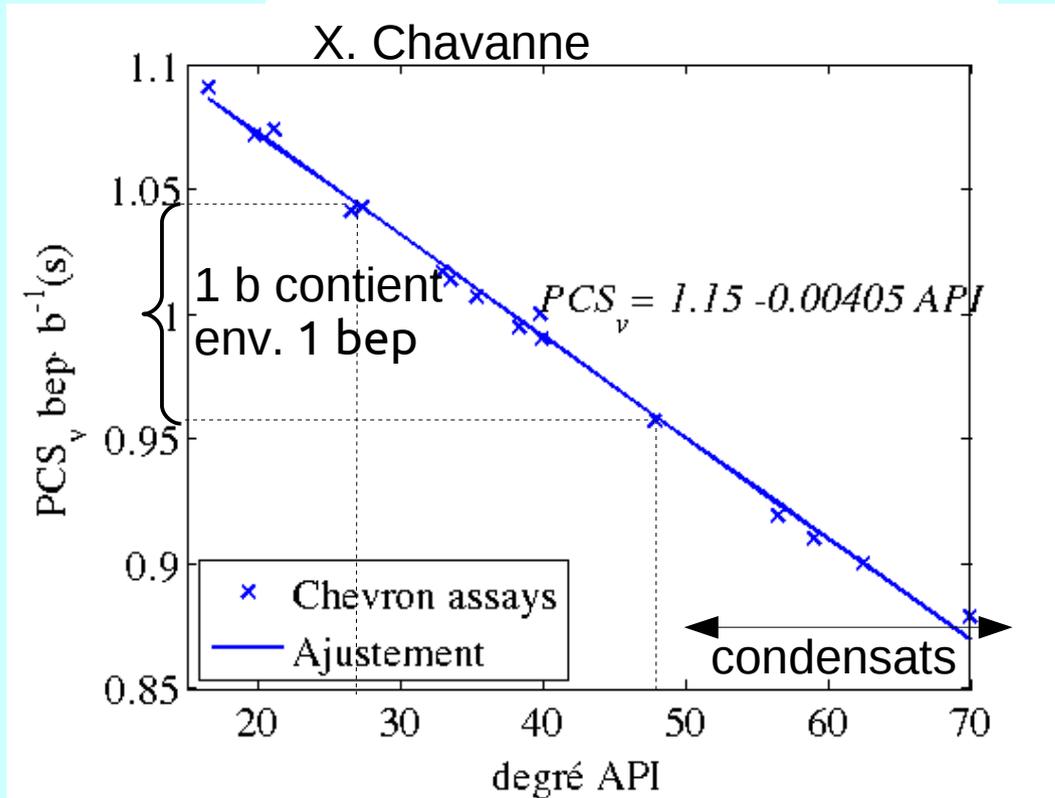
gnc : gaz naturel comprimé (sous env. 200 bars).

gpl : mélange de propane  $C_3$  et butane  $C_4$  liquifié sous pression (LUGN).

# Densité et contenu énergétique. Bruts et condensats

Densité :  $^{\circ}API = \frac{141,5}{d} - 131,5$  ou  $d = \frac{141,5}{^{\circ}API + 131,5}$

$d$  = densité à 15,6°C et 1 atm.  
≈ masse volumique en kg/l



Ajustement empirique

1 baril d'équivalent pétrole = 6,12 GJ  
≈ PCS d'un baril de brut à 38°API.

(1 baril = 42 gallons US = 159 l.  
PCS : pouvoir calorifique supérieur).

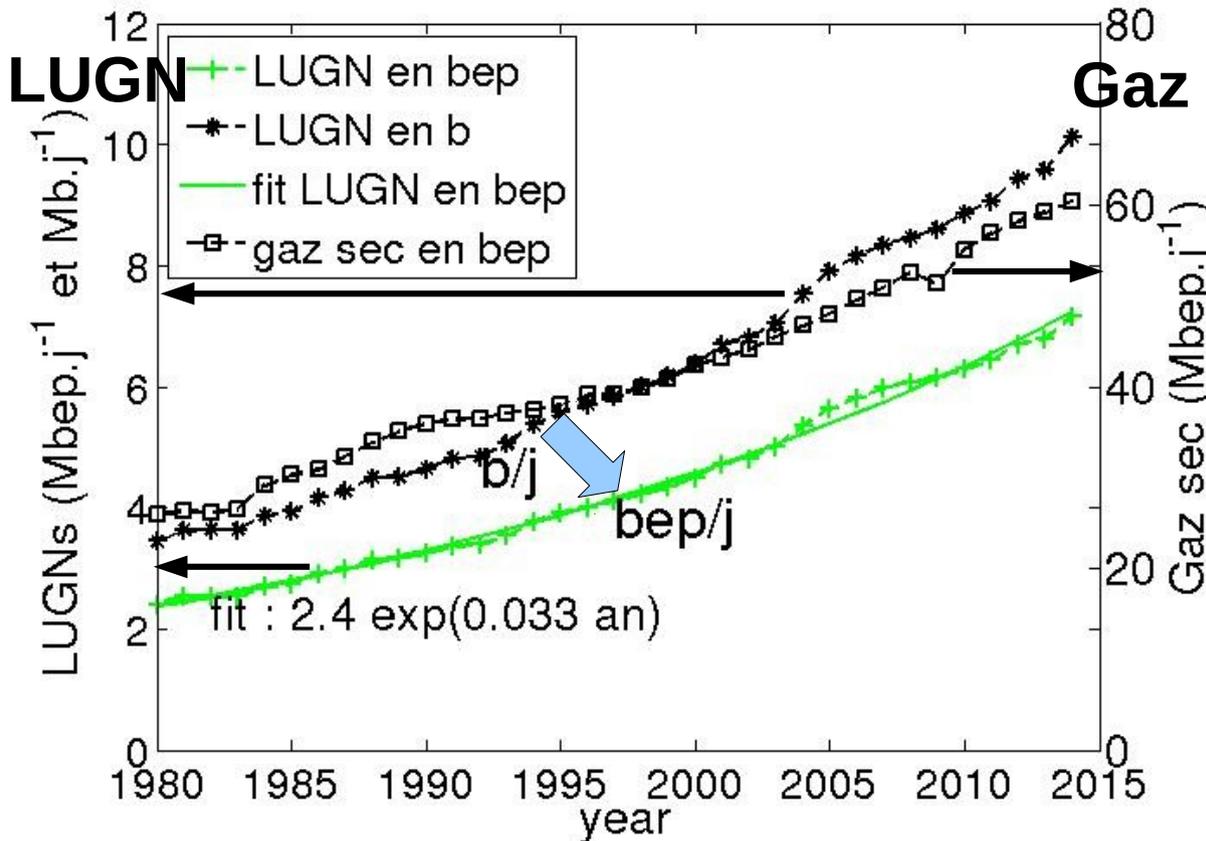
**N.B.** : °API et PCS (avec % Soufre) sont les critères de classification des raffineurs et consommateurs.

# La production mondiale des LUGN

LUGN : liquides des usines de traitement du gaz naturel

Pour l'US EIA : Natural Gas Plant Liquids (NGPL)

X Chavanne May 2016. Source : US EIA DoE mars 2016



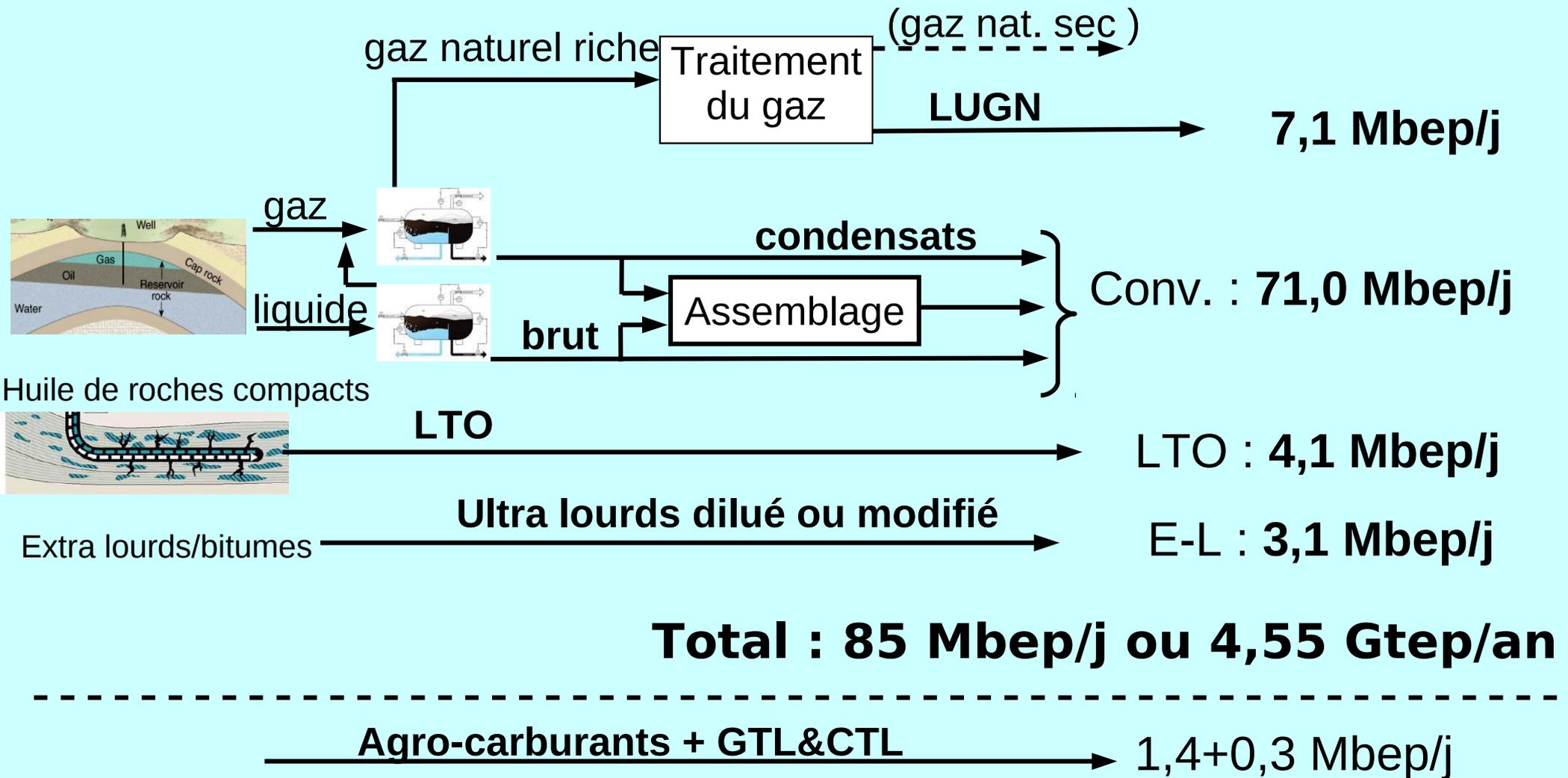
**Gaz sec**

**La production des LUGN exprimée en baril surestime leur contribution.**

1 baril d'équiv. pétrole par jour ou bep/j = 53,5 tep/an

La production croît de 3%/an, proche de celle du gaz sec.

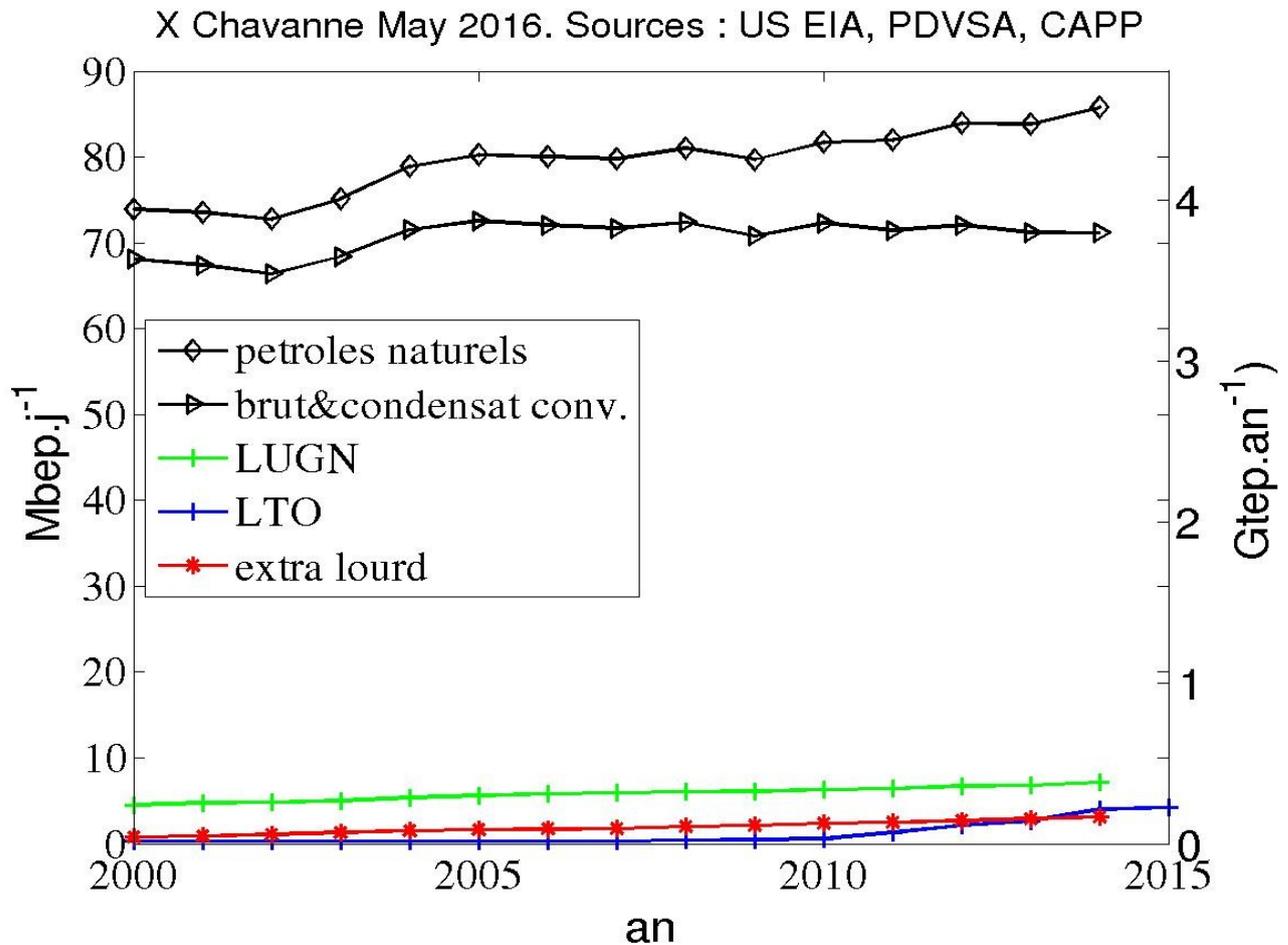
# Production mondiale en 2014



1 Mbep/j = 53,5 Mtep/an. Source des données : USEIA, PDVSA, CAPP, AIE...

# Production de pétrole depuis 2000

# Les différentes contributions aux pétroles naturels

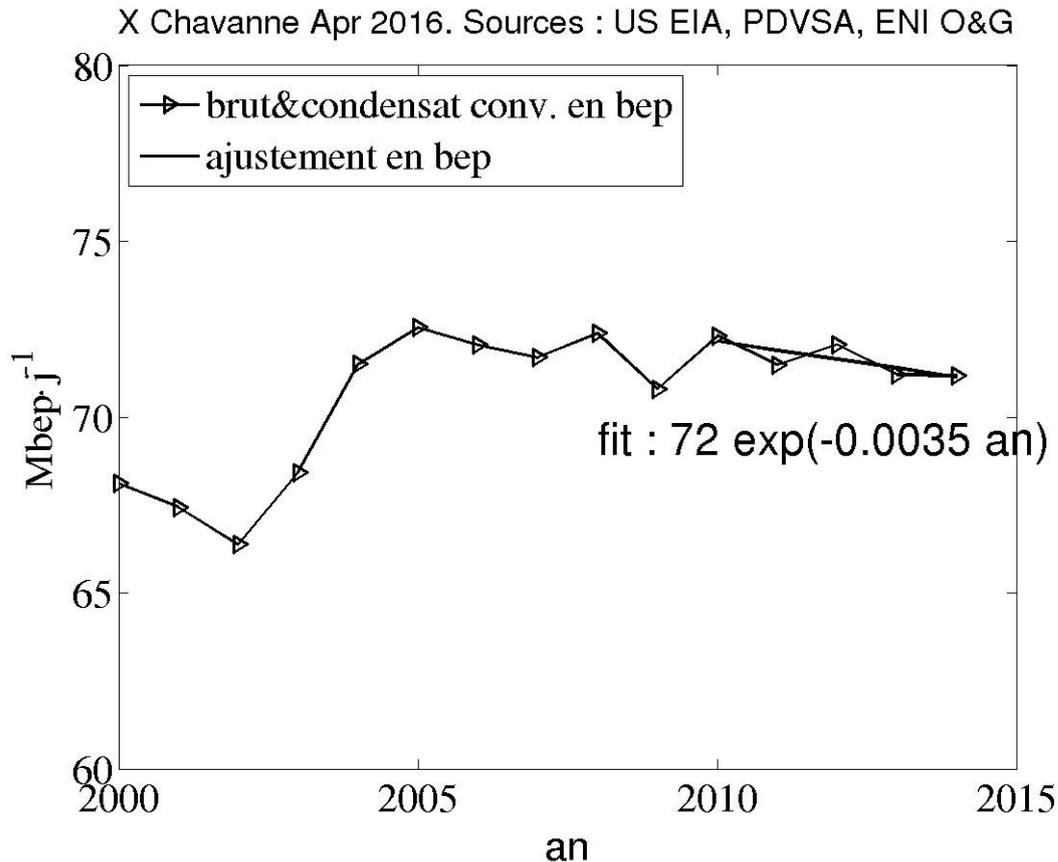


Depuis 2005 production “conventionnel” sur un plateau voire même en léger déclin\*, malgré prix évoluant de 40 à 110 \$/b.

Montée en puissance des autres contributions. Mais leur part reste faible.

\*tenir compte du facteur géopolitique (principalement Lybie et Iran) pour 1 à 2 Mbp/j

# Dans le détail : conventionnel



Déclin faible depuis 2010 (< 0,5%/an), mais sera plus conséquent avec :

- baisse des investissements avec celle des prix depuis 2014
- difficile maintien de production sur anciens champs (Forties, Samotlor, Daqing...),
- base des réserves à développer de plus en plus faible,
- déclin élevé des développements récents (champs marins : 10%/an).

# Dans le détail : conventionnel

**Maintien de production sur anciens champs non durable.** Contrecoup des investissements quand prix à +100 \$/b :

Efforts d'Apache corp. sur Forties (mer du Nord) : sismique 4D, densité de puits... poches non drainées, nouveaux compartiments... pour env. 250 Mb en plus (sur plus de 2,4 Gb produits). Apache réduit ses budgets.

Efforts des compagnies chinoises : densité de puits, puits horizontaux, EOR polymères... elles vont laisser la production décliner.

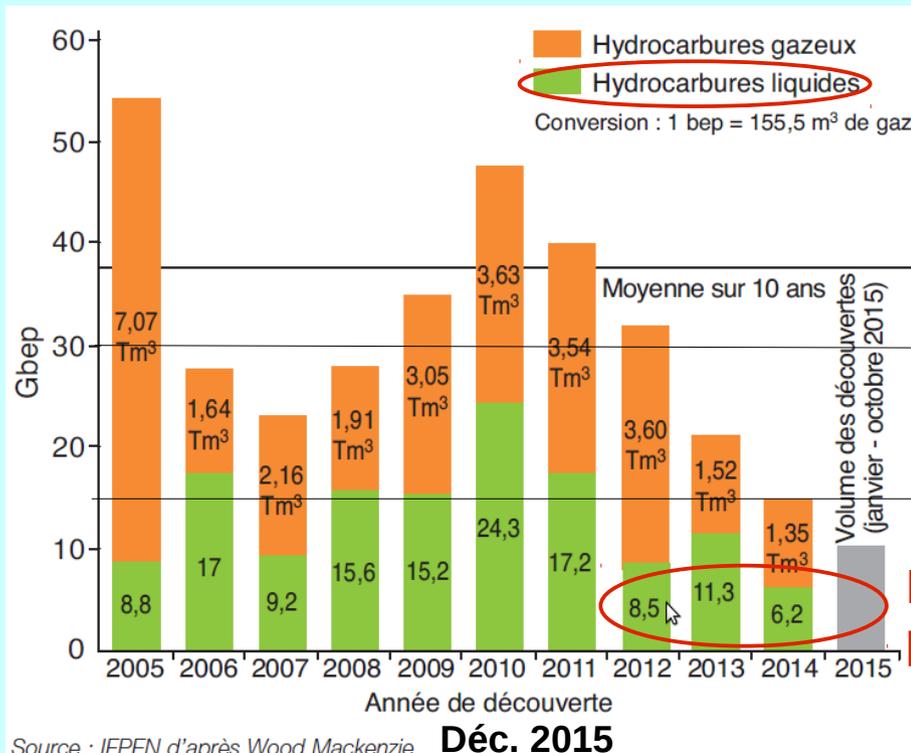
Efforts de Shell en Oman : EOR, densité de puits... Moins de EOR que prévus.

EOR : enhanced oil recovery. Injections de vapeur ou gaz miscibles... Plus coûteux et faibles productivités par puits mais ultime phase de récupération

# Dans le détail : conventionnel

Base des réserves à développer de plus en plus faible

Réserves prouvées et probables des découvertes, petits champs et satellites inclus (avec LUGN).



30 Gb/an de consommation mondiale

15 Gb/an

Réserves insuffisantes pour le long terme

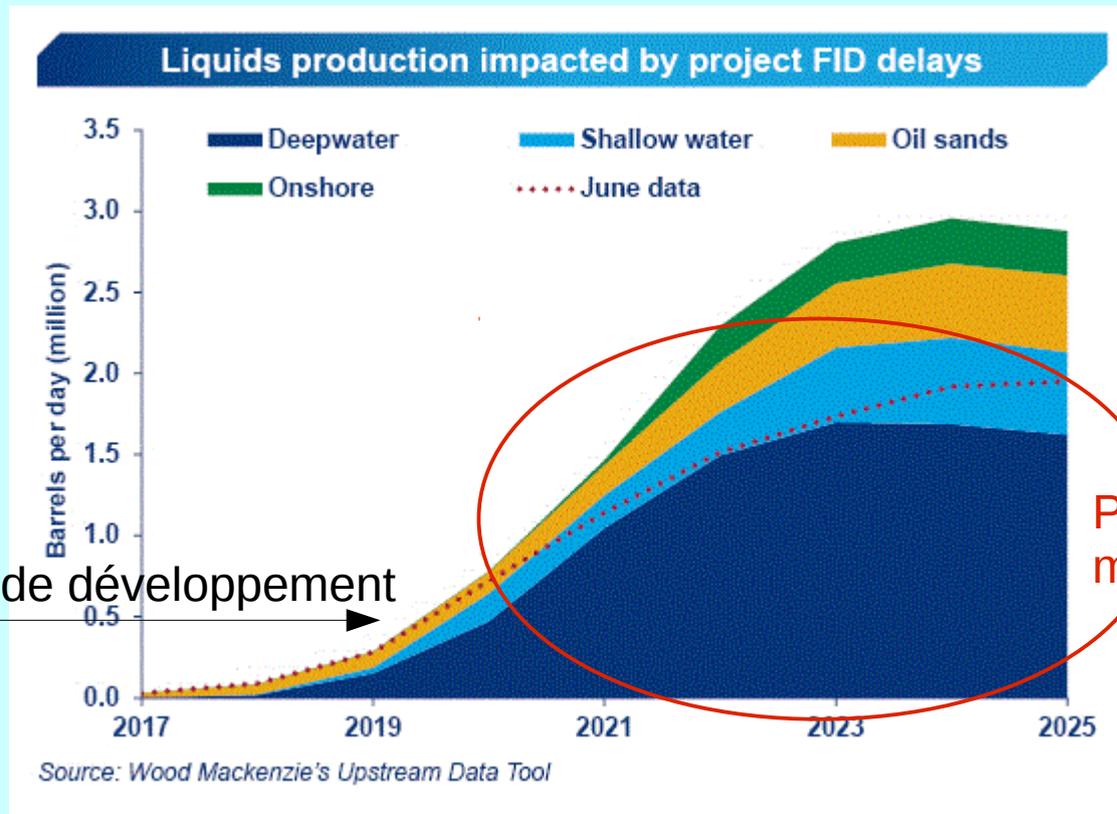
En baisse depuis 2010, champs de taille < 500 Mb (Ghawar 1950, 100 Gb).  
Pas de nouvelle grande province. Les quantités pour 2015 encore plus faibles.

# Dans le détail : conventionnel

Depuis 2014 baisse de 50% des investissements pour nouveaux champs

Les grands projets (plateau  $\geq 15$  kb/j) : contribution par an d'env. 3,5 Mb/j, avec réserve de l'ordre de 15 Gb. Planification de 2 à 5 ans.

**Depuis 2014 annulations et reports de décision :**



Projets en cours et à venir :

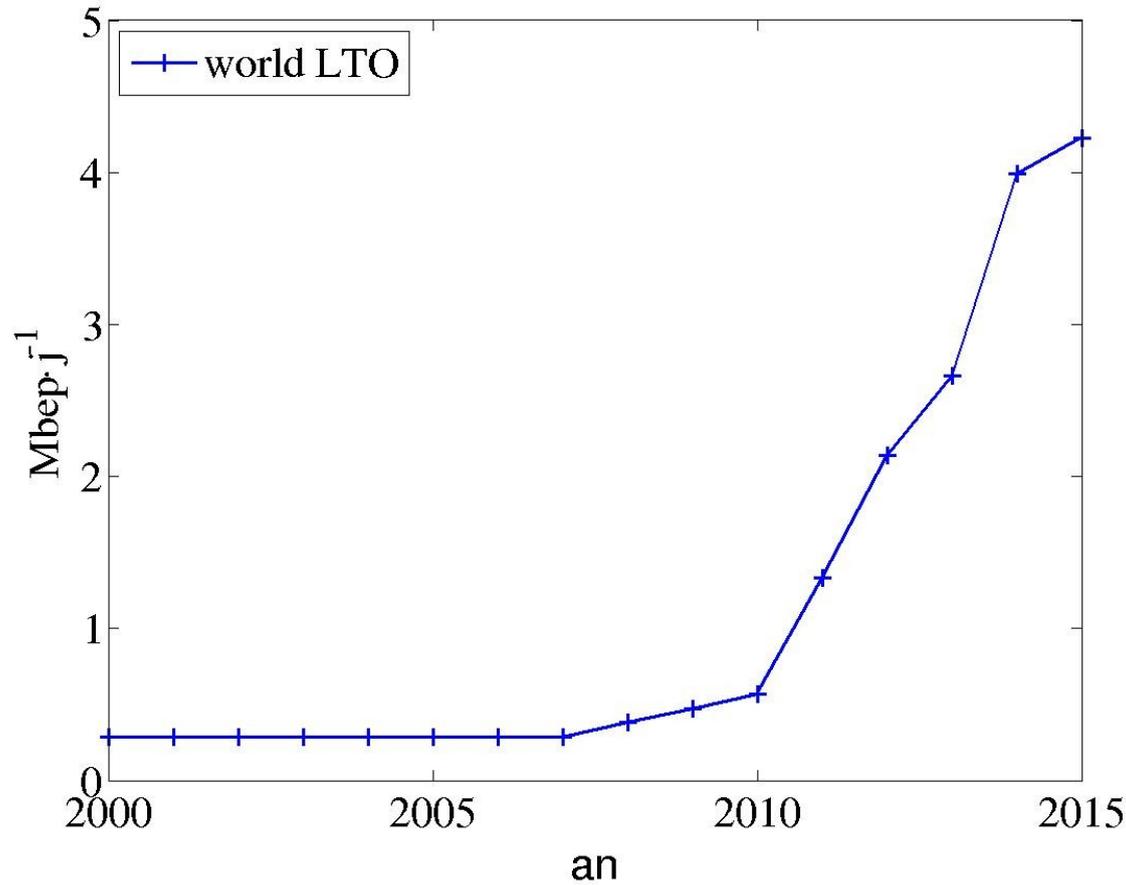
- Iraq
- Grands fonds antésalifaires du Brésil
- Golfe du Mexique
- Afrique de l'ouest, mer du Nord...

Projets manquants sur le moyen terme

Temps de développement

# Dans le détail : LTO

X Chavanne May 2016. Sources : US EIA



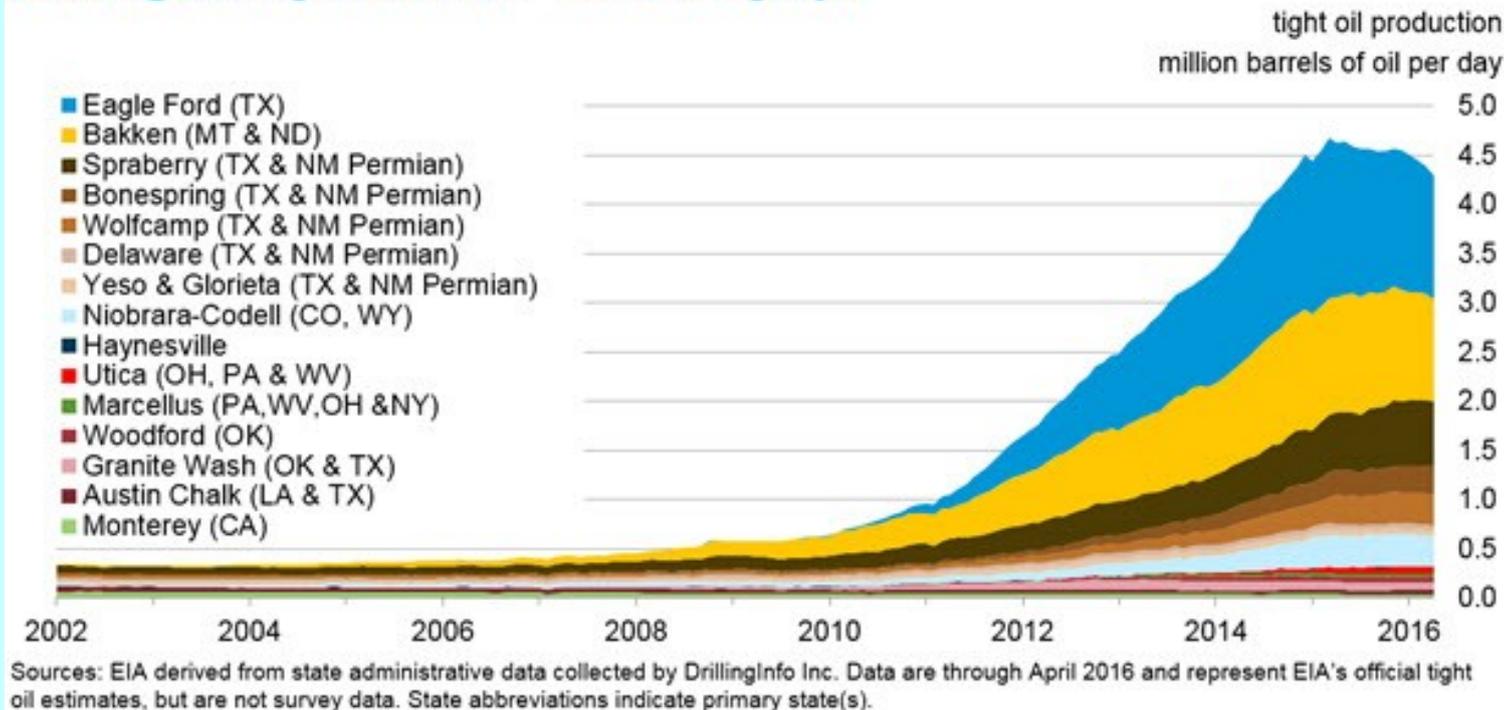
LTO aux USA : croissance spectaculaire soutenue par des financements extérieurs (actions, obligations et emprunts). En 5 ans à 100 \$/b comptes toujours négatifs !

Reste du monde : marginal

Les facilités financières n'existent plus. Le nombre de nouveaux puits se réduit.

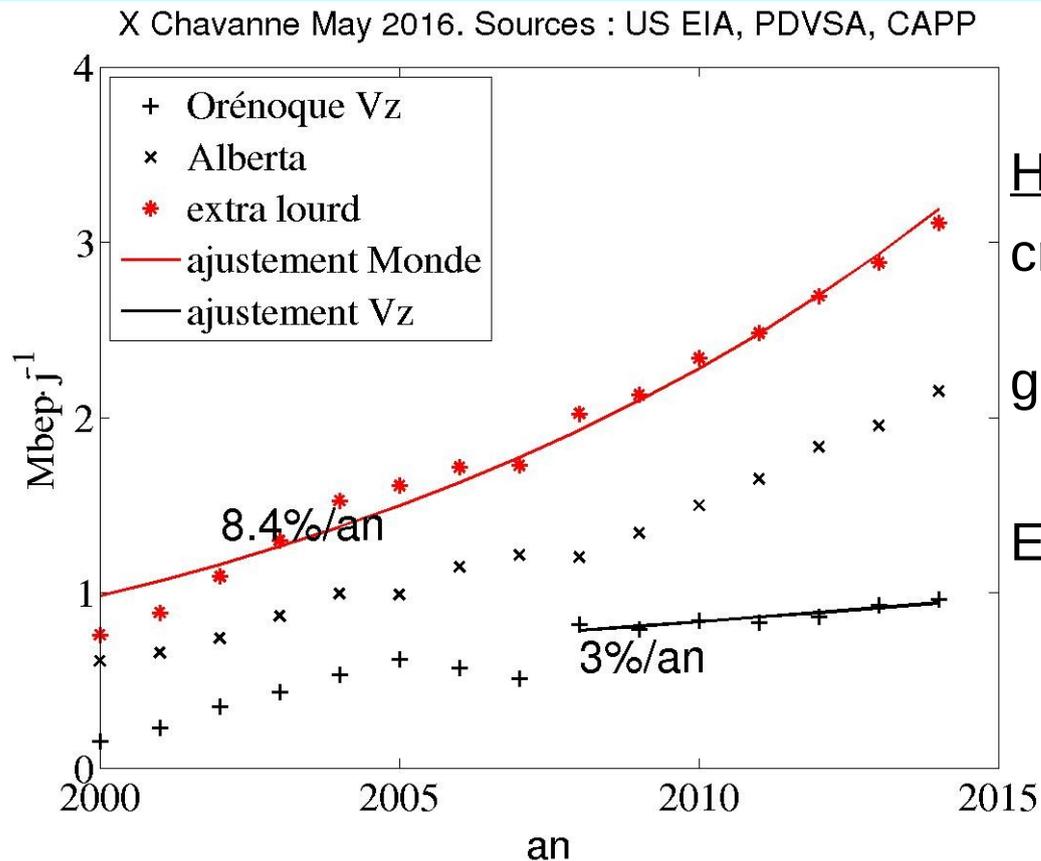
# Dans le détail : LTO

## U.S. tight oil production – selected plays



La croissance spectaculaire de la production a déjà fait place à un déclin. Difficile d'imaginer une reprise de ce qui s'est passé avant 2014.

# Dans le détail : extra-lourds



Hausse des productions d'extra-lourds :  
croissance de 8%/an depuis 2000

grâce surtout aux bitumes d'Alberta.

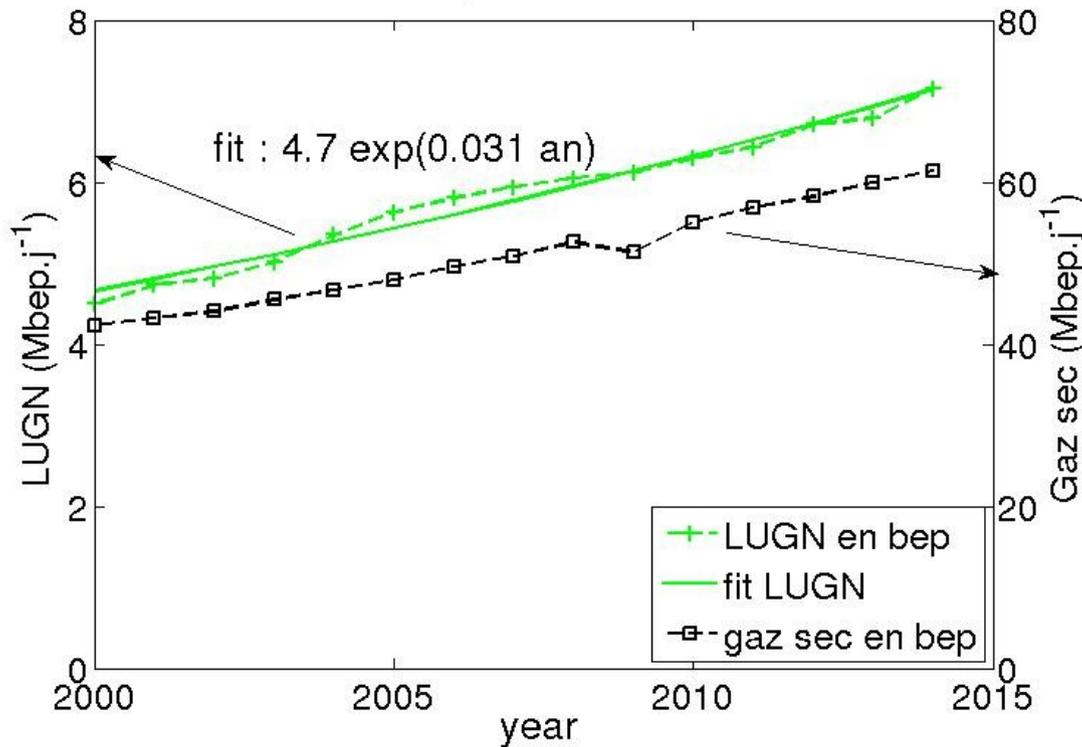
En Orénoque plus faible.

Croissance de fond avec ressource importante, mais difficile à extraire.

Ralentissement à venir avec prix bas et autres facteurs (moins de mines en Alberta, problèmes politiques au Venezuela).

# Dans le détail LUGN...

X Chavanne Apr 2016. Source : US EIA



Hausse de production des LUGN, liée à celle du gaz : plus de 3%/an.  
Croissance de fond ; risque aussi d'être ralentie.

Extrapolations jusqu'à 2025 tenant  
compte d'une prudence retrouvée  
des producteurs...

# Mise en garde

Extrapoler des tendances passées est un exercice risqué.

Pour le réduire il faut aussi :

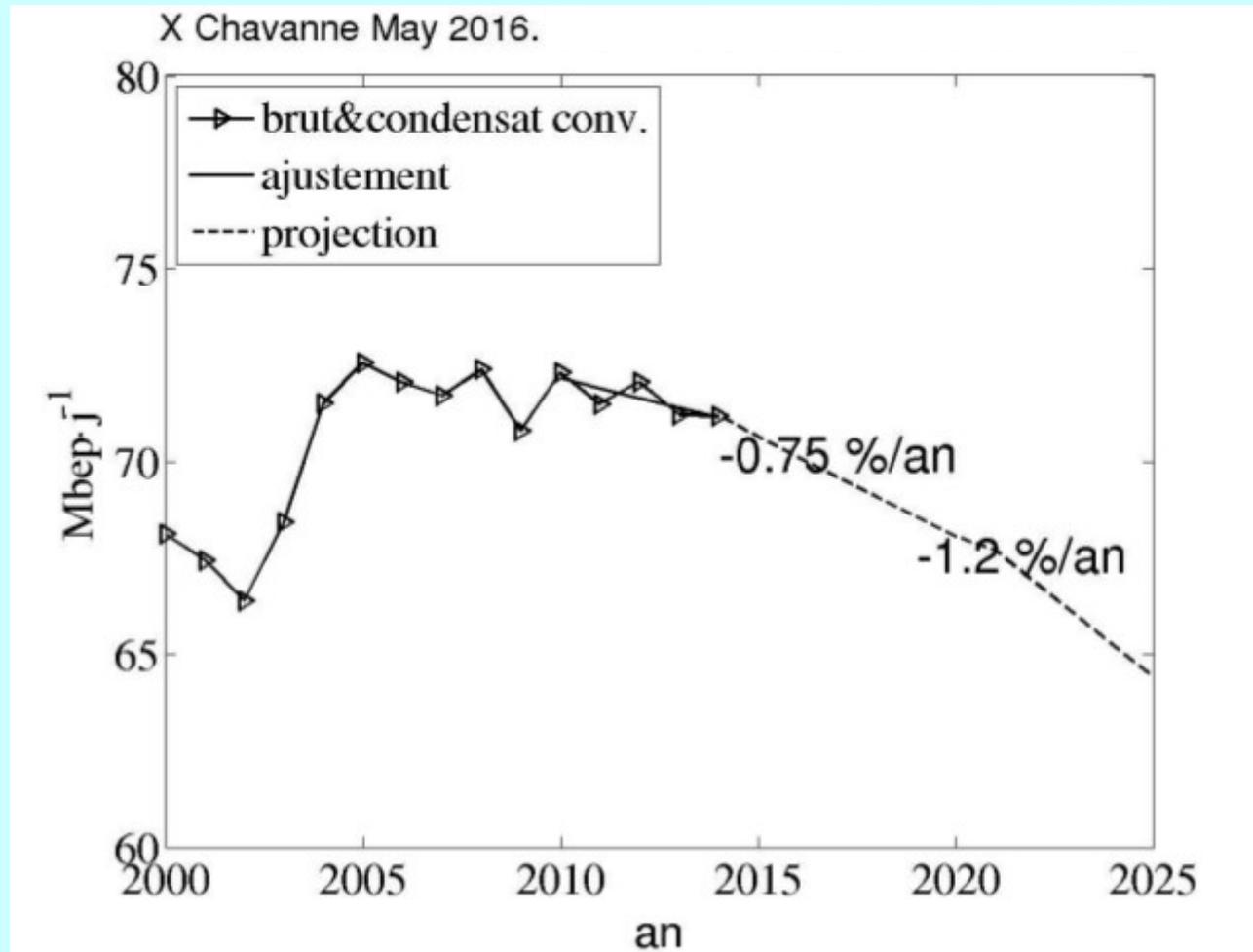
\*d'autres informations (réserves, découvertes, projets...),

\*période limitée à 2025, à la fois courte et longue pour :

temps de validité des hypothèses/informations

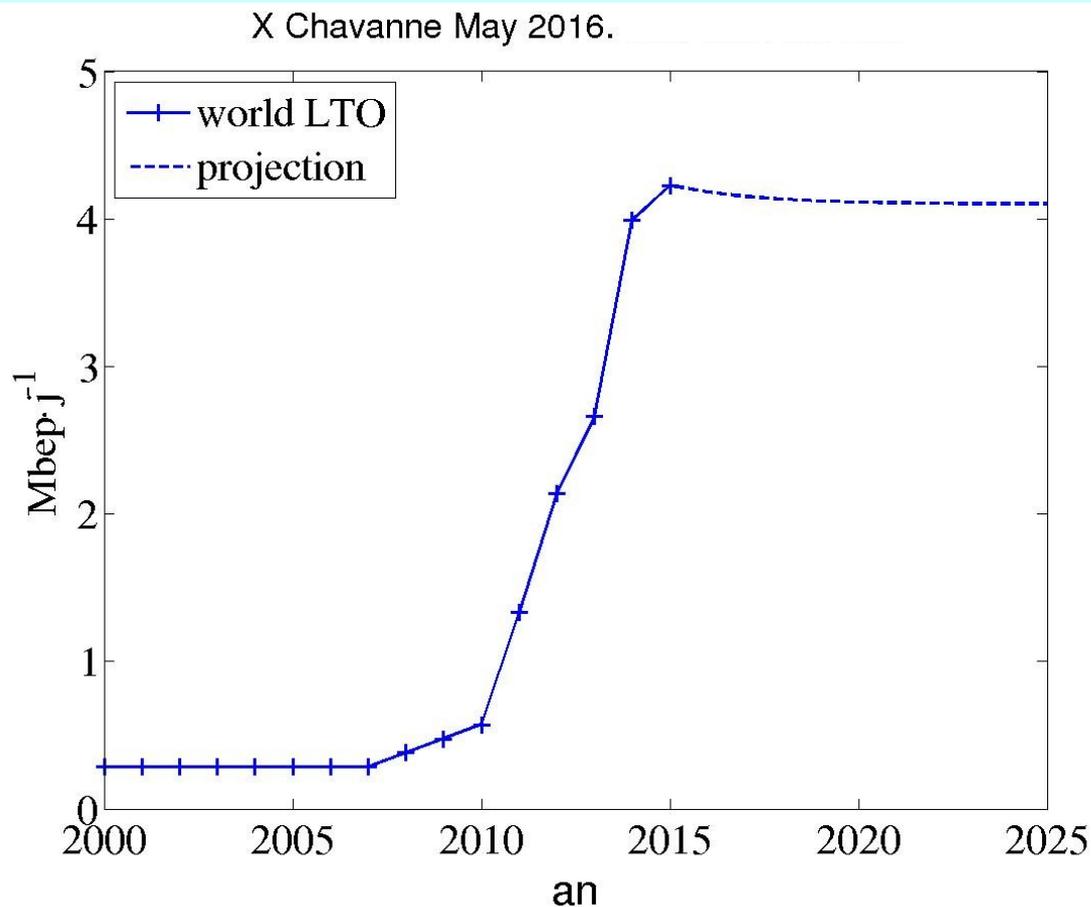
lisser les fluctuations non pertinentes (météo, prix, politique).

# Dans le détail : conventionnel



Déclin plus net et s'accroissant.

# Dans le détail : LTO



Nouveaux objectifs pour LTO :

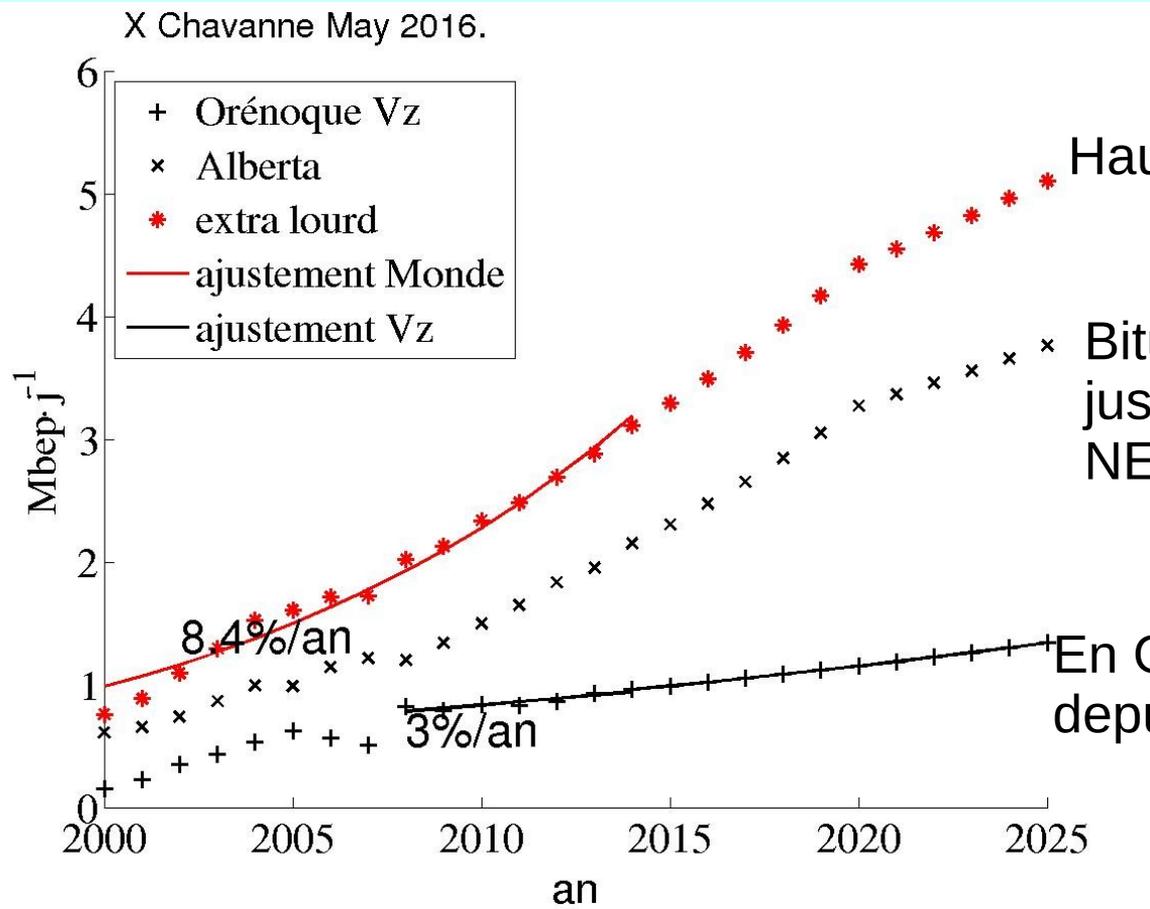
- équilibrer les comptes et commencer à rembourser.

- investissements juste pour maintenir la production.

Evolution en détail dépend fortement du prix, l'inconnu.

Sur période étudiée production < 5 Mbp/j

# Dans le détail : extra-lourds



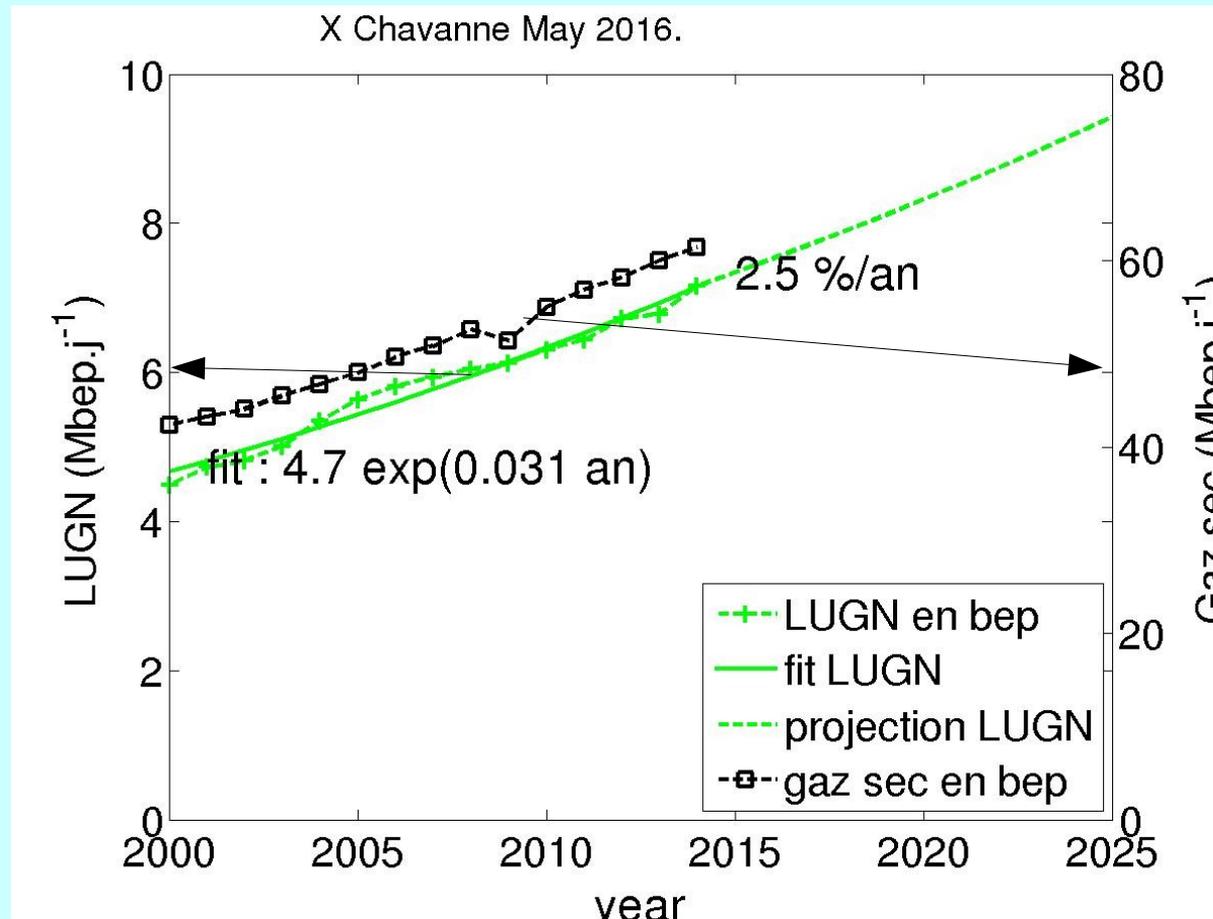
Hausse des productions d'extra-lourds :

Bitumes Alberta : croissance de 7%/an jusqu'en 2020, moins ensuite (d'après NEBCanada, *Energy future*, jan. 2016).

En Orénoque continuité de la croissance depuis 2009.

Sur période étudiée production < 5 Mbep/j

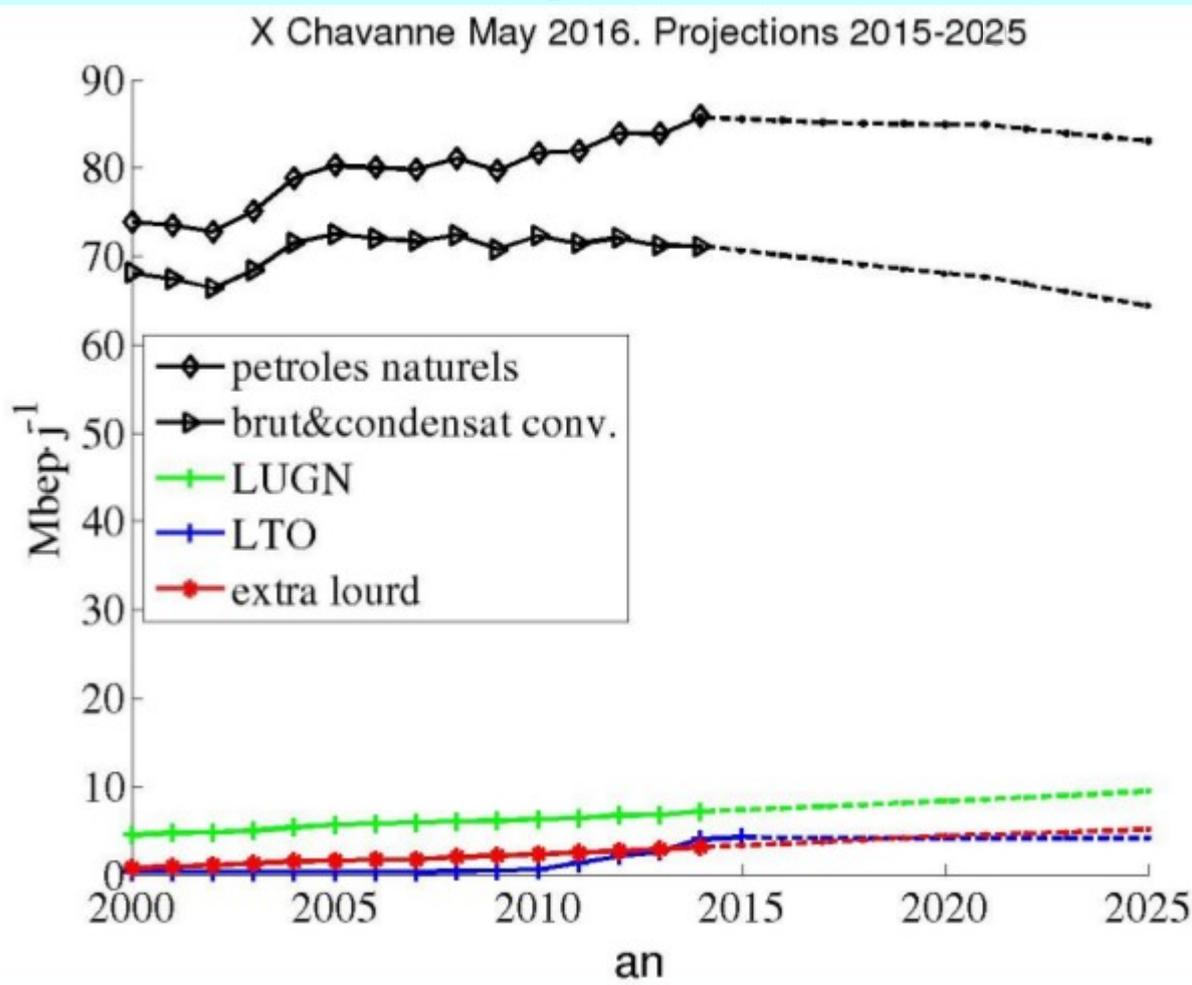
# Dans le détail LUGN...



Hausse de production des LUGN : env. 2,5%/an.

Réserve en gaz encore suffisante, mais un peu moins de projets.

# Les différentes contributions aux pétroles naturels

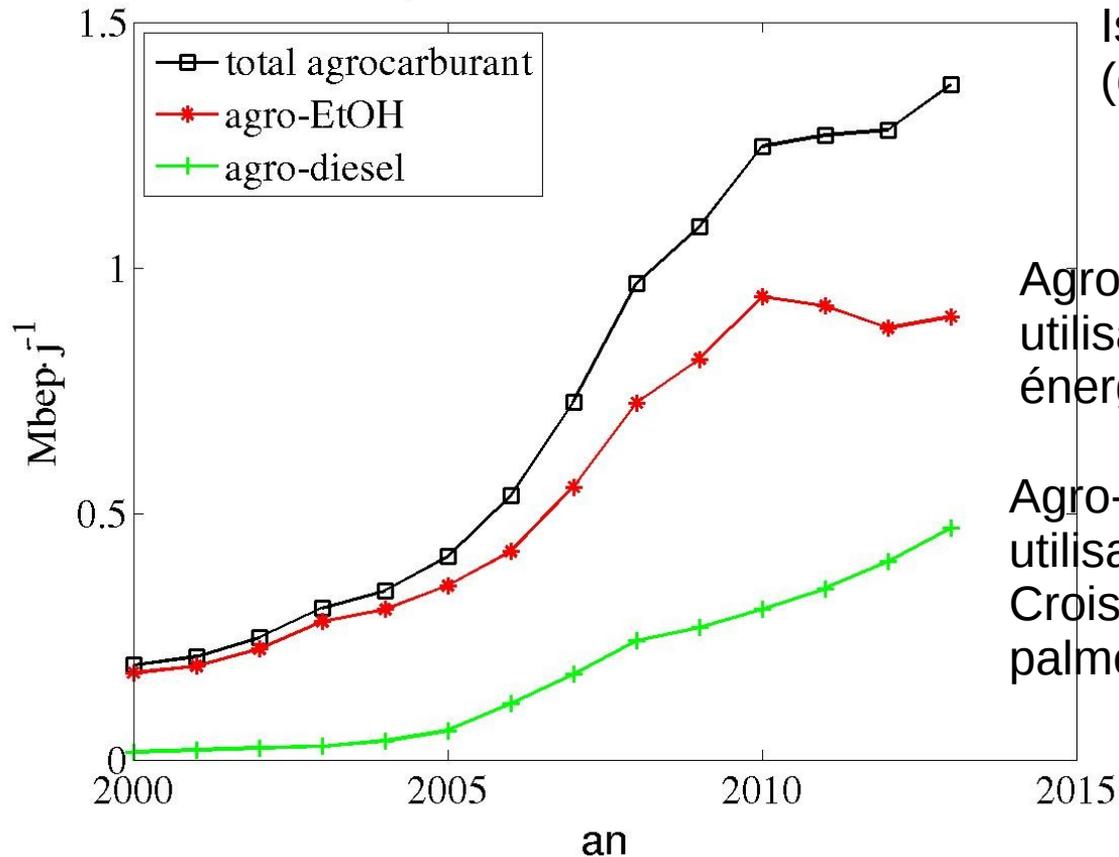


Le déclin de production du brut “conventionnel” impacte la production totale.

Montée en puissance des autres contributions insuffisante.

# Les agrocarburants

X Chavanne May 2016. Sources : IEA via BP et ENI O&G



Issus principalement de l'agriculture (céréales, plantes sucrières, oléagineux).

Agro-éthanol : concurrence avec les utilisations alimentaires et procédés énergivores. Subventionné.

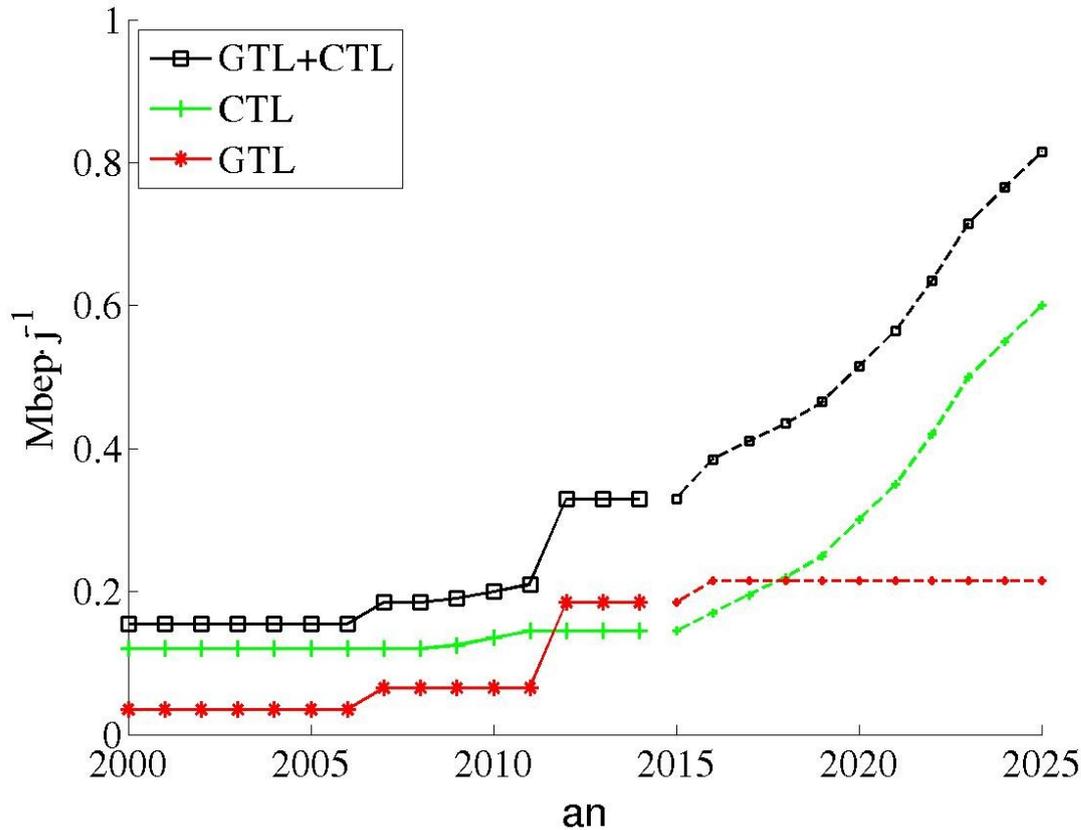
Agro-diesel. Concurrence avec les utilisations alimentaires. Croissance récente grâce à l'huile de palme, plante tropicale. Subventionné.

Autres sources (ligno-cellulose, algues...) : procédés plus complexes et consommateurs d'énergie. Marginales et risquent de le rester.

Sur période étudiée production < 2 Mbp/j

# gaz et charbon transformés en liquides (essence et diesel)

Chavanne May 2016. Sources : O&GJ, Sasol, Shell, Xinhua Finance, en.sxcoal.



Produits de qualité. **Mais :**

-**conversions chimiques lourdes**

→ investissements élevés

(GTL : dépassement de 4 à 5 fois).

-env. **+50% de pertes énergétiques**

Après phase enthousiaste tout le monde abandonne... sauf les Chinois avec du CTL (d'après projets en construction et annoncés). Arrêt probable après (frein du gouvernement).

Sur période étudiée production < 1 Mbep/j

# Conclusion sur la production

\*Les pétroles naturels sont et vont rester à moyen terme la principale source d'HC liquides.

\*Le brut “conventionnel” est la principale contribution aux pétroles naturels. Production en quasi déclin malgré prix à +100 \$/b.

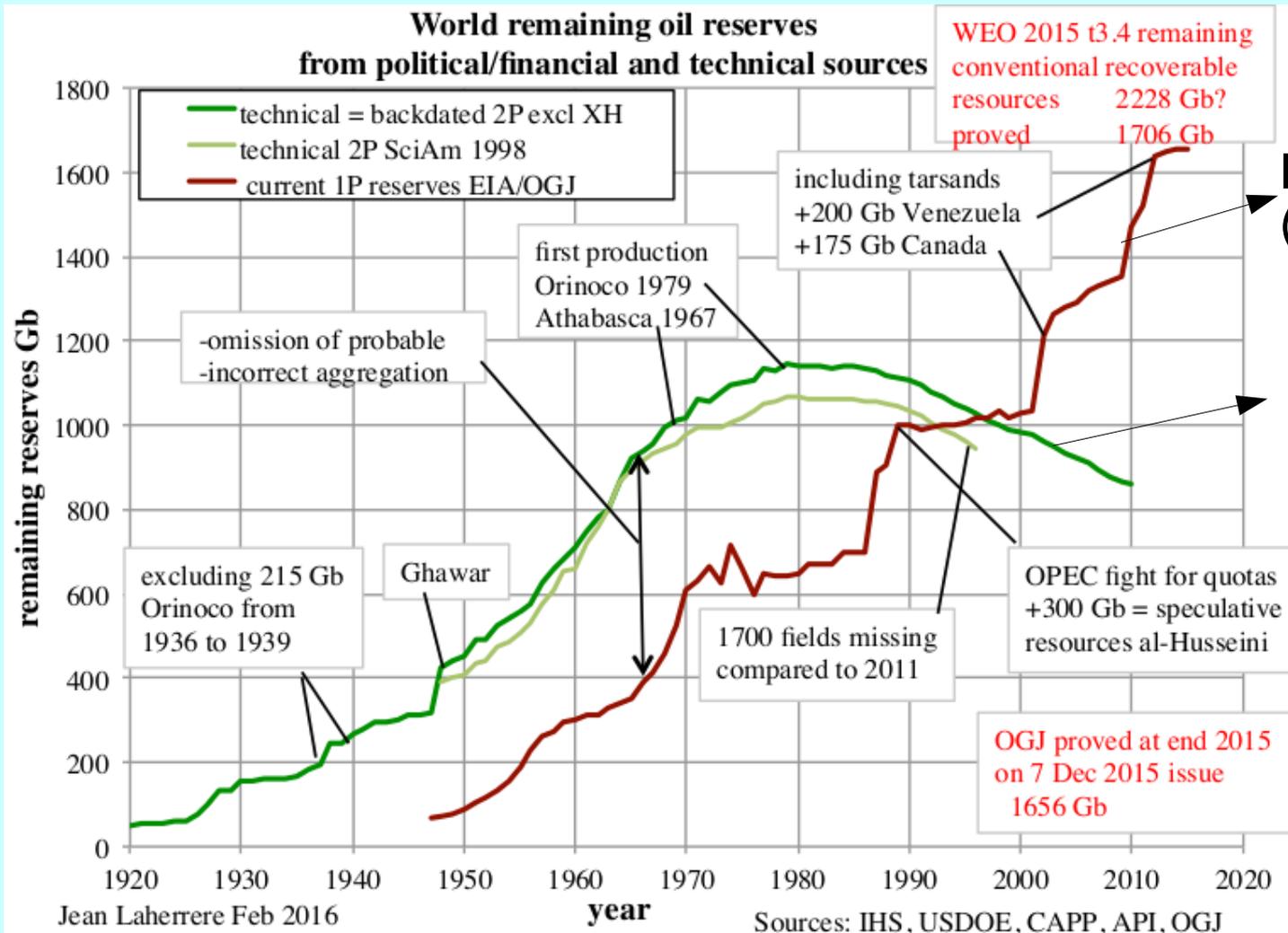
L'industrie vit sur son héritage (moins de 10 Gb/an de découverte versus 30 Gb/an de production).

\*Les substituts (agro-carburants, GTL&CTL) ont leurs développements limités.

# Annexes : estimations de Jean et Pierre-René

# Réserves mondiales de bruts

## Réserves restantes



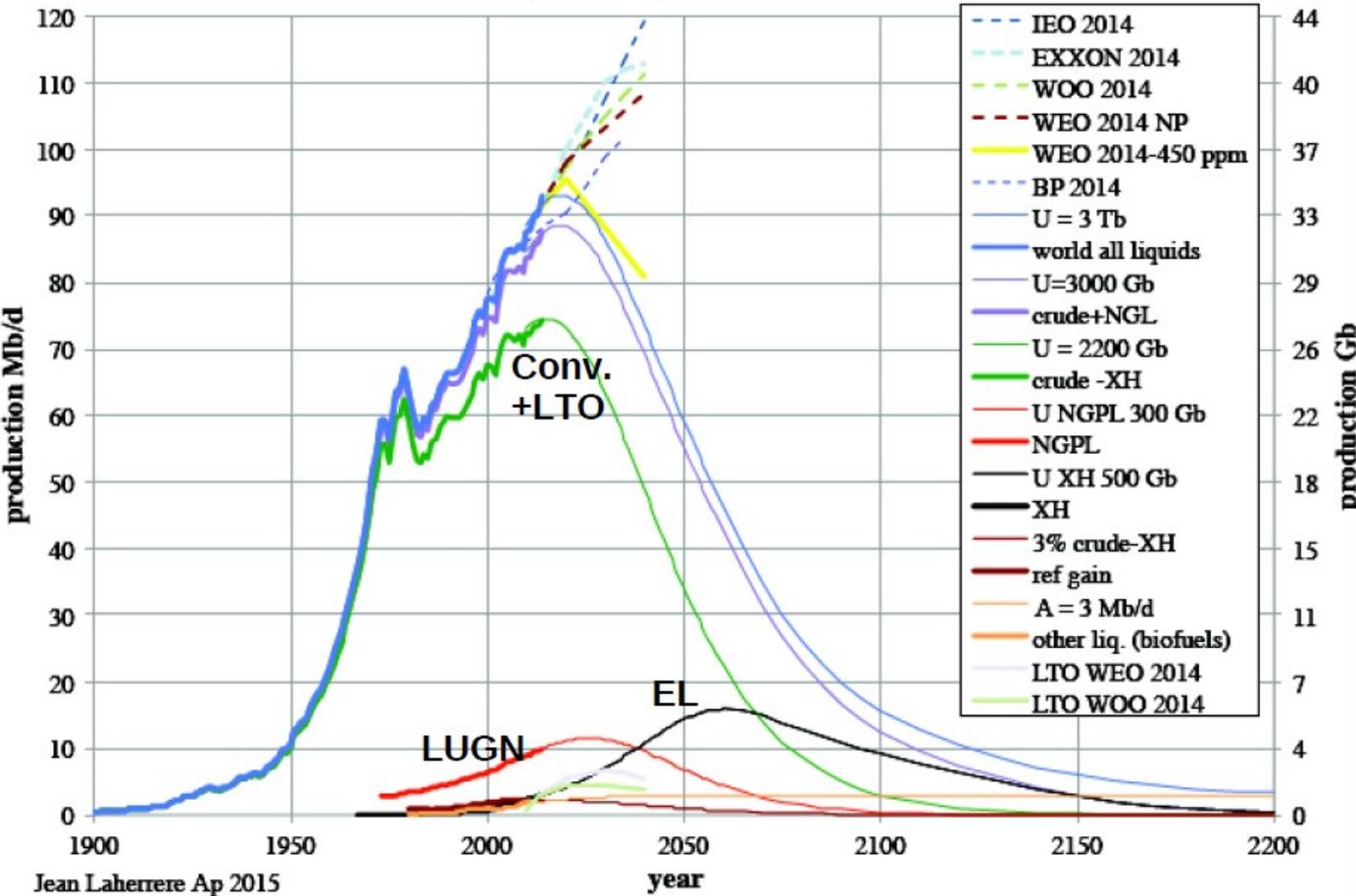
Réserves "officielles" (non contrôlées)

Réserves ramenées à l'année de découverte

# Estimation de Jean Laherrère

Tous liquides depuis 1900 jusqu'à 2200 :

world all liquids production & forecast from ultimates  
with EIA/IEO, IEA/WEO, EXXON, BP & OPEC/WOO forecasts

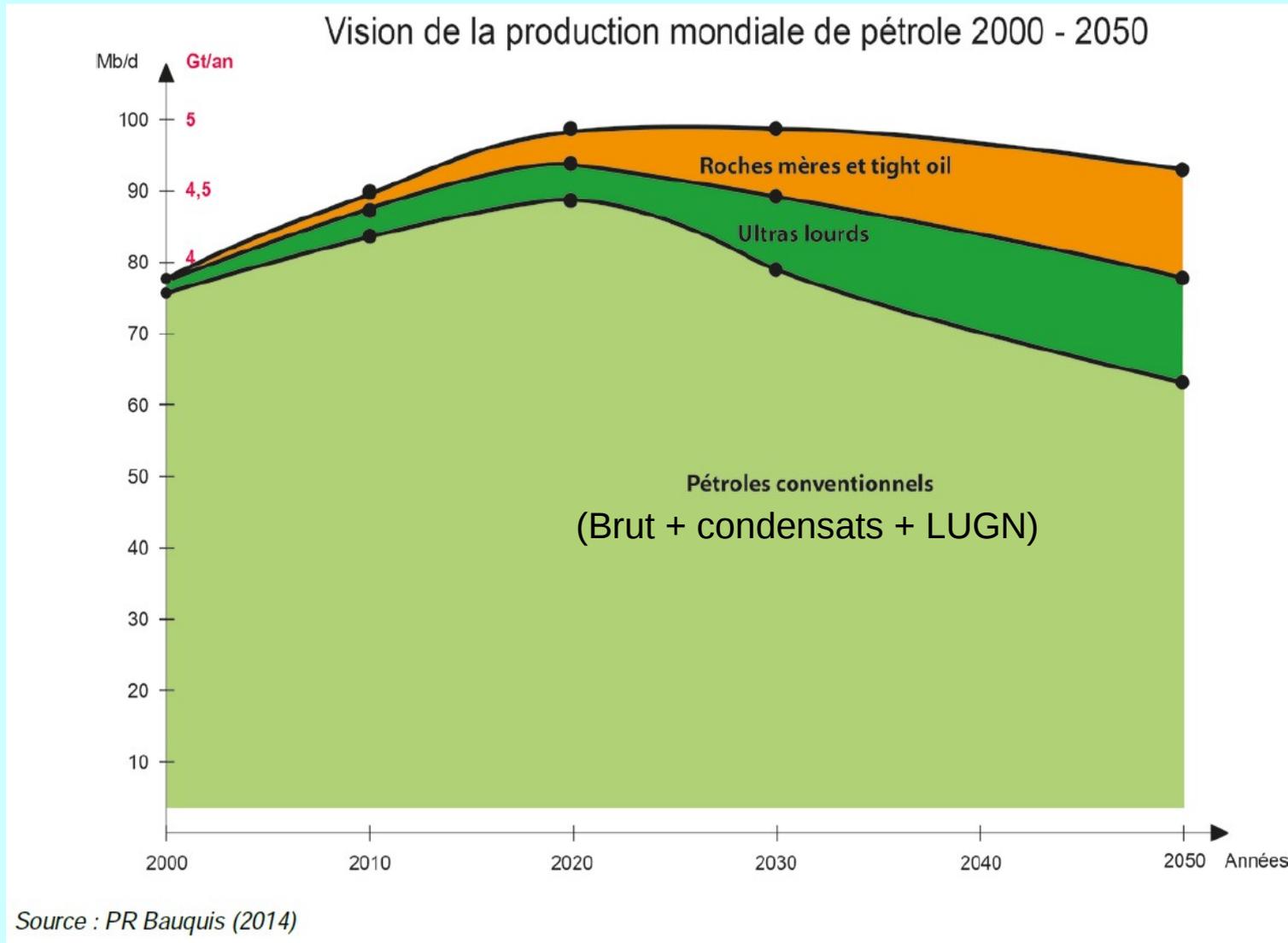


Mises en garde :

\*Utilisation du baril comme unité

\*"gain de raffinerie" par l'USEIA supposant un bilan de volumes qui se conserve !

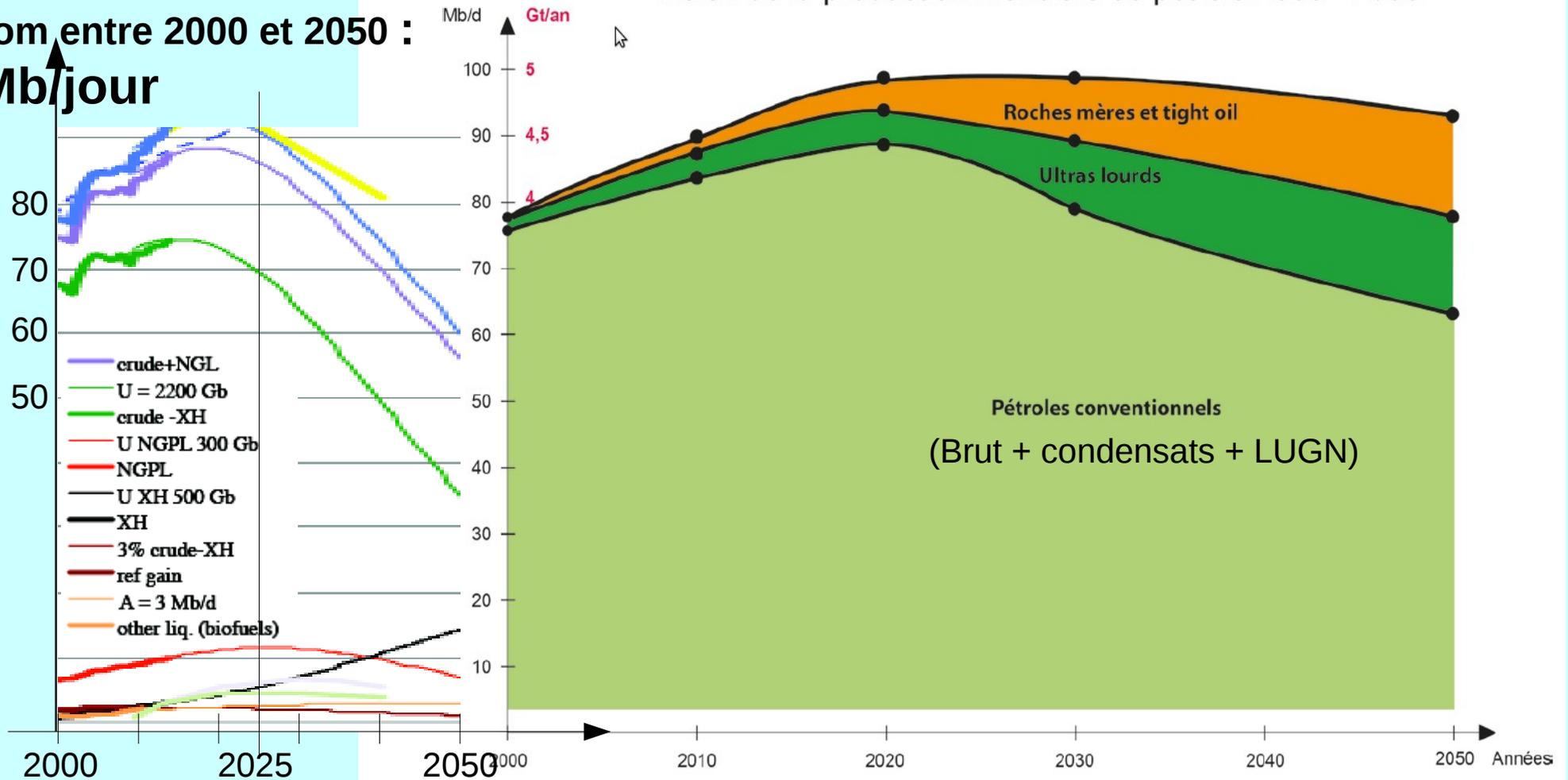
# Estimation de Pierre-René Bauquis



# Estimations de Jean et Pierre-René

Vision de la production mondiale de pétrole 2000 - 2050

Zoom entre 2000 et 2050 :  
Mb/jour



Source : PR Bauquis (2014)