

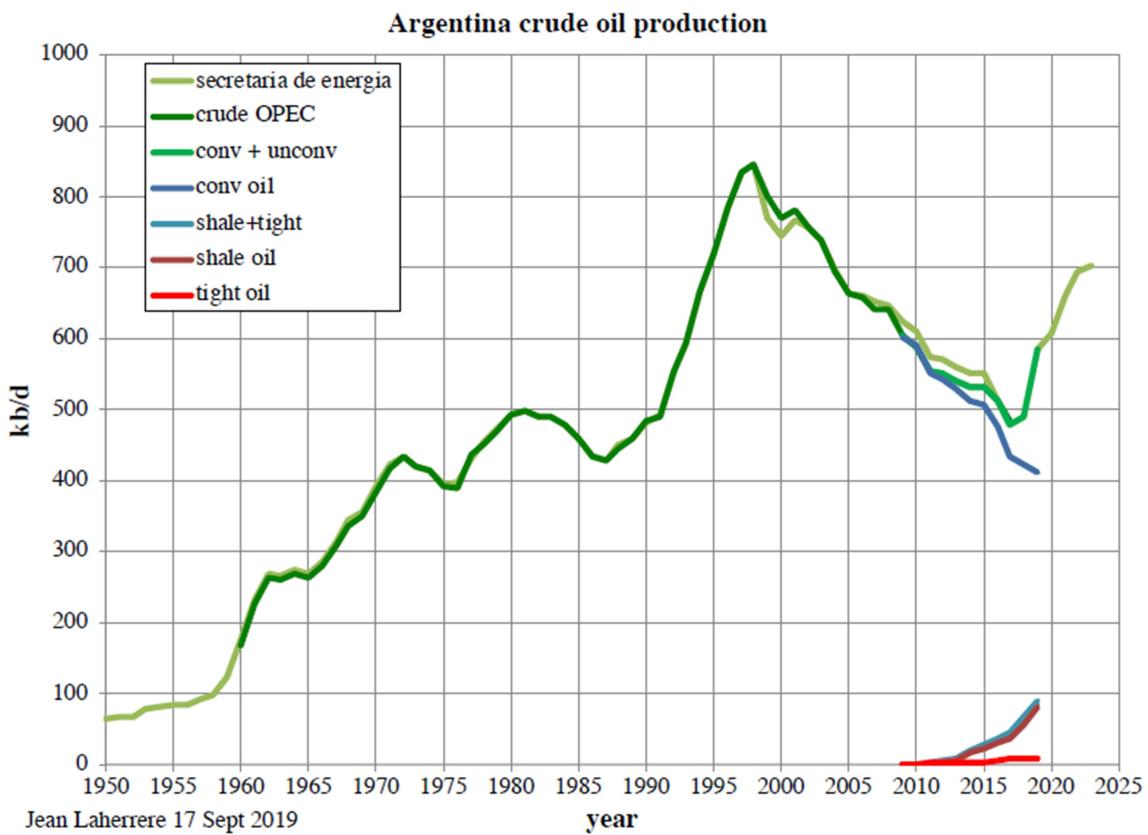
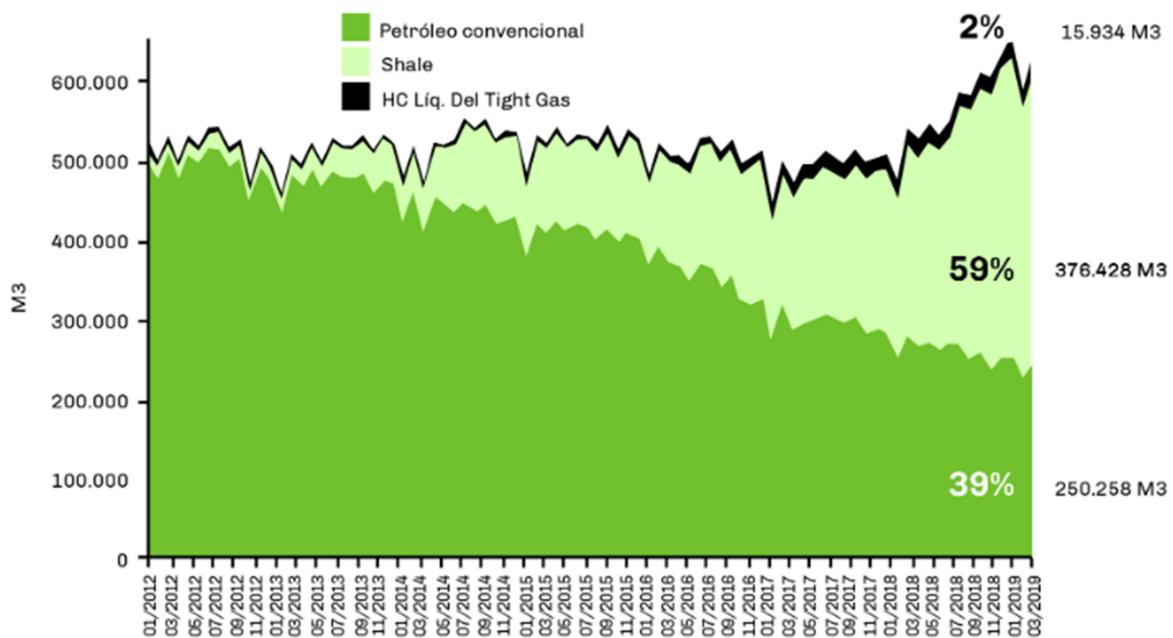
## Le LTO en Argentine



L'Argentine est le deuxième plus grand pays d'Amérique latine par sa superficie (2,8 millions de km<sup>2</sup>), et il possède aussi la 3e population du continent (41 millions) après la Colombie et le Brésil. Son IDH est élevé de 0,87 (0,901 en France) et il fut durant la plus grande partie du 19<sup>ème</sup> siècle-début 20<sup>ème</sup> la 10<sup>e</sup> plus grande puissance économique du monde, se classant même 7<sup>ème</sup> en 1913 en terme de PIB nominal par habitant.

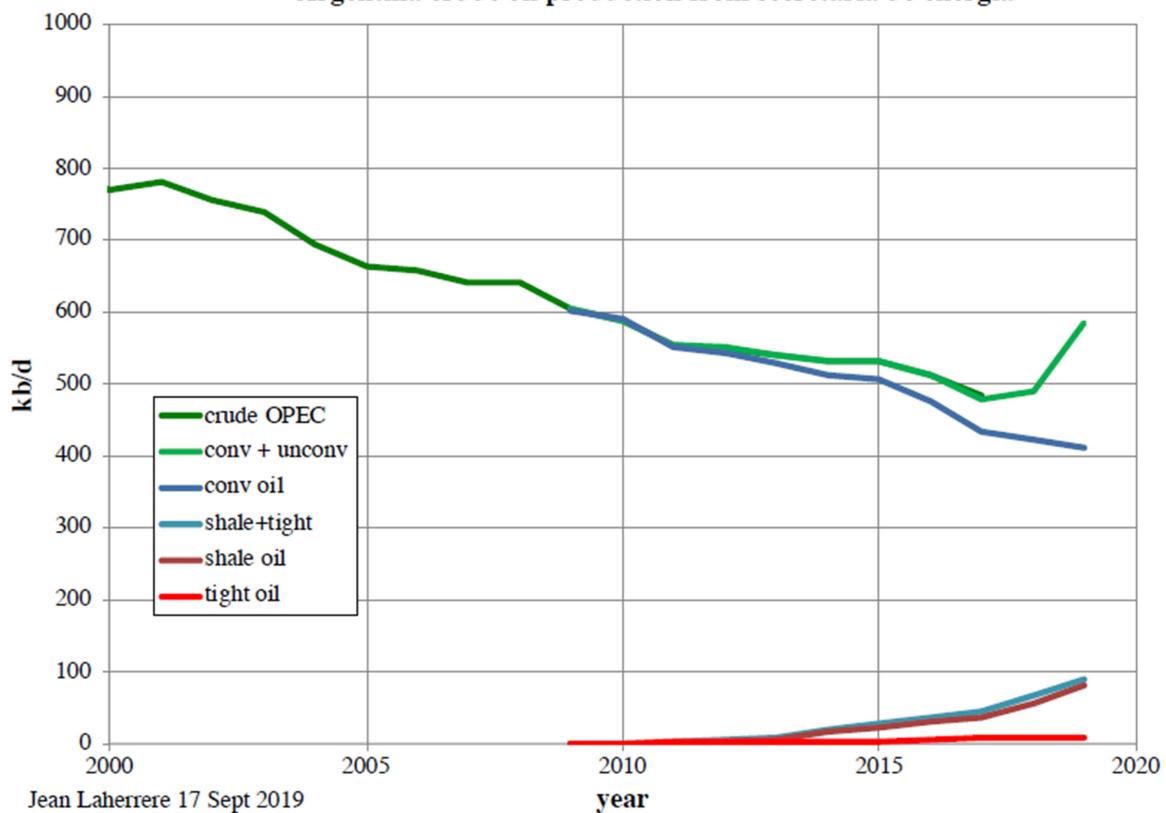
L'Argentine est aussi un producteur d'hydrocarbures avec 600 000 barils de pétrole et 140 M.m<sup>3</sup> de gaz produit chaque jour en 2018. Cependant la production de l'Argentine est structurellement en déclin depuis 1998, trois ans avant la grande crise économique et monétaire qui toucha l'Argentine et aboutit au défaut de paiement du pays.

## Evolución de la producción Bruta de Petróleo a Marzo 2019



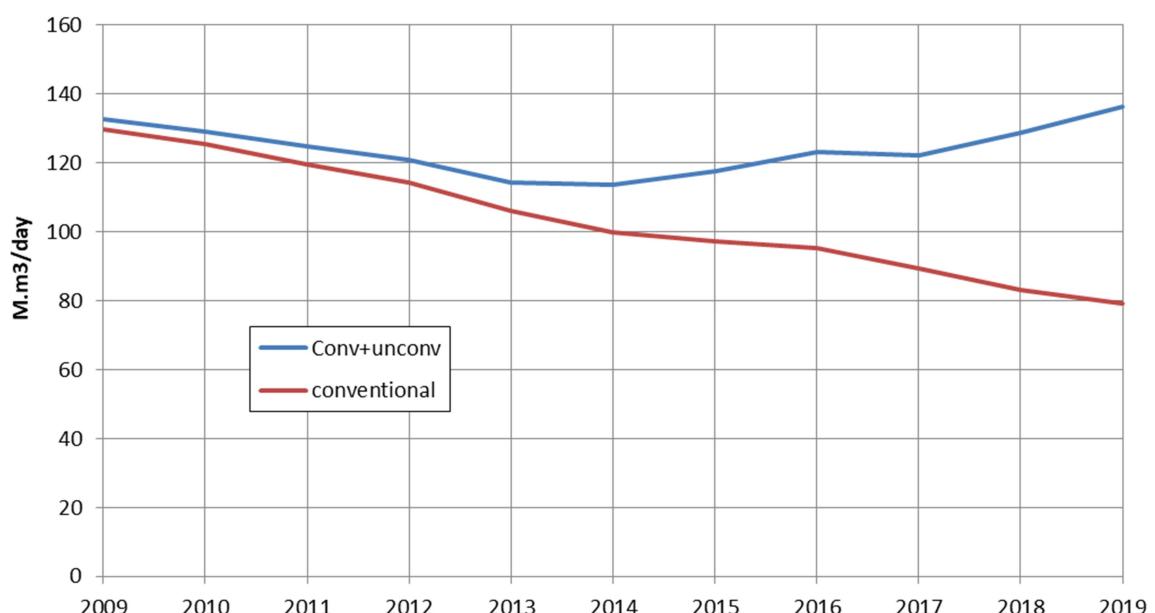
Cependant on a assisté depuis quelques années à un rebond de la production nationale d'hydrocarbures, et ce à partir de 2014 pour le gaz et 2017 pour le pétrole.

### Argentina crude oil production from secretaria de energia



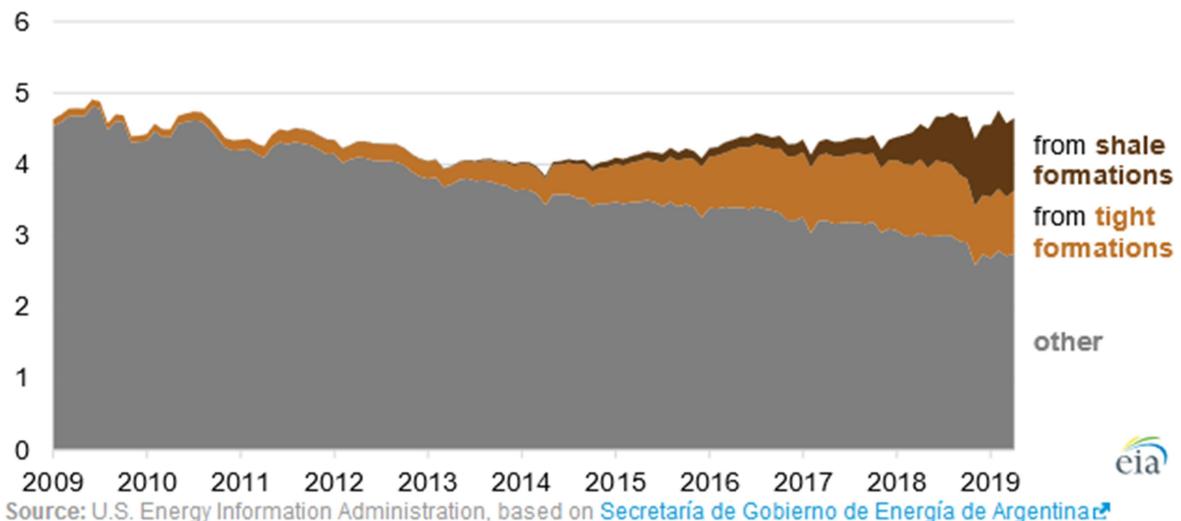
Jean Laherrere 17 Sept 2019

### Argentina gas production from Secretaria de energia



Hugo Duterne septembre 2019

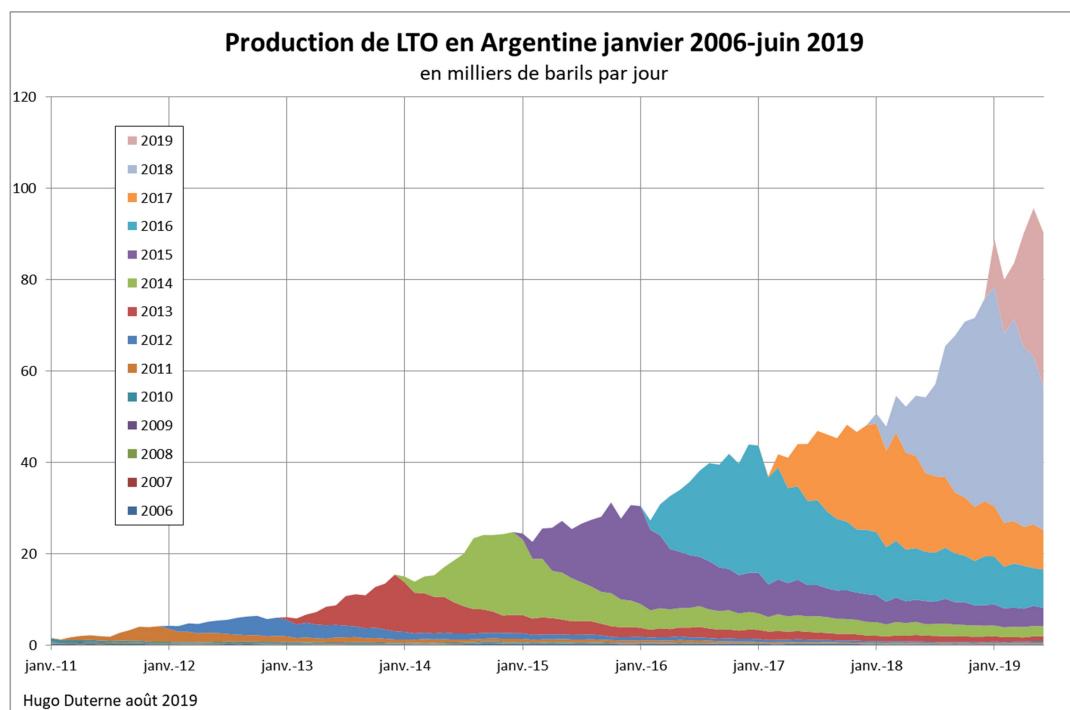
**Argentina gross natural gas production (2009-2019)**  
billion cubic feet per day



Source: U.S. Energy Information Administration, based on [Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina](#)

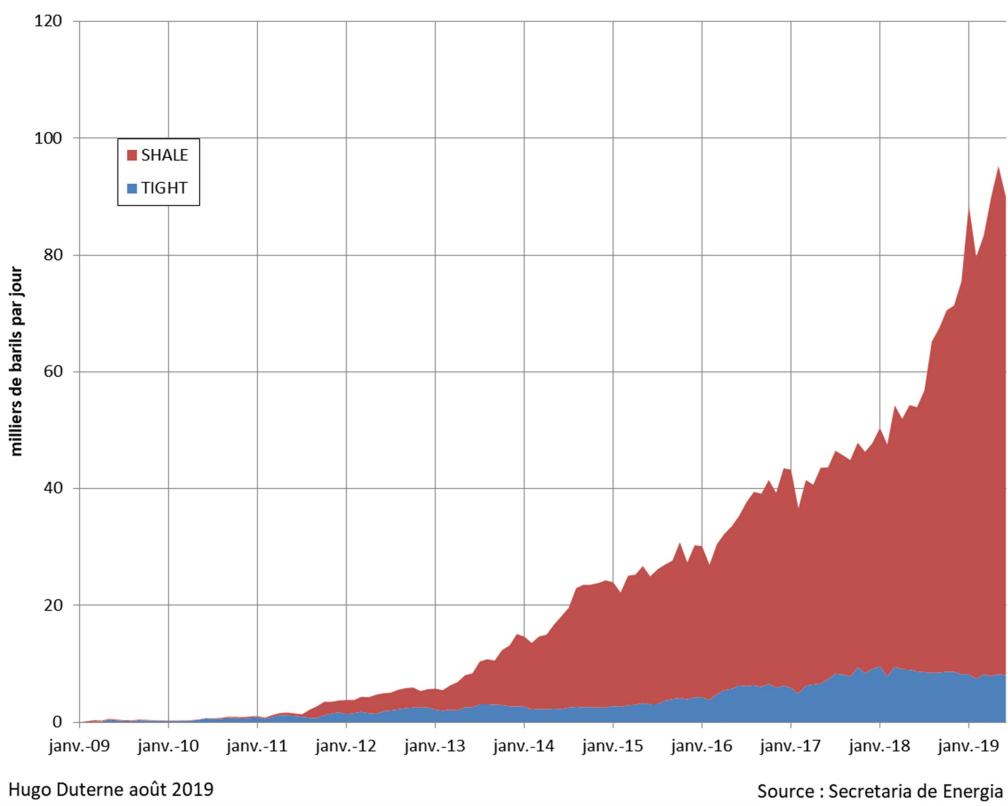
eia

Ce rebond est avant tout du, pour le pétrole et encore davantage pour le gaz, au développement d'une production à partir de sources « non-conventionnelles » d'hydrocarbures.



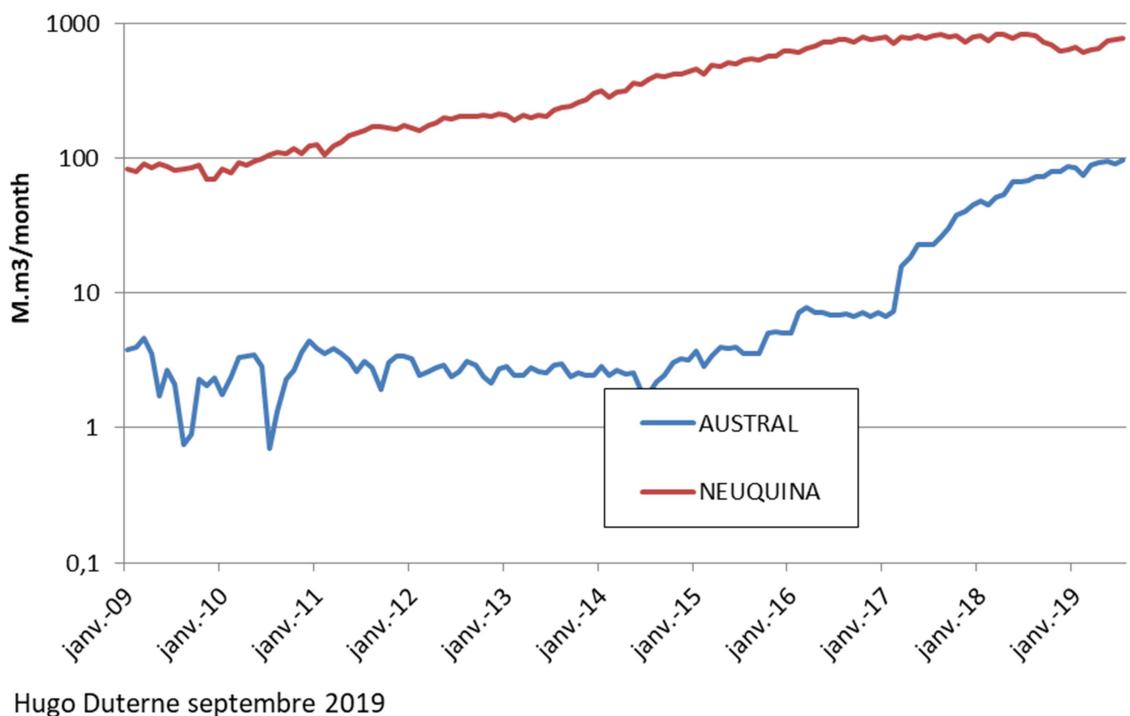
Ces sources non conventionnelles sont classifiées en deux catégories par le secrétariat de l'énergie argentin : le tight oil et le shale oil (l'EIA américaine les regroupe sous le terme light tight oil ou LTO).

### Production de shale oil et de tight oil en Argentine 2009-2019

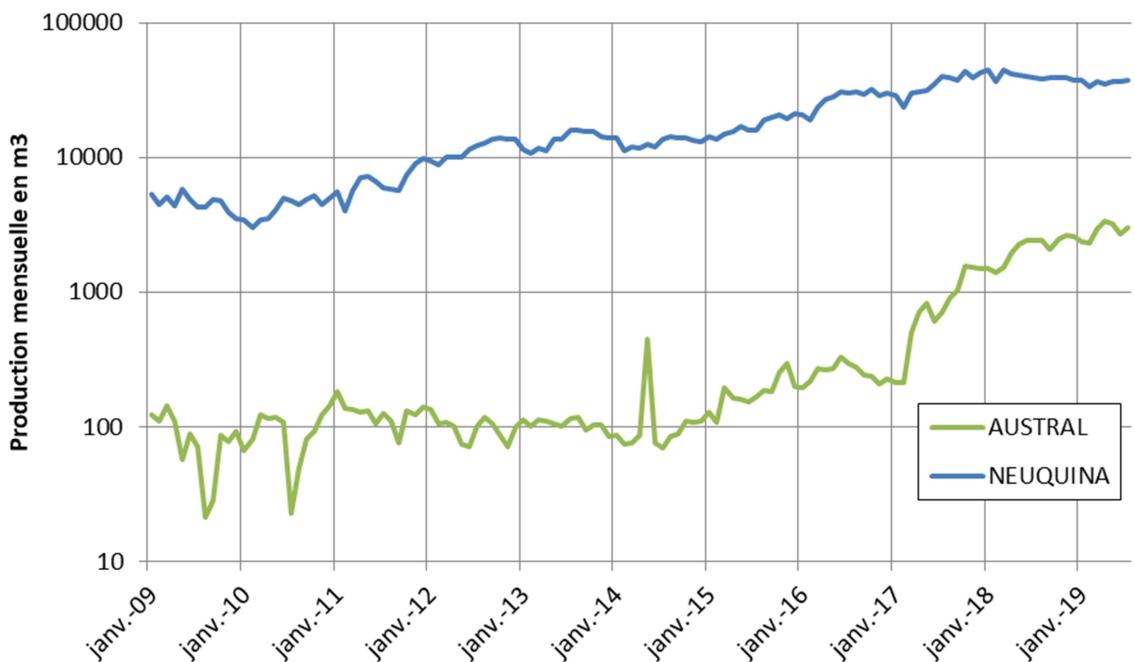


Ces sources non conventionnelles sont aujourd’hui développées à partir de deux bassins sédimentaires: le bassin du Neuquén et le bassin Austral. Plus précisément, le bassin Austral ne produit qu’à partir de formations « tight » selon la classification du ministère argentin de l’énergie, que ce soit pour le gaz ou le pétrole, et dans des proportions bien moindre que le bassin du Neuquén :

## Production de tight gaz par bassin en Argentine

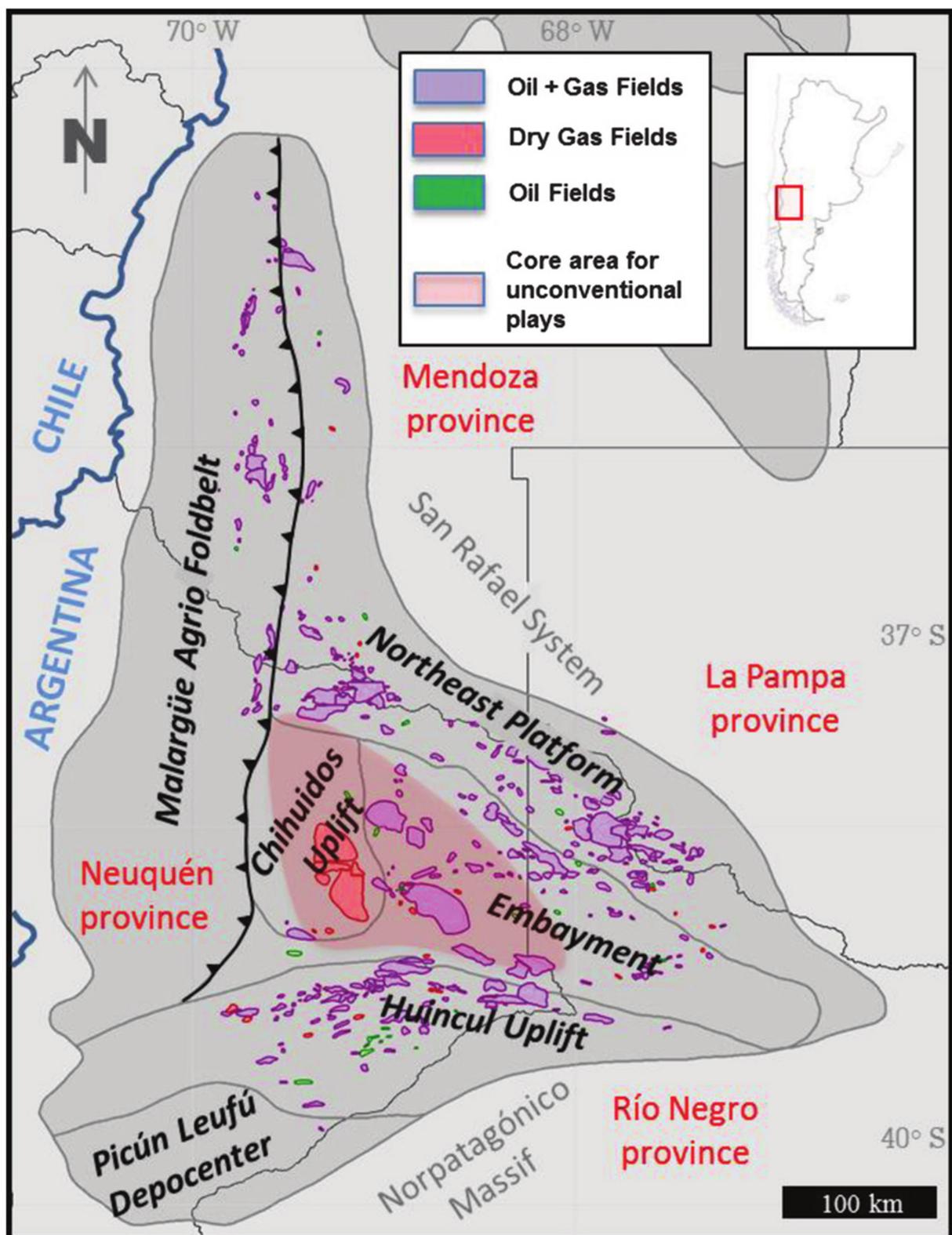


## Production de tight oil par bassin en Argentine

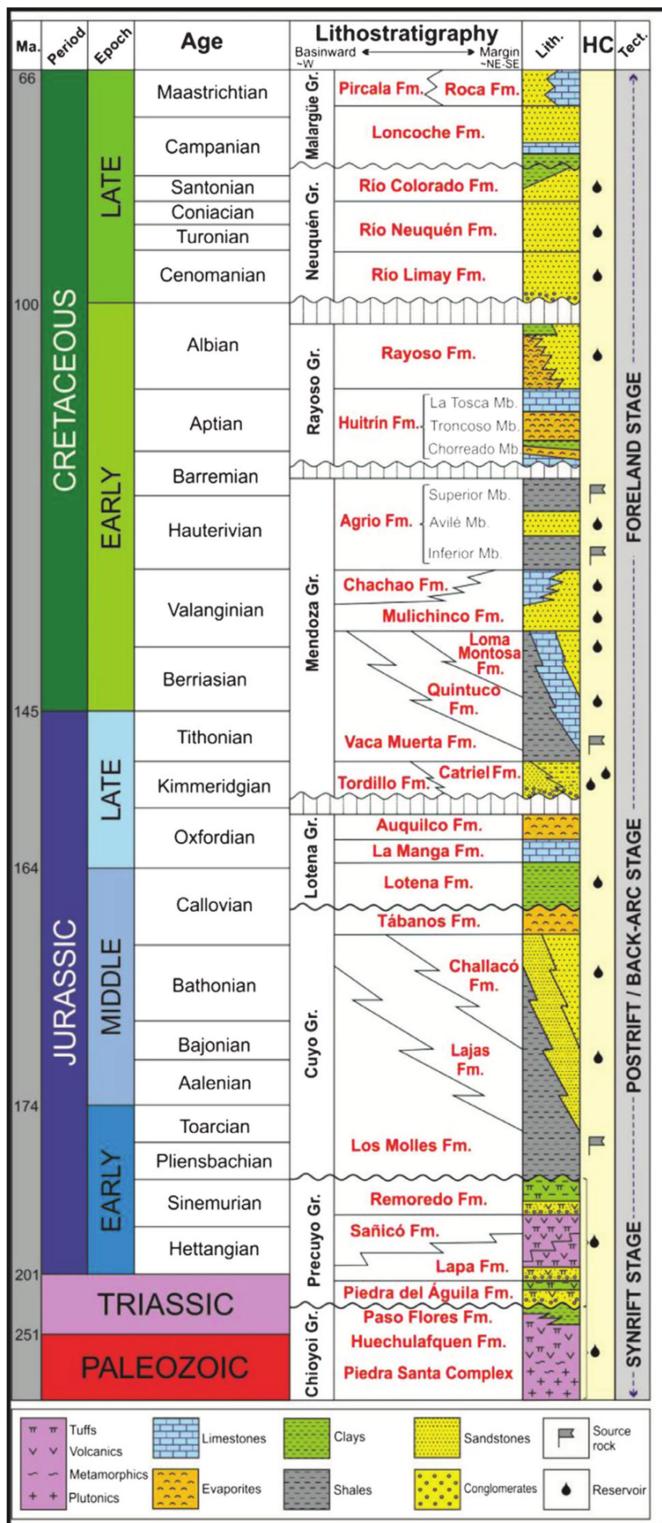


La zone sur laquelle il convient donc de s'attarder est le bassin du Neuquén et la fameuse formation de la Vaca Muerta. Nous allons récapituler les éléments connus sur cette formation sédimentaire, l'état de sa production actuelle et éventuellement nous nous risquerons à anticiper l'avenir.

Le Bassin du Neuquén s'entend sur une large partie Centre-ouest de l'argentine à cheval sur la frontière avec le Chili

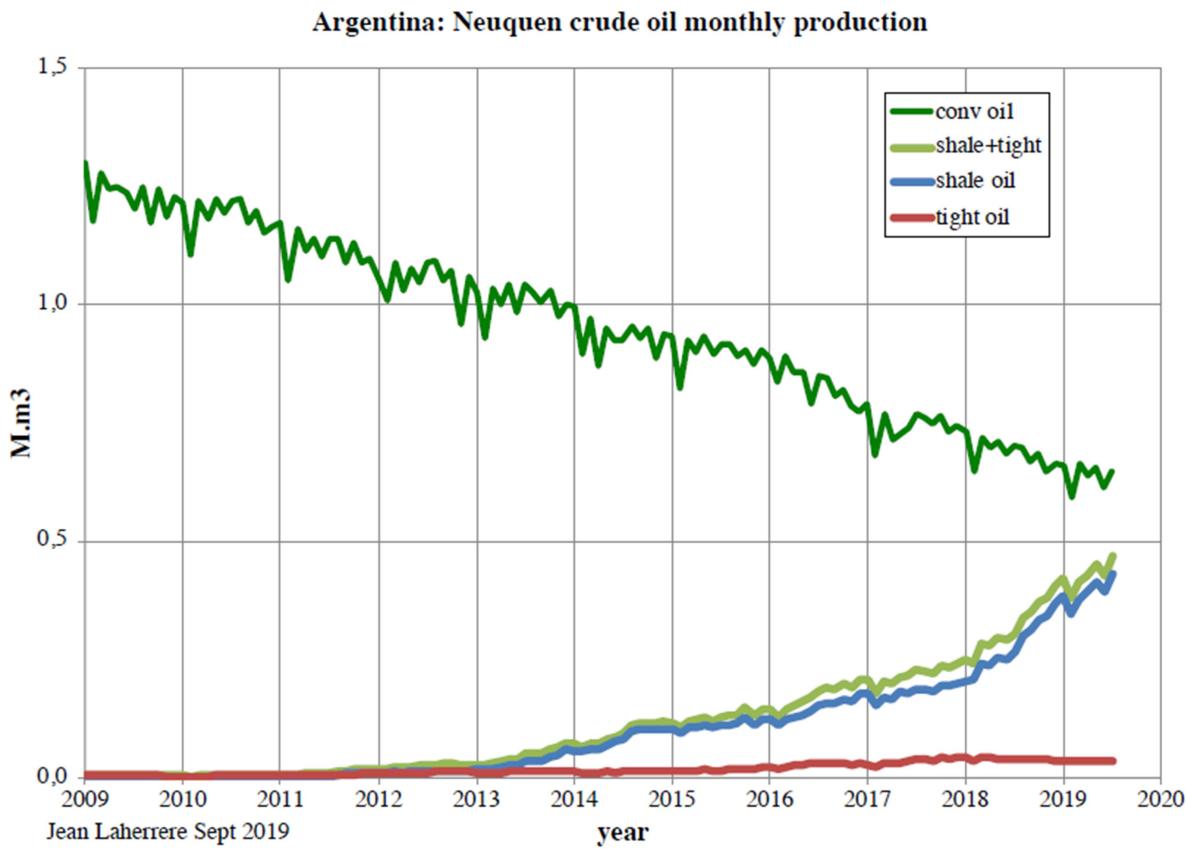


Le bassin possède différentes formations sédimentaires carbonatée génératrice d'hydrocarbure : la formation agrio, la formation de la Vaca Muerta (2800 à 3200 mètres de profondeur) actuellement en exploitation, et la formation de Los Moles qui a déjà fait l'objet de forages exploratoires.



La production d'hydrocarbures de formations compactes (tight) vient principalement de la formation mulichinco et lajas. La production de shale oil and gas vient de la formation de la Vaca Muerta. Cette formation a été découverte au début du 20<sup>e</sup> siècle (1931) et est de principalement de type 2.

C'est le seul type de kérogène qui a conduit, jusqu'à maintenant à une exploitation commerciale du shale oil. En effet, les formations de shale actuellement exploitées aux Etats-Unis sont toutes de type 2 tandis que les essais pour développer les roches mères de type 1, par exemple en Chine continentale, ne se sont pour l'instant pas avérés fructueux.



Cette bonne fortune quant au type de kérogène présent est encore renforcée par la structure géologique roche mère-roche compacte (servant de réservoir). Il faut en effet rappeler que aucun des gisements de shale oil actuellement en exploitation ne vont chercher le pétrole en fracturant la roche mère mais bien en fracturant ces formations compactes. Ainsi la seule différence avec le tight (oil and gas) vient de la capacité à distinguer aisément la roche mère de la formation compacte (épaisseur du sédiment, éloignement par rapport à la roche mère).

En effet, un article de 2016 a en effet montré que l'on pouvait classifier les gisements de shale oil en 7 catégories :

- above-source play
- below-source play
- beside-source play
- in-source play
- between-source play
- in-source mud-dominated play
- in-source mud-subordinated play
- interbedded-source play

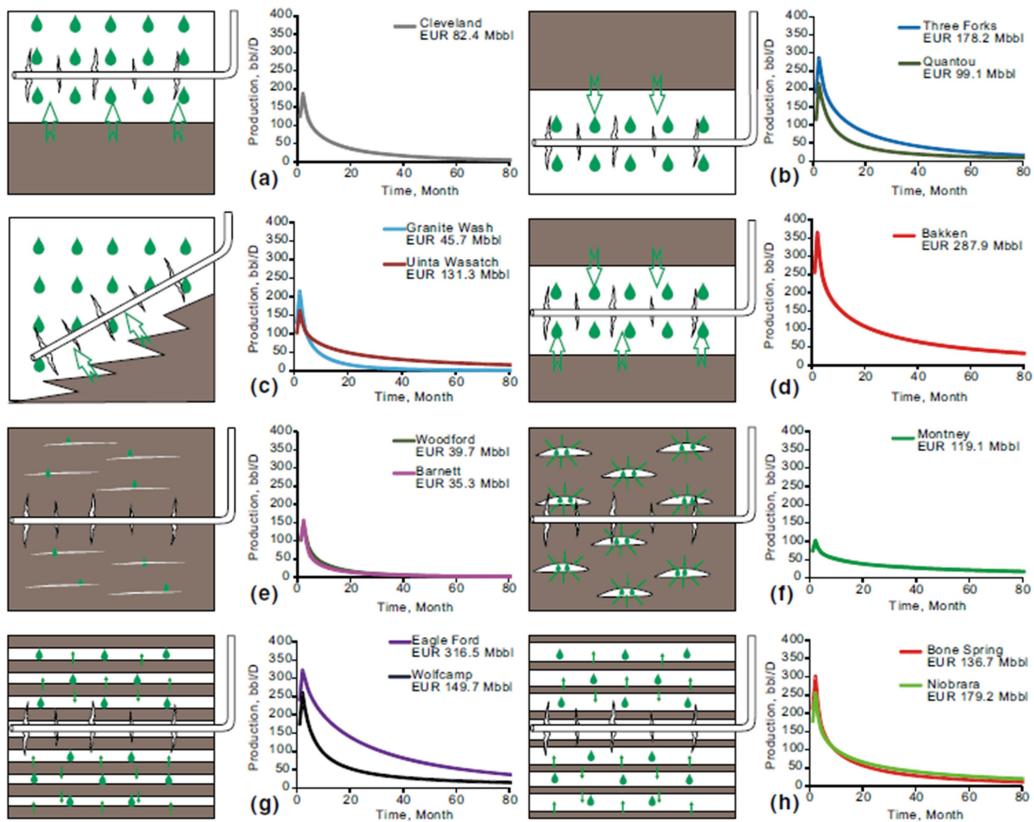
Les formations qui sont le plus propice à l'extraction de pétrole et schistes sont les between source, interbedded-source and in source mud dominated.

A l'inverse les formations « in-source mud-dominated » et « in-source » apparaissent moins favorable à une extraction conventionnelle d'hydrocarbures non-conventionnels.

Vaca Muerta est de type above source (a), tandis qu'Eagle Ford et Wolfcamp sont de type interbedded-source (g) et le Bakken de type beetween-source (d).

Cette classification est intéressante est permet de comprendre que la géologie compte autant que le niveau de prix du pétrole ou la puissance industrielle d'un pays (permettant de soutenir une industrie aussi capitaliste que celle du shale oil). En effet, on remarque que le pétrole de schiste californien du bassin de San Joaquin se situe dans une formation (celle de Monterey) de type « in source mud-dominated » (f) soit la plus mauvaise configuration possible pour l'extraction de pétrole de schiste.

Nous avons toutes les conditions d'une expérience contrôlée : même pays donc même législation sur le droit du sous-sol, même puissance industrielle et financière, même réseau de transport et même exposition aux prix du pétrole. Le seul élément changeant entre le bassin de San Joaquin et le bassin Permien est donc la géologie et la perméabilité des réservoirs contenant le pétrole de schiste. On a donc bien, toutes choses égales par ailleurs, un fort impact de la géologie sur le développement de la production de pétrole de schiste, puisque dans un cas un a un décollage massif de la production et dans l'autre aucun développement du tout (avec une production de pétrole conventionnel en Californie qui continue encore aujourd'hui de décliner).



**Fig. 6** Types and examples of tight oil plays (Data source IHS► unconventional database. Thresholds are chosen for some extremely high GR. Red point represents the main production layers). **a** Above-source play, Mississippi Formation, Anadarko Basin. **b** Below-source play, Buda Formation, Gulf Basin. **c** Beside-source play, Granite Wash Formation, Anadarko Basin. **d** Between-source play, Bakken Formation, Williston Basin. **e** In-source play, Woodford Formation, Anadarko Basin. **f** In-source mud-dominated play, Montney Formation, Alberta Basin. **g** Interbedded-source play, Wolfcamp Formation, Permian Basin. **h** In-source mud-subordinated play, Niobrara Formation, Denver Basin

La « qualité géologique » de la formation de la Vaca Muerta est donc moyenne si l'on en croit les données de cette étude, ce qui laisse présager que la Vaca Muerta, même si elle possède encore un potentiel de croissance (comme nous le verrons plus loin), ne sera sans doute pas une source d'approvisionnement majeure au niveau mondial. En effet, son niveau de production actuelle (100 000 barils par jour) même s'il était amené à doubler, ne changerait pas nécessairement la donne sur le marché international.

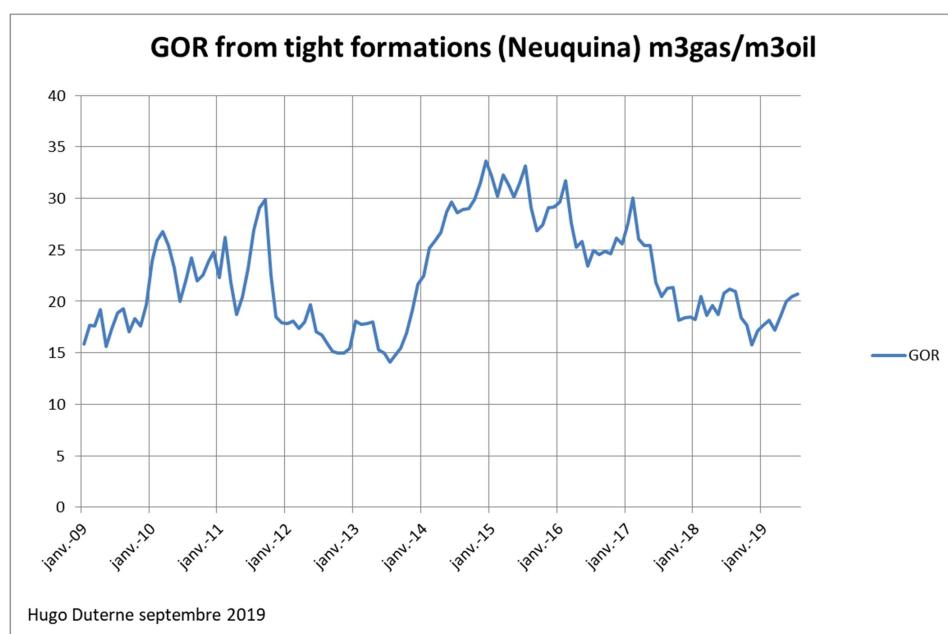
		Oil Shales		Gas Shales		
Shale Comparisons	<b>Vaca Muerta Shale</b> Madalena's Coiron Amargo Area <sup>1</sup>	Eagle Ford <sup>2</sup>	Bakken <sup>3</sup>	Barnett <sup>4</sup>	Haynesville <sup>4</sup>	Marcellus <sup>4</sup>
<b>Thickness (m)</b>	<b>70 - 140</b>	<b>15 - 100</b>	<b>10 - 40</b>	<b>45 - 75</b>	<b>70 - 90</b>	<b>20 - 45</b>
Depth (m)	2800 - 3200	2200 - 3400	2700 - 3400	2300	3700	2100
Porosity (%)	4 - 8	4 - 11	5 - 8	4 - 8	7 - 9	7 - 9
Permeability (nD)	50 - 250	40 - 1300	50K - 500K	50 - 200	100 - 500	100 - 200
TOC (%)	7	1 - 7	2 - 18	4 - 5	3 - 4	4 - 7
Reservoir Pressure (psi)	6300 - 8000	4700 - 7800	3800 - 8400	3000 - 3800	7200 - 9100	3500 - 4200
Pressure Gradient (psi/ft)	0.65 - 0.75	0.65 - 0.70	0.43 - 0.75	0.4 - 0.5	0.6 - 0.75	0.5 - 0.6

Ce tableau réalisé par l'entreprise Madalena energy qui compare la formation de la vaca muerta à celle du Bakken ou d'Eagle Ford vient nous conforter dans notre choix de classifier la Vaca Muerta comme une formation de qualité moyenne en particulier eut égard à la perméabilité (50 à 250 nano darcy contre jusqu'à 500 000 nano darcy pour le Bakken).

#### La qualité du pétrole :

Le pétrole extrait de Vaca Muerta est un pétrole léger (API: 40 – 45°) qui est mélangé au pétrole plus lourd produit par les champs conventionnels en déclin (20 à 30° API pour San Jorge Basin), par exemple au sein de la raffinerie de Luján de Cuyo.

Le pétrole qui est actuellement extrait du bassin de Neuquén, possèdent un GOR assez faible que ce soit pour les formations tight ou shale :

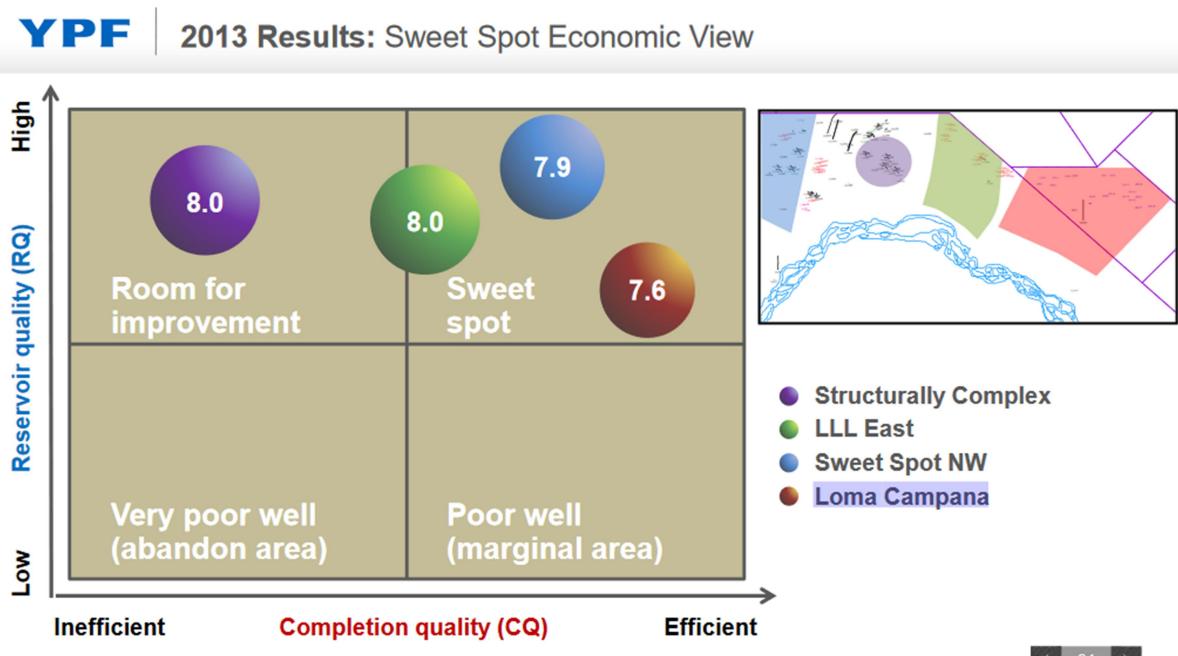


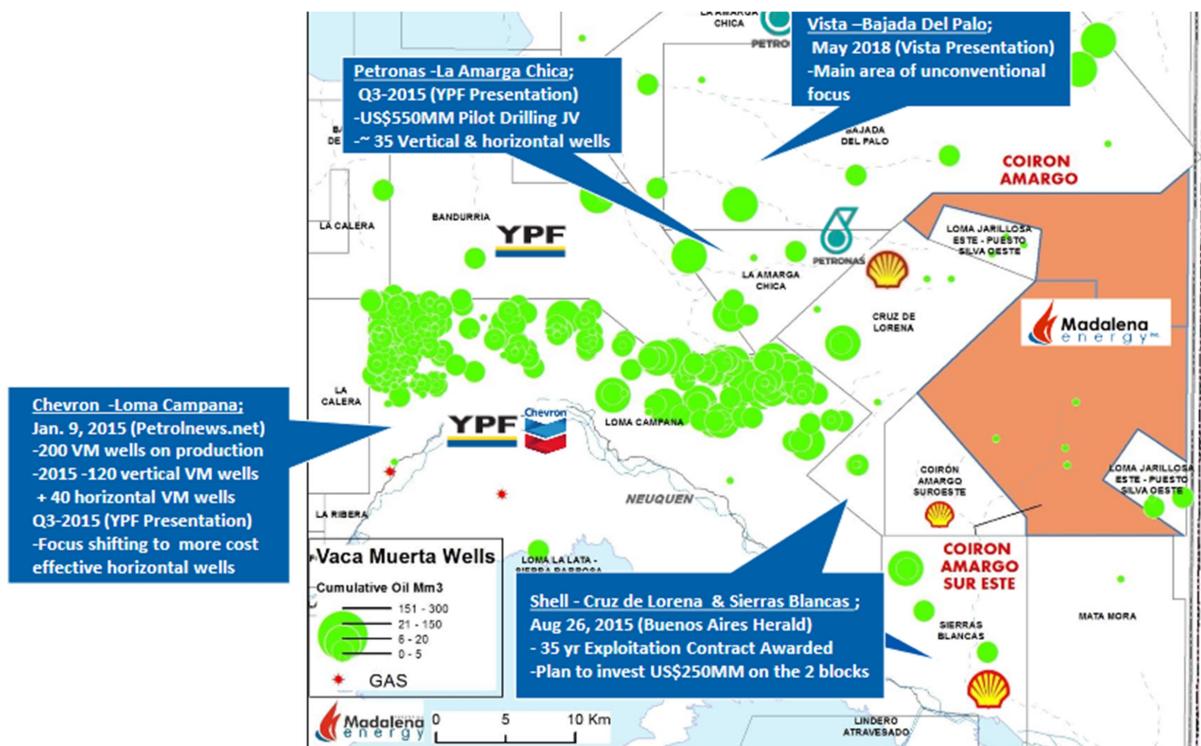
## GOR from shale formations (Neuquina) m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>oil



Hugo Duterne septembre 2019

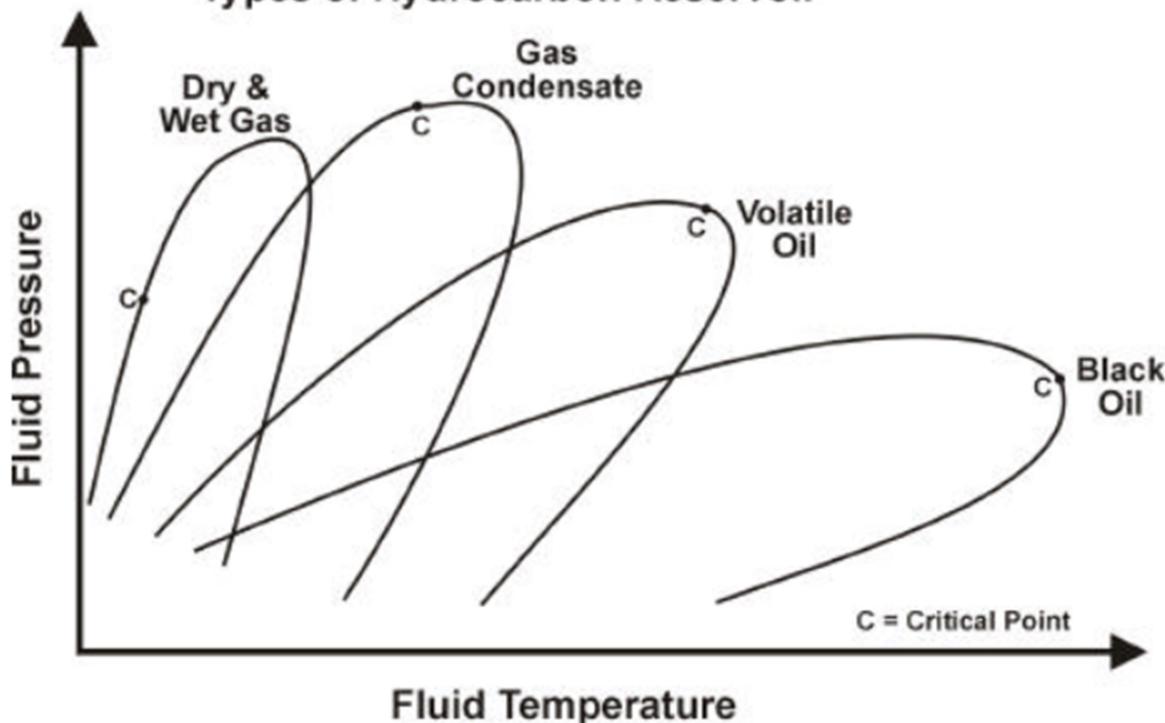
Cependant, le pétrole est actuellement extrait à partir de sweet spot dont le plus prolifique en tenant compte du nombre de puits forés est la concession de Loma Campana :





Néanmoins en dehors de ces « zones faciles », le GOR moyen 1000 à 2000 m<sup>3</sup> de gaz par m<sup>3</sup> de pétrole, soit la valeur limite pour passer d'une extraction de « black oil » à une extraction de « volatile oil » selon la classification développée par Chapman Cronquist en 1979.

**Figure 2.7 PT Curves for Different Types of Hydrocarbon Reservoir**



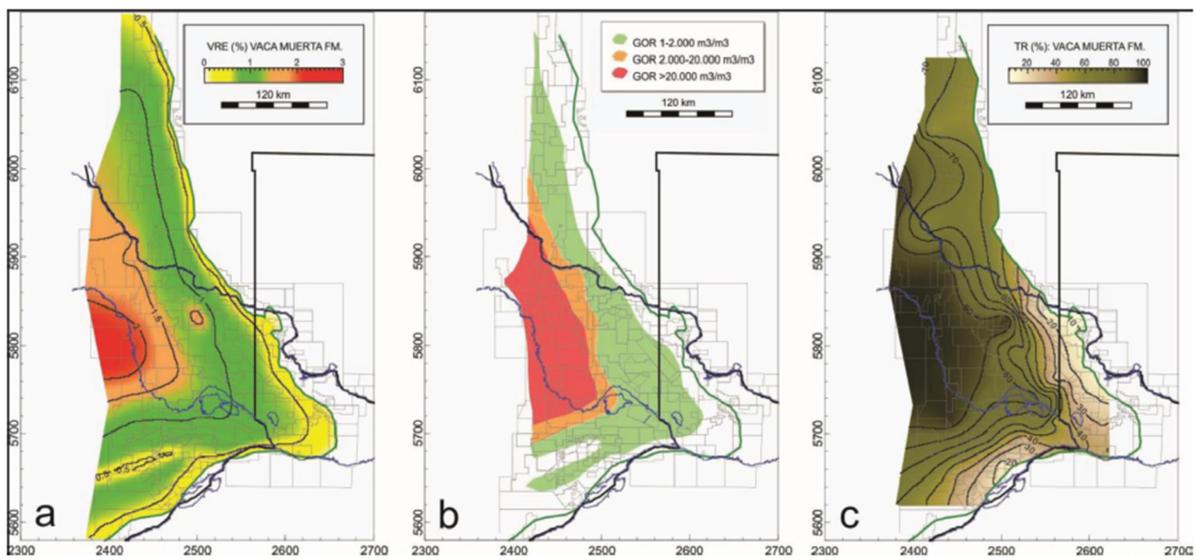
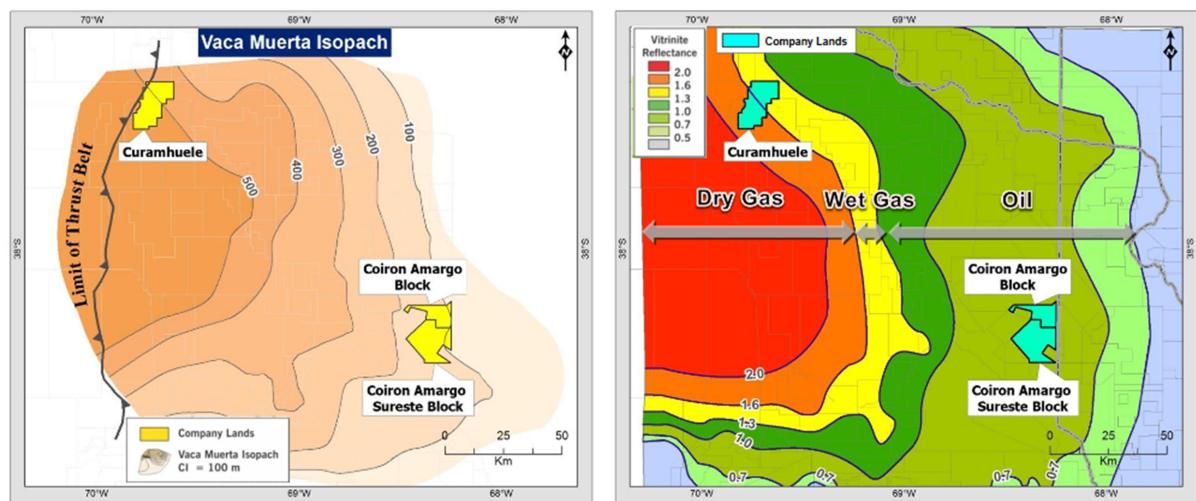
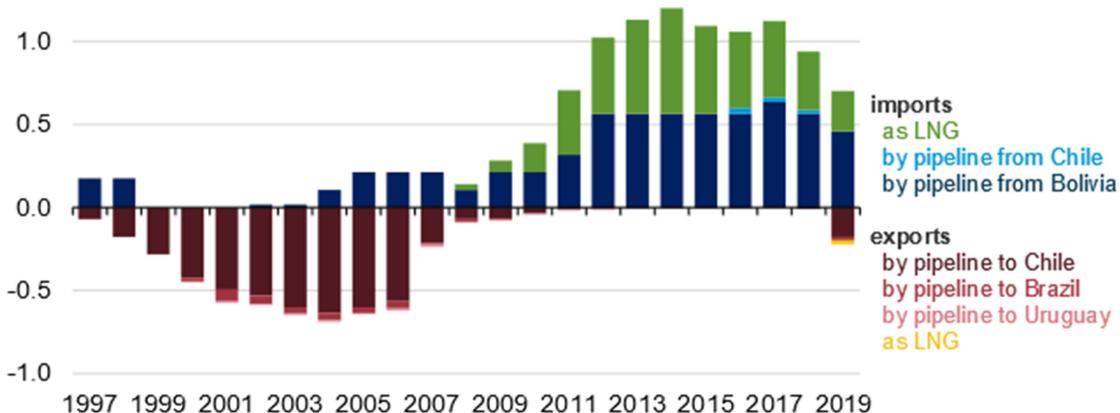
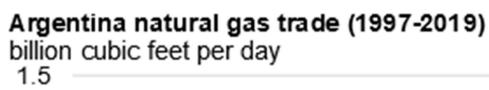


Figure 6. Thermal maturity of the Vaca Muerta Fm a) Vitrinite reflectance equivalent (VRE%) map. b) Gas-oil ratio (GOR) map made out of values taken from well initial production (unit:  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ). c) Transformation ratio (TR in percentage).



On peut donc penser qu'à l'avenir, la qualité énergétique du pétrole extrait va se dégrader à mesure que l'on s'éloignera des sweets spots, freinant donc un développement exponentiel de la ressource pétrolière et fournissant une marchandise toujours plus éloignée des attentes du marché.

Le pétrole et le gaz produit grâce à la formation de Vaca Muerta est en partie évacué vers les pays voisins (Chili et Brésil principalement) par pipelines ou exporté vers des destinations plus lointaines (USA, Asie).



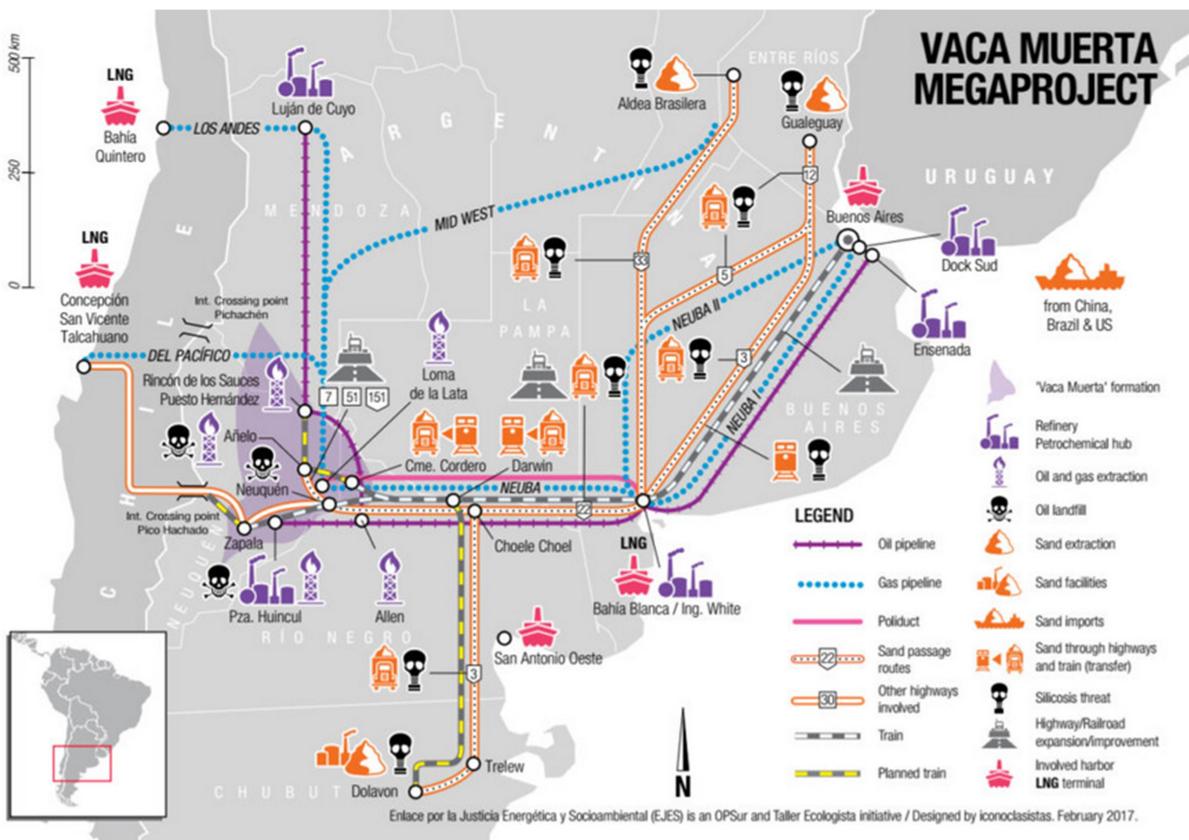
Source: U.S. Energy Information Administration, based on [Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina](#) (April 2019)

Le gaz qui était majoritairement utilisé pour la consommation domestique commence lui aussi à faire l'objet d'exportation, grâce notamment à la mise en place d'installation de liquéfactions flottantes (FLNG)



Figure 1 : exmar's tango FLNG unit

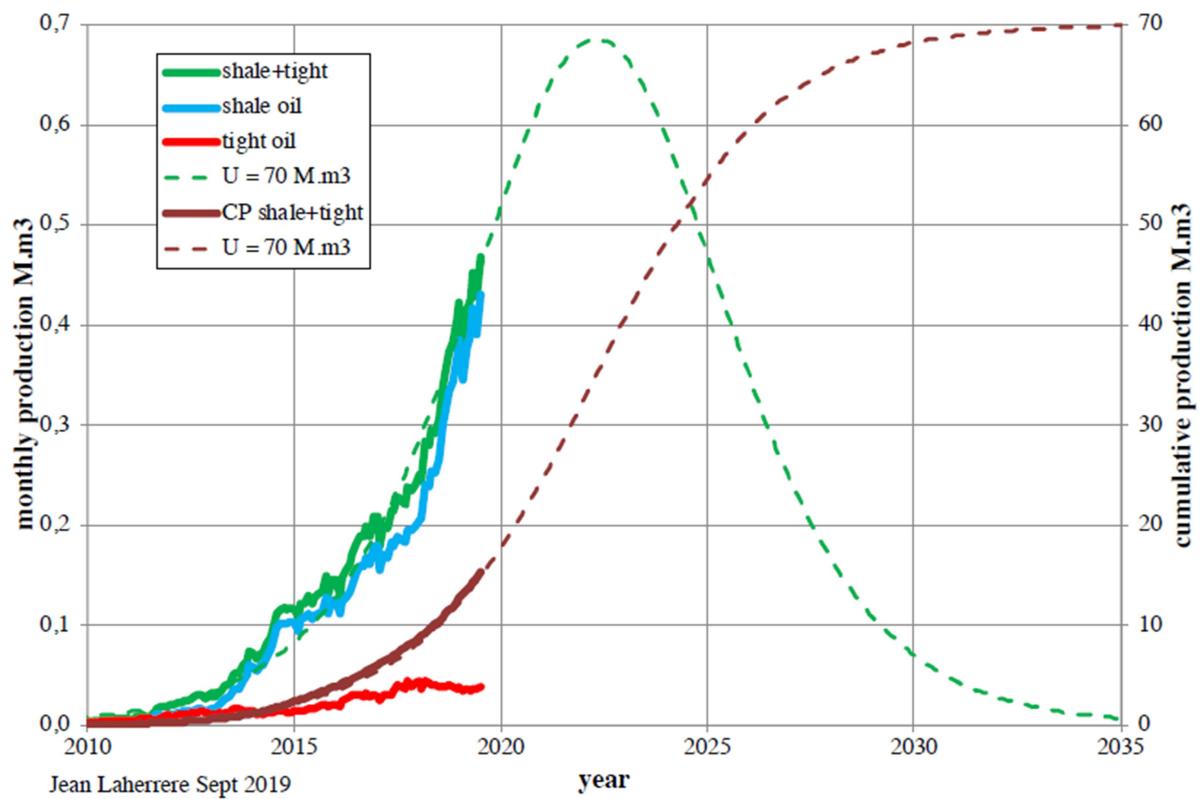
On voit donc que le développement de la Vaca Muerta est un processus couteux en termes d'investissement en infrastructures et en main d'œuvre a fortiori pour un pays faiblement industrialisé comme l'Argentine. La construction d'un chemin de fer Vaca Muerta- Bahia Blanca d'une longueur de 850 kilomètre est par exemple prévue afin de faciliter le transport de sable et l'exportation de pétrole. Le coût annoncé est de 1,3 milliards de dollars. Il est également évoqué la construction d'un terminal méthanier géant pour un coût de 5 milliards de dollars



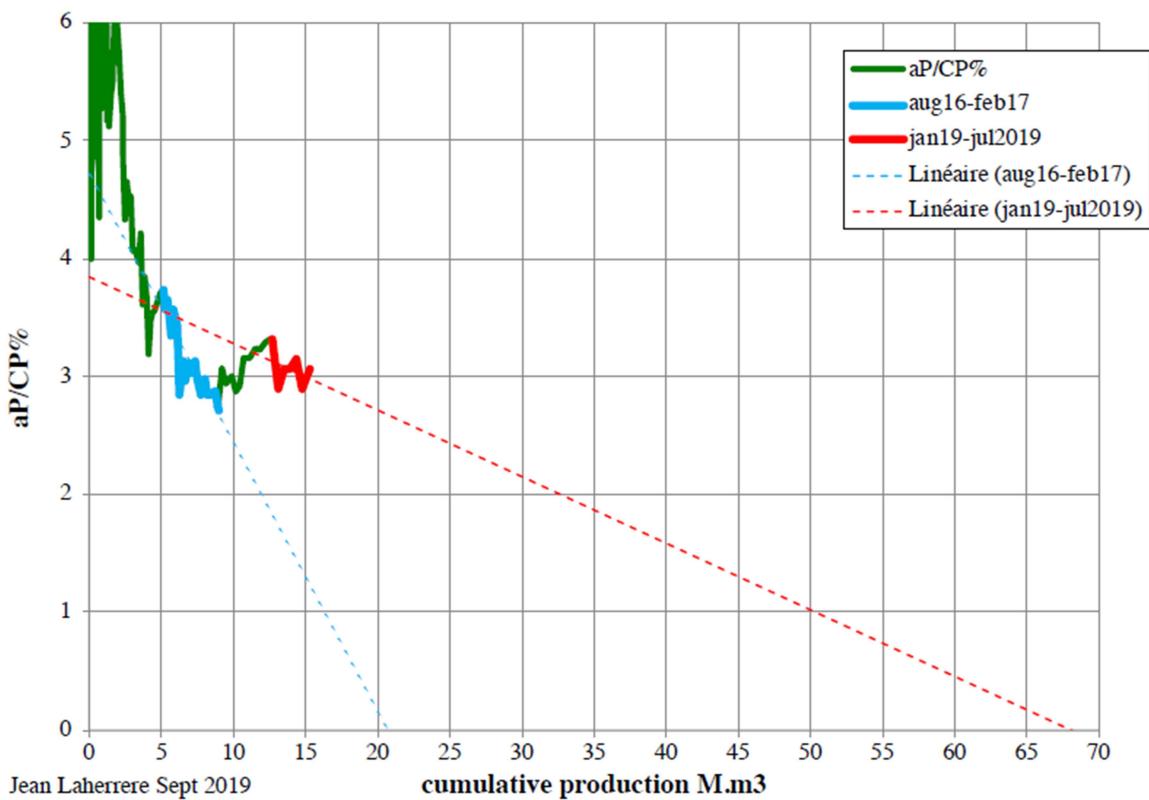
### Les prévisions.

Parce qu'un papier de l'ASPO n'aurait pas de sens sans une prévision de la production future, je présente ici deux prévisions, l'une réalisée par Jean Laherrère pour le pétrole de schiste et le pétrole tight du bassin du Neuquén ( $U=70 \text{ M.m}^3$ )

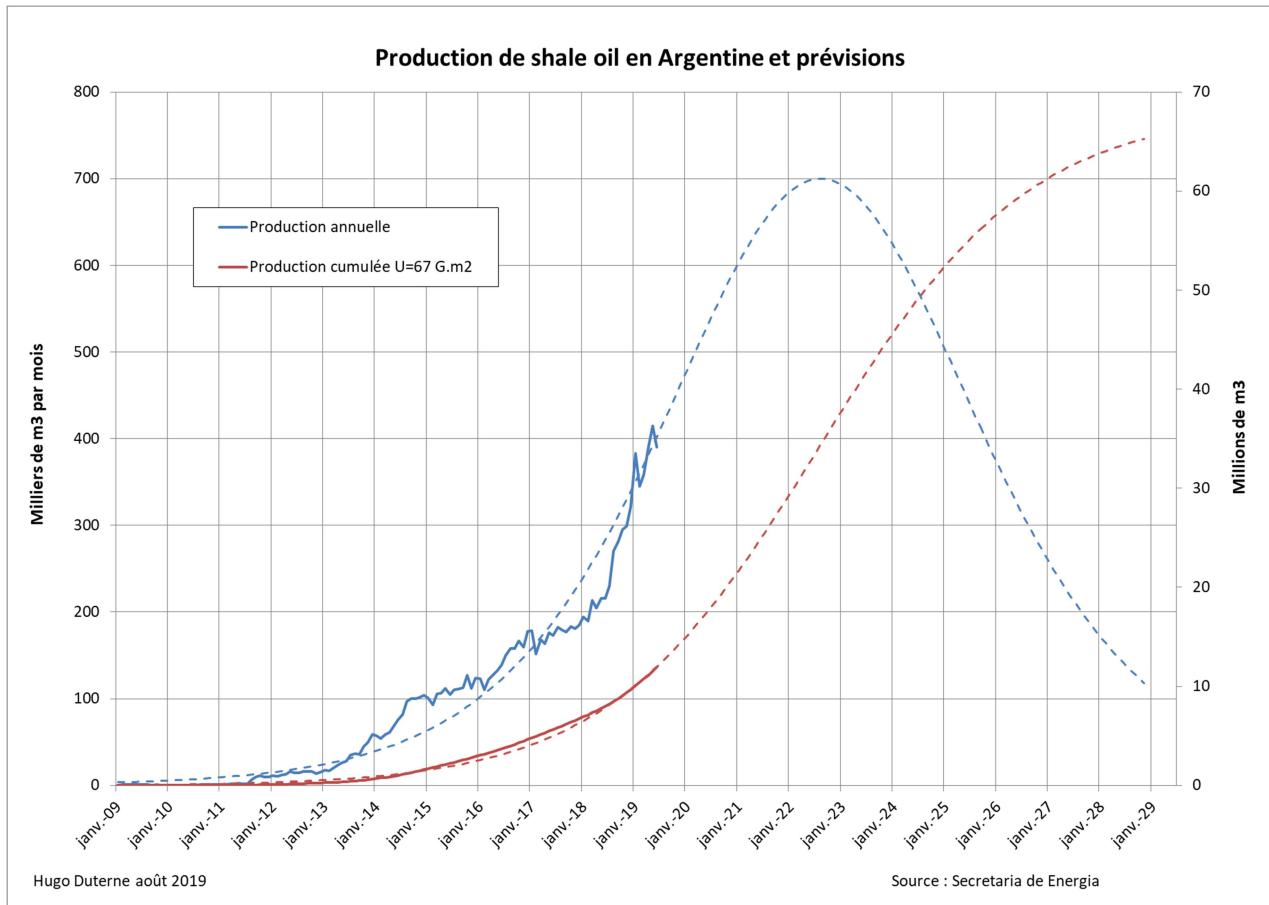
### Argentina: Neuquen shale+tight oil monthly production



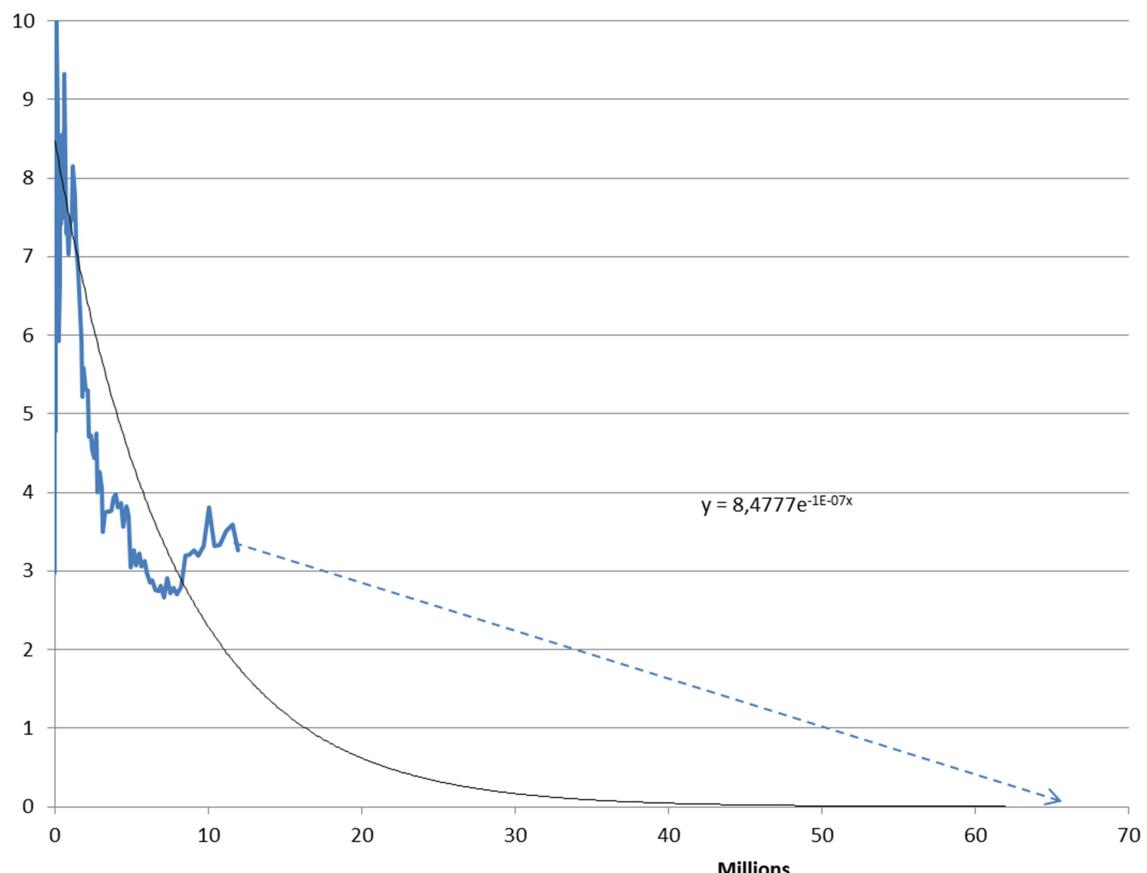
### Argentina: Neuquen HL of shale+tight oil monthly production



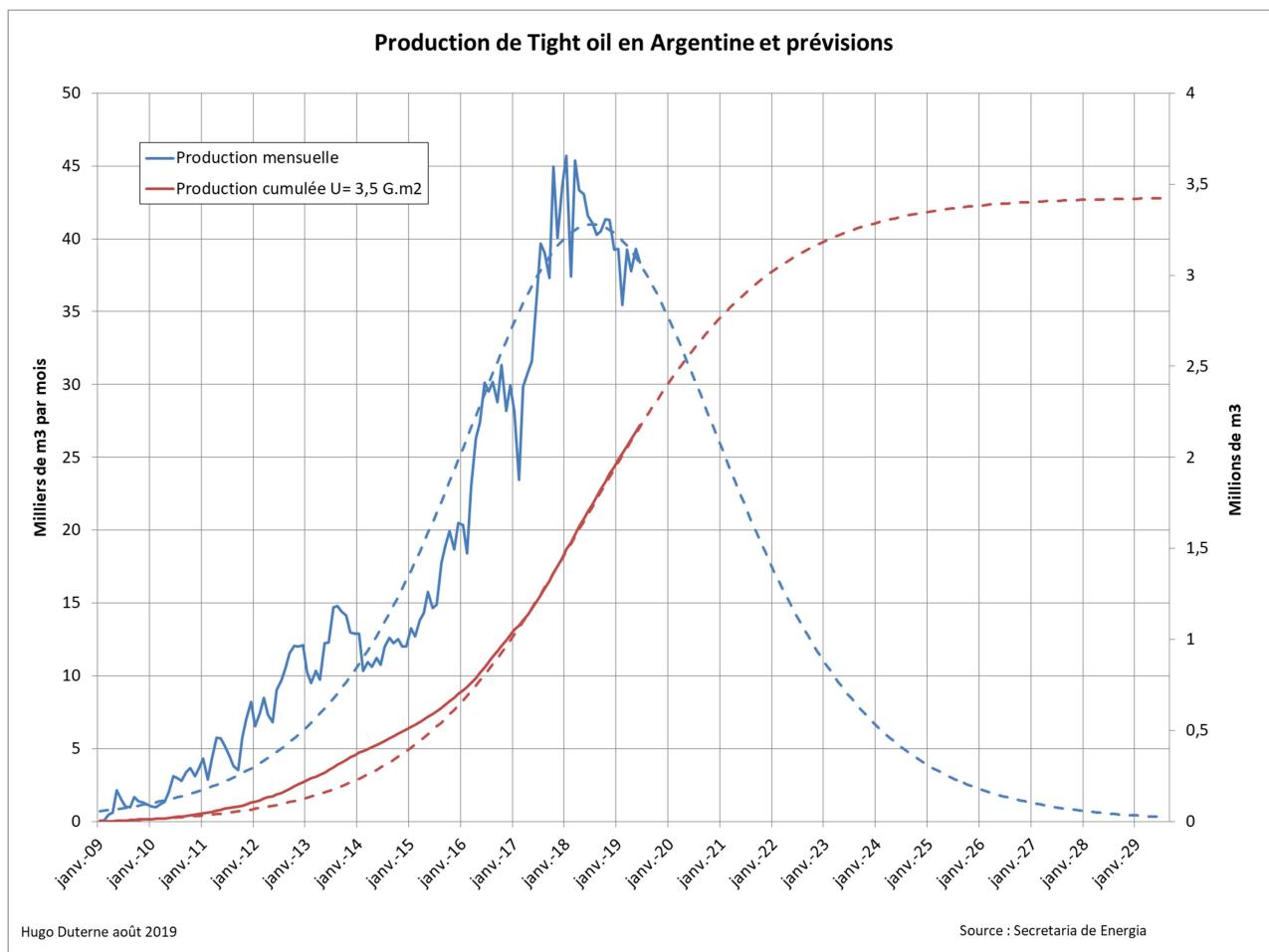
Et une seconde prévision réalisée par mes soins, qui décompose production de shale (bassin du Neuquén) et production de tight oil dans l'ensemble de l'Argentine. On peut voir que l'addition des deux nous amène également vers un ultime de 70 M.m<sup>3</sup>. On a donc deux prévisions réalisées indépendamment qui débouche sur une prévision très similaire. Le futur nous donnera-t-il raison ?



### aP/CP% shale oil argentine



Hugo Duterne août 2019



## aP/CP% tight oil Argentine

