

## **Vaca Muerta: El desarrollo masivo ha permitido un fuerte incremento de la productividad**

Autor: Luis Giussani <sup>i</sup>

*Luego de la etapa de experimentación, réplica de las experiencias similares en USA y learning by doing, el comienzo del desarrollo masivo en Vaca Muerta ha permitido alcanzar productividades superiores a las de USA.*

La publicación de las estimaciones de recursos técnicamente recuperables en Vaca Muerta y otras cuatro formaciones shale de Argentina, por parte de la U.S. Energy Information Administration en abril de 2011<sup>ii</sup>, despertó el interés generalizado. Dicho informe, ampliado y revisado en junio de 2013<sup>iii</sup>, estimaba para Vaca Muerta recursos técnicamente recuperables por 308 TCF de gas y 16.200 millones de barriles de petróleo. Para toda Argentina este informe estimaba 802 TCF de gas, cifra 68 veces mayor a las reservas comprobadas a esa fecha (12 TCF) y 27 mil millones de barriles, lo que equivalía a multiplicar por 71 las reservas comprobadas de petróleo al 2014: 380 millones de barriles.

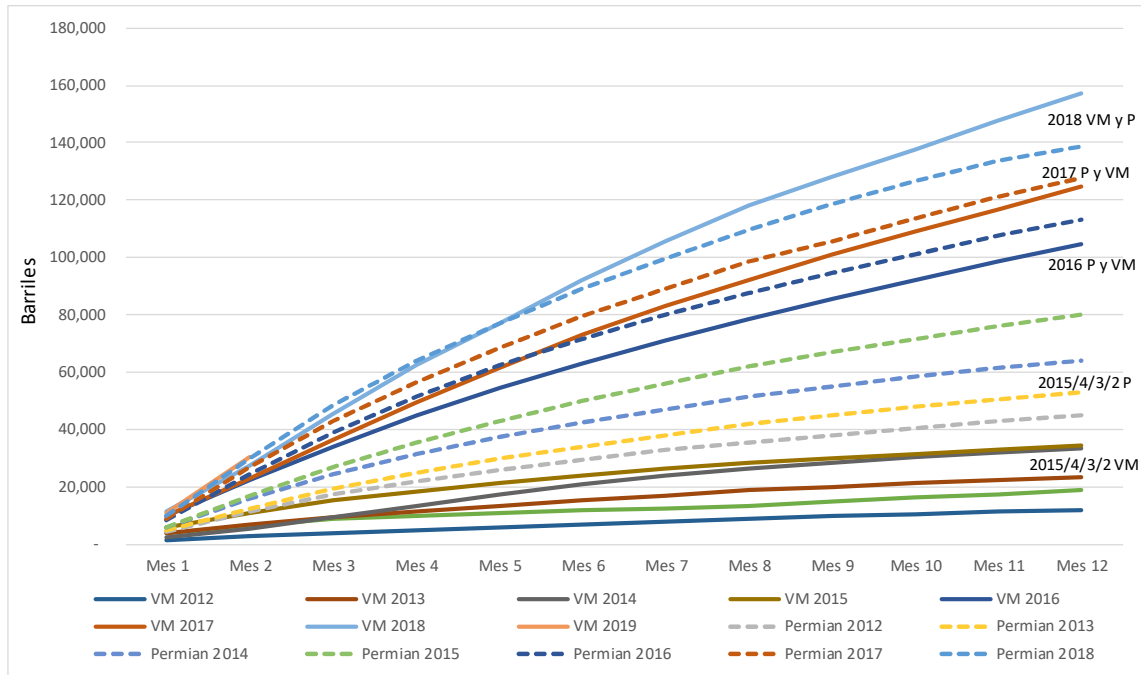
Como el espesor de Vaca Muerta es mayor al de las formaciones comparables de USA, los primeros pozos exploratorios fueron verticales, utilizando una tecnología más sencilla y también menos costosa, pero mucho menos productiva que la utilizada en USA.

En el año 2016 se cambia el paradigma, ya que por primera vez la cantidad de pozos horizontales perforados supera a los verticales, generando un cambio abrupto en la producción promedio por pozo, la cual se triplicó respecto al año anterior. Hoy se ha estandarizado el uso de pozos horizontales, incrementándose año a año la extensión de la rama lateral.

Como se observa en el gráfico, hasta el año 2015 la producción promedio acumulada por pozo en Permian, USA, era notablemente superior a los pozos de Vaca Muerta. Cuatro veces mayor en 2012 y el doble entre los años 2013 y 2015. Durante el año 2016 se triplica la producción promedio, alcanzando niveles comparables a los de USA. Los pozos realizados en dicho año alcanzan una producción promedio 7% inferior a producción promedio de Permian, los de 2017 sólo un 2% inferior y los de 2018 superan por primera vez la producción promedio de dicha cuenca. La producción acumulada al mes 12 es significativamente superior: 13%.

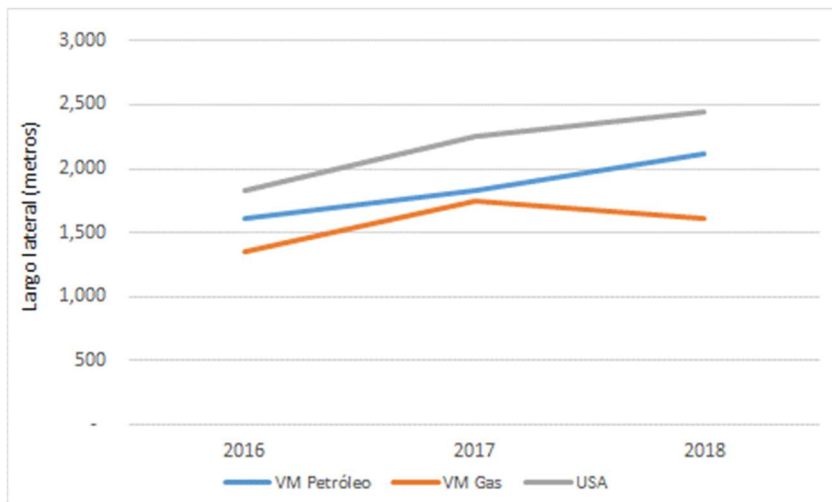
**Producción promedio acumulada al mes n en nuevos pozos**

**Comparación entre VM (línea continua) y Permian, USA (línea punteada)**



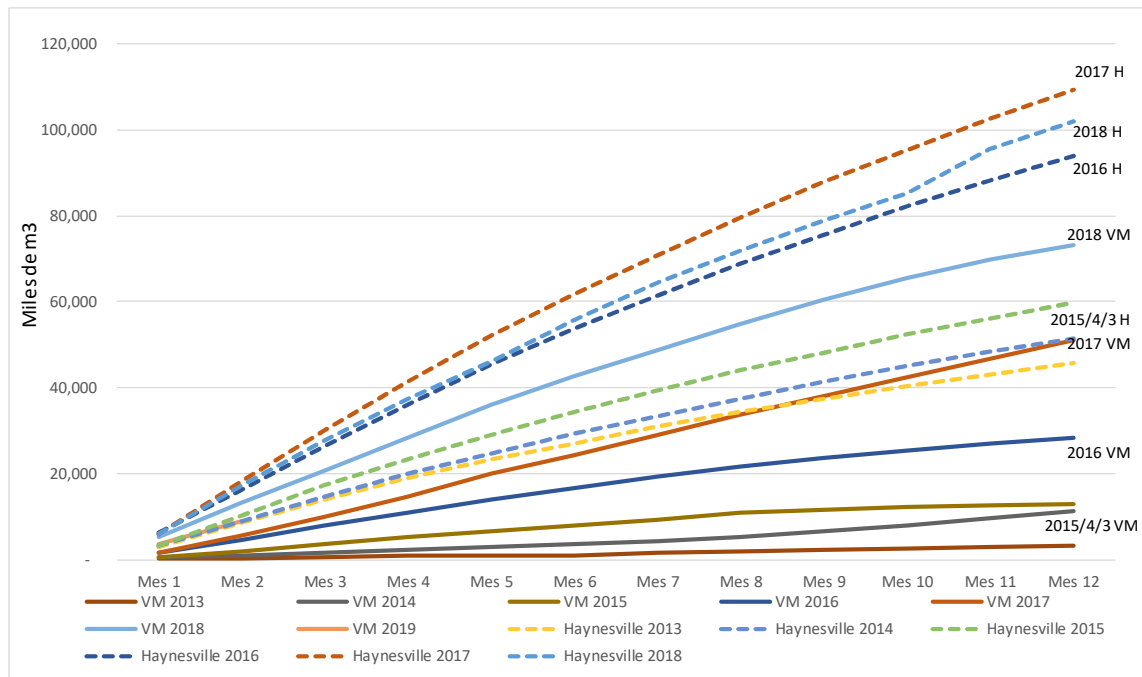
La adopción de tecnologías más eficientes ha permitido que la productividad por pozo supere en 2018 los registros de las formaciones más prolíficas de USA. Por otra parte, aún existe un amplio margen de mejora si se incrementa la extensión horizontal y se realizan fracturas con mayor densidad de agentes sostén, ya que en ambos casos las prácticas actualmente utilizadas en Argentina están por debajo de los promedios utilizados en USA. De todas maneras, cada operador deberá ensayar el mejor diseño para los pozos del área bajo producción; en USA se han realizado pozos de más de 6.000 metros de rama lateral, más del doble que el promedio de la zona, y sin embargo aún existen casos puntuales de operadores que utilizan pozos verticales, como SM Energy que en diciembre de 2017 ha puesto en producción un pozo vertical en la cuenca Permian (el ID 4222739038) con excelentes resultados.

**Sección lateral promedio de pozos horizontales en Vaca Muerta y Permian**



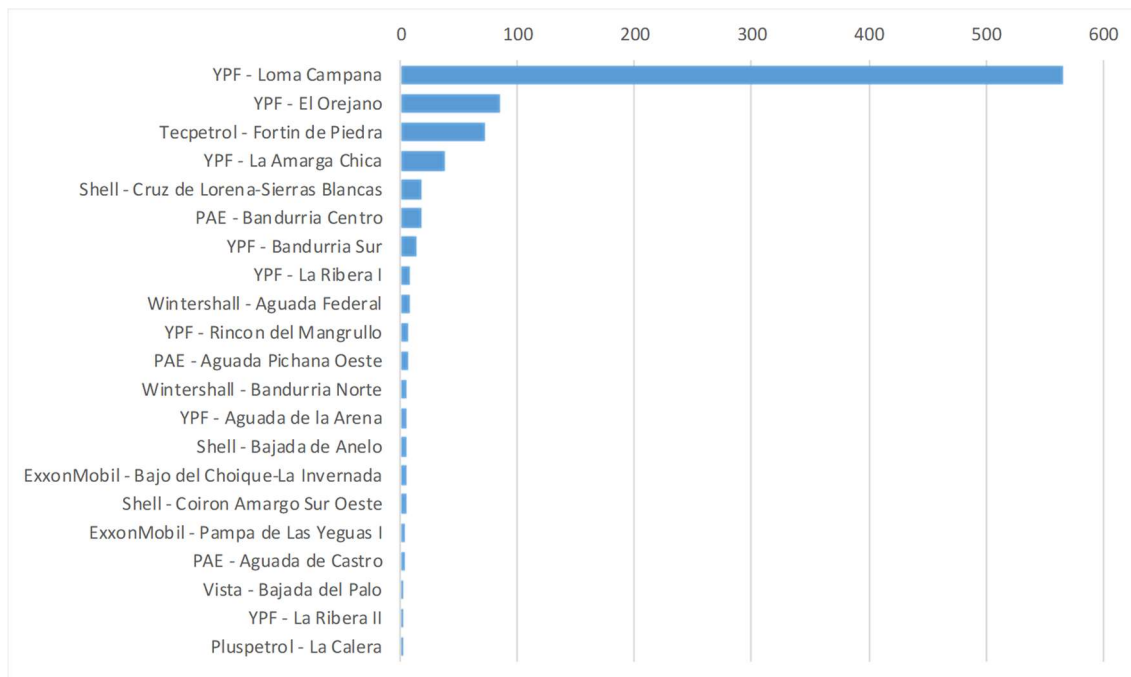
Con respecto a la producción promedio de gas, aún no se han alcanzado los niveles de las cuencas más productivas de USA, como Haynesville, pero se han acortado fuertemente las diferencias. El pozo promedio puesto en marcha tanto en 2014 como en 2015 era cinco veces menos productivo que el equivalente de Haynesville. Para los pozos de 2018 esa diferencia fue mucho menor, ya que en VM alcanzó un nivel 28% inferior a sus pares de dicha cuenca. Un hecho para remarcar es que en Haynesville en 2018 se verificó un descenso del 7% en la producción promedio respecto al año anterior. De acuerdo a los con los que se cuenta hoy, a diferencia de VM, en Haynesville se ha alcanzado el techo de la productividad.

**Producción promedio acumulada al mes n en nuevos pozos**  
**Comparación entre VM (línea continua) y Haynesville, USA (línea punteada)**



Hasta la fecha, la provincia de Neuquén ha firmado 39 concesiones para la explotación de Vaca Muerta. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la densidad de pozos y el dinamismo de las inversiones ha sido escaso. La asociación de YPF y Chevron ha demostrado la productividad en la ventana de petróleo en Loma Campana, mientras que Tecpetrol, en Fortín de Piedra, lo ha realizado en la llamada ventana de gas. Es necesario que se multipliquen las inversiones en el upstream con el ingreso de nuevos inversionistas o la entrada en producción masiva en las concesiones ya otorgadas.

### Cantidad de pozos por proyecto



Hasta el momento se ha podido aprovechar la infraestructura de midstream ociosa por la prolongada caída en la producción convencional de gas y petróleo de la cuenca neuquina. Sin embargo, desde el verano de 2018-2019 ha habido limitantes en cuanto a la capacidad de procesamiento y mercado para la creciente oferta. La futura producción de Vaca Muerta no sólo se convierte en la proveedora natural de gas y petróleo de Argentina, Chile y Uruguay, sino que se producirán excedentes exportables extrazona.

Para lograr este crecimiento sostenido se necesitan nuevas inversiones para resolver los distintos cuellos de botella:

a) **Nuevo gasoducto troncal al cordón Buenos Aires-Rosario.** Hoy la capacidad de transporte desde la cuenca neuquina es insuficiente para evacuar la producción, dándose la contradicción que durante el verano se exportó gas a Chile e importó gas desde Bolivia.

b) **Incremento de la capacidad separadora de gases en Neuquén, lo que también permitiría el crecimiento del polo petroquímico de Bahía Blanca.** Actualmente el gas producido supera la capacidad de procesamiento de Mega. La ampliación proyectada permitiría el incremento de la producción de etano, propano, butano y gasolina natural. El etano permitiría el crecimiento del polo petroquímico de Bahía Blanca, mientras que el resto de los hidrocarburos incrementará los saldos exportables.

c) **Continuar los estudios para nuevos sitios de almacenaje de gas con el fin de suavizar la estacionalidad de la demanda.** Actualmente en Argentina hay dos instalaciones para el almacenamiento de gas. La planta criogénica de peak shaving de General Rodríguez y el yacimiento de gas depletado de Diadema cerca de Comodoro Rivadavia. Por otra parte, no ha

sido totalmente exitoso el proyecto de Lunlunta Carrizal en Mendoza en un yacimiento depletado de petróleo. La fuerte estacionalidad de la demanda hace necesario el incremento de la capacidad de almacenamiento para evitar el problema que se dio en el primer trimestre de 2019, cuando YPF debió suspender la producción de pozos gasíferos ante el incremento de la oferta e insuficiencia de demanda.

d) **Continuar con los estudios para exportar gas natural licuado vía Bahía Blanca y también vía la planta de regasificación de Quinteros en Chile.** YPF ha testeado la instalación en Bahía Blanca de una barcaza para la licuefacción de gas natural. Un posible mercado para la producción futura. También debe ser evaluado un acuerdo con Chile, para utilizar las instalaciones de la planta regasificadora de Quinteros que permitiría la exportación al Pacífico.

e) **Ampliación de Oleoductos del Valle.** La creciente producción petrolera hará necesaria una mayor capacidad de transporte hacia Bahía Blanca.

f) **Puesta en condiciones y extensión del ramal de tren desde Bahía Blanca a Añelo.** Este tren permitiría bajar los costos logísticos, principalmente para el transporte de arena, otros agentes sostén y ductos. Sin embargo, las empresas con proyectos de inversión en la zona no han solicitado las toneladas de carga necesarias para asegurar la rentabilidad del proyecto.

Ya se ha comprobado la viabilidad técnica y económica para poner en valor los recursos de Vaca Muerta, los costos de perforación son aún superiores a los de USA, pero el costo de ingreso por acre es marcadamente inferior. Será necesario continuar realizando inversiones y reglas claras para atraer capitales.

---

<sup>i</sup> Luis Alberto Giussani, consultor independiente especializado en economía del petróleo y gas. Email: [giussani@gmail.com](mailto:giussani@gmail.com).

<sup>ii</sup> World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Energy Information Administration. Abril de 2011.

<sup>iii</sup> EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration - Advanced Resources International, Inc. Junio de 2013.