

La productividad de pozos en Vaca Muerta cerca de alcanzar la del Permian

Por *Ruy Riavitz* y *William Hitters* (*Kosmos & Luxmath*)

Según los autores, la productividad de los pozos petroleros en la formación que se halla mayormente en Neuquén está cerca de alcanzar la del Permian y aún tiene un gran potencial de crecimiento.

La productividad de los pozos petroleros de Vaca Muerta ha crecido de manera notable en los últimos dos años. Si bien los pozos de gas también han mostrado una performance sorprendente, en este artículo nos referiremos solo a los pozos petroleros.

Generalmente cuando hablamos de la productividad de un pozo, sin entrar en demasiados tecnicismos, nos referimos a su capacidad para produ-

cir hidrocarburos a lo largo de un determinado período. Es por ello que su conocimiento es esencial a la hora de realizar una evaluación económica.

La productividad de un pozo básicamente se define por dos parámetros: las propiedades de la roca y el diseño del pozo.

La única manera de incrementar la productividad de los pozos es con un trabajo científico previo. Así resulta fundamental comprender la



Breve historia de los pozos petroleros de Vaca Muerta

La operadora YPF es sin duda la compañía que tiene la mayor trayectoria en la perforación y terminación de pozos no convencionales en Vaca Muerta. Con más del 70% del total de los pozos perforados en esta formación, sus decisiones condicionan los resultados que analizaremos a continuación.

En la figura 1 podemos observar una mejora significativa en la producción por pozo entre los años 2015 y 2016.

En 2015, los pozos, en promedio, acumularon en el sexto mes de producción algo más de 20.000 bls (de ahora en adelante llamaremos a este valor NP6 y lo usaremos como medida de la productividad).

Para 2016, el NP6 casi triplicó al de 2015 alcanzando los 60.000 bls y para 2018, este valor llegó casi a los 100.000 bls, es decir, creció al multiplicarse por 5 desde 2015.

La explicación para el salto entre 2015 y 2016 reside fundamentalmente en el hecho de que YPF cambió su plan para el yacimiento Loma Campana, en vez de pozos verticales desarrolló pozos horizontales.

En 2015, de un total de 192 pozos que entraron en producción, 176 fueron perforados por YPF. De estos, solo 36 fueron horizontales y, sin embargo, probarían que el camino óptimo para el desarrollo del *shale* tenía la misma dirección que se siguió en Norteamérica.

Mejora significativa en productividad, comparable a la de Cuenca Permian

En 2018, de los 79 pozos que se agregaron a la producción de petróleo de Vaca Muerta, solo 38 alcanzaron el sexto mes de producción. Esto explica por qué la curva de producción acumulada fluctúa tanto para ese año. En junio de 2019 contaremos con la producción de todos los pozos y tendremos una curva más estable.

La escala en la cuenca Permian es otra. A septiembre 2018, 3204 pozos fueron puestos en producción en este año. De ellos, un total de 1441 alcanzaron al sexto mes de producción.

naturaleza de la roca con el fin de, primero, elegir el mejor nivel donde aterrizar con la rama horizontal y, segundo, diseñar una terminación de pozo que maximice la extracción de hidrocarburos en el más corto período y al menor costo posible.

Desde 2016, la productividad de los pozos de Vaca Muerta ha experimentado un abrupto crecimiento al punto de alcanzar al de los pozos no convencionales de la Cuenca Per-

mian, la más prolífica productora de petróleo de los Estados Unidos.

Con el fin de poder sacar conclusiones concretas, hemos tomado como medida de productividad la producción acumulada de los pozos durante los primeros seis meses. Lo que observamos justifica nuestra convicción de que Vaca Muerta tiene el potencial para convertirse en una de las cuencas productoras de *shale oil* más importante en el mundo.

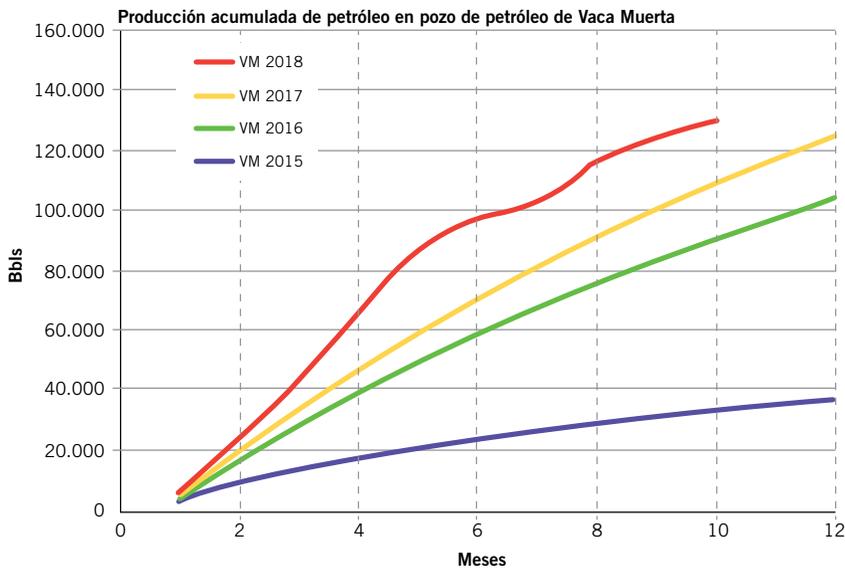


Figura 1.

Al comparar en la figura 2 la performance de los pozos de Vaca Muerta con los de Permian, podemos observar que la distancia entre la producción acumulada para un caso y el otro en cada mes es poca.

El NP6 promedio para los pozos de Vaca Muerta en 2018 llega a ~97.000 bls, mientras que en Permian este valor ronda los 92.000 bls.

Una importante conclusión que podemos sacar a simple vista es que el NP6 de los pozos de Vaca Muerta creció desde ~71.000 bls en 2017 a los ~97.000 bls, representando un crecimiento de la productividad interanual del 38%.

Incremento en el largo de las secciones laterales

Creemos que la principal razón de semejante mejora es que se perforaron pozos con secciones laterales en promedio más largas en 2017 que en 2018.

En 2017, el TD promedio de los pozos fue de 4812 m mientras que en 2018 fue de 5260 m, según datos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación. Esto representa un aumento promedio de ~400 m en la longitud de los laterales, es decir, un 20% de aumento (Figura 3).

En la Argentina los operadores no

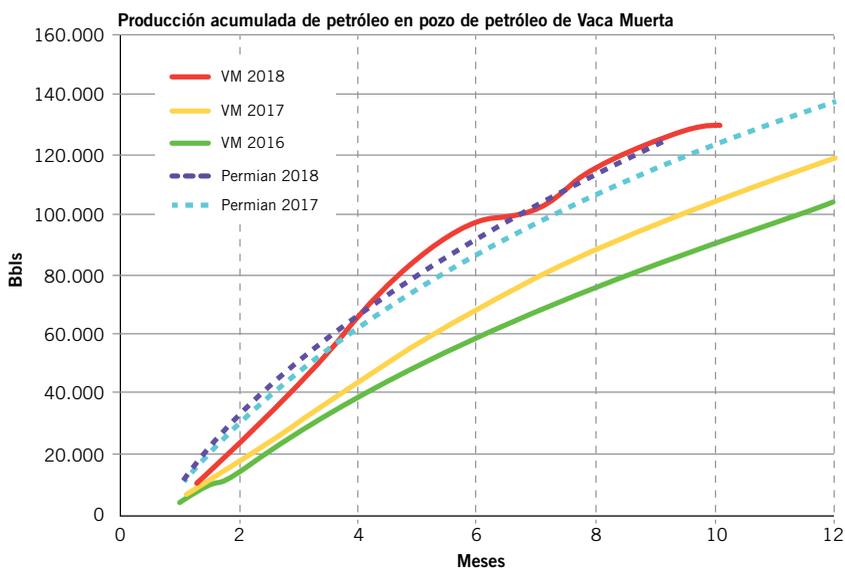


Figura 2.

están obligados a informar el largo de secciones laterales, solo deben informar el largo total del pozo o TD. No obstante, para la mayoría de los casos, se puede realizar una buena aproximación teniendo en cuenta que la sección vertical + la curva suma, en general, unos ~3000 m.

Teniendo en cuenta esta consideración, podemos estimar que el pozo promedio en 2017 tuvo una sección horizontal de ~1800 m (5943 ft) y en 2018 ese valor creció a 2260 m (7412 ft).

Potencial significativo

Vemos que las empresas operadoras en Vaca Muerta tienen un buen margen para seguir optimizando tanto la perforación como la completación de sus pozos y muy pronto, probablemente, sobrepasen las productividades obtenidas en Permian.

Justificamos nuestra observación en el hecho de que los pozos están alcanzando la performance de los pozos norteamericanos con secciones laterales en promedio más cortas.

Actualmente, en la Permian el pozo estándar tiene una sección lateral de ~9000 ft mientras que en Vaca Muerta, como hemos apreciado, fue de ~7400 ft, en 2018.

En la figura 4¹ se observa que las mejoras en productividad en la Permian, a lo largo de los últimos años, fueron el resultado de un incremento constante en la longitud de los pozos y de la cantidad de agua y arena inyectadas por metro de pozo. Parte de los que la industria llama hoy como HDC (*High Density Completions*).

Esta evolución entre una generación y otra de pozos en los Estados Unidos es parte de una curva de aprendizaje que incluyó la incorporación de nuevas tecnologías y de prácticas que aumentaron la eficiencia a lo largo de todo el proceso de fabricación de pozos.

Afortunadamente para las empresas operadoras en Vaca Muerta, este proceso se acelera por las lecciones aprendidas por sus pares en Norteamérica.

Achicando el espacio entre clusters y fracturas

El espaciado entre clusters y fracturas es una variable crítica en la

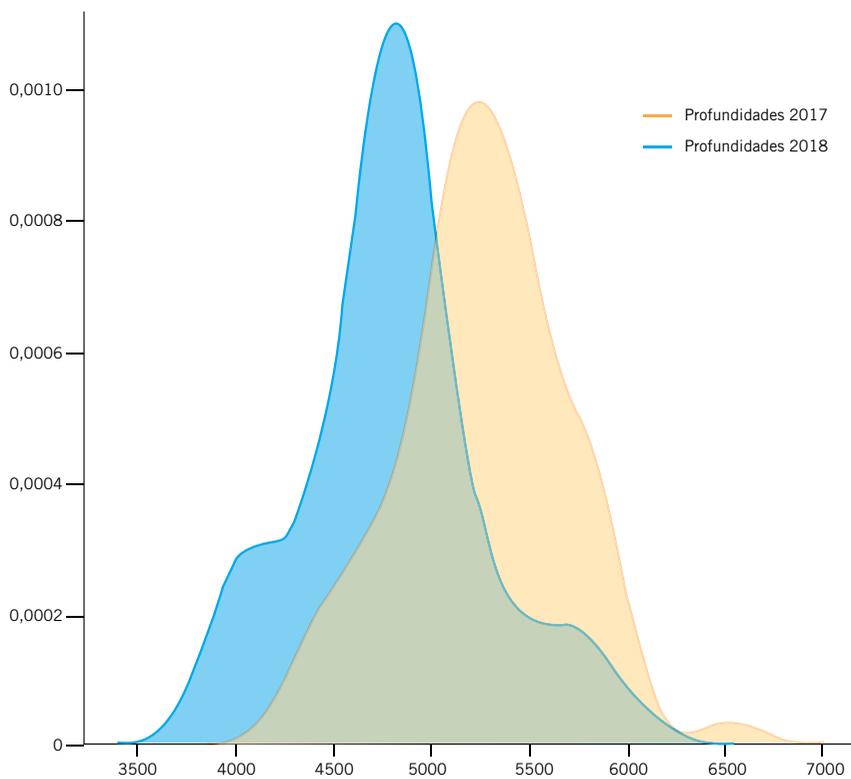


Figura 3.

optimización de la productividad del pozo. Esta variable de diseño define cuánto se quiere fracturar la roca en la proximidad del pozo. A mayor cantidad de *clusters* y etapas de fracturas, la productividad del pozo aumentará hasta alcanzar un máximo, que es cuando las fracturas se interfieren entre sí o se alcanzan zonas de poca productividad.

También se debe tener en cuenta que una mayor cantidad de fracturas y de *clusters* significa un mayor costo y, por lo tanto, es preciso encontrar el espaciamiento entre fracturas y *clusters* que nos den el óptimo económico. Es bien sabido entre ingenieros de reservorios que:

$$\frac{\Delta P}{Q} = f(A, \sqrt{k}, \text{etc.})$$

Donde $\frac{\Delta P}{Q}$ se considera relacionada

con la productividad dinámica del pozo.

A es el área creada por la fractura, a través de la cual fluyen los hidrocarburos que se producirán. Mientras mayor es el área A creada dentro de la zona productiva, mayor será la productividad del pozo.

Para hacer mayor nuestra área A, se debe inyectar más agua y más arena dentro de la zona más prospectiva, por lo general cerca del pozo.

Como explicamos, la productividad en la Cuenca Permian se incrementó paulatinamente con los aumentos en la cantidad de fracturas por pozo. Esto implicó un mayor volumen de agua y arena bombeados por metro de pozo.

En 2016, en West Texas, un diseño estándar de fractura consistía en bombear ~30 bls/ft de agua y unas 1500 bls/ft de arena. Actualmente, el diseño promedio ha evolucionado hasta

llegar a unos ~40bls/ft de agua y unas 2000 lbs/ft de agente de sostén.

En paralelo, allí los operadores han achicado el espaciamiento entre etapas de fracturas y han aumentado la cantidad de *cluster* por etapa con el fin de crear un área de mayor efectividad al distribuir las fracturas dentro de la zona más prospectiva de la roca.

Siguiendo estas experiencias, los operadores locales decidieron incrementar el volumen de agua hasta ~40bls/ft con resultados positivos. De hecho, probablemente, esta sea otra de las razones que explica las mejoras extraordinarias en la productividad en Vaca Muerta entre 2016 y 2018.

Estimamos que al achicar el espaciamiento entre fracturas y al agregar más *clusters* por etapa, de la misma manera que se hizo en los Estados Unidos, se puede incrementar la productividad hasta un 40% más por cada metro de pozo horizontal².

Al observar la figura 4, podemos concluir que posiblemente para muchos pozos en la Permian, la productividad por metro haya llegado a un máximo.

A pesar de que las compañías continúan reduciendo el espacio entre fracturas y han probado todo tipo de configuración en la completación de los pozos, la productividad no se ha incrementado en los últimos años de manera significativa. Si esto que observamos es correcto, la única manera de aumentar la productividad de los pozos sería simplemente incrementando su longitud.

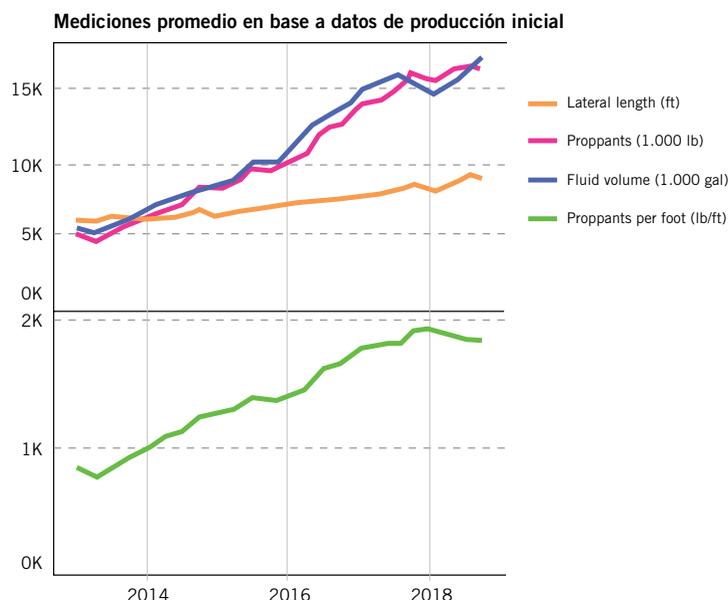


Figura 4.

Por el contrario, en la Argentina observamos que los operadores tienen un margen importante para aumentar la cantidad de fracturas y *clusters* por pozo para encontrar el óptimo. Como hemos dicho, ese es un trabajo que debe realizarse con un mayor entendimiento de la naturaleza de la roca, de su petrofísica, su geomecánica y sus respuestas ante diferentes configuraciones de fractura de pozo.

En resumen, entendemos que existe un buen margen en Vaca Muerta para que las compañías incrementen su productividad implementando diseños de completación con mayor densidad de fracturas y *clusters* que aumente el área de drenaje en la zona más productiva de la roca.

Conclusión

Los pozos petroleros de Vaca Muerta están produciendo en los mismos niveles que los pozos de la cuenca más prolífica de los Estados Unidos. Sin embargo, esta paridad se alcanzó con pozos en promedio más cortos y con configuraciones de terminación menos agresivos en términos de espaciamiento de etapas de fractura.

A pesar del grado de generalización sobre el que se basa este informe, podemos confiar en que nuestra convicción acerca del potencial de crecimiento en productividad de los pozos de petróleo de Vaca Muerta no es errada.

Particularmente, si tenemos en cuenta los resultados obtenidos hasta el momento con solo 800 pozos perforados, mientras que en la cuenca Permian se perforan, al menos 3000 cada año.

A pesar de las significativas mejoras en eficiencia logradas en estos años, los costos de desarrollo en la Argentina son todavía mayores en general que la de *plays* similares en los Estados Unidos. Existen razones estructurales que definen esta diferencia, como la falta de un mayor número de compañías de E&P y de servicios compitiendo, la existencia en la Argentina de un régimen impositivo poco competitivo y la menor disponibilidad de infraestructura, por nombrar solo algunos aspectos.

Creemos que las empresas locales continuarán implementando las tecnologías y las mejores prácticas cuyo

éxito fueron corroborados en Norteamérica, al mismo tiempo que seguirán optimizando los diseños de pozo con el fin de extraer el máximo posible de hidrocarburos de la roca. En definitiva, la posibilidad para el mediano o largo plazo de tener costos de desarrollo menores que en los Estados Unidos está a la vista.

Finalmente, y basados en la significativa diferencia que existe en los costos de ingreso o de adquisición de los derechos sobre los bloques, los

proyectos en Vaca Muerta están en una posición sobresaliente para convertirse en una inversión de alto retorno para los inversores que estén dispuestos a tomar el riesgo ubicado por encima de la superficie del terreno. ■

1 Shaleprofile.com analytic tools.

2 Luxmath Advisors Report: Completion and Landing Horizon Optimization - High Density Completions, January 2019.