

Vaca Muerta:

Por **Hugo Giampaoli**
y **Alejandro Gagliano** (GiGa Consulting)

balance de siete años de desarrollo



Un balance acerca de la actividad generada alrededor del desarrollo de los recursos no convencionales en el país, desde el anuncio internacional de las posibilidades y los alcances de su explotación.

El desarrollo del *shale gas* y del *shale oil* ha provocado una revolución en el mundo, al punto de ser parcialmente responsable de una sobreoferta que estimuló una estrepitosa caída del precio del petróleo en 2014, que aún estamos sufriendo.

La Argentina es uno de los cuatro países en el mundo que desarrolla sus recursos de *shale*, con el desarrollo de la Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina, proceso iniciado por YPF en julio de 2010 con la puesta en marcha del pozo LLLK.x-1.

Luego de siete años, se han perforado 734 pozos y la producción a junio de 2017 es de 37,296 barriles por día - bbl/d (5,929 metros cúbicos por día - m³/d) de petróleo y 209.8 millones de pies cúbicos por día - MMcf/d (5.94 millones de metros cúbicos por día - MMm³/d) de gas que representan un 8% del total de petróleo producido en el país y un 5% de la producción nacional de gas.

El movimiento económico asociado tuvo un gran impacto en la región, y las expectativas generadas llevaron la discusión a los titulares de los diarios y llegaron a la sociedad temas que habitualmente están reservados a los expertos. Surgieron movimientos en pro y en contra el desarrollo de Vaca Muerta y se generó un ámbito de discusión en los hogares.

En este trabajo se hace un análisis del proceso de desarrollo al evaluar las producciones obtenidas y las expectativas futuras, las áreas de mayor actividad, los actores involucrados, la geometría de pozos y su evolución en el tiempo, los tiempos de perforación, el hidrocarburo objetivo y otros aspectos que permiten entender la historia reciente y preparar a la industria para los próximos pasos.

Un análisis comparativo con los rendimientos y los costos logrados en Estados Unidos pone en perspectiva el punto actual de madurez del desarrollo de Vaca Muerta y las posibilidades de emular el éxito logrado en Eagle Ford, Bakken, Marcellus, Haynesville y, más recientemente en el Permian.

Los resultados de los análisis de pozos tipo y sus económicos son una muestra del desafío que la industria y el país tienen por delante para convertir el recurso del *shale* en el generador de un proceso de crecimiento de impacto nacional.

Introducción

Hacia fines de la primera década del siglo, se comienza a gestar una revolución tecnológica en los Estados Unidos, mediante la aplicación de nuevas tecnologías en reservorios de ultra baja permeabilidad. La posibilidad de realizar y de controlar adecuadamente múltiples fracturas en pozos horizontales y el soporte económico dado por un precio de los hidrocarburos sin precedentes le dieron vuelo a la industria. Al inicio fue el desarrollo del *shale gas* de diferentes cuencas el que provocó un incremento de la actividad que trajo aparejado una crisis de precios por exceso de oferta. La experiencia obtenida y el equipamiento desarrollado se fueron trasladando paulatinamente hacia otros plays con contenido de petróleo y gas-condensado.

El resultado superó las expectativas más optimistas y revirtió la tendencia declinante de la producción que se observaba desde la crisis de mediados de los años ochenta. Hacia 2012, no solo se había revertido la caída permanente de la producción, sino que se inició un explosivo crecimiento de la misma que catapultó la producción de los 5.7 millones de bbl/d (0.9 millones de m³/d) hasta los 9.7 MMbbl/d (1,5 MMm³/d), que sumados a un incremento también notable de los productos licuables llevó a los Estados Unidos a estar a la altura de los dos grandes productores mundiales, como Arabia Saudita y Rusia.

El derrumbe de los precios de diciembre de 2014 generó una crisis en la industria que se vio reflejada en la producción alcanzando valores mínimos a mediados de 2016. A partir de entonces, con la recuperación parcial del precio, sumado a notables mejoras en la productividad y reducciones en los costos de los servicios, impulsaron nuevamente la producción hasta llegar, en agosto de 2017, a los máximos precrisis.

Motivados por este cambio de paradigmas, la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA) publicó en 2011 un informe con el potencial de *shale gas* de una gran cantidad de cuencas hidrocarburíferas del mundo, entre las que se encontraba en un lugar preponderante la Cuenca Neuquina y su roca generadora principal, Vaca Muerta.

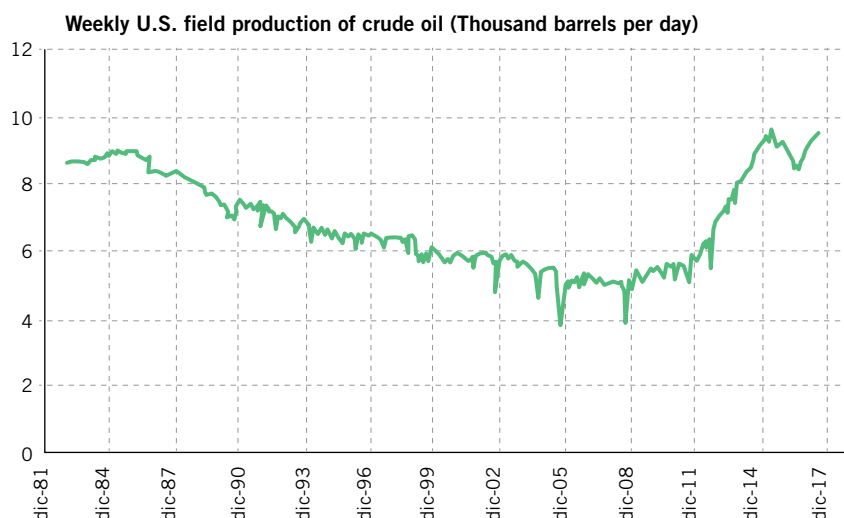


Figura 1. Producción de petróleo – US.

Desde entonces, la industria se ha focalizado en Vaca Muerta como uno de los *plays* más prometedores del mundo, lo que generó una gran actividad y puso el tema en la agenda diaria no solo de los argentinos sino de la industria en general, ejemplo de ello son los compromisos de compañías, como Dow; Shell, Exxon, Petronas y otros grandes jugadores que no estaban actuando en el sector de E&P.

Este trabajo recopila información pública de más de 730 pozos perforados y expone el resultado del análisis de producción, eficiencia en los tiempos de perforación y la expectativa de reservas asociadas. El análisis económico indica que los pozos verticales no han resultado ser rentables, mientras que los resultados más recientes de pozos horizontales son prometedores teniendo en cuenta que aún hay un amplio margen para evolucionar en la curva de aprendizaje.

Desarrollo

En junio de 2010, YPF profundizó el pozo Loma La Lata Karst – x1 (LLLK-x1), fue el primer pozo con producción de *shale gas*. Posteriormente, en noviembre de ese mismo año, YPF profundizó el pozo Loma La Lata – 479 (LLL-479) y obtuvo el primer pozo productor de *shale oil*, inició así esta nueva etapa en el desarrollo del play.

Desde entonces YPF ha sido el actor mayoritario del *shale* en la Argen-

tina responsable de 622 de los 734 pozos (85%). Otros operadores han sido partícipes en el desarrollo de Vaca Muerta, de acuerdo con el detalle de la figura 2, pozos por operador.

El área de mayor desarrollo de Vaca Muerta es Loma Campana, que incluye los yacimientos de Loma Campana propiamente dicho y el sector norte de Loma La Lata. En esta zona se concentra el 70% de los pozos y el 76% de la producción de petróleo, sobre una superficie de aproximadamente 33 km x 7 km.

La figura 3 confirma a YPF como un actor preponderante, situación que se observa desde 2014. En el último semestre hubo una mayor participación de otros operadores.

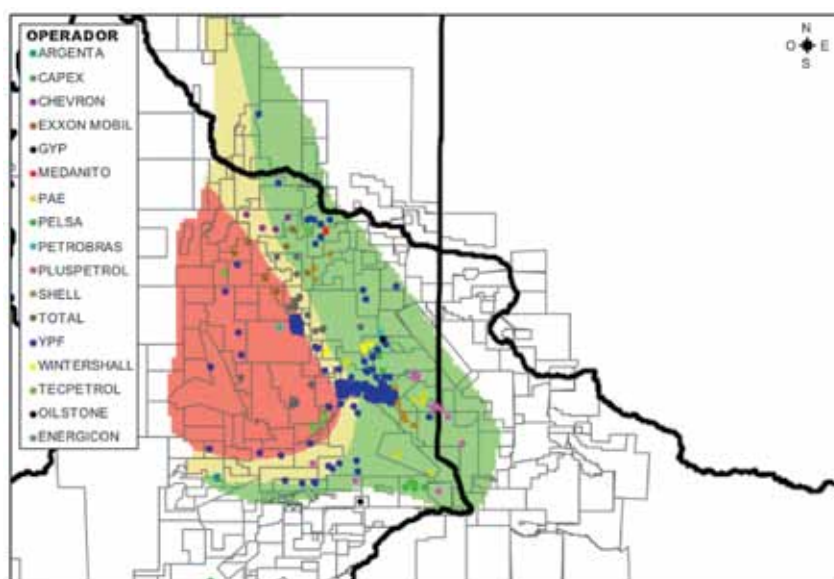


Figura 2. Pozos por operador.

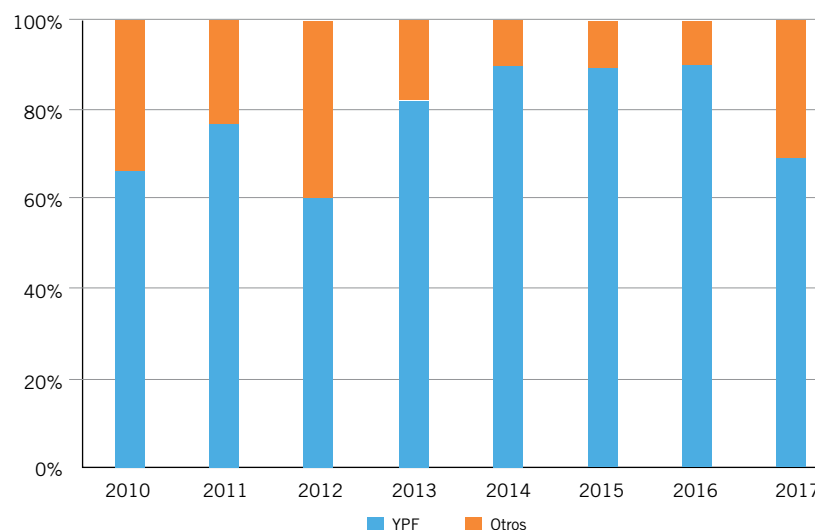


Figura 3. Actividad principal operador.

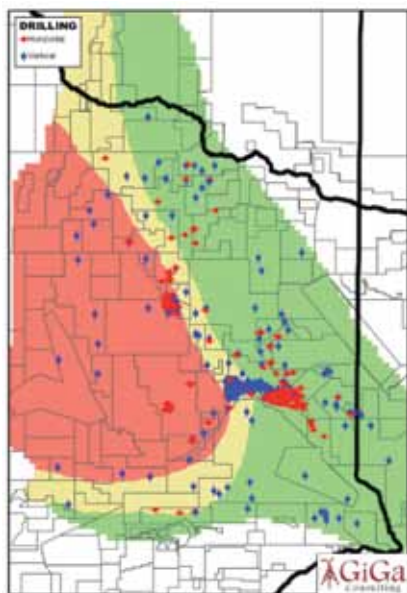


Figura 4. Tipos de pozo según su geometría.

Geometría	Nº de pozos
Horizontal	224
Vertical	510
Total general	734

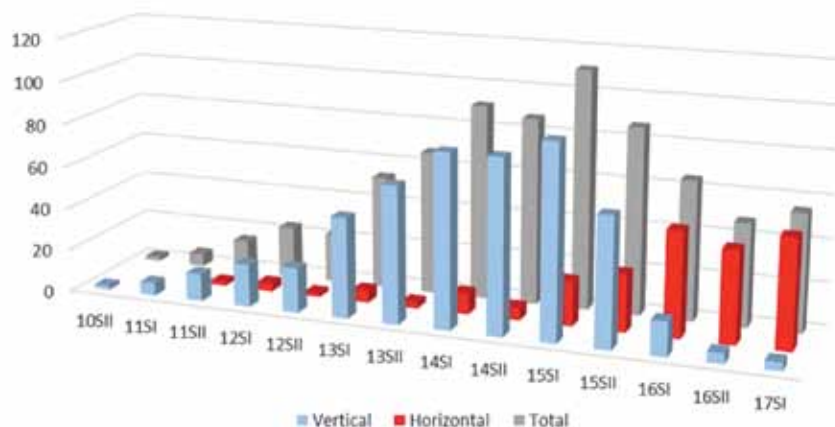
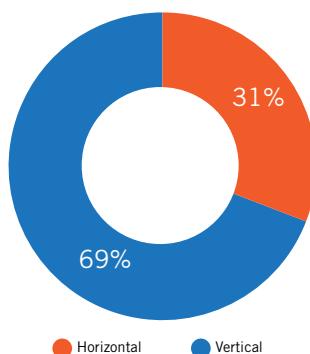


Figura 5. Pozos perforados por semestre.

En Vaca Muerta inicialmente el desarrollo fue mediante pozos verticales con el fin de atender el inusual espesor de la formación de interés. YPF fue el principal impulsor de esta tendencia hasta que en 2015 quedó en evidencia que no se lograría la rentabilidad por esa vía y migró hacia pozos horizontales.

Hasta ese momento se contabilizan 224 pozos horizontales, el 31% del total (Figura 4).

Luego de los primeros cinco años de esfuerzos para el desarrollo de Vaca Muerta mediante la perforación de pozos verticales, se podía pensar que para continuar desarrollando el *shale*, los operadores debían enfocarse en la perforación de pozos horizontales. Esto sucedió a principios del 2016 cuando la cantidad de pozos hori-

zontales perforados superó a los verticales hasta alcanzar, actualmente, una proporción del 93% de los pozos perforados. En la figura 5, pozos perforados por semestre, se presentan los

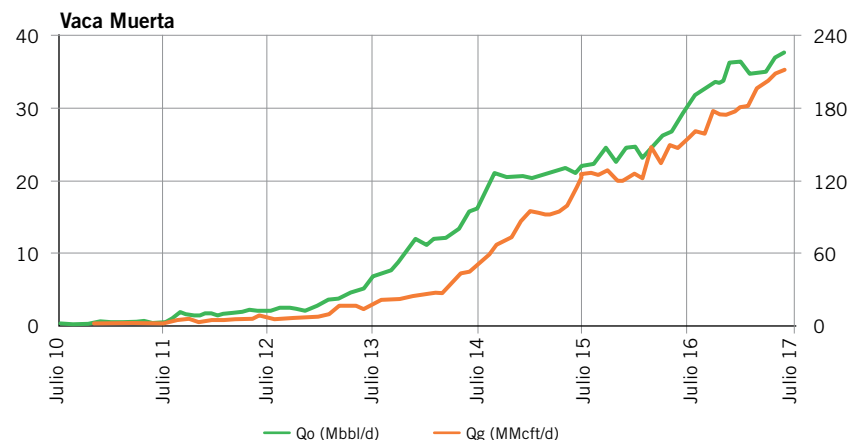


Figura 6. Mapa de inversiones.

zozos perforados por semestre desde comienzos del desarrollo.

En la figura 5 también puede observarse que luego de dos años de una caída continua en la actividad, el primer semestre de 2017 muestra una leve recuperación. A continuación, en la figura 6, se presenta un mapa de los principales proyectos anunciados por los operadores en Vaca Muerta que permite inferir que este incremento en la actividad se consolidará en el futuro inmediato. Los colores de los cuadros corresponden a las zonas de fluido (gas, petróleo negro o petróleo volátil).

La producción de Vaca Muerta alcanza los 37,296 bbl/d (5,929 m³/d) de petróleo y 209.8 MMcft/d (5.94 MMm³/d) de gas. En la figura 7, producción Vaca Muerta, se lee la producción de petróleo (curva verde en miles de bbl/d –Mbbl/d) en el eje izquierdo y la de gas (curvas roja, en millones de cft/d – MMcft/d) en el derecho.

Objetivo hidrocarburos líquidos

Pozos verticales

El aumento en la actividad generó un aprendizaje que permitió bajar los tiempos de perforación y consecuentemente, los costos, aunque en el último trimestre parece haberse detenido el proceso de mejora y aún se encuentra muy alejado de lo que se obtiene en las cuencas de referencia de los Estados Unidos. En la figura 8, tiempos de perforación pozos verticales, se observa que el promedio de días de perforación desciende desde 2011 hasta llegar a los actuales 28 días en el caso de los pozos verticales.

La curva de aprendizaje que se ob-

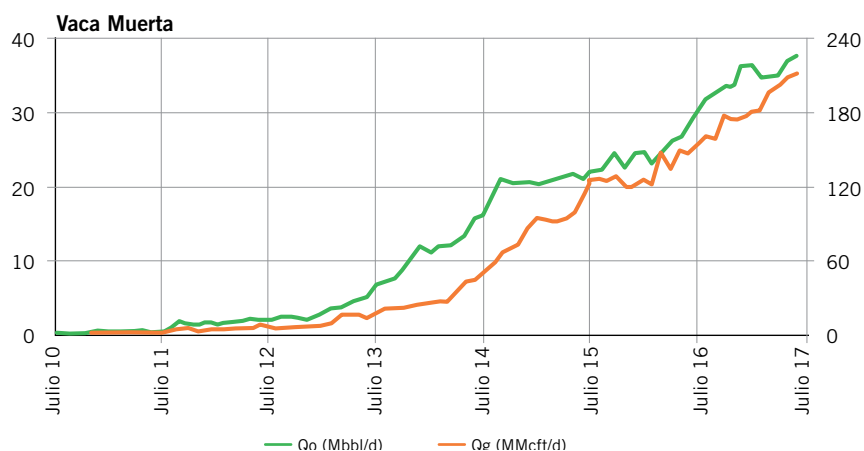


Figura 7. Producción Vaca Muerta.

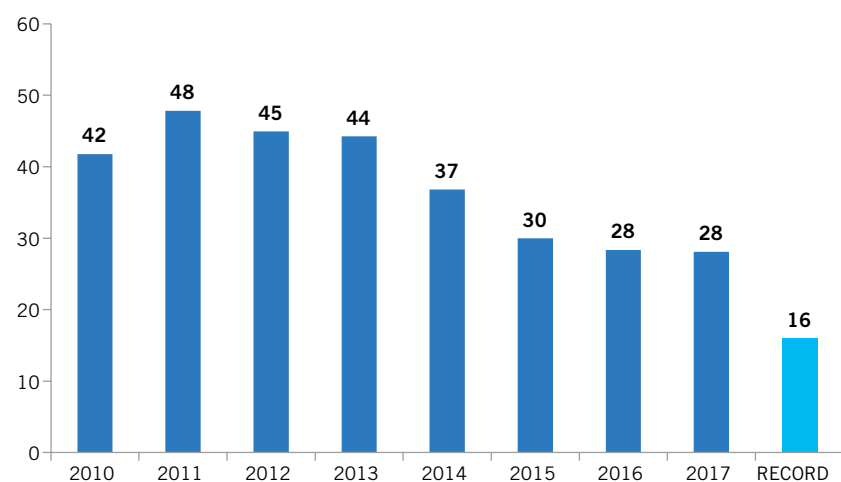


Figura 8. Tiempos de perforación pozos verticales.

serva en los tiempos de perforación no fue acompañada por un incremento en los rendimientos de producción inicial.

La evolución de los caudales iniciales se presenta en la figura 9, caudales iniciales petróleo - verticales.

Los pozos verticales han mostrado resultados por debajo de las expectativas luego de un comienzo esperanzador. En los inicios de la perforación se obtuvieron algunos buenos resultados, por lo que se esperaba que, con mejor conocimiento de las zonas y con las técnicas adecuadas de terminación se hubiesen obtenido resultados que justificaran un desarrollo basado en pozos verticales. Sin embargo, con el tiempo, las curvas de producción mostraron comportamientos peores que los previstos. Muchos pozos que parecían haber alcanzado tendencias estables de declinación, cayeron bruscamente. Otros nunca abandonaron la fuerte declinación exponencial inicial, en algunos casos la causa pudo haber sido el reducido espaciamiento en algunas zonas que habría dado lugar a interferencias.

El caso más emblemático del bajo rendimiento de pozos verticales se da en la porción sur de LLL, donde entre 2014 y 2015 se perforaron más de 130 pozos, de los que solamente dos superarían la EUR de 150 Mbbl, y 71 pozos estarían por debajo de 50 Mbbl (Figura 11).

Pozos horizontales

El aumento en la actividad generó un aprendizaje que permitió bajar los tiempos de perforación y consecuentemente los costos, aunque se encuentren muy alejado de lo que se obtiene en las cuencas de referencia de los Estados Unidos. En la figura 12, tiempos de perforación pozos horizontales. se

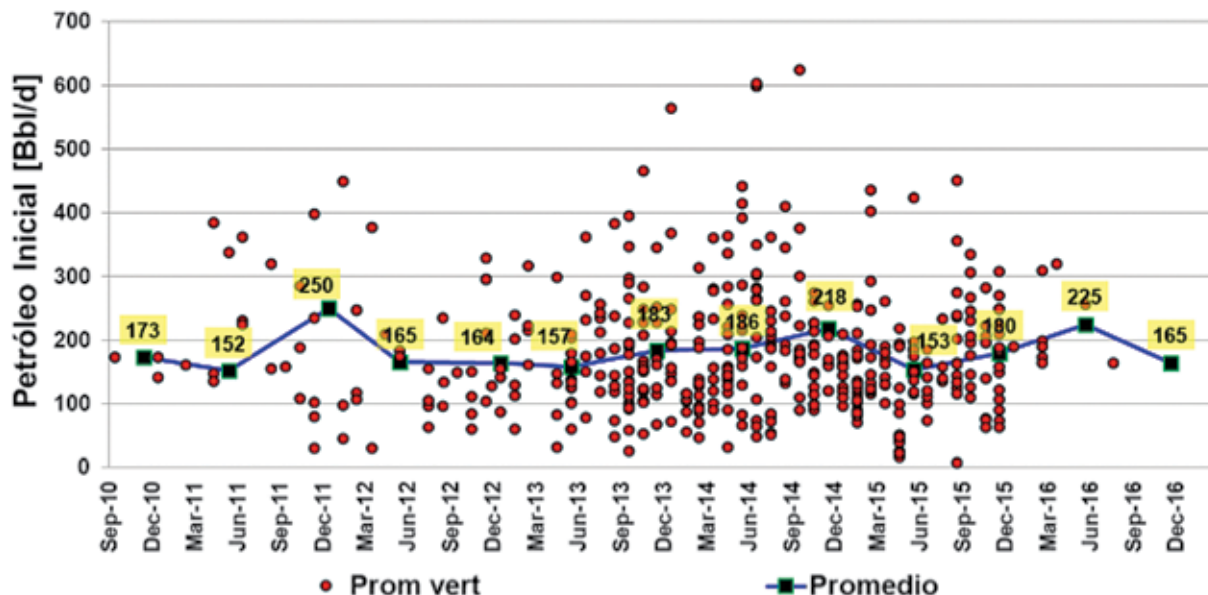


Figura 9. Caudales iniciales petróleo - verticales.

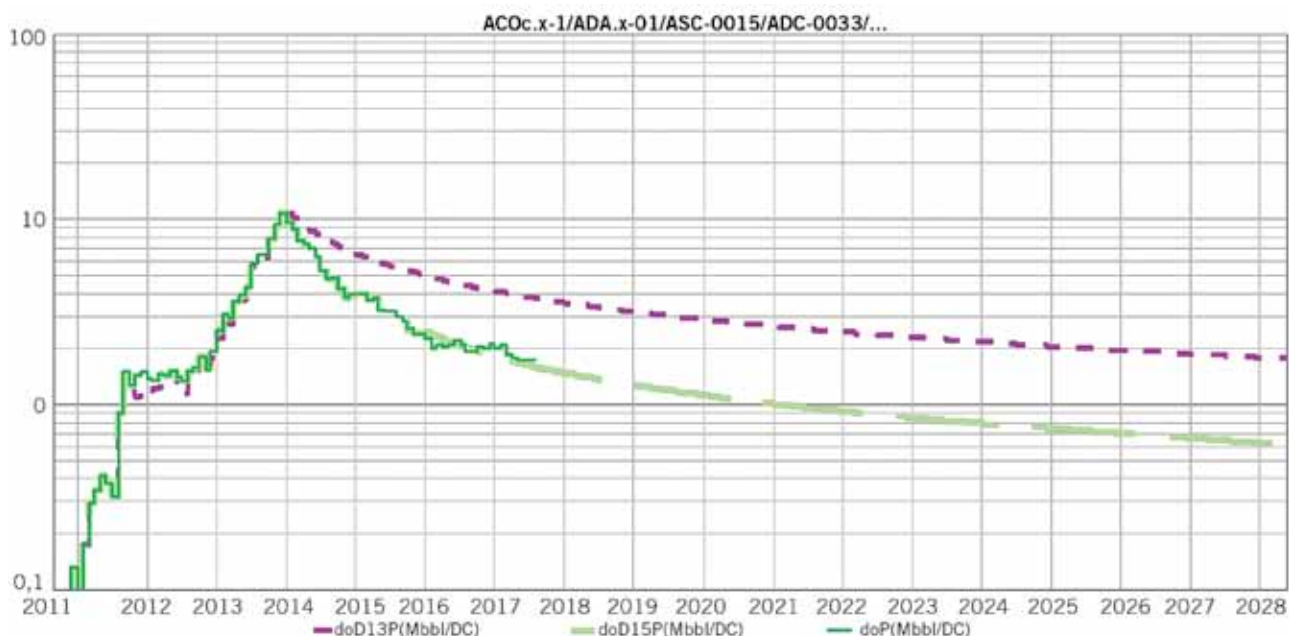


Figura 10. Pronóstico diciembre-13 y diciembre-15, pozos verticales.



Figura 11. EUR zona sur LLL.

resultados para apreciar la tendencia creciente. En la figura 14, caudales iniciales petróleo – horizontales, se observa que desde mediados de 2015 los caudales iniciales se estabilizaron en torno a los 525 bbl/d. Considerando que los pozos productores generalmente alcanzan sus picos de producción en el tercero o cuarto mes, la campaña de 2017 podría no haber alcanzado su máximo aún. Como referencia han sido graficados, los promedios de los pozos verticales (línea celeste).

Aun teniendo conocimiento de las incertidumbres asociadas, se realizó un ejercicio de extrapolación del comportamiento a 30 años con el fin de conocer el orden de magnitud de la recuperación final esperada (EUR

observa que los tiempos de perforación han bajado y que el promedio de los pozos perforados en 2017 es de 31 días. El récord en Vaca Muerta corresponde al pozo LLL-1281(h) perforado este año en tan solo 17 días.

Más aún si se tiene en cuenta que se ha incrementado la longitud lateral de los pozos. En la figura 13 se muestran el promedio de metros avanzados por día en cada semestre.

Para analizar los caudales iniciales de los pozos horizontales, se agruparon por semestre y se graficaron sus

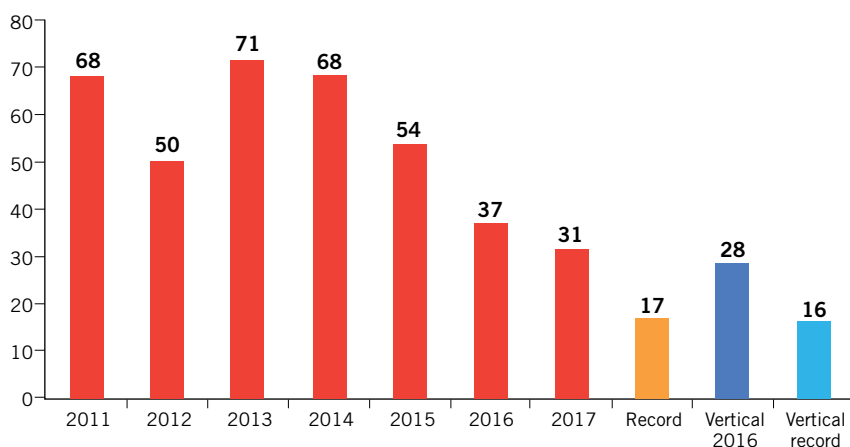


Figura 12. Tiempos de perforación pozos horizontales.

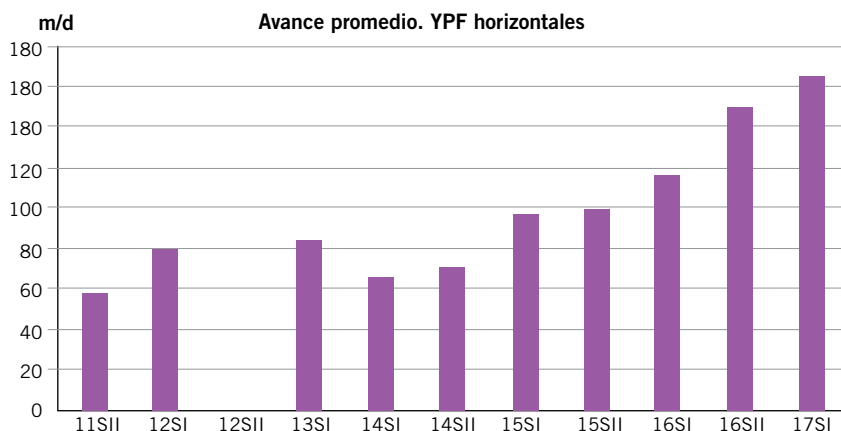


Figura 13. Avance promedio.

Comparación con otros Play de los Estados Unidos

A continuación se compara el pozo horizontal medio de Vaca Muerta con *Eagle Ford*.

Uno de los operadores líderes de *Eagle Ford* publica los resultados de sus campañas de perforación y analiza la producción acumulada en los primeros 360 días de vida. Agrupados en los grandes sectores, se observa que año a año han mejorado los rendimientos (Figura 18).

Una gráfica similar para Vaca Muerta con pozos perforados en 2016 señala que existen pozos que alcanzan

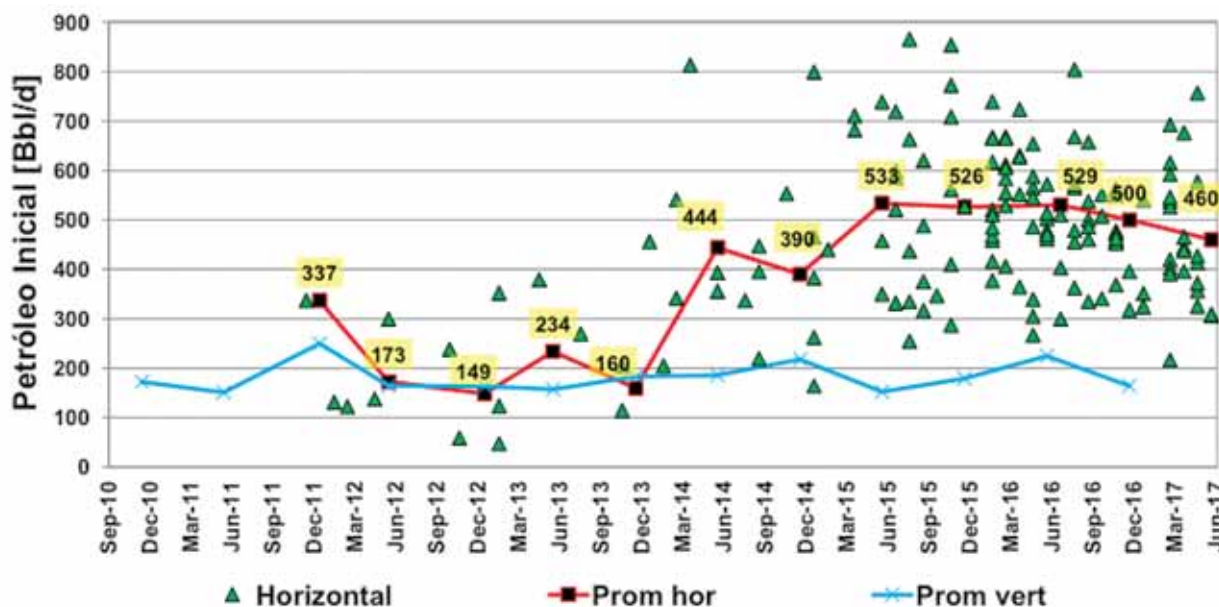


Figura 14. Caudales iniciales petróleo – horizontales.

por sus iniciales en inglés). Los valores están expresados en Mboe (en miles de barriles de petróleo equivalente). El valor medio de EUR para los pozos verticales es 120 Mboe mientras que los horizontales alcanzarían los 463 Mboe. En la figura 15, se presenta el gráfico de EUR para pozos horizontales con el correspondiente promedio semestral y el promedio de los verticales.

Para comprender el significado económico de los resultados hasta aquí logrados, se realizó un análisis de rentabilidad mediante flujo futuro de fondos (*cash-flow*) para distintos pozos horizontales. Del análisis surgió que el pozo tipo de los pozos perforados en la zona de Petróleo Negro tendría una rentabilidad antes de impuesto a las ganancias mayor al 13% bajo los supuestos empleados.

- Precio petróleo de 50 US\$/Bbl

- Precio de gas escalonado desde 7,5 US\$/MMBTU
- Regalía del 12%
- Otros impuestos 4,5%
- OPEX promedio 8 US\$/boe
- CAPEX 10 MMUS\$

los mejores rendimientos de *Eagle Ford*. Esto indica que, desde el punto de vista de los resultados de producción, Vaca Muerta está demostrando ser un *play* de clase mundial (Figura 19).

Otro indicador de calidad y eficiencia del desarrollo está dado por

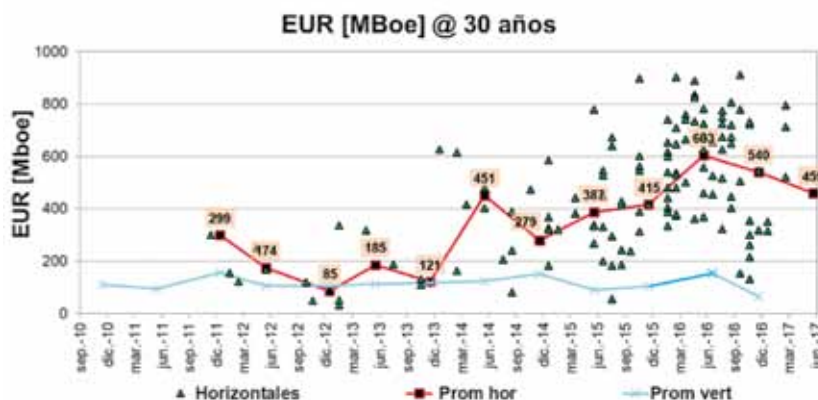


Figura 15. EUR promedio horizontales.

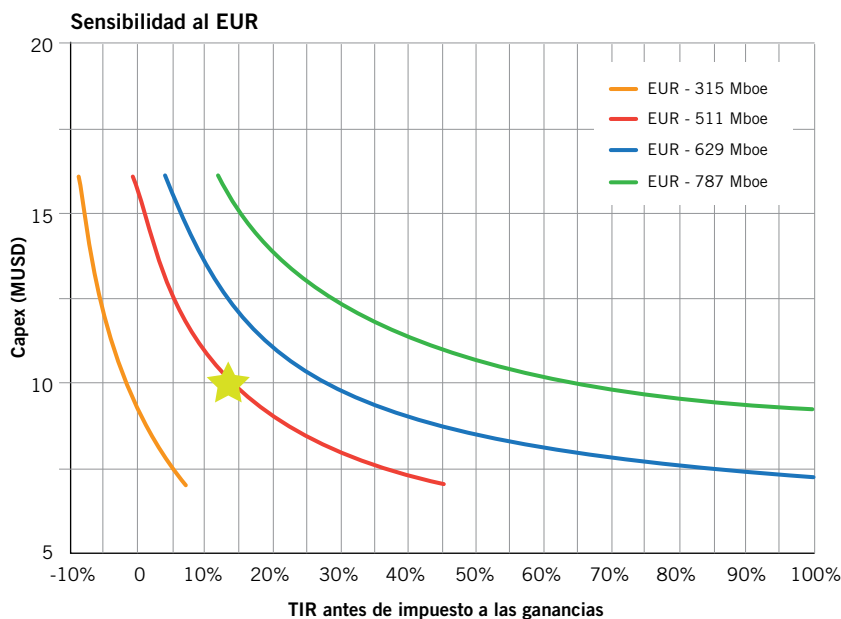


Figura 16. Sensibilidad para un pozo horizontal de petróleo. Pozo promedio Vaca Muerta black oil (EUR= 510 Mboe). La estrella marca el pozo promedio de Vaca Muerta black oil (EUR = 510 Mboe).

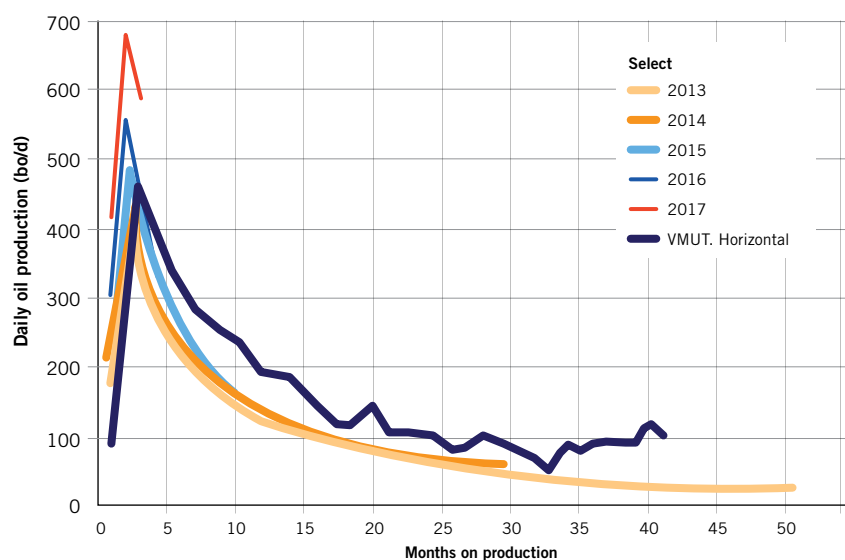
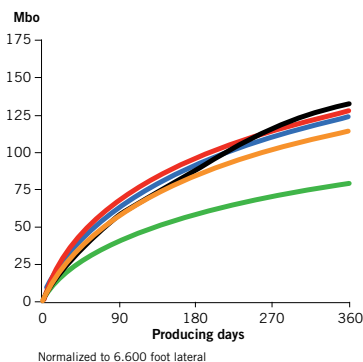


Figura 17. Eagle Ford versus Vaca Muerta horizontal petróleo negro.

los caudales iniciales. En la figura 20 se muestran los resultados del último año en un play de Texas para 12 diferentes operadores. Se observa que la media para los primeros tres meses de vida está en el orden de los 400 Boepd (63.6 m³/d), muy similares a los obtenidos en los pozos de Vaca Muerta.

Al analizar los mejores pozos, se observa que todavía hay un camino por recorrer. En la figura 21 se muestra una estadística de los pozos que superan los 1,000 Boed (159 m³/d). En Vaca Muerta solo cuatro pozos alcanzaron esa cantidad (LEsc.e-3, LLL-992, BdC-x2 y SB.x-1005).

Eagle Ford West Wells
Average cumulative oil production



Eagle Ford East Wells
Average cumulative oil production

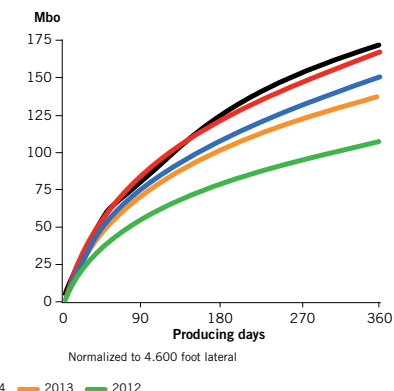


Figura 18. Acumulada 360 días Eagle Ford – Source EOG.

En los Estados Unidos se siguió perforando aún con precios de venta del crudo muy inferiores a los que rigen en la Argentina hasta ahora, y como hemos visto los rendimientos de producción no son demasiado diferentes, sin duda es necesario focalizarse en el otro parámetro de la ecuación, los costos.

En este sentido, es sabido que por cuestiones de escala y otros factores macroeconómicos, los costos de los productos y servicios en nuestro país son mayores, y es limitado lo que la industria puede hacer al respecto.

Un aspecto donde se puede lograr mejoras es la eficiencia en la perforación, la incidencia de los días de perforación en el costo es directa. Los gráficos que se muestran en la figura 22 corresponden a pozos horizontales de Delaware Basin (Texas), Eagle Ford (Texas) y Bakken (Dakota del Norte) a profundidades similares a los de Vaca Muerta y con extensiones laterales de entre 7000, 5300 y 8400 pies, (2134 m, 1616 m y 2561 m, respectivamente). Se observa que los tiempos de perforación promedios en el primer trimestre de 2017 fueron entre 6 y 20 días según el caso, mientras que en Vaca Muerta los pozos se perforan en 31 días (récord 17 días).

Objetivo gas

En la zona de gas se han perforado 105 pozos de los cuales 75 se encuentran activos y producen 154 MMcf/d (4.36 MMm³/d). En base a una muestra de 88 pozos, se graficó la distribución de probabilidad del caudal inicial en tiempo efectivo. El caudal inicial P50 es de 3,900 Mcft/d (110 Mm³/d) y el promedio es 4,685 Mcft/d (133 Mm³/d).

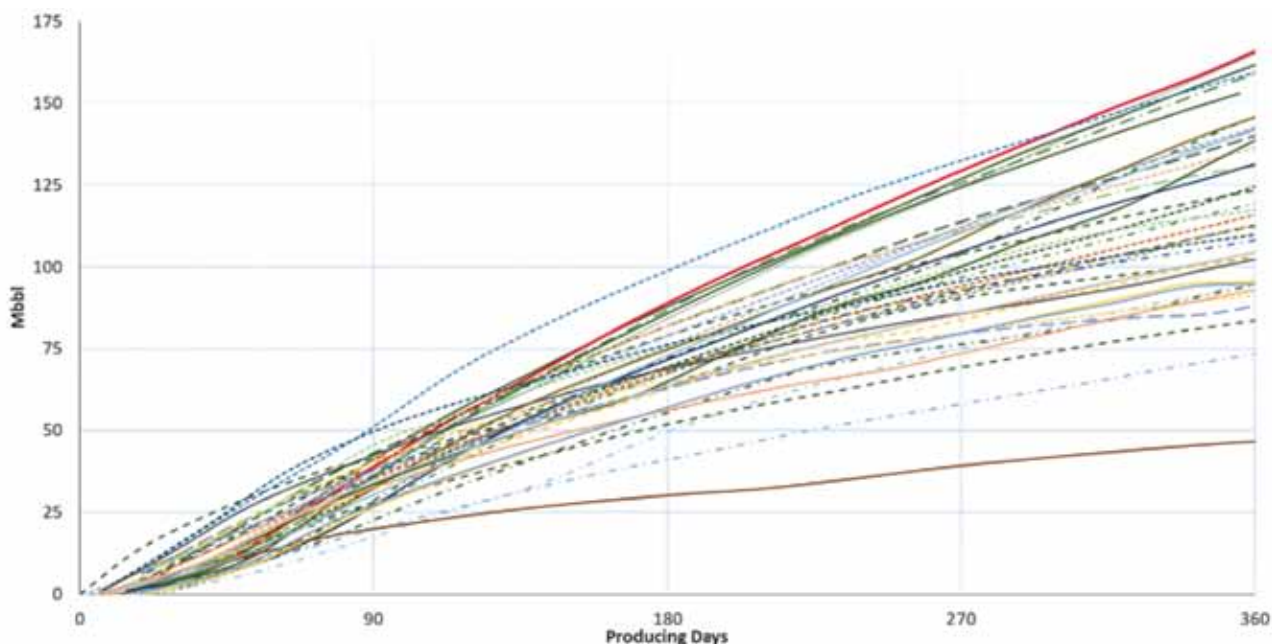


Figura 19. Acumulada 360 días Vaca Muerta horizontales.

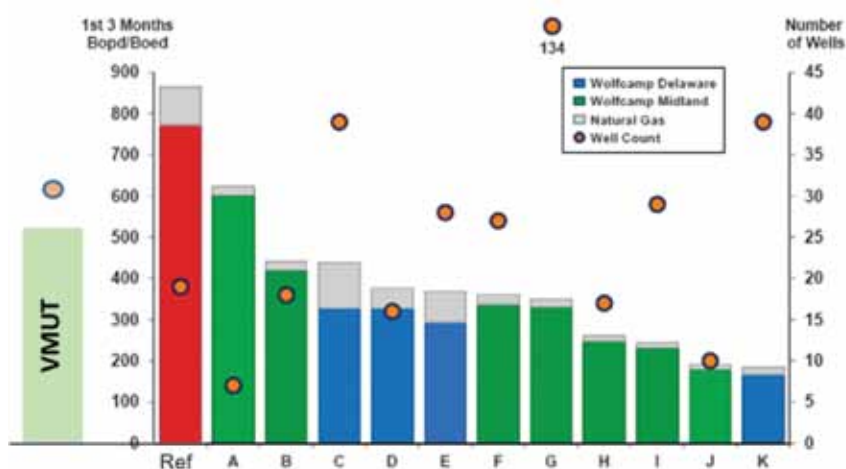


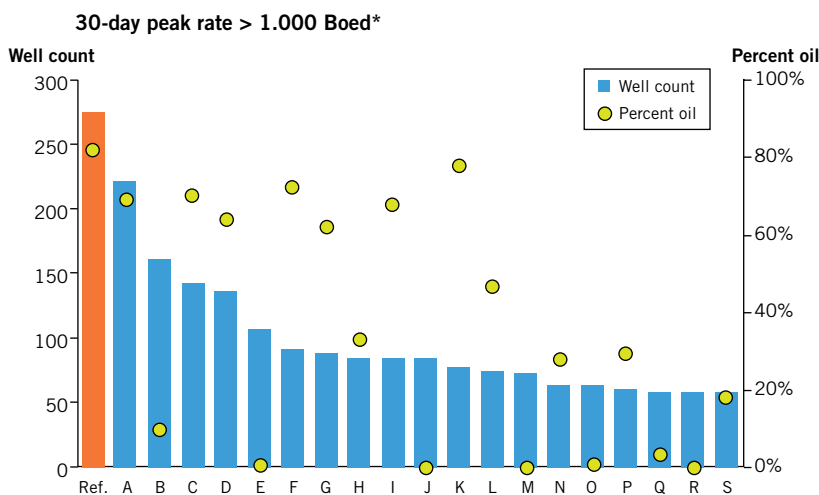
Figura 20. Caudales iniciales Texas.

Se espera que, en los próximos meses, los mayores esfuerzos de la industria se focalicen en el desarrollo de la zona de gas, considerando los nuevos escenarios de precios y el déficit que presenta el país.

En la figura 23 se presenta la historia de producción de la zona de gas, con la cantidad de pozos activos.

Del total de pozos perforados en la zona de gas existen 62 pozos horizontales (60%). En la figura 24, caudal inicial de gas por pozo, se muestra un ranking de los 15 mejores caudales iniciales de gas. La totalidad de los pozos de este ranking es ocupada por pozos horizontales.

Los desarrollos más importantes en esta zona son El Orejano, área operada por YPF, que cuenta con 57 pozos perforados, de los cuales 50 se encuentran activos produciendo 105 MMcf/d (3 Mm³/d); el área de Total, Aguada Pichana, donde se perforaron 13 pozos que producen 15.7 MMcf/d (557 Mm³/d); y el área de Tecpetrol, Fortín de Piedra que produce 22.7 MMcf/d (642 Mm³/d) con solo 4 pozos activos. En esta última área se espera uno de los mayores crecimientos en el corto plazo, los constantes anuncios de diversas fuentes indican que hay cinco equipos trabajando en la zona.

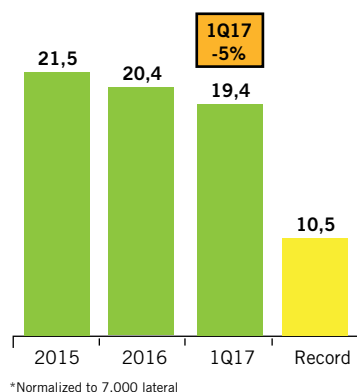


Fuente: Sandford C. Bernstein & Co. Ythousand club includes wells with 30 day rate over 1.000 Boed in 2015.

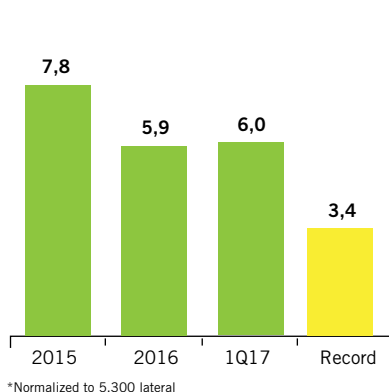
Figura 21. Producciones mayores a 1000 Boed.



Delaware Basin Wolfcamp oil play



South Texas Eagle Ford



Bakken

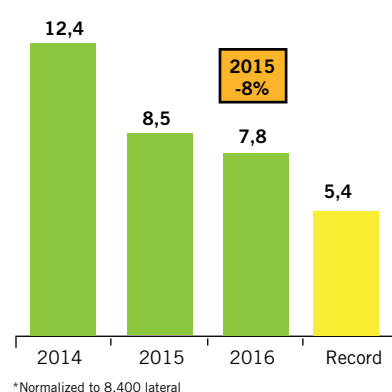


Figura 22. **Tiempos de perforación.**

El análisis económico también fue realizado para los pozos horizontales de gas. El precio del gas se modeló según el esquema definido por el gobierno, que comienza con 7.5 U\$/MMBTU en 2017 y 2018, descende 0.5 U\$/MMBTU por año hasta alcanzar los 6 U\$/MMBTU en 2021, precio que se mantendría constante. El análisis se realizó a nivel pozo sin considerar inversiones en instalaciones y transporte. En la figura 25 se muestran los tiempos de repago para distintos pozos característicos.

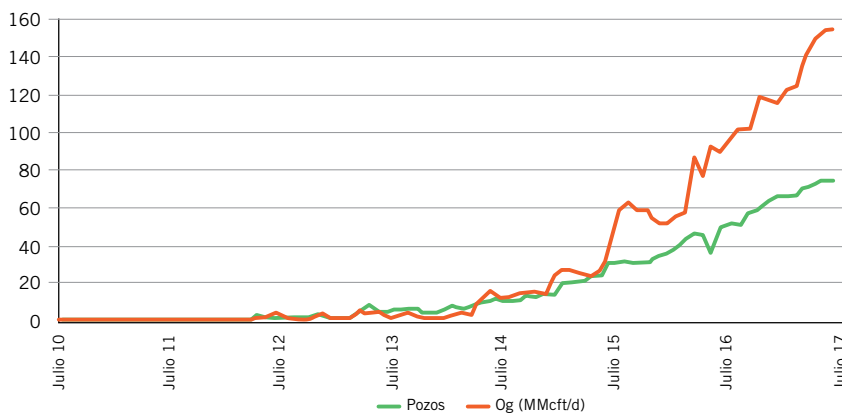


Figura 23. **Producción de gas - zona gas.**

Caudal inicial de gas Mscf/d

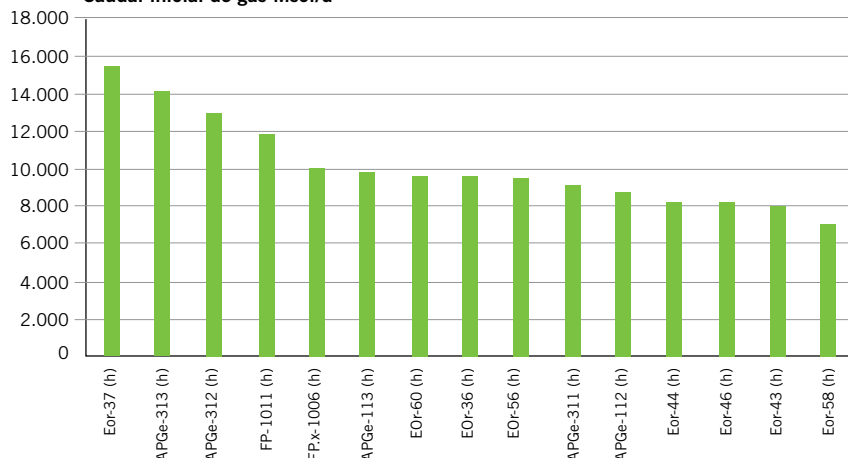


Figura 24. Caudal inicial de gas por pozo.

Bibliografía

Secretaría de Energía de la Nación www.se.gov.ar
 Legarreta & Villar (modificado de Legarreta & Villar, 2012).
 EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. June 2013.
 YPF-Actualidad del desarrollo de HC no convencionales-Presentación 2014.
 America Petrogas, feb-2013.
 Gutiérrez Schmidt *et al.*, *El shale de la Formación Vaca Muerta: Integración de datos y estimación de recursos de Petróleo y Gas asociado, provincia de Neuquén*. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, (2014).
 EOG resources www.eogresources.com
 EIA www.eia.gov

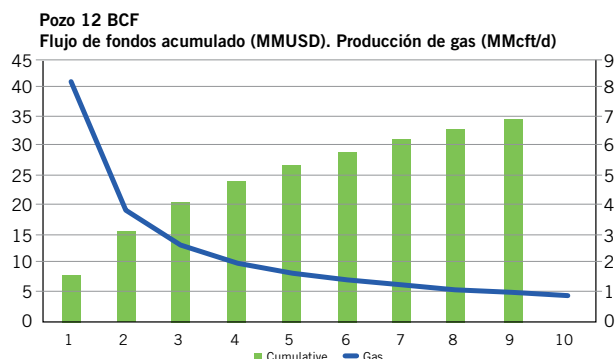
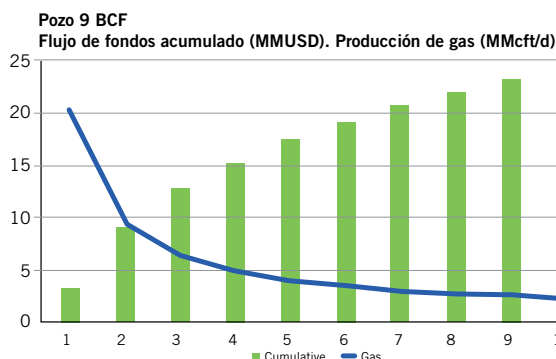
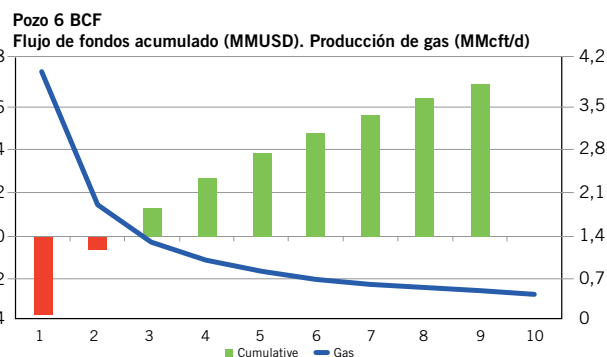
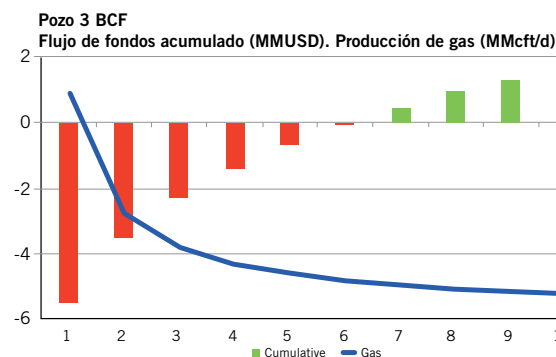


Figura 25. Repago de pozos horizontales de gas.