

VACA MUERTA: BALANCE DE 5 AÑOS DE DESARROLLO

Hugo Giampaoli, GiGa Consulting, hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Sinopsis

El desarrollo del Shale 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, y que todavía estamos sufriendo.

Argentina es uno de los 4 países en el mundo en desarrollar sus recursos de Shale, con el desarrollo de la Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina, proceso iniciado por YPF en 2010.

Luego de casi 6 años, se han perforado más de 600 pozos y la producción a marzo-16 es de 24,183 barriles por día - **bbl/d** (3,845 metros cúbicos por día - **m3/d**) de petróleo y 147.3 millones de pies cúbicos por día - **MMcft/d** (4.2 millones de metros cúbicos por día - **MMm3/d**) de gas que llevados a nivel país representan un 4 % del total de petróleo y un 3% 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 permearon a la sociedad temas que habitualmente están reservados a los expertos. Surgieron movimientos pro y contra el desarrollo de Vaca Muerta y se generó un ámbito de discusión en todos los hogares.

En el presente trabajo se hace un análisis del proceso de desarrollo, evaluando 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 costos logrados en Estados Unidos, pone en perspectiva el punto actual de madurez del desarrollo de Vaca Muerta.

Hacia el final del trabajo, se hacen análisis económicos de los pozos promedio conseguidos a la fecha y del total del desarrollo de Vaca Muerta como un único proyecto. Los resultados son orientativos 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 Estados Unidos, mediante la aplicación de nuevas tecnologías en reservorios de ultra baja permeabilidad. La posibilidad de realizar y controlar adecuadamente múltiples fracturas en pozos horizontales, y el soporte económico dado por un precio de los hidrocarburos sin precedentes, dieron un 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 fue trasladando paulatinamente hacia otros plays con contenido de petróleo y gas-condensado (Shale y Tight Oil). El resultado superó las más optimistas expectativas, revirtiendo la tendencia declinante de la producción que se observaba desde la crisis de mediados de los 80. 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 EE.UU. a estar a la altura de los dos grandes productores mundiales como Arabia Saudita y Rusia.

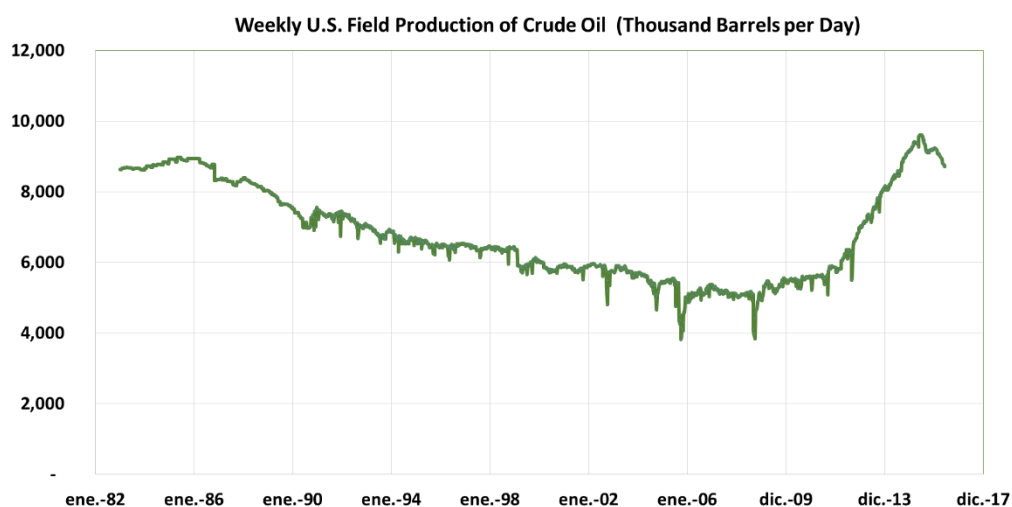


Figura 1: Producción de petróleo - US

Motivados por este cambio de paradigmas, la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA) publicó en 2011 un reporte 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.

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, y otros nuevos jugadores que no estaban actuando en el sector de E&P.

El presente trabajo recopila información pública de más de 600 pozos perforados, exponiendo el resultado de 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 resultan 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), resultando ser 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), obteniendo el primer pozo productor de Shale Oil, y dando inicio a esta nueva etapa en el desarrollo del play.

Desde entonces YPF ha sido el actor mayoritario del Shale en la Argentina responsable de 515 de los 602 pozos (85%). Otros operadores han sido partícipes en el desarrollo de Vaca Muerta, de acuerdo al detalle de la Figura 2.

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 75% de los pozos y el 90% de la producción de petróleo, sobre una superficie de aproximadamente 33 km x 6 km.

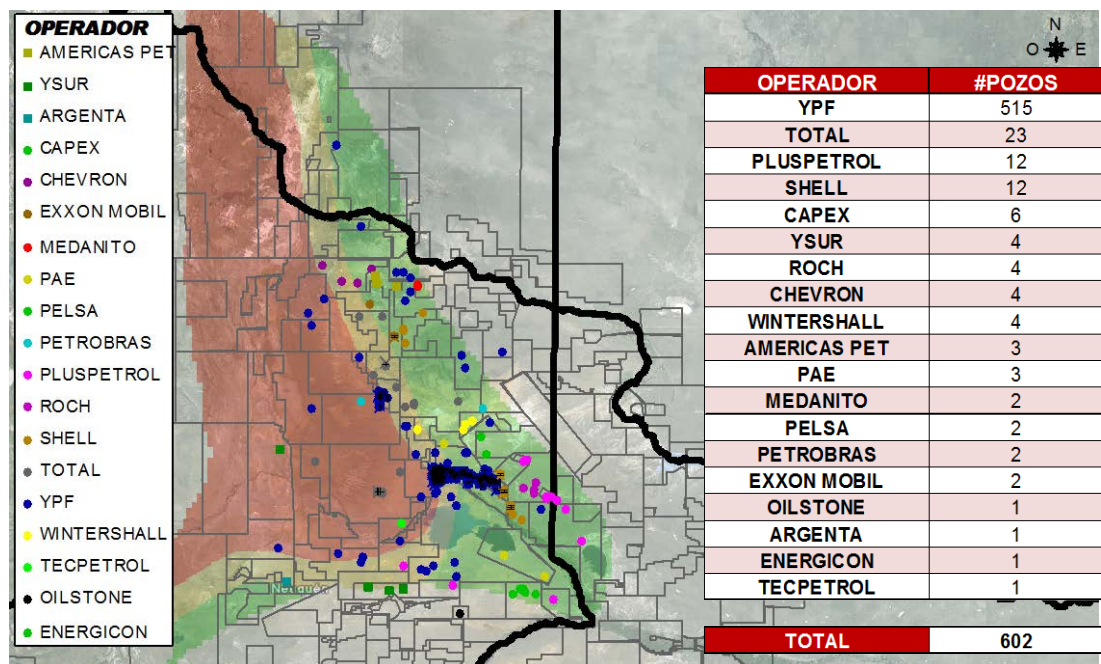


Figura 2: Pozos por operador

Una de las principales tecnologías a las que se atribuye el boom del Shale, es el Fracturamiento Hidráulico Múltiple en Pozos Horizontales. En Vaca Muerta se presenta la particularidad de que sólo 104 pozos (17% del total) son Horizontales. Este es un aspecto crucial para interpretar adecuadamente los resultados productivos que se presentan hasta ahora

En lo que respecta a la geometría de los pozos la estadística y su distribución areal es la siguiente:

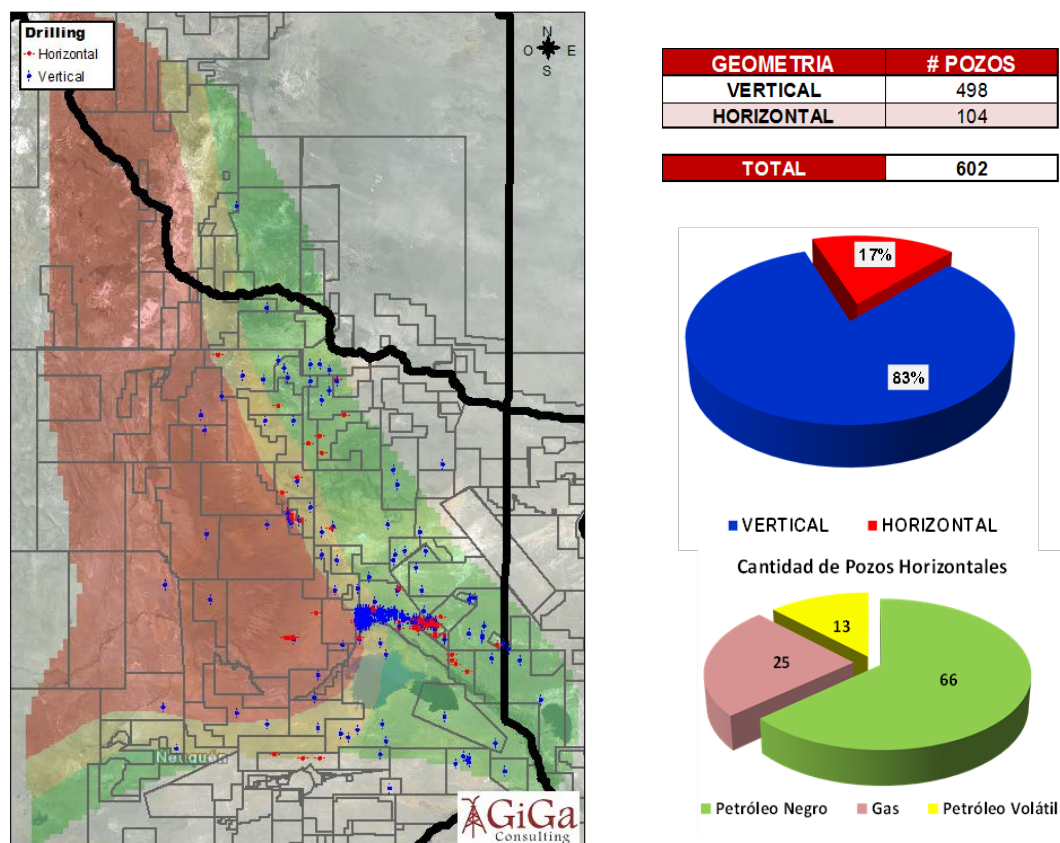


Figura 3: Tipos de Pozo Según su Geometría

Los pozos horizontales completados desde el 2014 han iniciado con buenos caudales iniciales (entre 350 y 850 bbl/d), producto de mayor longitud en las ramas y mayor cantidad de etapas de fractura, por lo que se espera que los pozos verticales dejen de ser una opción de desarrollo.

Del análisis de la Relación Gas Petróleo (GOR), para Vaca Muerta, se definieron regiones con tipo de fluido característico (Gas, Gas Húmedo/Petróleo Volátil y Petróleo Negro) que resultan consistentes con mapas geológicos/geoquímicos presentados en la literatura. Según estas regiones se identificaron 310 pozos en la zona de gas húmedo/petróleo volátil, 228 pozos en la zona de petróleo negro y 64 pozos en la zona de gas.

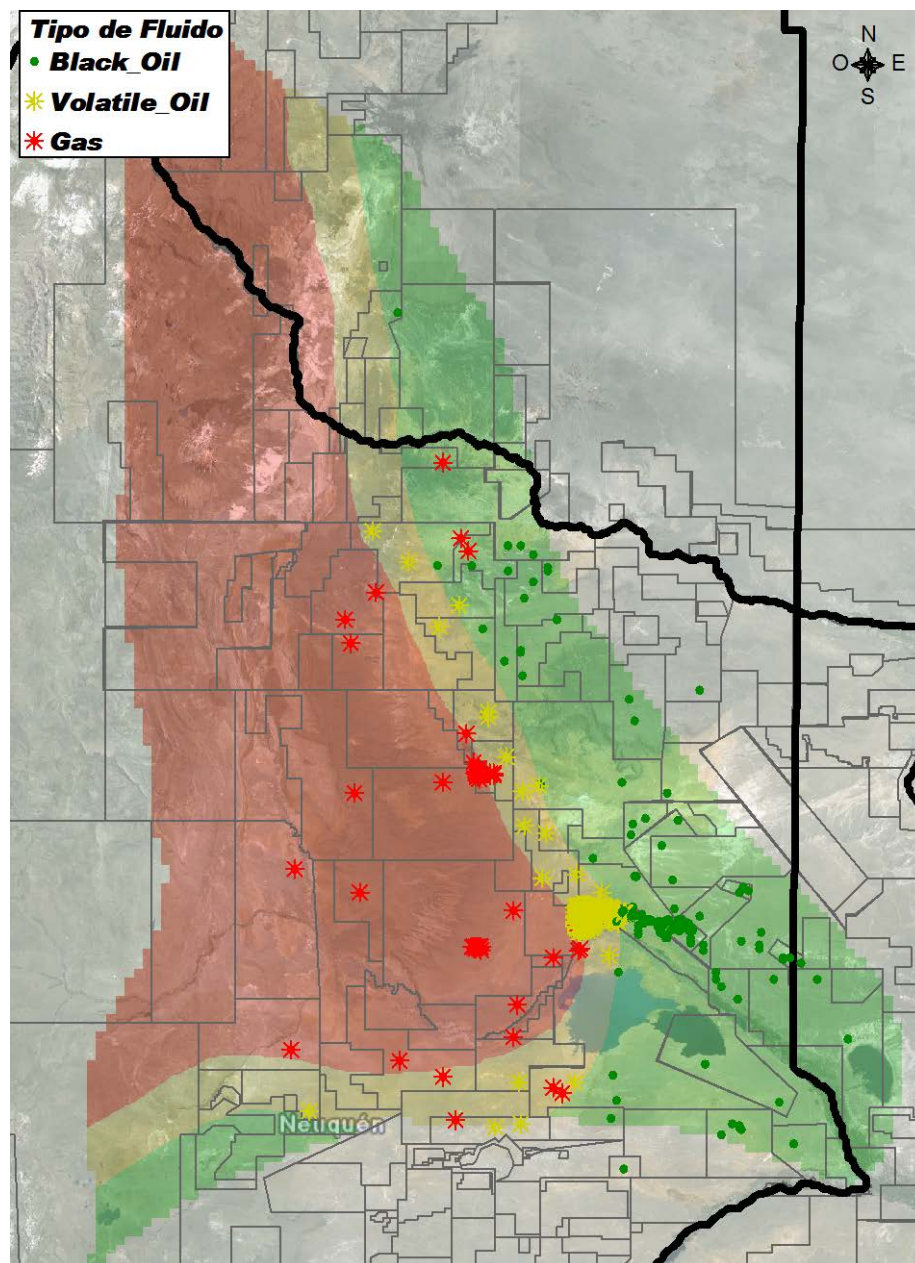


Figura 4: Pozos a Vaca Muerta (categorizado por tipo de fluido)

En la Figura 5 se presentan los pozos perforados por semestre desde comienzos del desarrollo. Se observa cómo ha ido aumentando la cantidad de pozos perforados y la proporción de horizontales. En el primer trimestre del 2016 se han perforado 36 pozos de los cuales 23 son horizontales.

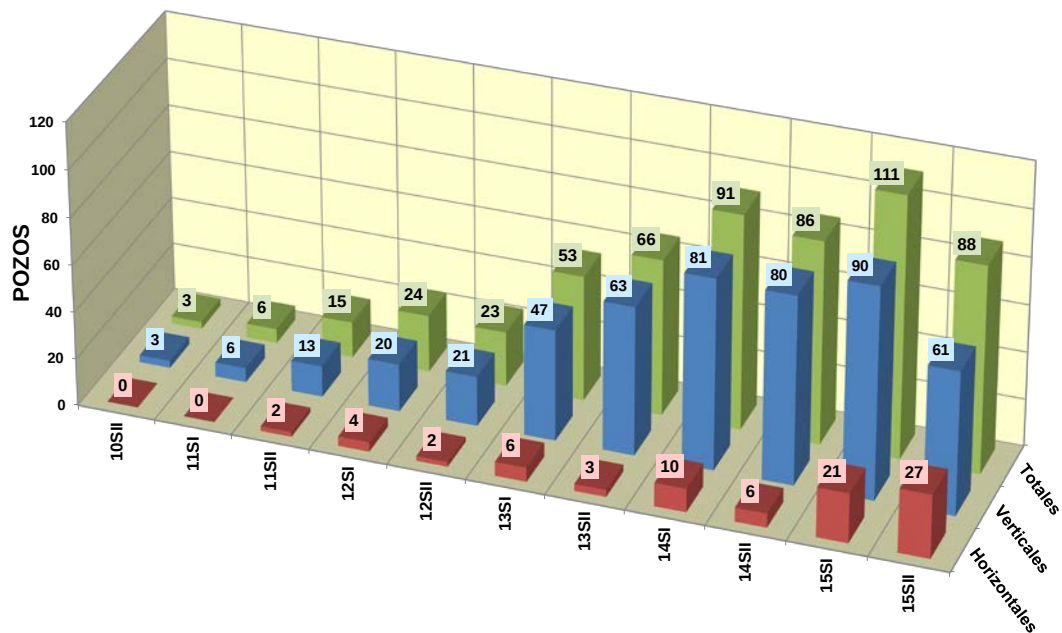


Figura 5: Pozos perforados por semestre

La siguiente Figura confirma a YPF como actor preponderante, situación que se viene observando desde el año 2014.

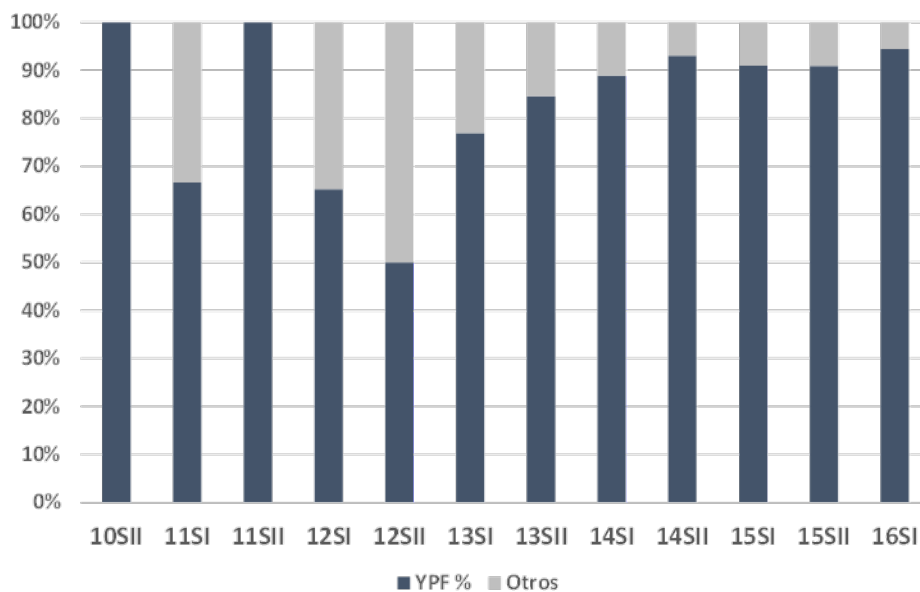


Figura 6: Actividad Principal Operador

La producción de Vaca Muerta alcanza los 24,183 bbl/d (3,845 m³/d) de petróleo y 147.3 MMcft/d (4.2 MMm³/d) de gas. El pico de producción de petróleo fue en octubre de 2015 y alcanzó los 24,580 bbl/d (3,910 m³/d), mientras que la producción de gas muestra un permanente crecimiento y se espera que siga en esa senda en los próximos meses. En la Figura 7 se leen las producciones de petróleo (curva verde en miles de bbl/d –**Mbbl/DC**) y gas (curvas roja, en millones de cft/d – **MMcft/DC**), y en el grafico inferior la cantidad de pozos activos (curva marrón).

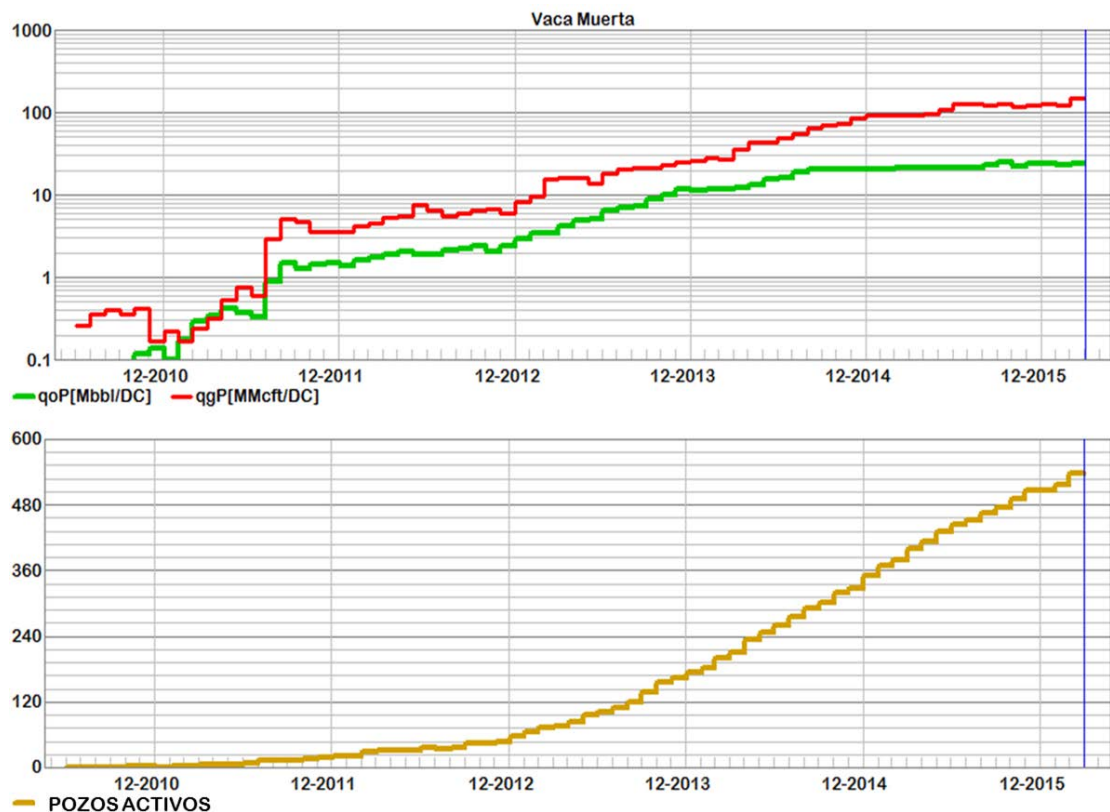


Figura 7: Producción Vaca Muerta

En la Figura 8 se muestran los caudales iniciales de los pozos perforados, el promedio global se incrementa en los últimos semestres como consecuencia directa del impacto de mayor proporción (y mejores) pozos horizontales. El promedio de todos los pozos arroja un caudal inicial de 214 bbl/d y la distribución de probabilidad indica que el P10/P50/P90 es 75/176/402 bbl/d, respectivamente.

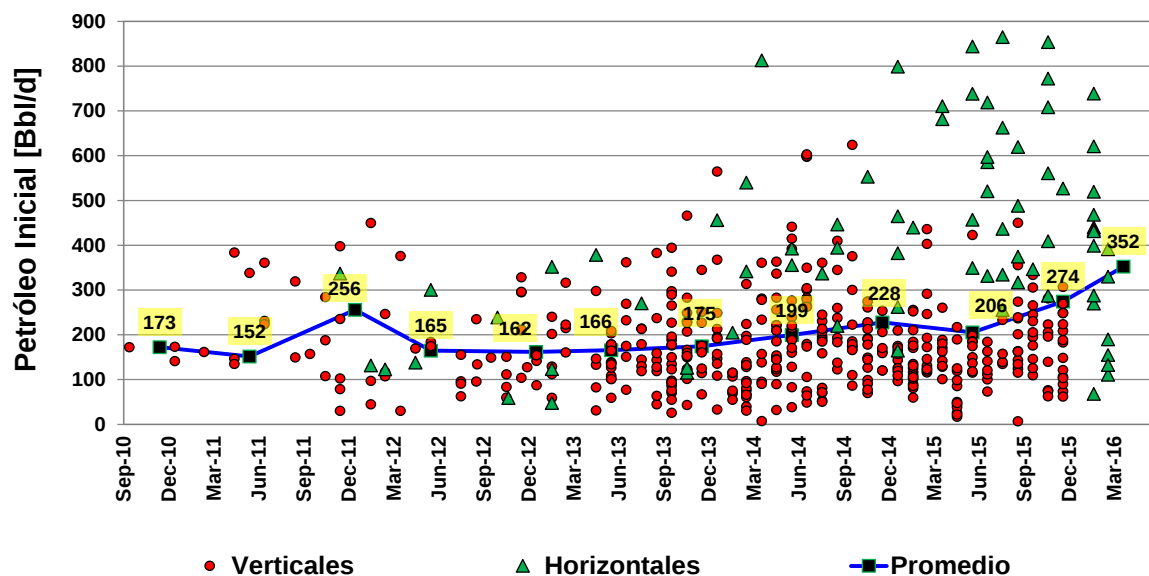


Figura 8: Caudales iniciales de petróleo

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 9 se observa que el promedio de días de perforación desciende desde el 2011 hasta llegar a los actuales 29 días en el caso de los pozos verticales.

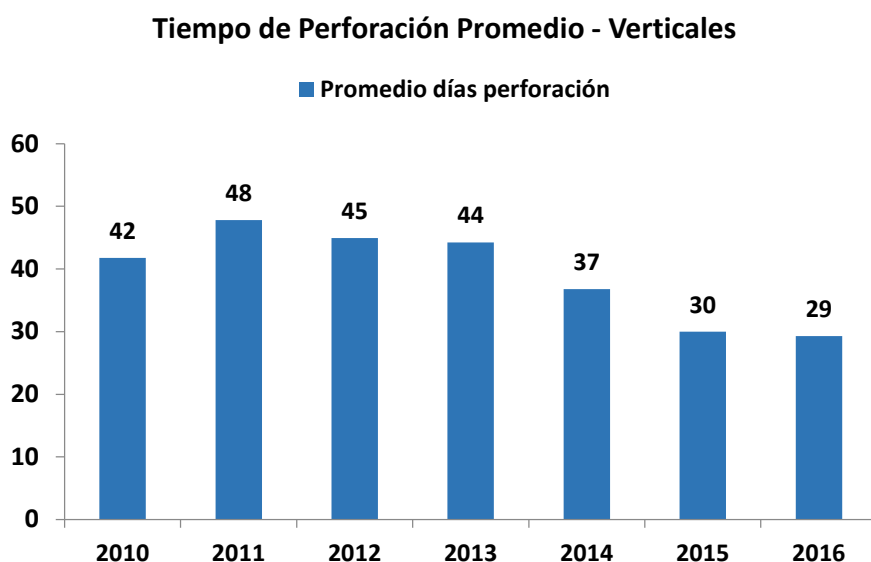


Figura 9: Tiempos de perforación pozos verticales

La curva de aprendizaje que se observa en los tiempos de perforación, no se observa en los rendimientos de producción inicial de los pozos verticales. La evolución de los caudales iniciales se presenta en la Figura 10.

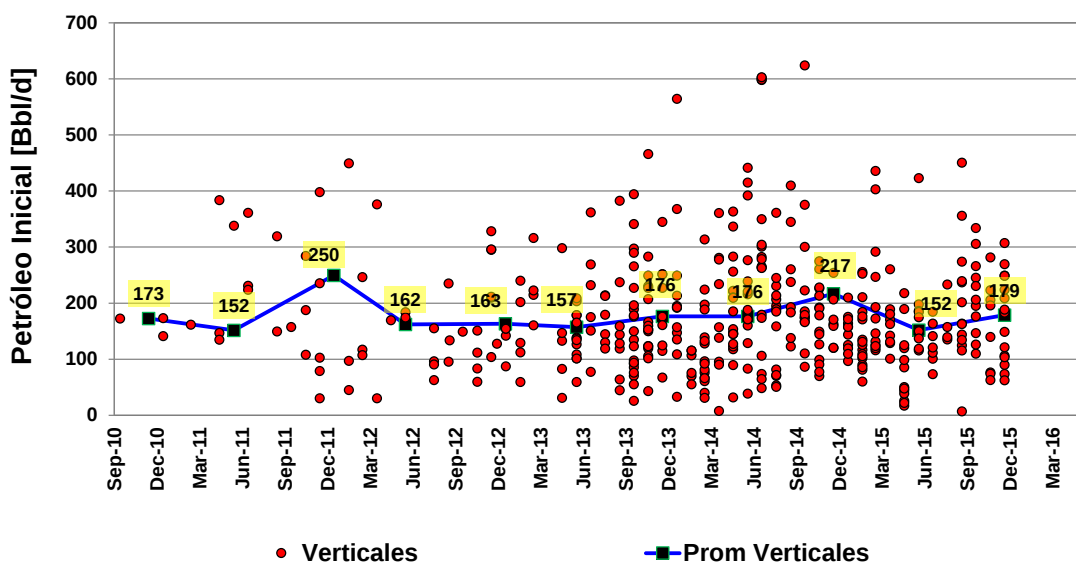


Figura 10: Caudales iniciales petróleo – Verticales

Tanto la experiencia mundial como los pozos perforados a la fecha, demuestran la existencia de un interesante potencial de RECURSOS que se transformarán progresivamente en reservas, a medida que

se avance en el conocimiento de las condiciones geológicas más favorables, la aplicación de la tecnología más adecuada para cada caso y por cierto, un tema no menor, encontrar la economicidad de los distintos proyectos no alcanzada aún.

A marzo de 2016 se cuenta con información de 602 pozos en un lapso de casi seis años. Aun sabiendo de las incertidumbres asociadas, se realizó un ejercicio de extrapolación del comportamiento a 25 años a efectos de conocer el orden de magnitud de la recuperación final esperada (EUR por sus iniciales en inglés). Los valores están expresados en Mboe (en miles de barriles de petróleo equivalente), en función del GOR de cada pozo se estimaron los Mboes. El valor medio de EUR para los pozos verticales es 130 Mbbl.

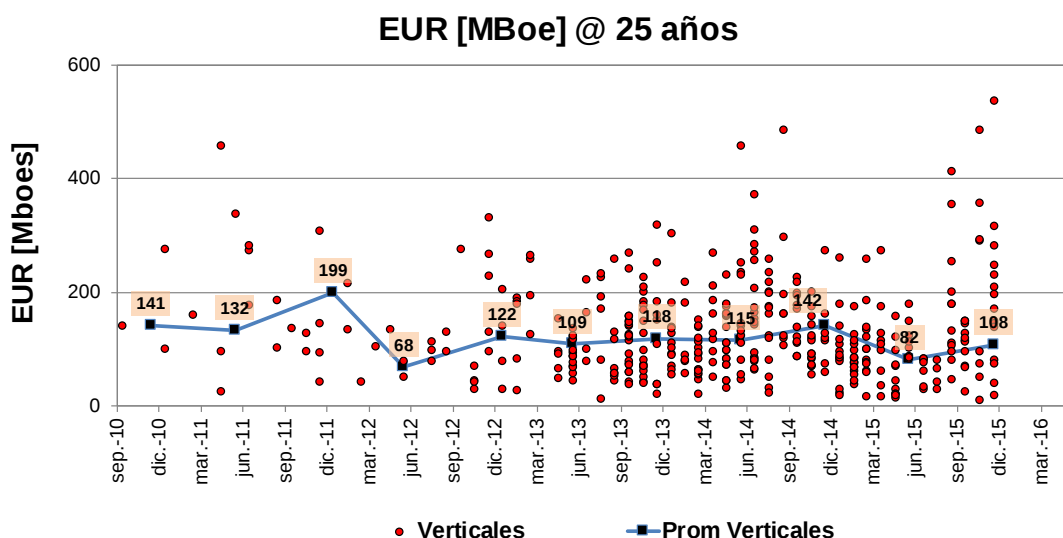


Figura 11: EUR promedio verticales

Conforme a la evolución de todos los pozos perforados llevados a tiempo cero, se calcularon pozos tipo para cada una de las zonas bajo desarrollo:

POZO TIPO	VERTICAL	
	BLACK OIL	VOLATILE OIL
EUR [Mbbl]	91	101
EUR [Mboe]	105	173
Qi [bbl/d]	118	132
b	1.05	1.09
Dni [%Dea]	68	72.5
N pozos	162	297

$$Q_n = Q_i * (1 + D_i * b * t_n) e^{-\left(\frac{1}{b}\right)}$$

Los pozos verticales han mostrado resultados decepcionantes 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 técnicas adecuadas de completación, se obtuvieran resultados que justificaran un desarrollo basado en pozos verticales. Con el tiempo, sin embargo, 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, pudiendo ser consecuencia en algunos casos del reducido espaciamiento en algunas zonas que habría dado lugar a interferencias.

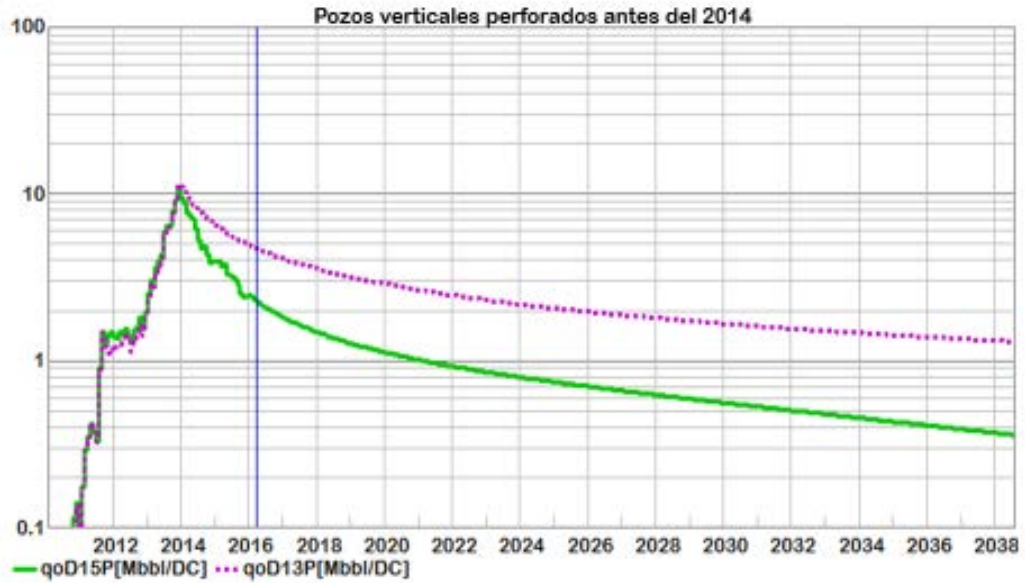


Figura 12: Pronóstico diciembre-13 y diciembre-15, pozos verticales

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 127 pozos, de los que solamente dos superarían la EUR de 150 Mbbl, y 61 pozos estarían por debajo de 50 Mbbl, con un promedio de 55 Mbbl por pozo.

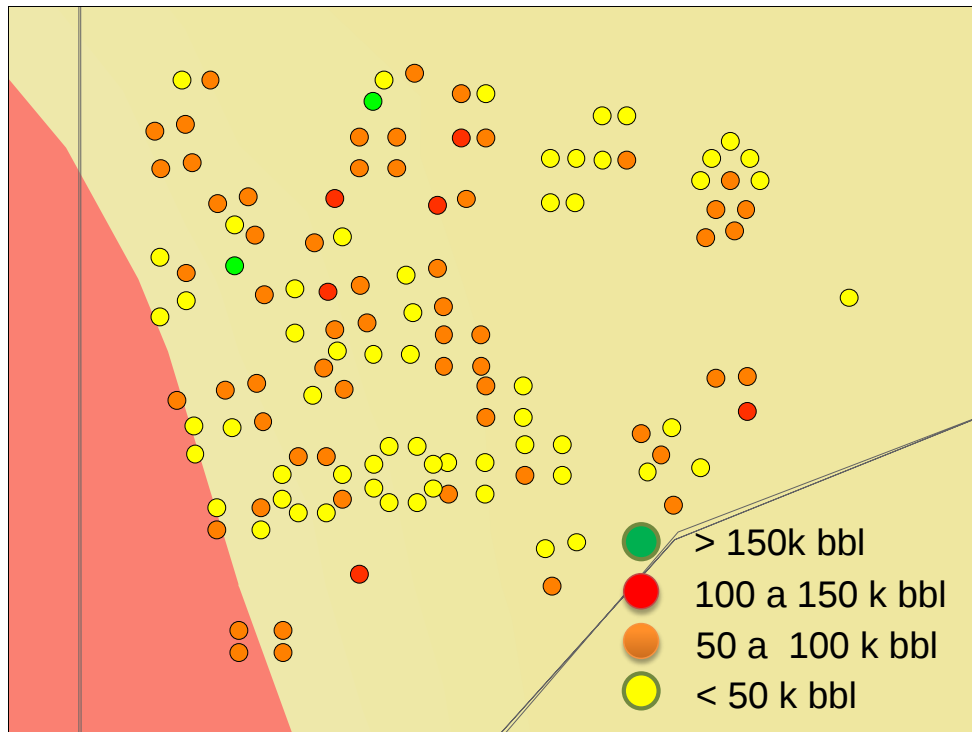


Figura 13: EUR zona sur LLL

A efectos de comprender el significado económico de los resultados hasta aquí logrados, se realizó un análisis de rentabilidad mediante flujo futuro de fondos (cash-flow) para los pozos tipo estimados precedentemente y basado en los siguientes supuestos

- Precio petróleo de 75 U\$/Bbl
- Precio gas 7.5 U\$/MMBTU
- Regalía del 12%
- Otros Impuestos 4.5%
- OPEX 7 U\$/boe
- CAPEX 6 MMU\$/pozo vertical

A continuación se presentan las sensibilidades realizadas con el análisis efectuado para los pozos verticales, la estrella verde corresponde al pozo tipo vertical de la zona petróleo negro, y la amarilla al vertical de la zona de petróleo volátil. La zona roja de los gráficos corresponde a TIR menores a 0%.



Pozo Tipo Black Oil – Vertical



Pozo Tipo Volatile Oil - Vertical

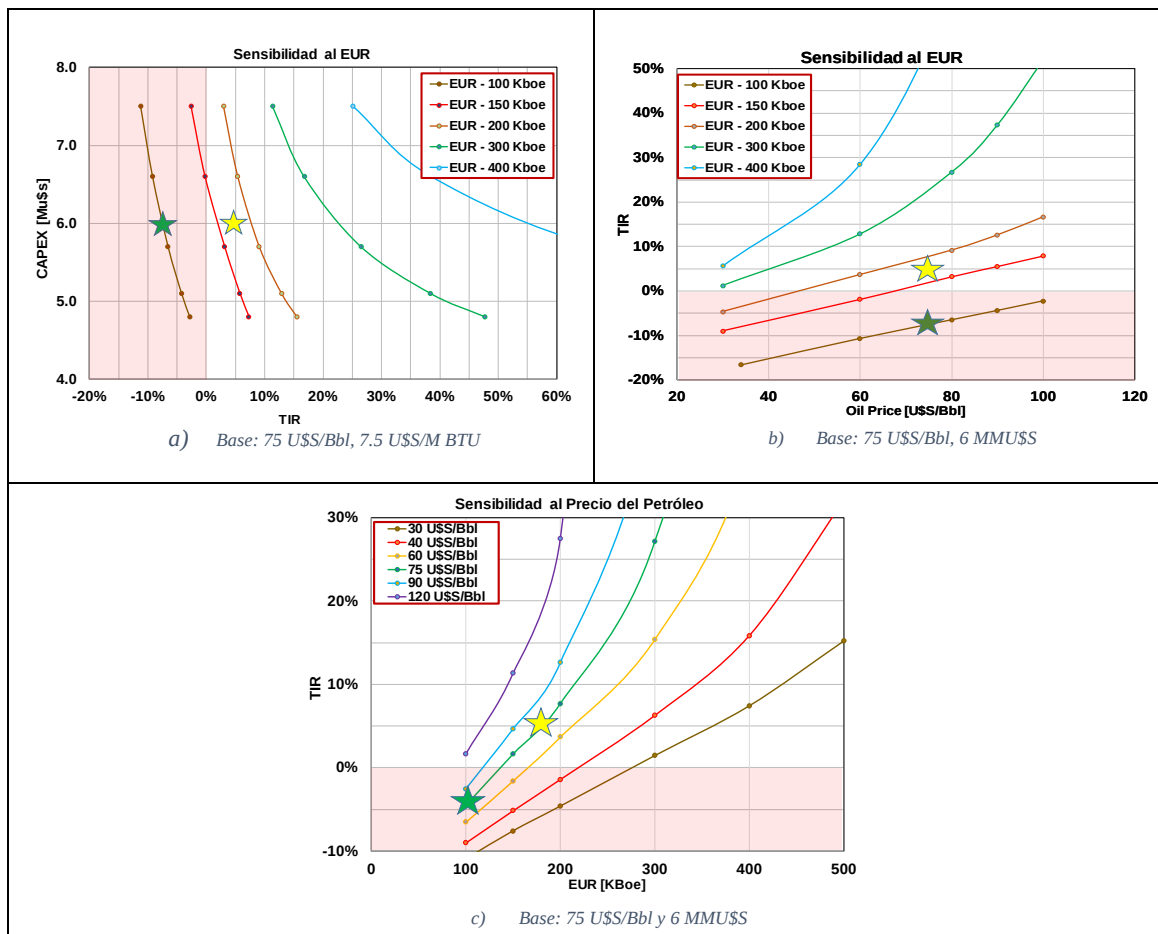


Figura 14: Sensibilidad para un pozo vertical

La sensibilidad mostrada indica que con una EUR de 150 Mboe, sería necesario reducir el costo del pozo a unos 4.5 MM\$ para lograr una rentabilidad del 10 %, mientras que a un precio de 120 U\$/bbl se necesita una EUR mínima de 150 Mboe. Por otra parte, a precios de 50 U\$/bbl, no son suficientes 300 Mboe para alcanzar TIR 10%

Aún con el precio de 75 U\$/bbl vigente hasta fines del año pasado, el siguiente gráfico pareto muestra que sólo el 5% de los pozos verticales (24 de 459) alcanzarían una rentabilidad (TIR) mínima del 10%

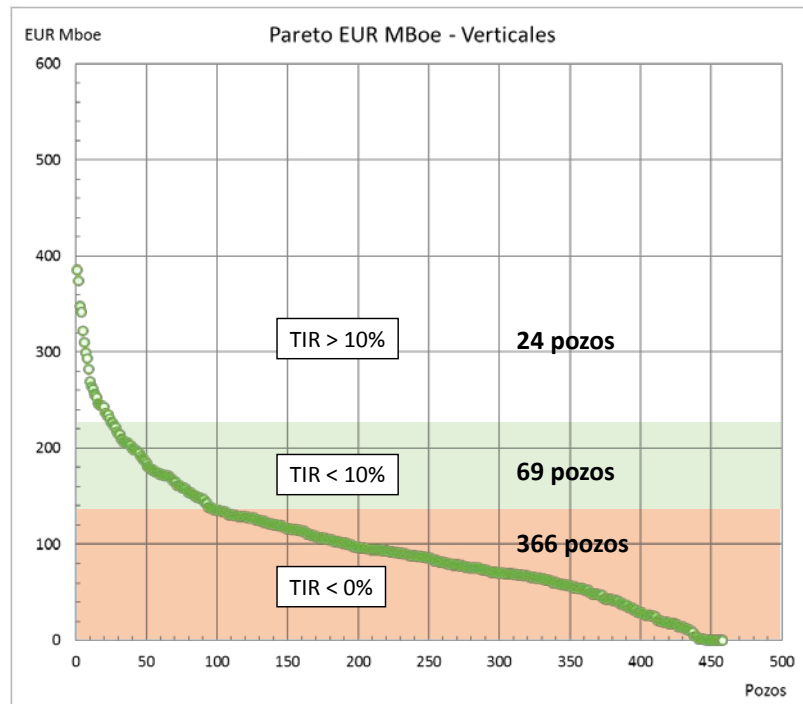


Figura 15: Pareto EUR con límites de TIR - Pozos Verticales

Pozos Horizontales

Luego de más de 5 años de esfuerzos para el desarrollo de Vaca Muerta mediante la perforación de pozos verticales y basados en los resultados mostrados anteriormente, se podría pensar que para poder continuar desarrollando el shale en las ventanas de petróleo negro y Volátil/Gas húmedo debieran enfocarse todos los esfuerzos en la perforación de pozos horizontales.

Los pozos horizontales comenzaron a aparecer casi un año después del inicio del desarrollo.

Para los pozos horizontales se realizó el mismo análisis que para los verticales y los tiempos de perforación mostraron algo similar a lo que ocurre con estos últimos, los tiempos han ido bajando y actualmente se encuentran en 39 días promedio, todavía muy lejos de los tiempos reportados para pozos de mayor extensión horizontal en plays comparables de EEUU..

Tiempo de Perforación Promedio - Horizontales

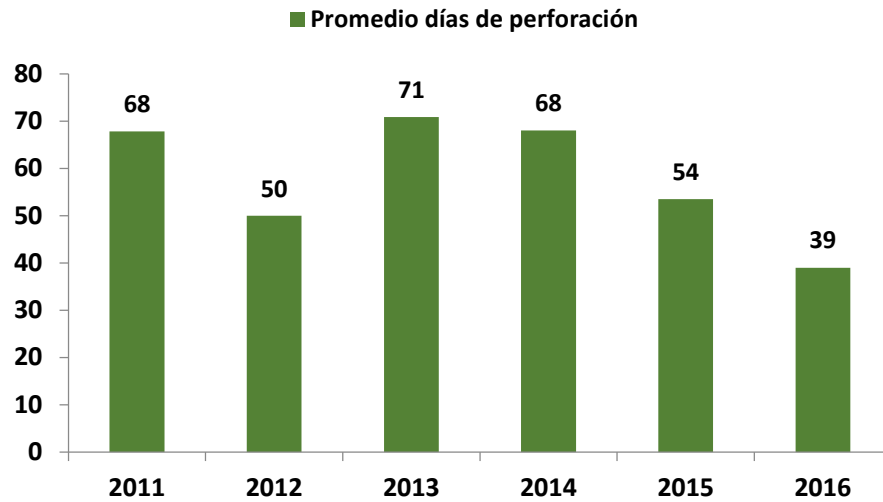


Figura 16: Tiempos de perforación pozos horizontales

Para analizar los caudales iniciales de los pozos horizontales, se agruparon por campaña y se graficaron sus resultados pudiéndose apreciar la tendencia creciente. Considerando que los pozos productores generalmente alcanzan sus picos de producción en el tercero o cuarto mes, podría ser por ello que la campaña del 2016 no muestra aún un promedio mayor al 2015.

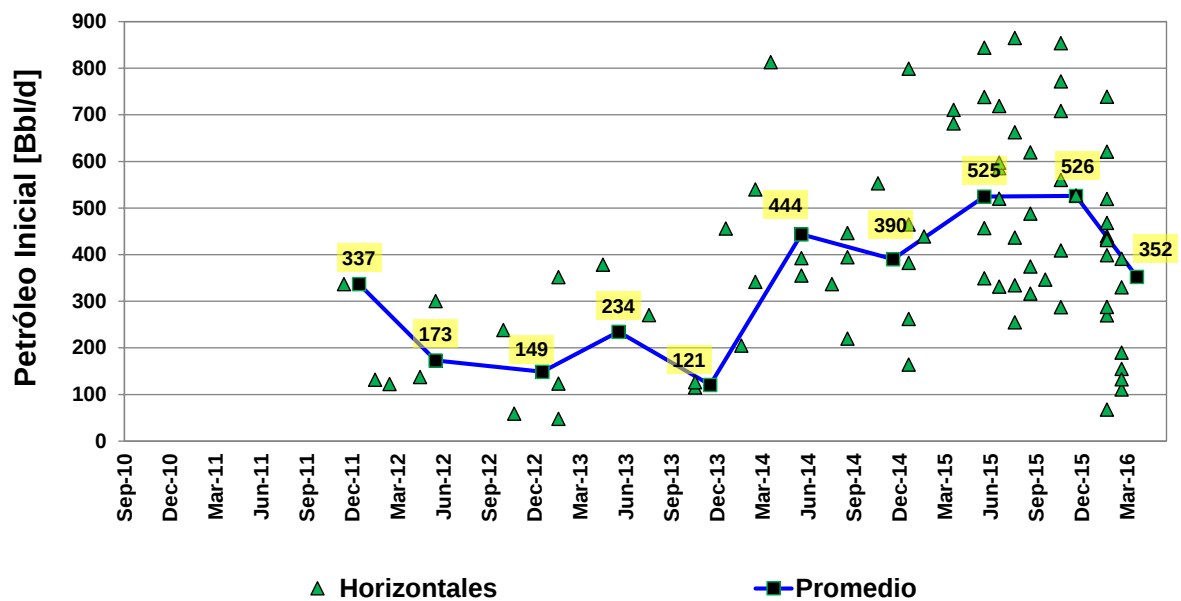


Figura 17: Caudales iniciales petróleo - Horizontales

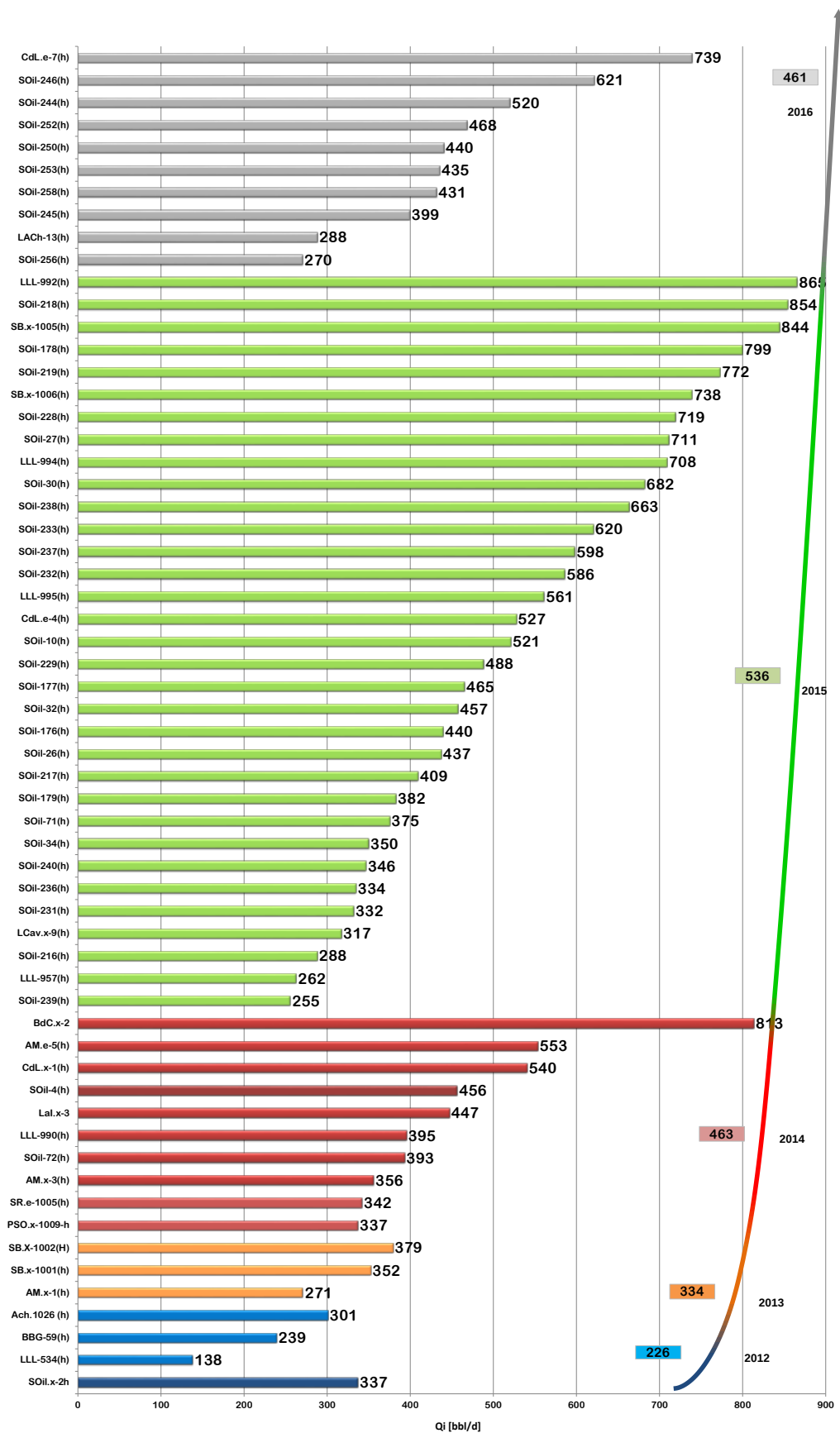


Figura 18: Caudal inicial de pozos horizontales por campaña

En el caso de los horizontales, la extrapolación a 25 años dio un valor medio de la muestra de 390 Mbbl. La Figura 19 presenta el gráfico de EUR para pozos horizontales con el correspondiente promedio semestral.

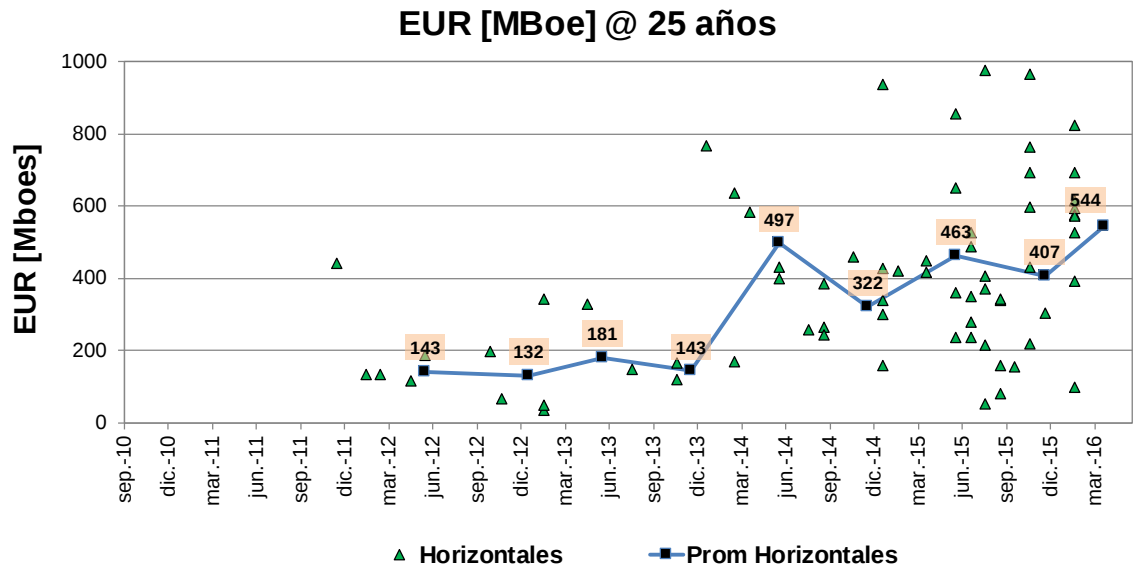


Figura 19: EUR promedio horizontales

Al igual que para los pozos verticales, en base a la historia de producción de los pozos horizontales llevados a tiempo cero, se calcularon los pozos tipo para cada una de las zonas bajo desarrollo:

POZO TIPO	HORIZONTAL		VERTICAL	
	BLACK OIL	VOLATILE OIL	BLACK OIL	VOLATILE OIL
EUR [Mbbl]	535	58	91	101
EUR [Mboe]	568	107	105	173
Qi [bbl/d]	480	118	118	132
b	1.26	0.7	1.05	1.09
Dni [%Dea]	60	79	68	72.5
N pozos	66	13	162	297

Se realizó el análisis económico para los pozos horizontales de Vaca Muerta en donde se observa que el pozo tipo de los pozos perforados en la zona de Petróleo Negro tendría una rentabilidad mayor al 10% bajo los supuestos empleados (11 MMU\$/pozo horizontal).

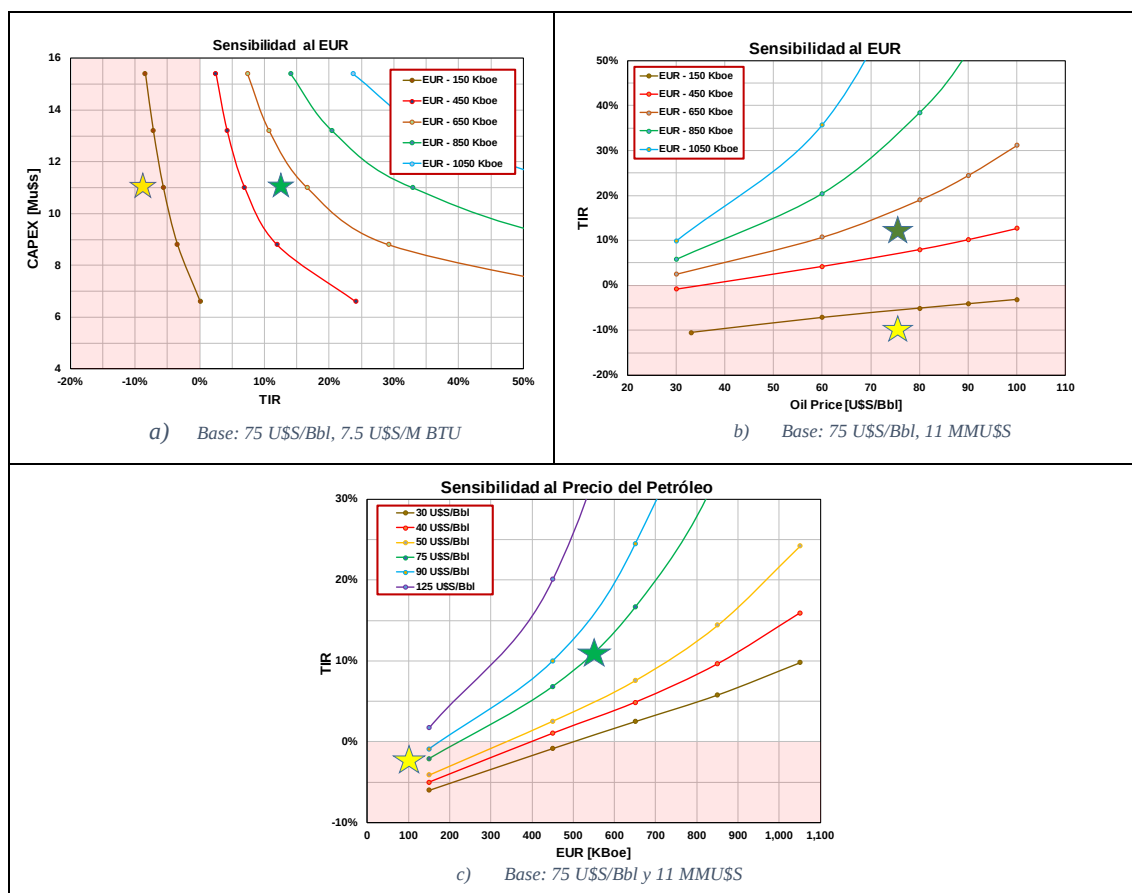


Figura 20: Sensibilidad para un pozo horizontal

En el pareto realizado se observa que aproximadamente el 30 % de los pozos estaría por encima del umbral de rentabilidad del 10 %.

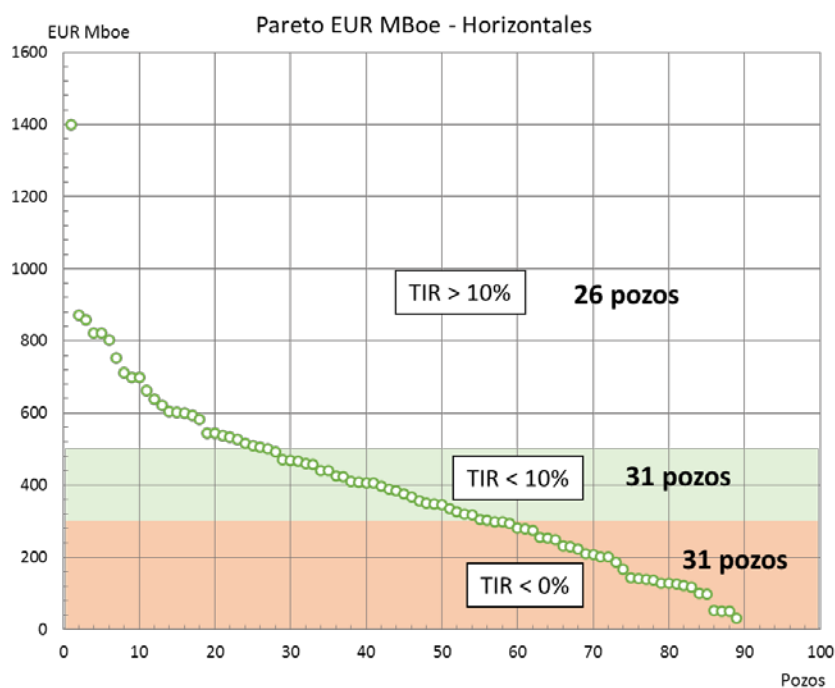


Figura 21: Pareto EUR con límites de TIR - Pozos Horizontales

Comparación con otros Play de EEUU

A continuación se presenta el promedio de los pozos horizontales perforados desde 2009. En varios County de Eagle Ford vs el Pozo Tipo Horizontal Black Oil de Vaca Muerta. Si bien se compara el mejor pozo tipo de Vaca Muerta contra el promedio de Eagle Ford, esto da señales del potencial que podría tener esta zona.

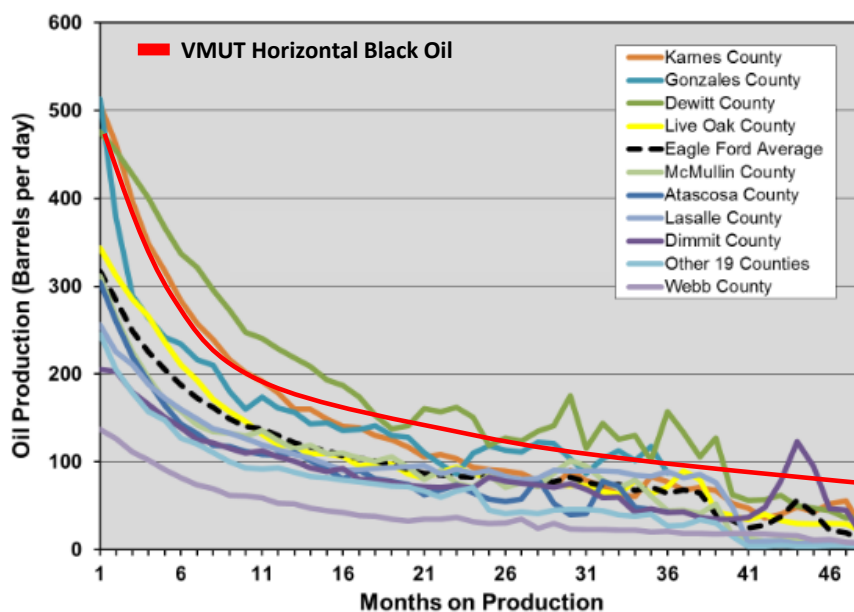


Figura 22: Eagle Ford vs Vaca Muerta horizontal petróleo negro

Uno de los operadores líderes de Eagle Ford, publica los resultados de sus campañas de perforación, analizando la producción acumulada en los primeros 270 días de vida. Agrupados en los grandes sectores, se observa que año a año ha ido mejorando los rendimientos, alcanzando los 115 Mbbl (mil barriles de petróleo) en la zona Oeste y unos 140 Mbbl en la Este.

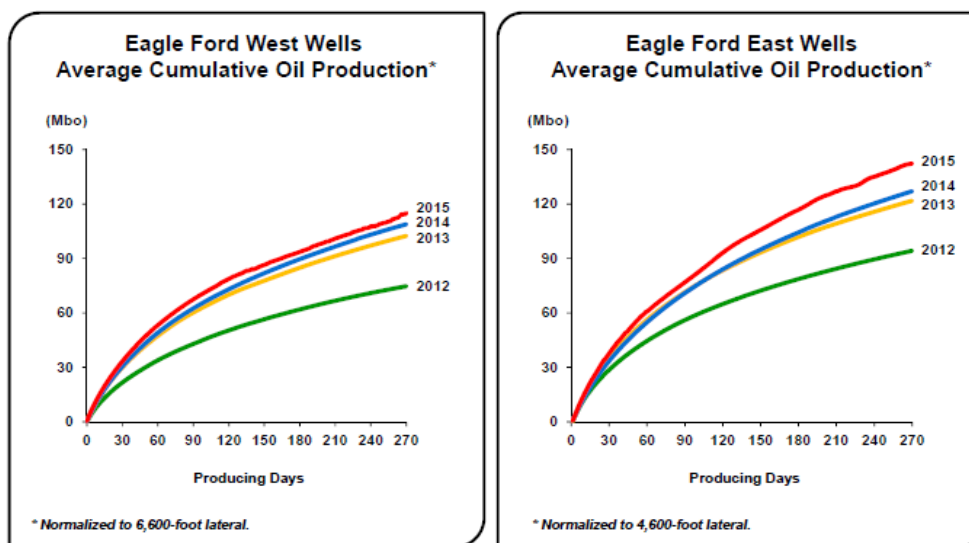
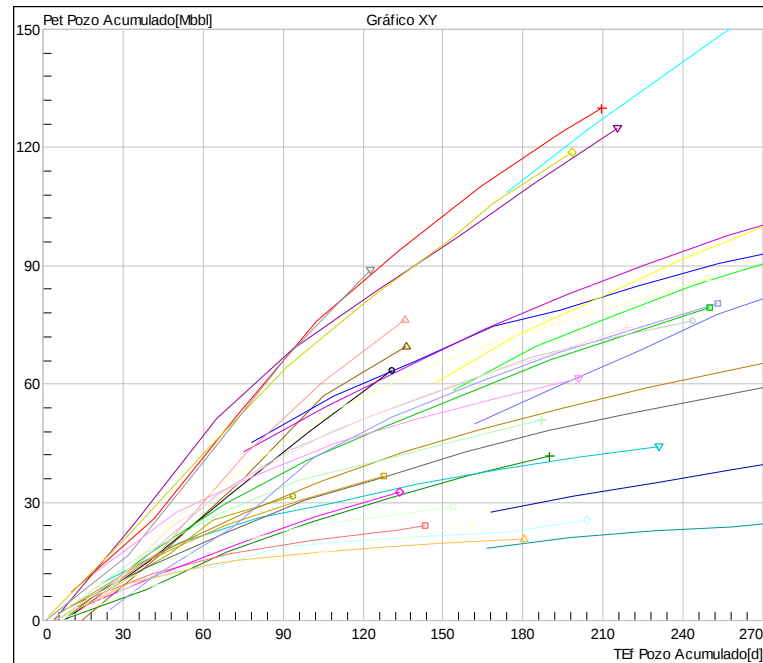


Figura 23: Acumulada 270 días Eagle Ford

Una gráfica similar para Vaca Muerta con pozos perforados en 2014 y 2015, indica que existen pozos que alcanzan los mejores rendimientos de Eagle Ford, y se ha estimado que el rendimiento medio a 270 días es de unos 80 Mbbl, similar a los valores obtenidos para las campañas de 2012 del operador de referencia. Esto indica que, desde el punto de vista de los resultados de producción, Vaca Muerta está demostrando ser un play de clase mundial.



30-Day Peak Rate > 1,000 Boed*

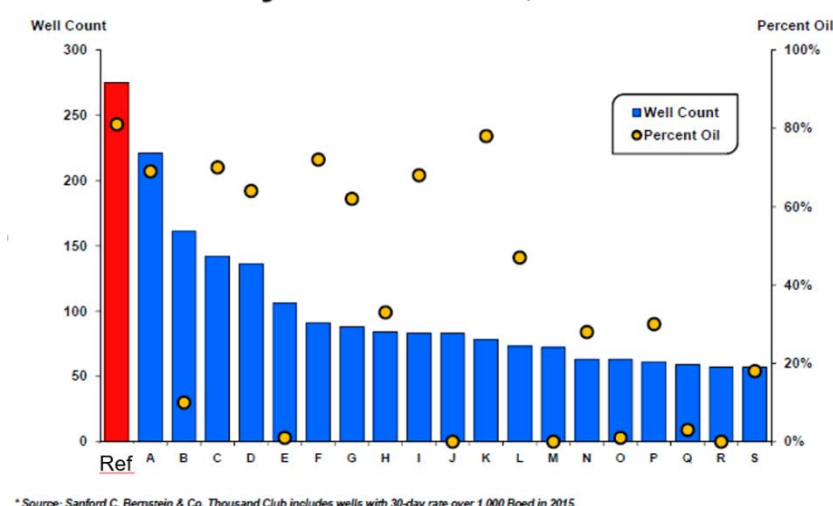


Figura 26: EUR mayores a 1000 Boed

A pesar de que las producciones iniciales y las acumuladas a 270 días están en el orden de las obtenidas en US, los análisis de rentabilidad de los pozos de Vaca Muerta no son todavía los esperados;

En algunas zonas de Estados Unidos se siguió perforando durante la primera mitad de 2015 aún con precios de venta del crudo muy inferiores a los que rigen en Argentina, 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 bien sabido que por cuestiones de escala y otros factores macroeconómicos, los costos de los productos y servicios en nuestro país son más caros, y no es mucho lo que la industria puede hacer al respecto.

Lo que sí está en nuestras manos es la eficiencia en la perforación, ya que los días de perforación inciden directamente y tienen un gran impacto en los costos. En este punto hay mucho margen para mejorar. Tomando nuevamente un operador de referencia de Eagle Ford, se puede observar que los tiempos de perforación (desde el inicio de la perforación hasta la profundidad final) han caído dramáticamente. Los gráficos que se muestran en la siguiente figura 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 4500, 5300 y 8400 pies respectivamente (1372, 1616 y 2561 metros). Se observa que los tiempos de perforación promedios en 2015 fueron de 7.8 a 18.7 días según el caso, con curvas de aprendizaje que permitieron mejorar en 40-60% en 2-4 años.

Para complementar el panorama, el operador de referencia informa que tiene previsto perforar 150 pozos con 5 rigs durante el año 2016.

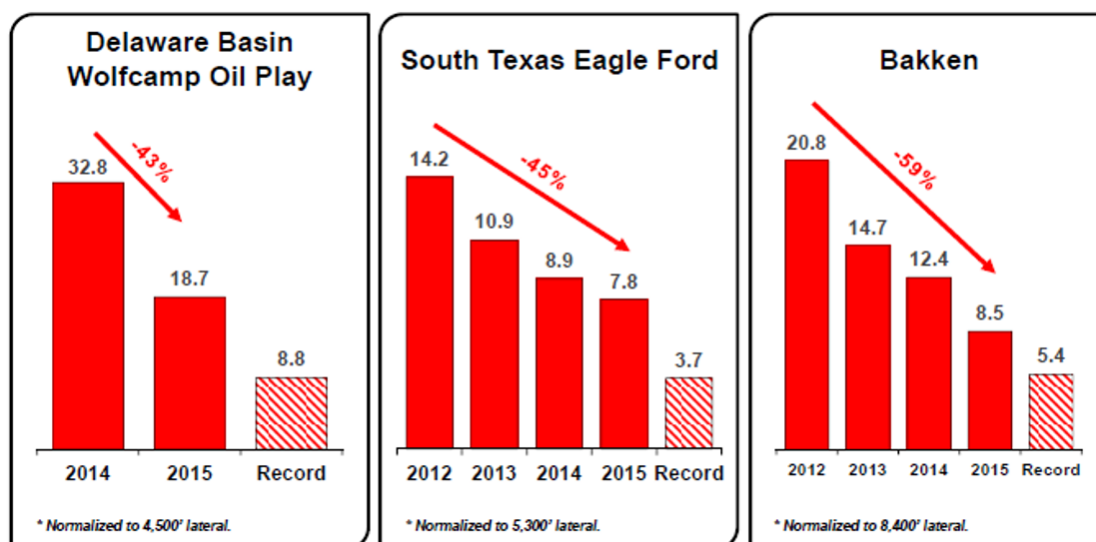


Figura 27: Tiempos de perforación

Objetivo Gas

En la zona de gas se han perforado 64 pozos de los cuales 48 se encuentran activos y produciendo 87.5 MMcft/d (2.5 MMm3/d). En base a una muestra de 50 pozos, se graficó la distribución de probabilidad del caudal inicial en tiempo efectivo. El caudal inicial P50 es de 2,413 Mcft/d (68 Mm3/d) y el promedio es 3,513 Mcft/d (100 Mm3/d).

Los desarrollos más importantes en esta zona son El Orejano, área operada por YPF, que cuenta con 27 pozos perforados produciendo casi 33 MMcft/d (1 MMm3/d, restringida por su capacidad de procesamiento); y el área de Total, Aguada Pichana, donde se perforaron 12 pozos que producen 52 MMcft/d (1.5 MMm3/d).

Del total de pozos perforados en la zona de gas existen 25 pozos horizontales. La Figura 28 muestra un ranking de los 15 mejores caudales iniciales de gas. La totalidad de los pozos de este ranking es ocupada por pozos horizontales.

Se espera que los mayores esfuerzos de la industria en los próximos meses estén focalizados en el desarrollo de la zona de gas, habida cuenta de los nuevos escenarios de precios y el déficit que presenta el país.

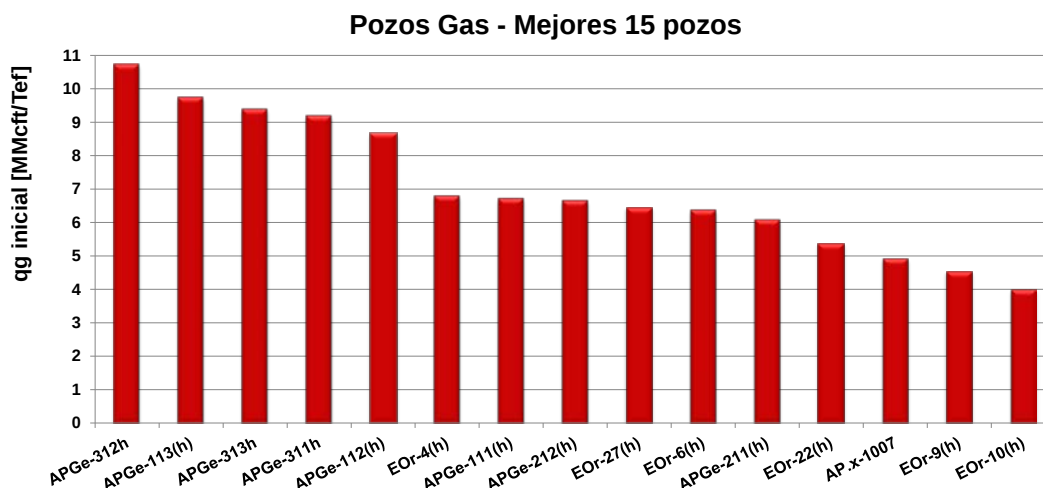


Figura 28: Caudal inicial de gas por pozo.

Conclusión

1. En Vaca Muerta se han perforado más de 600 pozos, siendo horizontales menos del 20 %
2. La actividad ha estado dominada por un operador preponderante (YPF)
3. La perforación de pozos verticales, en particular en la zona de petróleo y volátil, no ha tenido los resultados esperados de producción que justifiquen los altos costos de perforación
4. La tendencia actual se orienta a perforar pozos horizontales, cuyos resultados de producción son alentadores.
5. La diferencia de eficiencia de la perforación está aún muy lejos de los operadores de referencia en Estados Unidos
6. Para lograr rentabilidad con el panorama de precios que se avizora, el desafío principal está en mejorar sensiblemente los costos

Bibliografía

Secretaria de Energia de la Nación- www.se.gob.ar/

Legarreta & Villar (modificado de Legarreta & Villar, 2012)

Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. June 2013

Fuente: YPF-Actualidad del desarrollo de HC no convencionales-Presentación 2014

Fuente: 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

Cv

Hugo Giampaoli, Ingeniero en Petróleo de la Universidad del Comahue y MBA del IAE.

Trabajó durante 22 años en Perez Companc, (luego Petrobras Argentina), desempeñándose como Ingeniero de Reservorios, Planeamiento y Negocios, Gerente de Desarrollo y Tecnología, y Country Manager de Ecuador.

En 2006 co-fundó GiGa Consulting, empresa dedicada a la Evaluación de Negocios en el área de E&P, Estudios de Yacimientos, Gerenciamiento de Reservorios, Evaluación y Auditoría de Reservas, con el aval del Banco Mundial y la Secretaría de Energía.

Desde el año 2013 publica un reporte trimestral de actividad de Recursos No Convencionales (Shale y Tight) de la Cuenca Neuquina.