



Vaca Muerta: Dos años de *shale* en la Argentina Análisis estadístico de producción a noviembre de 2012

Por **Ing. Hugo Néstor Giampaoli**

Introducción

La primera década del siglo trajo consigo una revolución en la industria del petróleo ocasionada por una serie de avances tecnológicos, acompañados por cuestiones de mercado que hicieron posible lo que creíamos imposible: producir gas y petróleo directamente desde las rocas generadoras.

Durante décadas, aprendimos que para poder encontrar yacimientos desarrollables de gas y petróleo, el petróleo generado por las rocas madres durante millones de años debía

encontrar vías de migración: rocas porosas y permeables (reservorios) en las que pudiera acumularse, y preservarse con sellos que evitaran su fuga.

Desde mediados de la década pasada, en los Estados Unidos se perfeccionaron técnicas de perforación y completación de pozos que permiten obtener caudales rentables tanto de gas como de petróleo provenientes directamente de la roca generadora. El impacto ha sido tan importante que ese país logró detener la declinación; más aún, ha podido incrementar su producción y reducir fuertemente las importaciones, generando así una baja en los precios, fundamentalmente del gas.

El advenimiento del *Shale Gas* – *Shale Oil* generará un cambio en el mapa del petrolero mundial, en particular debido a que la existencia de este tipo de recursos no convencionales se encuentra más ampliamente distribuida en el mundo que los recursos convencionales. Sin embargo, por diversas razones, la extrapolación de la experiencia fuera de América del Norte está demorando más de lo inicialmente estimado.

La Argentina es uno de los países con mayores posibilidades de producción de *shale*, en particular de la Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina, la cual posee características que igualan e incluso superan a las formaciones productivas exitosas de los Estados Unidos.

En los últimos dos años, hemos presenciado una verdadera revolución en el mercado energético argentino con múltiples anuncios, congresos y, por cierto, una actividad concreta que se refleja en la perforación de pozos. Probablemente el mayor impulsor fue el informe generado en los Estados Unidos a fines de 2010 en el que se estima que la **Argentina posee el tercer potencial de recursos no convencionales del mundo** por detrás de China y de los Estados Unidos.

Desde entonces, mucho se ha hablado y escrito sobre el potencial de la Formación Vaca Muerta y otros objetivos potenciales en las distintas cuencas sedimentarias argentinas.

El presente informe no pretende ahondar sobre las bondades de Vaca Muerta en función de su extensión, espesor y riqueza de contenido orgánico, sino poner énfasis sobre los

resultados obtenidos a la fecha en términos de evolución de la producción de los pozos perforados.

Metodología de trabajo

Toda la información utilizada para la elaboración de este informe proviene de las publicaciones de libre acceso de la Secretaría de Energía de la Nación. En los informes de producción por pozo, denominados Capítulo IV en la jerga petrolera local, se publica mensualmente la producción de petróleo, gas y agua de cada pozo del país, indicando para la formación productiva el tiempo efectivo de producción y otros datos de interés.

El filtrado de esta información arroja una importante cantidad de pozos de Vaca Muerta (VMUT) informados como productores. Sin embargo, buena parte de ellos producen a partir de filones intrusivos que atraviesan la Formación Vaca Muerta pero no representan producción de *Shale*, por lo que no forman parte de esta evaluación.

La discriminación de Intrusivo o *Shale* no forma parte de la información pública, por lo que los autores debieron recurrir a sus conocimientos generales de la cuenca para descartar aquellos pozos que no corresponden al objetivo del estudio, y por tanto pueden ser fuente de algunas omisiones que, se estima, no afectan

significativamente los resultados del análisis.

Toda la información contenida en CAP IV hasta noviembre de 2012 inclusive fue recolectada y cargada en una base de SAHARA^{MR}, que permite visualizar la ubicación geográfica de los pozos, graficar sus datos de producción, extrapolar comportamientos y realizar otras actividades propias de la ingeniería de reservorios.

Desarrollo

La Cuenca Neuquina constituye, en relación con la producción de hidrocarburos, una de las cuencas más importantes del país. Esta denominación surge de su producción y cantidad de reservas de petróleo y gas, y de su diversidad geológica, ya que en ella es posible hallar rocas representativas de casi todos los ambientes sedimentarios.

A partir de la década del setenta, con el hallazgo de los megacampos de la zona de Rincón de los Sauces y Loma La Lata, la cuenca pasó a ser la más importante del país. Hoy reúne el 40% de la producción de petróleo y el 50% de la producción de gas, con más de 19.000 pozos perforados en toda su historia (figura 1).

Sobre la base de la información publicada por la Secretaría de Energía y filtrada con el conocimiento general que tienen los autores sobre la

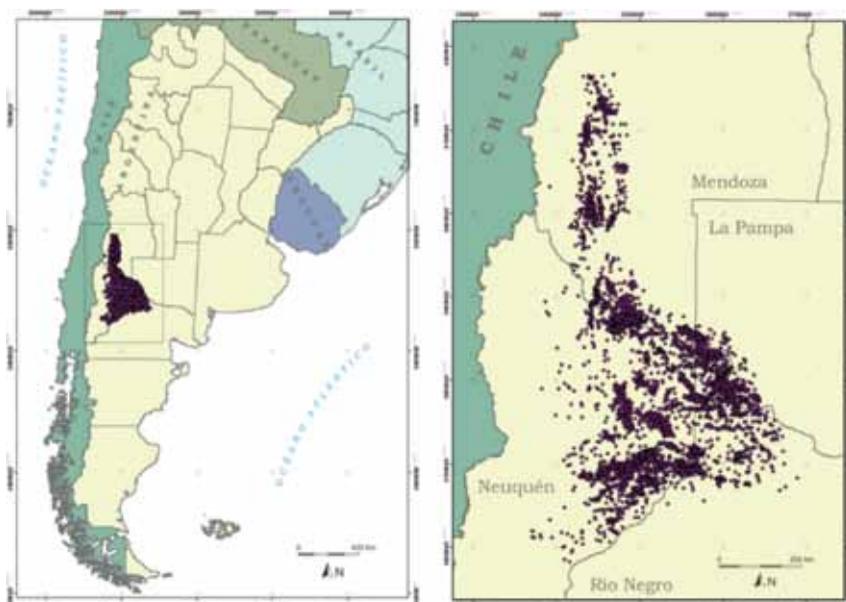


Figura 1. Desarrollo hidrocarburífero de la Cuenca Neuquina.

Fuente: GiGa Consulting

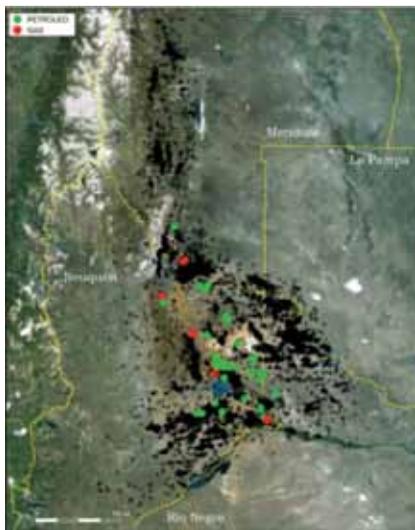


Figura 2. Se resaltan los 67 pozos a la Fm. Vaca Muerta.

Fuente: GiGa Consulting sobre mapa de Google Earth

cuenca, se detectaron 67 pozos que habrían sido perforados con objetivo Vaca Muerta – shale, según la distribución geográfica que se muestra en la figura 2.

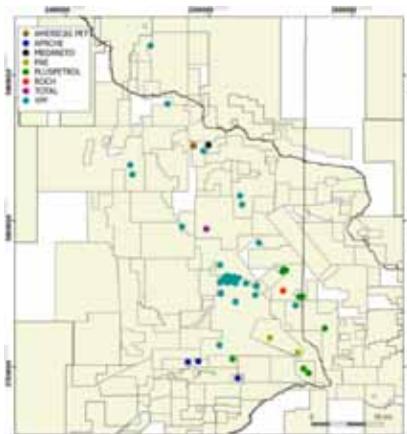
Existen antecedentes de producción de Vaca Muerta desde los años 80 (Por ej.: Pozo BP-7 con más de 750.000 bbl acumulados a la fecha); sin embargo, estos antecedentes no generaron desarrollos masivos de este recurso, por lo que pueden considerarse como datos aleatorios que posiblemente no fueron comprendidos en su magnitud hasta el presente.

Por esta razón, se incluyen en este estudio los pozos que fueron activos en Vaca Muerta (perforados o re-completados) a partir del surgimiento de la explotación de *shale* en el mundo, en lo que denominaríamos “Desarrollo consciente del *shale*”.

Operadores

YPF perforó el pozo Loma de la Lata Karst – x1 (LLLK-x1) en junio de 2010, dando inicio a esta nueva y promisoriosa etapa de la industria hidrocarburífera en el país.

Desde entonces, ha sido responsable de 49 de los 67 pozos informados hasta noviembre de 2012, lo cual lo transforma por lejos en el mayor actor del *shale* de la Argentina en estos dos primeros años de desarrollo. Otros operadores están activos en la cuenca de acuerdo con el detalle que



Operador	Pozos
AM. Petrogas	1
Medanito	1
Roch	1
Total	1
PAE	2
Apache	3
Pluspetrol	9
YPF	49
	67

Figura 3. Operadoras participantes.

Fuente: GiGa Consulting

se muestra en la figura 3. En 2010 se informaron 2 pozos con objetivo Vaca Muerta, con un gran incremento de la actividad durante 2011, año en el que se informaron 32 pozos. Durante los primeros 11 meses de 2012, 33 nuevos pozos fueron informados, y esta cifra seguramente crecerá con los pozos que a la fecha se encuentran en proceso de terminación.

Es preciso remarcar que por informaciones periódicas, se tiene conocimiento sobre más pozos perforados por parte de algunas operadoras. Sin embargo, de acuerdo con la metodología informada, sólo se incluyen en el análisis aquellos pozos reportados por los respectivos CAP IV de la Secretaría de Energía.

Petróleo versus gas

Legarreta y Villar (2012) definen, en función de la distribución y profundidad de Vaca Muerta, las zonas con potencial productor de gas y petróleo (figura 4). Como se puede observar, a diferencia de la experiencia de los Estados Unidos, la mayor parte de los pozos en Vaca Muerta tuvieron como principal objetivo la producción de petróleo. En este sentido, la

mejor analogía con ese país sería la Cuenca de Eagle Ford, en Texas.

En efecto, sólo 8 pozos fueron informados como pozos de gas, mientras que los 59 restantes tuvieron como objetivo principal la producción de líquidos.

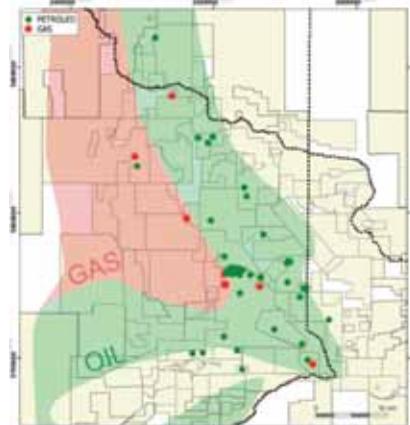


Figura 4. Distribución de los objetivos del shale de Vaca Muerta y las zonas aproximadas definidas por Legarreta & Villar.

Fuente: GiGa Consulting sobre mapa base y trabajo de Legarreta & Villar.

Horizontales, desviados, verticales y producciones asociadas

Una de las principales tecnologías a las que se atribuye el boom del *shale* es el fracturamiento hidráulico múltiple en pozos horizontales. El caso de Vaca Muerta presenta la particularidad de que sólo 10 de los 67 pozos reportados son horizontales, mientras que otros 8 son dirigidos y la gran mayoría (49) son verticales.

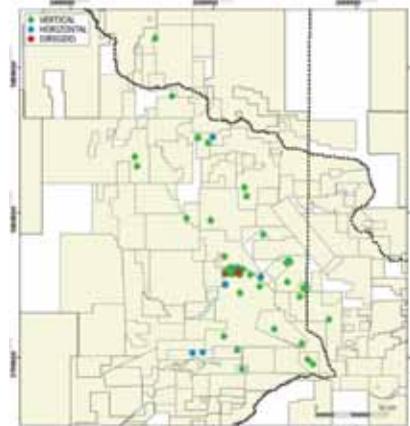


Figura 5. Tipo de pozos (verticales, horizontales, dirigidos).

Fuente: GiGa Consulting sobre mapa base de concesiones.

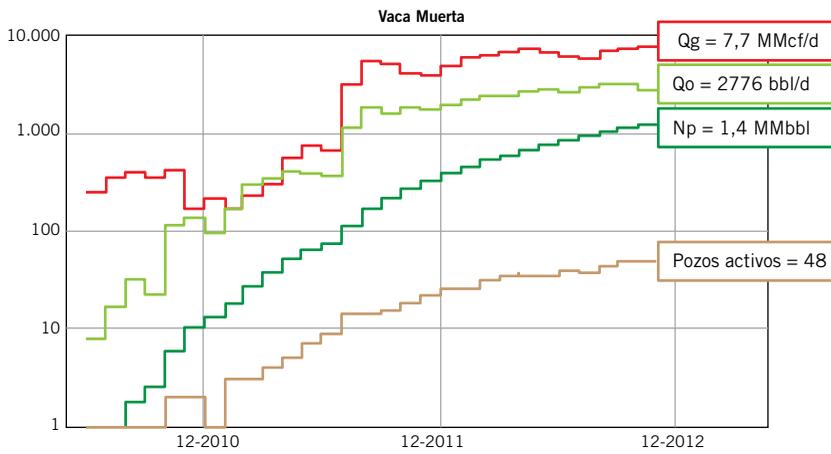


Figura 6. Perfil de producción de la Fm. Vaca Muerta.

Fm. Vaca Muerta (@ nov. de 2012)

Grupo	Acumulada de petróleo		Cantidad de pozos en producción efectiva	
	(Mbbbl)	(%)	(#)	(%)
Dirigidos	37	3	2	4
Horizontales	351	28	8	17
Verticales	852	69	38	79
Total	1.240	100	48	100

Tabla 1. Acumulada de petróleo y cantidad de pozos en producción efectiva

Este es un aspecto crucial para interpretar adecuadamente los resultados productivos que se presentan más adelante y las posibles asociaciones económicas que pueden desprenderse de las expectativas futuras.

En otras palabras, es evidente que se están transitando las primeras etapas de una curva de aprendizaje que,



Figura 7. Acumulada de petróleo y cantidad de pozos en producción efectiva

sin dudas, elevará sustancialmente los rendimientos informados hasta la fecha.

Hacia noviembre de 2012, se encontraban activos 48 de los 67 pozos perforados, produciendo a un ritmo de 2.776 barriles de petróleo por día, lo que representó un 0,5 % de la producción nacional. La producción de gas fue de 7,7 millones de pies cúbicos (0,2 % del total del país). La figura 6 muestra la producción de petróleo (verde) en barriles de petróleo por día [bbl/d], la producción de gas (rojo) en miles de pies cúbicos [Mcf/d] y la cantidad de pozos en producción efectiva (marrón). A la fecha se llevan acumulados 1,2 millones de barriles [MMbbl].

La acumulada de petróleo de la Formación Vaca Muerta se distribuye según la desviación de los pozos, de la siguiente forma (ver tabla 1).

La mayor acumulada de petróleo de Vaca Muerta procede de los pozos verticales, que alcanzan casi el 70% del volumen total de hidrocarburo. El 28% de la producción proviene de los pozos horizontales, y el resto de

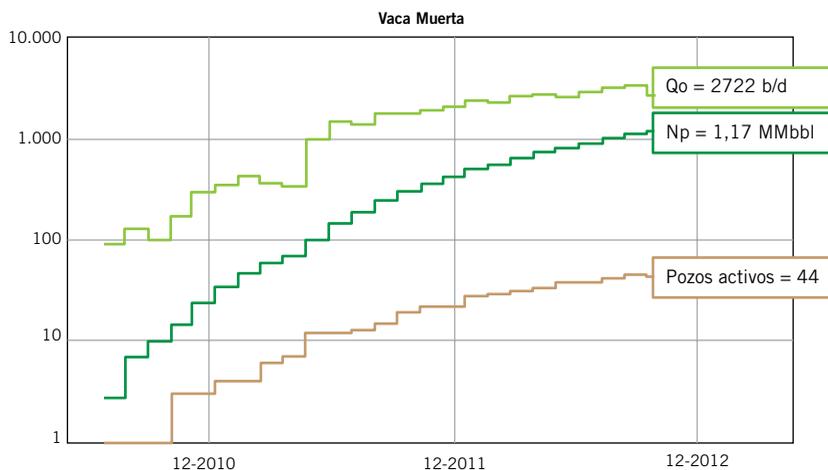


Figura 8. Producción de los pozos de petróleo.

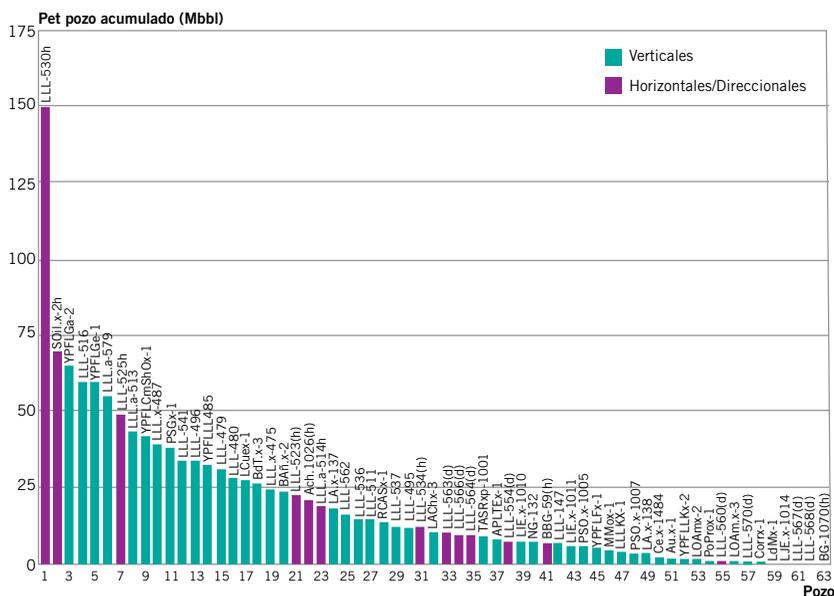


Figura 9. Acumuladas de petróleo por pozo a noviembre de 2012.

los direccionales, existiendo -a noviembre de 2012- 38 pozos verticales,

8 horizontales y 2 direccionales en producción efectiva.

Pozo	Qo (@Nov.2012) (b/d)	Np (@Nov.2012) (Mbbbl)	Wcut (%)
LLL-480	189	28	29
LLL-516	99	60	1

Tabla 2. Producción de los mejores pozos verticales.

A noviembre de 2012, se cuenta con 44 pozos activos de petróleo que producen 2.722 b/d, con una acumulación de 1,17 MMbbl.

La figura 9 muestra un gráfico con las acumuladas de los pozos a noviembre de 2012.

El pozo de mayor acumulación actual es el horizontal LLL-530h, que supera con creces la acumulación del resto de los pozos (más del doble). A noviembre de 2012, producía unos 373 b/d, valores similares a los alcanzados al inicio de su vida productiva. En ese lapso acumuló 150 Mbbl de petróleo.

Otros pozos que sobresalen por su producción son también operados por YPF y perforados verticalmente en la zona de Loma de La Lata: el LL-480, que presenta una producción estable del orden de los 200 b/d, y el LLL-516, que muestra una rápida caída de producción en el segundo semestre del año 2012. En ambos casos se trata de pozos que no alcanzaron aún su primer año de vida.

Pozo con mayor historia

El pozo con mayor historia de producción continua es el LLL-479, que produce desde noviembre de 2010. Su producción inicial de petróleo fue de 92 b/d y muestra una

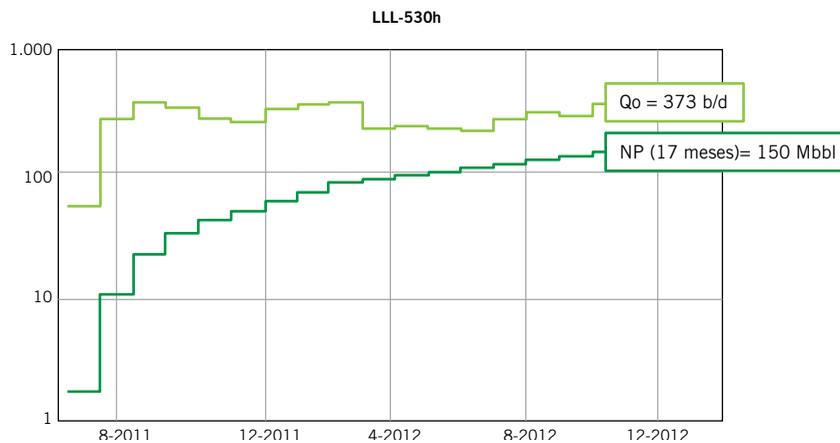


Figura 10. Perfil de producción del Pozo LLL-530h.

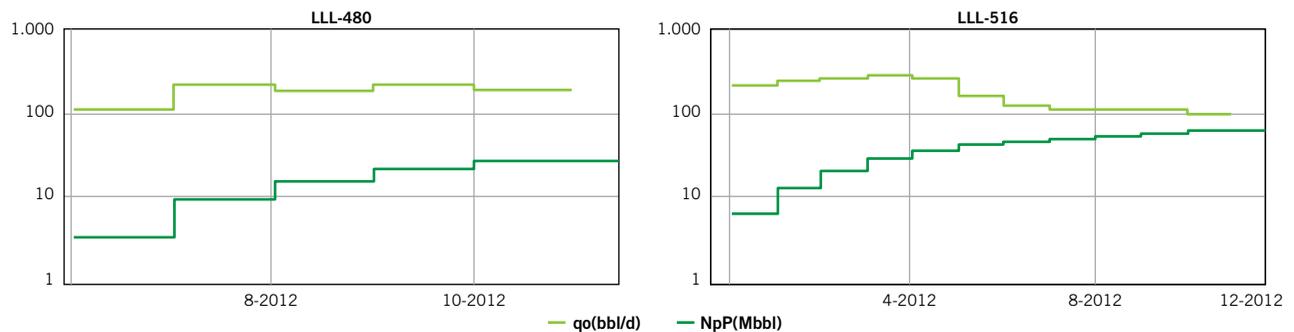


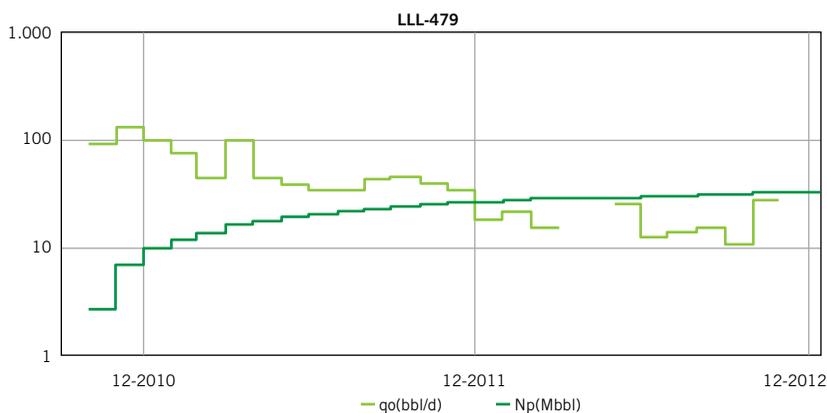
Figura 11. Perfiles de producción de los pozos LLL-480 y LLL-516.

pronunciada declinación, como se observa en la figura 12. La acumulada a la fecha es de unos 31 Mbbl.

Ritmo de producción

El siguiente gráfico muestra la evolución de la producción acumulada en el tiempo, según el tipo de desviación de cada pozo (ver figura 13).

En general, se observa que los pozos desviados (rojo) y horizontales (amarillo) tienen un mejor comportamiento que los verticales, ya que acumulan un mayor volumen de petróleo a un mismo tiempo de vida. Además, esa tendencia se mantiene aún para altos volúmenes acumulados, lo que implica una mayor vida productiva de esos pozos respecto de los verticales.



LLL-479

Qo(@Nov2012) (b/d)	Np (@Nov2012) (Mbbl)
28,2	31

Figura 12. Perfil de producción del pozo con mayor historia.

Producción de agua

Debido a la metodología utilizada durante la terminación, es de esperar que los pozos produzcan grandes cantidades de agua por varios meses. Este comportamiento se observa principalmente en los pozos horizontales pero es llamativamente baja en los pozos verticales. A continuación se muestra un gráfico sobre este aspecto (figura 14).

En la figura 15 se presenta la evolución del porcentaje de agua para 2 pozos horizontales: en azul, la pro-

ducción de agua expresada en porcentaje (eje derecho), en verde claro, la producción de petróleo, y en verde oscuro, la acumulada de petróleo.

Expectativa de reservas

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 para la explotación de este recurso no renovable, así como en la aplicación de la tecnología más adecuada para cada caso y, por cierto -un punto no menor- cuando se logre dotar de economía a los distintos proyectos.

A la fecha de cierre de este informe, se cuenta con información sobre 67 pozos en un lapso algo superior a dos años, lo que sin duda es insuficiente como para extraer conclusiones que resulten definitivas respecto de la factibilidad técnico-económica del shale de Vaca Muerta.

Entendiendo que la historia disponible es insuficiente como para

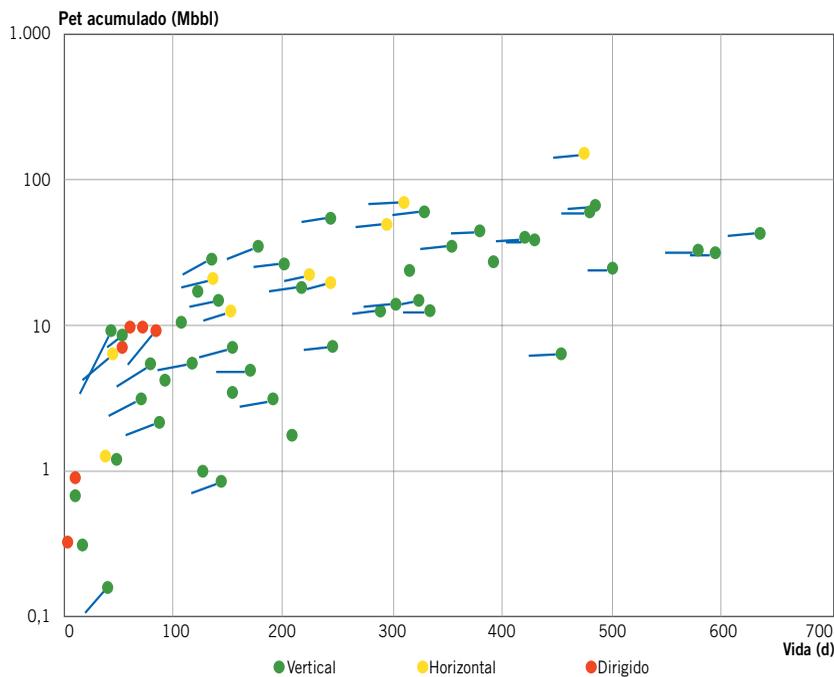


Figura 13. Ritmos de producción.

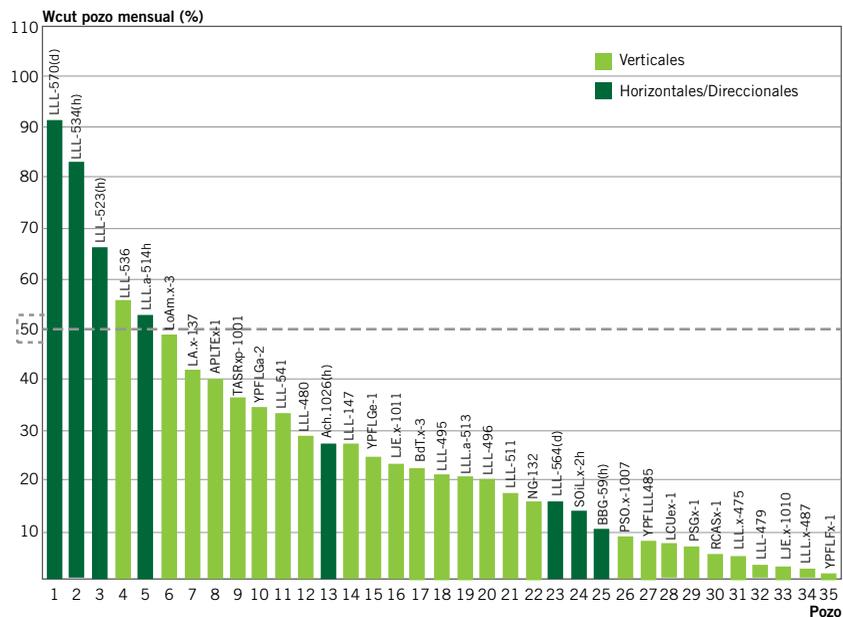


Figura 14. Diagrama de Pareto del corte de agua.

proyectar estos resultados a futuro, 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) a obtener de cada uno de los pozos registrados. La figura 17 muestra un gráfico de Pareto de las EUR por pozo, y un análisis estadístico de frecuencia de los datos. El pozo con mayor EUR alcanzaría los 722 Mbbbl, mientras que la media de la muestra es de 112 Mbbbl con una desviación estándar de 133 Mbbbl. La mediana es de 79 Mbbbl, lo que implica que la mitad de los pozos no alcanzarían esa cifra, encontrándose probablemente por debajo del límite económico actual.

Cuando se analiza la población de pozos horizontales, se observa una curiosa concentración de valores en el orden de los 100/180 Mbbbl, con un pozo claramente por encima de los 700 Mbbbl (LLL-530h) y 2 pozos improductivos.

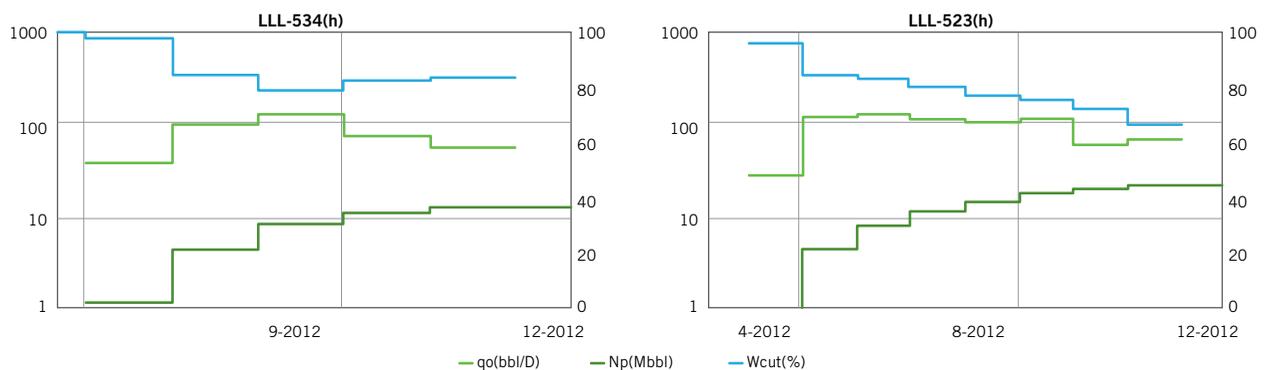
Se ha estimado que el total de los 67 pozos aquí considerados podría tener la evolución de producción de la figura 18, acumulando 6,7 MMbbbl en los próximos 25 años.

El pozo promedio vertical acumularía 115 Mbbbl, mientras que para los pozos horizontales, la acumulación sería de 210 Mbbbl.

Analogía - Eagle Ford

En los Estados Unidos, existen numerosas cuencas productivas con desarrollo de *shale*. Un caso de mucho interés es Eagle Ford, debido a que es la zona que presenta una importante producción de petróleo,

Figura 15. Perfil de producción de pozos horizontales con alto corte de agua.



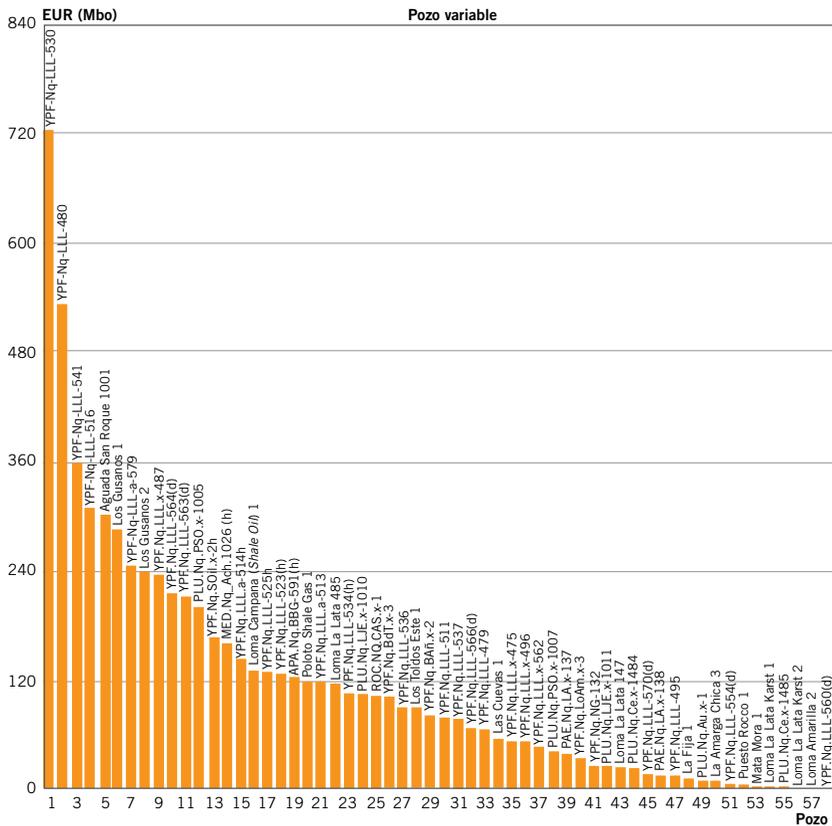


Figura 16. Histograma y gráfico de Pareto de EUR.

al igual que el desarrollo realizado en Vaca Muerta hasta el momento.

Según una reciente publicación de World Oil firmada por Nell Lukasovich, el consultor independiente Gary Swindell presentó en el SPE ATCE 2012 un estudio de seguimiento de 4 años de actividad en Eagle Ford, sobre un total de 1.041 pozos, lo que implica la perforación de unos 260 pozos/año. Para Vaca Muerta estos valores están en el orden de 33 pozos/año.

En el caso estadounidense, la EUR promedio ascendía a 207 Mbbbl por pozo, y resultaba más elevada que los 112 Mbbbl estimados en este estudio. Es notable la diferencia en la concentración de los datos por área; mientras que en Eagle Ford los 1.041 pozos se concentran en unos 552.000 acres, en el caso de Vaca Muerta, los pozos se hallan esparcidos a lo largo de 4,5 millones de acres. Esto indica claramente la diferencia de madurez de ambos desarrollos. Mientras que en Eagle Ford el espaciamento es de unos 530 acres/pozo, en Vaca Muerta es de 65.000 acres/pozo.

Otro dato que el autor menciona como significativo es que el 6% de los pozos superarían los 500 Mbbbl de

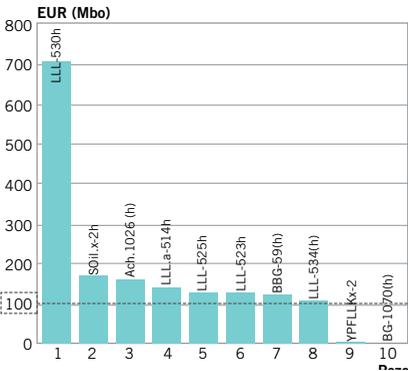


Figura 17. Pareto de EUR de los pozos horizontales.

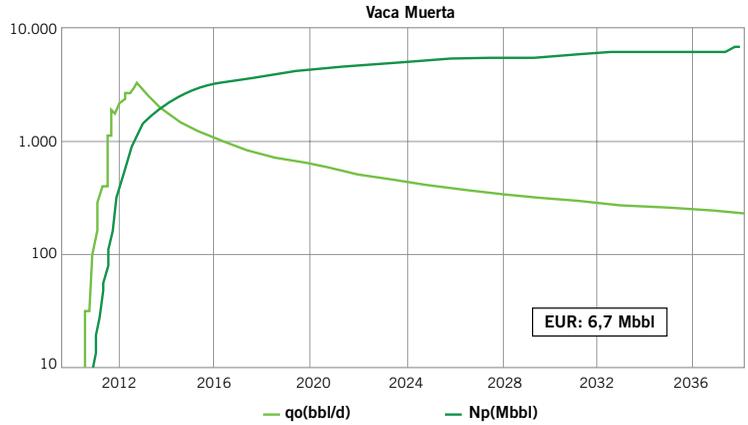


Figura 18. Historia y expectativa de producción en los 67 pozos.

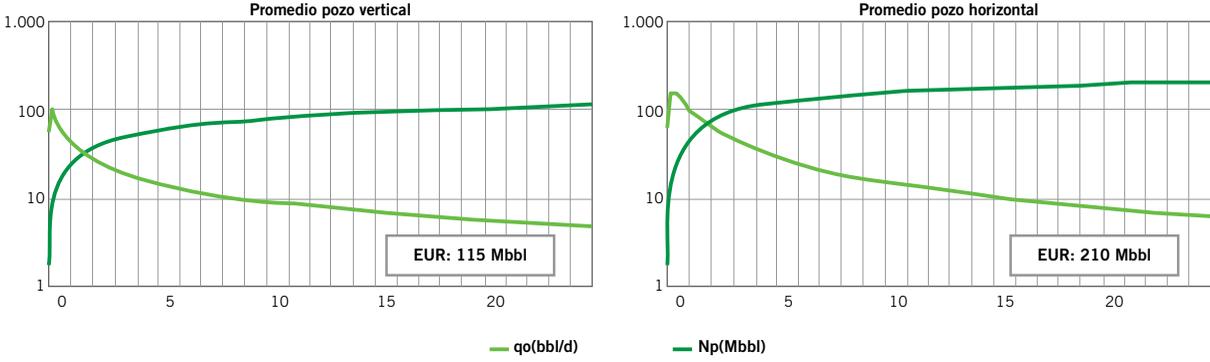


Figura 19. Perfiles de producción del pozo tipo vertical (izquierda) y horizontal (derecha).

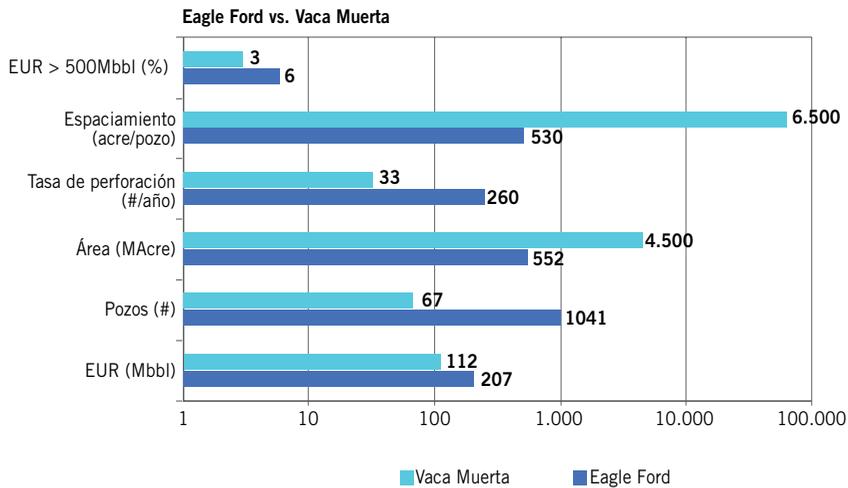


Figura 20. Eagle Ford vs. Fm. Vaca Muerta.

EUR. En el caso analizado de Vaca Muerta, esa proporción se reduce a 3% (2 pozos sobre los 67 estudiados):

Conclusiones

- YPF ha sido el principal actor con 49 de los 67 pozos reportados (73%), si bien progresivamente se han incorporado otros operadores que probablemente generen una variación de estas cifras a futuro.
- La mayor parte de los pozos perforados han sido verticales, mientras que en la experiencia de los Estados Unidos, prevalecen los pozos horizontales.
- Si bien el desarrollo es muy reciente, y por lo tanto la estimación de

EUR no puede tomarse como definitiva, las recuperaciones finales estimadas a la fecha son inferiores a las alcanzadas en Eagle Ford (Estados Unidos).

- La actividad realizada en los últimos dos años ha sido interesante, aunque el ritmo de incorporación de pozos es 8 veces menor que el de la cuenca de referencia.

Referencias

Legarreta, L & Villar, H.J., 2012, *Discussing the Maturity of the Source Rock in Neuquén Basin to Determine which Specific Areas Will Produce Gas and Oil*, American Business Conference: Shale Gas and Tight Oil Production, 24-26 de enero de 2012, Buenos Aires.

Hugo Néstor Giampaoli es Ingeniero en Petróleo de la Universidad del Comahue, con un Máster de Negocios del IAE. Cuenta con 30 años de experiencia en el sector de E&P adquirida durante su paso por Pérez Companc y Petrobras. Desde 2007 es socio fundador de GiGa Consulting y docente de la Escuela de Negocios ADEN.

Colaboradores

GiGa Colombia: Rocío Sandoval
GiGa Argentina: Carlos Del Col,
Juan Manuel Alvarez Cerimedo.

Unidades

Bopd: barriles de petróleo por día.
Bpd: barriles por día.
Macre: miles de acres.
Mbo: miles de barriles de petróleo.
Msfcd: miles de pies cúbicos de gas por día