



Evaluación del “Shale Oil” de la Formación Vaca Muerta Análisis de la declinación de la producción

Por **Nicolás Gutierrez Schmidt**,
Julio Alonso y **Adolfo Giusiano**
(Subsecretaría de Minería e
Hidrocarburos, Dirección de Estudios,
Provincia de Neuquén)

La Formación Vaca Muerta ocupa un área de aproximadamente 36.600 km² en la Cuenca Neuquina. Está compuesta principalmente por margas bituminosas con un alto contenido de material orgánico y se la considera una de las más importantes rocas generadoras de la cuenca. Su base se encuentra en contacto, al norte de la dorsal de Huincul, con la Formación Tordillo, y su techo está definido por los primeros niveles calcáreos de la Formación Quintuco. En algunas zonas de la cuenca, el contacto entre ambas formaciones está dado por una transición entre el Miembro Inferior de Quintuco, compuesto por calizas dolomíticas y arcilitas, y las

margas de la Formación Vaca Muerta. La figura 1 muestra un cuadro estratigráfico en el que se señalan las rocas madres de la Cuenca Neuquina y, a la derecha, perfiles de rayos gamma, de resistividad, sónico y litológico para el intervalo Quintuco inferior - Vaca Muerta.

El espesor de shale de la Formación Vaca Muerta, determinado por el método de Passey *et al.* (1990), puede alcanzar los 350 m hacia el norte de la provincia. El promedio general es de 200 m (figura 2). La maduración termal (Ro) muestra valores que van de 0,3% (inmaduro) a 2,67% y el contenido de materia orgánica (COT) varía de 0,4% a 8,1%, lo que

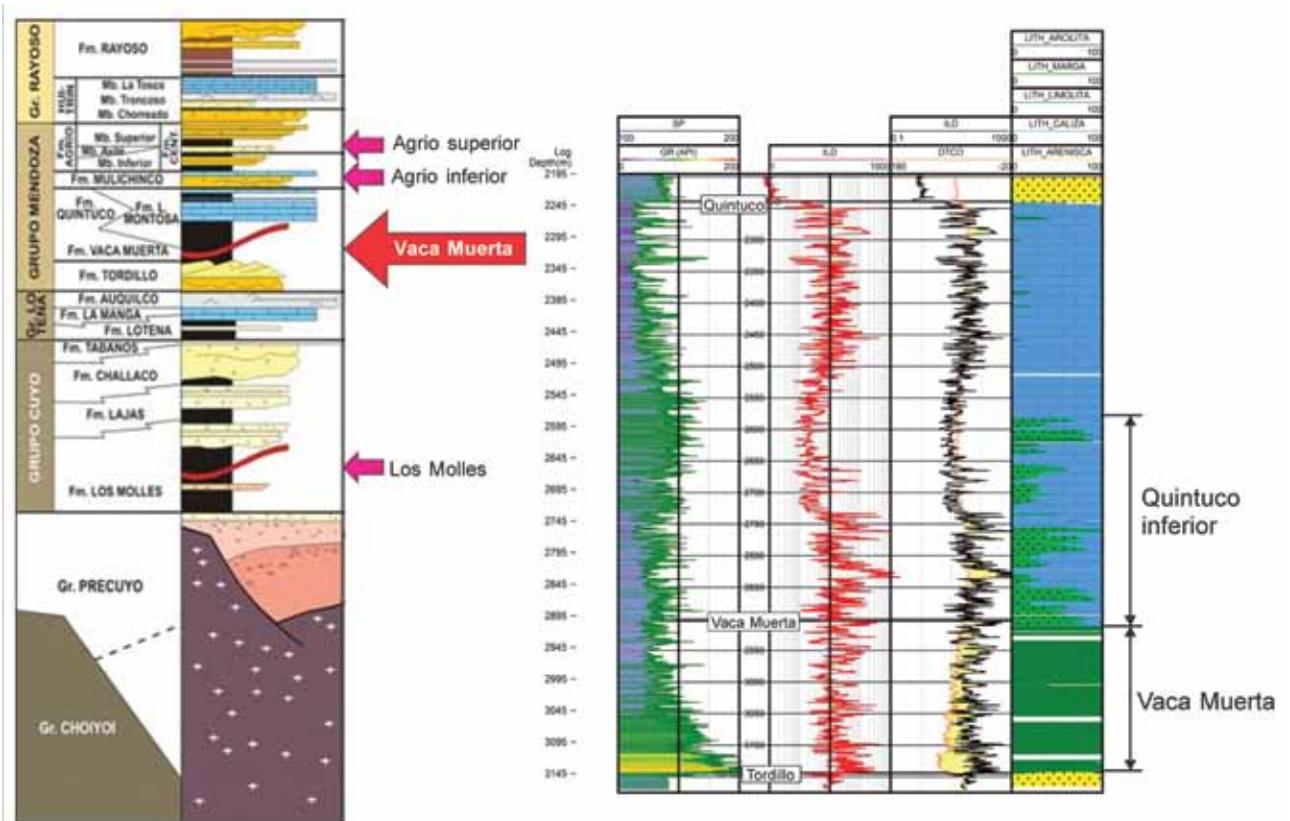


Figura 1. Cuadro estratigráfico de la Cuenca Neuquina y perfiles tipo para la Formación Vaca Muerta en el Engolfamiento.

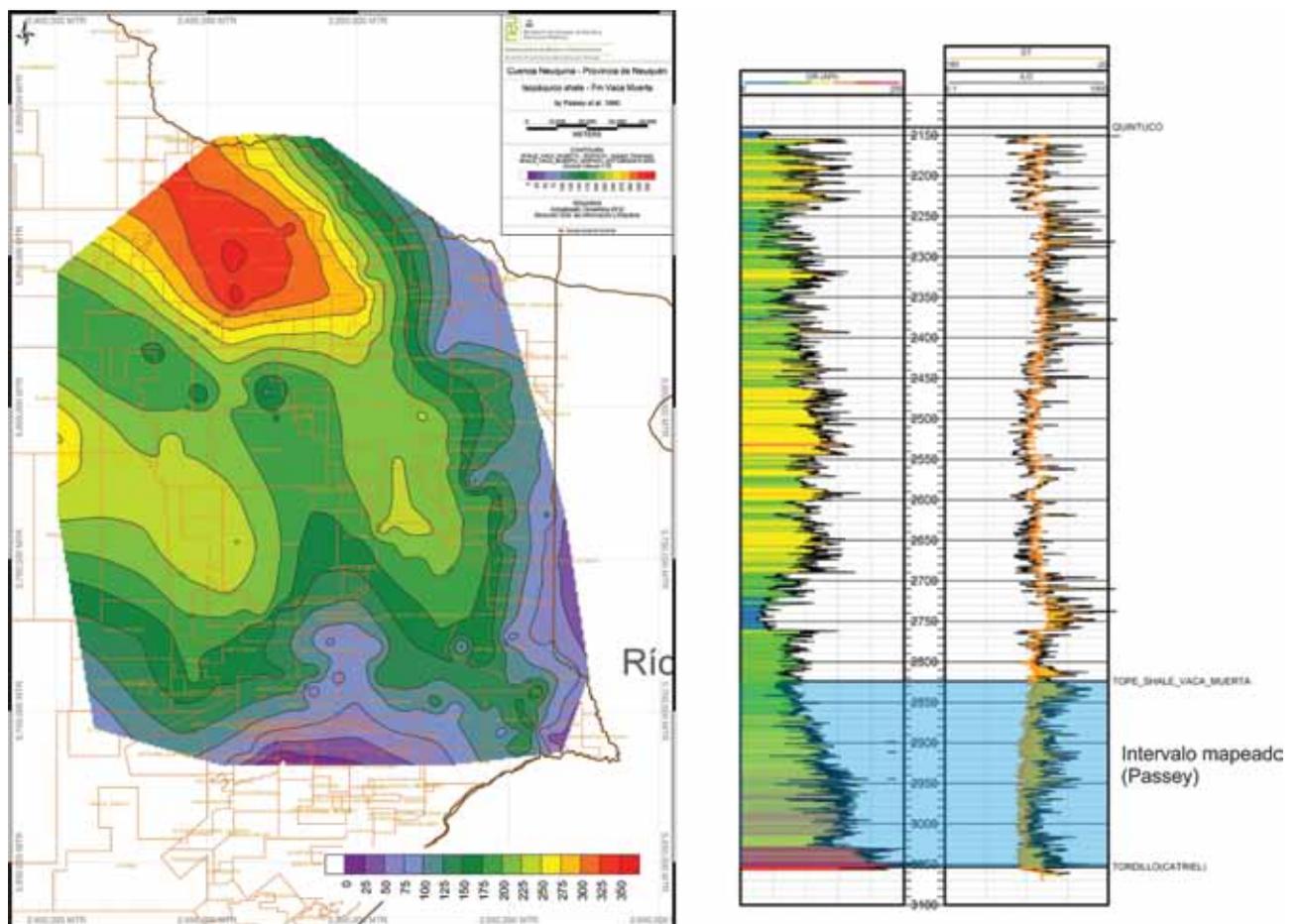


Figura 2. Mapa de espesores de shale de la Formación Vaca Muerta.

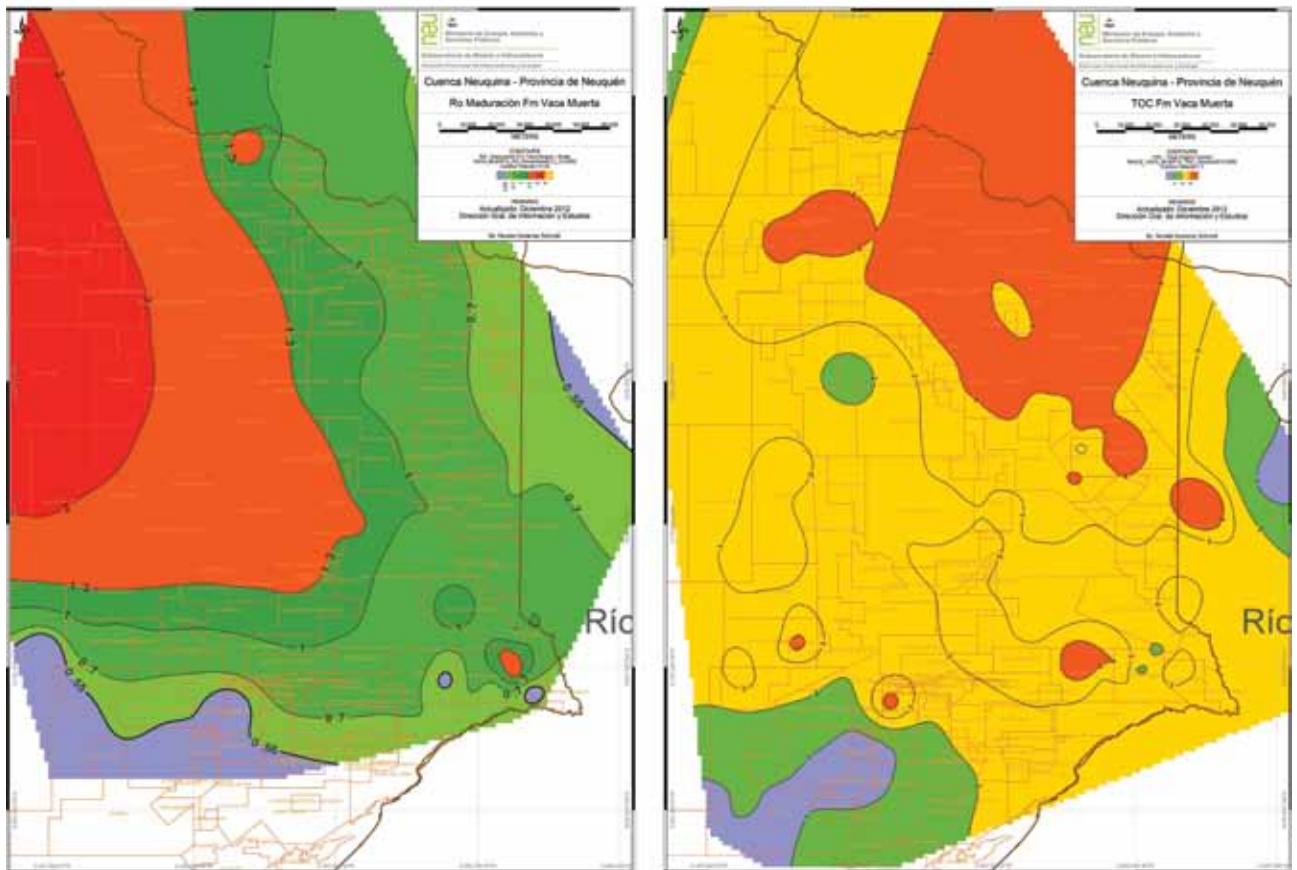


Figura 3. Maduración termal (izquierda) y COT (derecha).

indica una importante área potencial para la explotación tanto de hidrocarburos líquidos como gaseosos. La figura 3, a la izquierda, muestra un mapa con los valores de R_o , en el que se distinguen tres zonas correspondientes a la ventana de petróleo (verde), la ventana de gas húmedo (naranja) y la ventana de gas seco (rojo), y a la derecha, el contenido total de materia orgánica, en el cual la zona en amarillo corresponde a valores de entre 2 y 4% y la zona anaranjada, a valores mayores a 4%.

El área correspondiente a la ventana de petróleo alcanza los 19.800 km², con un espesor promedio de 160 m. El R_o considerado va de 0,55 a 1,3%, con un TOC de 2 a 8%.

En la tabla 1 se resumen algunas características de dicha formación y se diferencia el área de ventana de petróleo (*shale oil*).

Producción de petróleo convencional y no convencional en la provincia de Neuquén

En el mes de julio de 2012, la producción de petróleo en la provincia de Neuquén fue de 18.386 m³/d, principalmente en las áreas El Trapial, Puesto Hernández y Chihuido de la Sierra Negra, con un importante aporte de condensado de Loma de

la Lata. Durante este mes, la producción de shale oil ya había alcanzado el 2,42% del total de la provincia (figura 4), y ha llegado actualmente a un 3%, con alrededor de 40 pozos en producción.

A pesar del protagonismo que han alcanzado los reservorios de shale en la provincia de Neuquén en los últimos 3 años, ya se tenía conocimiento del posible potencial productor de la Formación Vaca Muerta. Quizás, los principales motivos para no haber desarrollado estos recursos «no convencionales» fueron las limitaciones tecnológicas, los costos operativos y las reservas de hidrocarburos convencionales que estaban en alza gracias a nuevos descubrimientos y mejoras en los planes de desarrollo de los yacimientos ya existentes. Sin embargo, existen perforaciones que han tenido como objetivo evaluar el potencial de dicha formación. Un ejemplo es el pozo de avanzada Bajada del Palo 7 (YPF. Nq.BP.a-7), perforado en el año 1983, cuyo principal objetivo fue evaluar la importancia minero-económica de la Formación Vaca Muerta y que lleva

	Formación Vaca Muerta Shale	Vaca Muerta Shale (Oil)
Área	36.600 km ²	19.840 km ²
Profundidad del tope	1500-3750 mbbp	2700-2900 m
Espesor total	200 m (promedio)	160 m
Espesor neto	≈ 100 m	≈ 100 m
TOC promedio	≈ 3(% peso) (val. min. y max.: 0,4-8,1)	3,50(% peso) (promedio)
Madurez termal	Madurez Termal = 0,33-2,67(% R_o)	0,55-1,3(% R_o)

Tabla 1. Resumen de características de la Formación Vaca Muerta.

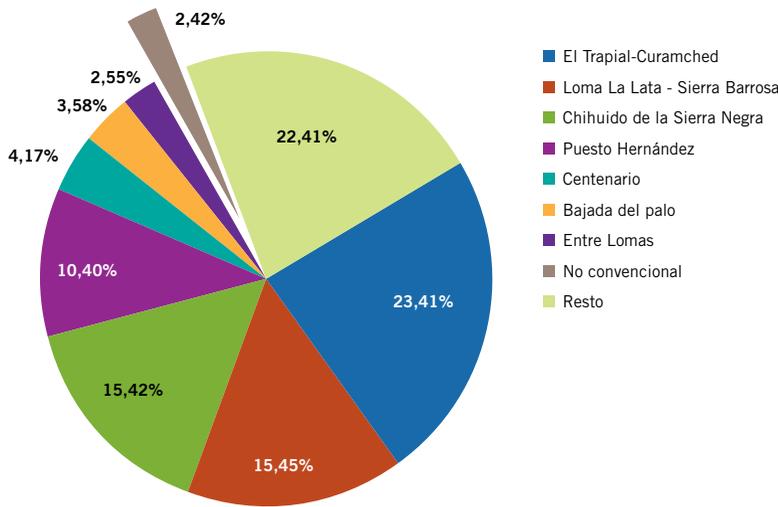


Figura 4. Porcentaje de participación de las principales áreas en la producción mensual de la provincia de Neuquén (julio de 2012). Fuente: Cap. IV SEN

hasta la actualidad más de 27 años en producción. Este es un caso especial, ya que no se cuenta con datos de otro pozo con características similares en la cuenca.

Bajada del Palo a-7

Este pozo resultó productivo en petróleo en dicha formación y fue estimulado mediante los procesos de acidificación, fractura y posterior acidificación. La figura 5 muestra

perfiles de resistividad, rayos gamma y sónico para este pozo, así como la zona rica en materia orgánica de la Formación Vaca Muerta denominada *shale*, delimitada por el cruce entre los perfiles DT e ILD (Passey et. al. 1990). Además, puede observarse que los punzados se encuentran en esta sección, más específicamente en la zona con mayor resistividad.

El pozo Bajada del Palo a-7 tiene una acumulada de petróleo de 119.600m³ (754,3Mbbbl) proveniente de la Formación Vaca Muerta y

evidencia el potencial productivo de dicha formación. Actualmente se encuentra en extracción efectiva mediante bombeo mecánico con un caudal aproximado de 8,7m³/d. La historia de producción (figura 6) muestra un ajuste de la producción usando una curva hiperbólica, para señalar su comportamiento general, del cual se obtuvo un valor de b de 1,5 y una declinación inicial Di de 0,02, para llegar a una declinación final de 6%/año. Si se observa en la figura el período comprendido entre los años 1991 y 1995, puede verse un incremento en la producción, como resultado de una re-fractura hidráulica, que aportó 10.000m³ de petróleo a la acumulada.

Análisis de declinación

El análisis de declinación de la producción de pozos es una herramienta muy utilizada para la estimación de reservas y la elaboración de pronósticos de producción ya que estos datos, normalmente, son de fácil adquisición. Además, el ajuste con modelos de declinación es una técnica reconocida por el *Petroleum Resources Management System* (SPE-PRSM) para la auditoría de reservas.

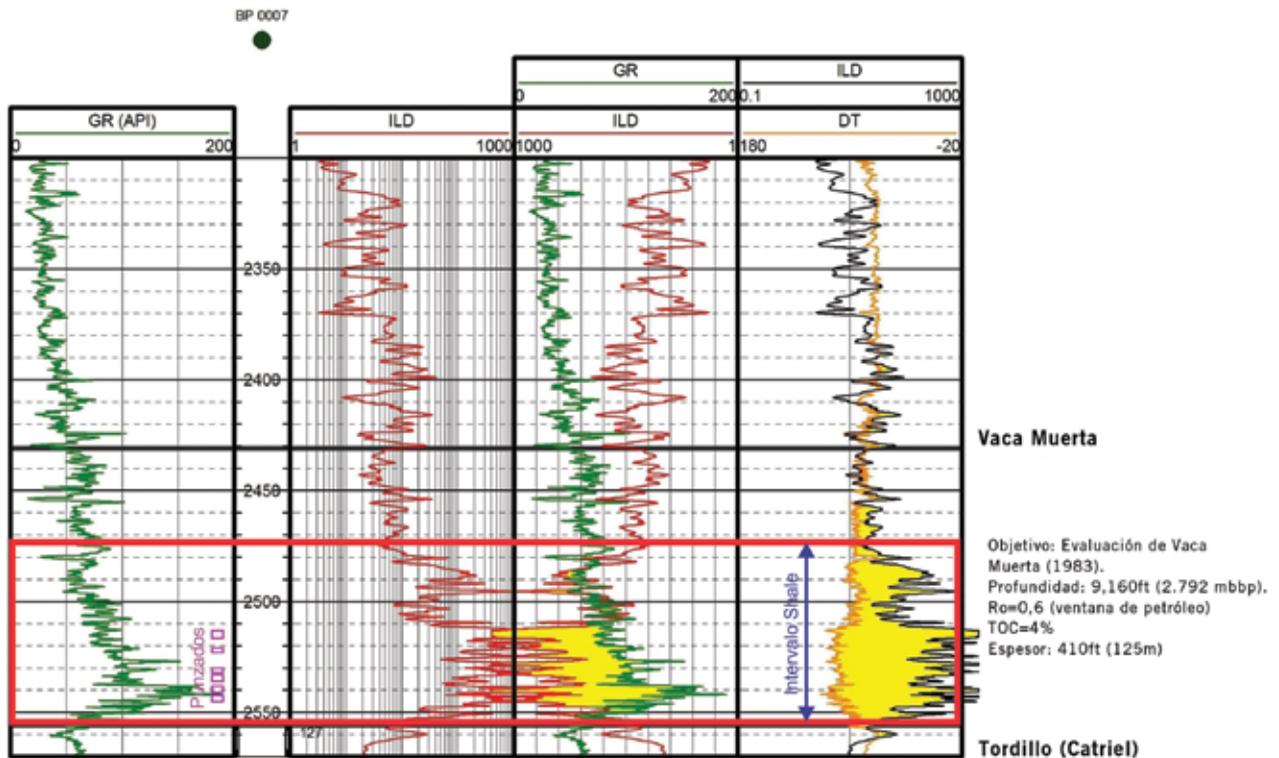


Figura 5. Set de perfiles del pozo BP.a-7 y punzados.

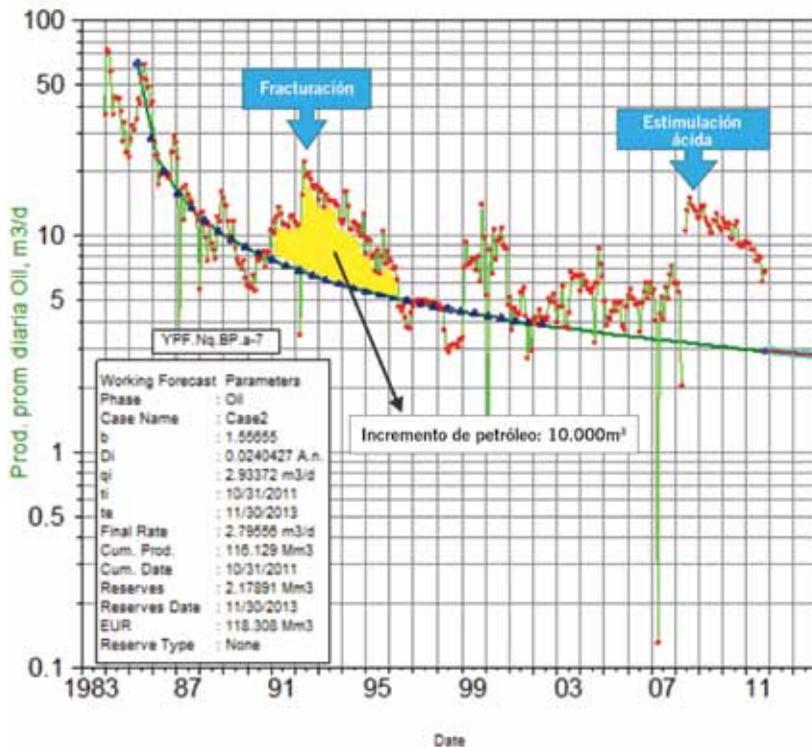


Figura 6. Historia de producción del pozo BP.a-7.

El nivel de confianza de la estimación se basa en la cantidad de datos o la historia de producción disponible, y para ella se consideran aceptables períodos no menores a dos años de producción efectiva, dependiendo del tipo de reservorio.

En los reservorios de shale, el estudio de declinación de la producción no está definido por ningún modelo matemático específico. Se conocen algunos modelos utilizados en la actualidad, desarrollados para pozos fracturados de *shale gas*. Para

el caso de petróleo, y sobre todo para la Formación Vaca Muerta, este tema se encuentra en estudio debido a que existe una escasa cantidad de pozos con una historia de producción considerable para este tipo de análisis.

Es importante tener en cuenta que los reservorios de shale poseen una permeabilidad ultra baja, lo cual puede verse reflejado en un flujo transitorio por un período muy extenso, que a veces se extiende a toda la vida útil del pozo, un área de drenaje no necesariamente circular, y el

hecho de que son pozos estimulados mediante fracturamiento hidráulico. A raíz de esto surge el interrogante de cuál es el modelo de declinación más adecuado para realizar pronósticos de producción y cuál es la historia de producción mínima para que estos pronósticos tengan un considerable nivel de confianza.

Algunos modelos utilizados en pronósticos de *shale gas* son el modelo exponencial extendido (*Stretched Exponential Model*, Valkó, 2010) y el Modelo de Duong (2011), los cuales, comparados con las curvas de Arps, resultan más conservadores. Sin embargo, los autores recomiendan historias de producción de más de 3 años. Para el presente trabajo se utilizó la curva hiperbólica de Arps con una modificación que se explicará más adelante.

La curva hiperbólica de Arps se encuentra gobernada por tres parámetros: el caudal inicial (q_i), la declinación inicial (D_i) y un factor b . El caudal en función del tiempo, $q(t)$, y la producción acumulada en función del caudal, $Q(q)$ responden a las siguientes ecuaciones:

donde:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_it)^{\frac{1}{b}}}$$

$$Q(q) = \frac{q_i^b}{(1 - b) D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$$

t: tiempo (meses)

q(t): caudal al tiempo t (m³/d)

qi: caudal de producción inicial (m³/d) a t=0

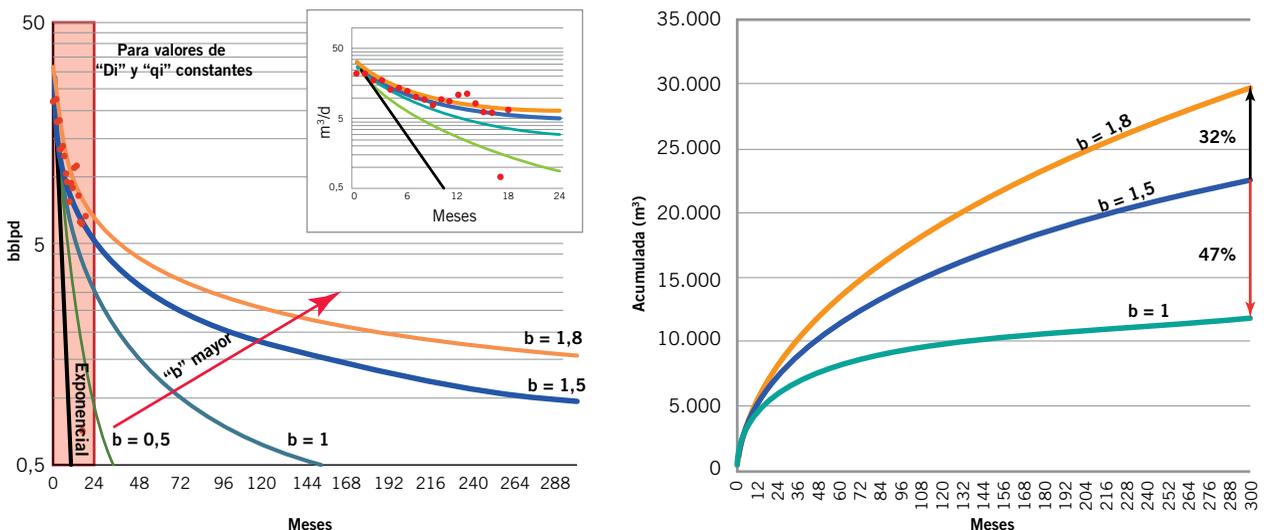


Figura 7. Representación de las curvas de Arps.

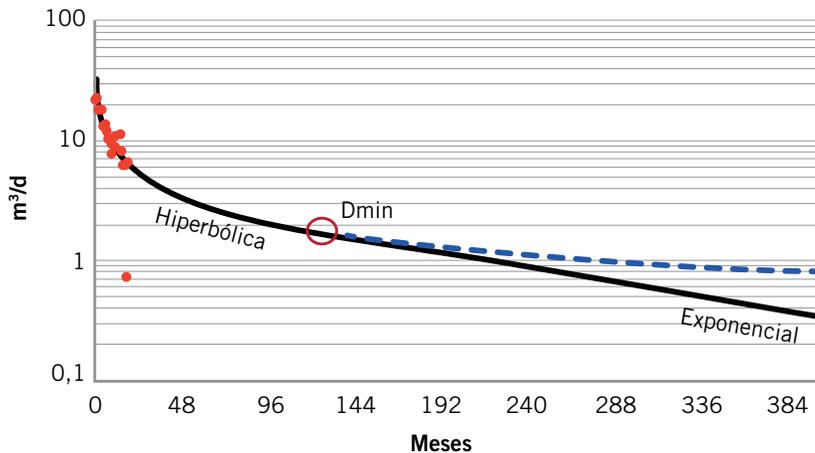


Figura 8. Modelo hiperbólico modificado.

b: constante de Arps
 Di: declinación inicial

Las bases teóricas para la aplicación de este modelo son: flujo dominado por los límites, presión de fondo constante, y radio de drenaje constante. No considera el flujo transitorio, y brinda una solución matemática para valores de b entre 0 y 1. En la figura 7 se puede ver cómo el parámetro b modifica las curvas, teniendo más curvatura para los valores mayores. Es importante observar, además, que en 24 meses casi no hay diferencias significativas entre las curvas de b=1,5 y b=1,8, por lo que será necesario tener cuidado en la estimación de b con períodos de producción cortos. Para un período de 25 años, con valores de Qi y Di constantes, se observa una diferencia de (EUR) del 32% entre un b=1,5 y b=1,8 y si se compara el primero con b=1, la diferencia es del 47% menos.

Cuando se realizan estimaciones

del parámetro b en pozos productores de reservorios de muy baja permeabilidad, los mejores ajustes generalmente tienen resultados de b mayores a 1. Estos valores pueden conllevar a reservas sobreestimadas o infinitas, lo cual resulta poco realista. La combinación con un ajuste exponencial a partir de un valor de declinación mínima (Dmin) hace que este modelo dé como resultado valores de reservas finitas a tiempos razonables (figura 8).

Matemáticamente, la curva hiperbólica modificada se describe de la siguiente manera:

$$q(t) \begin{cases} \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} & D < D_{min} \\ q_i e^{-D t} & D \geq D_{min} \end{cases}$$

Este último modelo se puede utilizar para un primer análisis, y ofrece resultados comparables con los modelos actuales de shale gas.

Un ejemplo en el Shale de Bakken

Para obtener una comparación de pozos productores de shale oil, citamos el trabajo titulado «Oil Production Potential of the North Dakota Bakken» (J. Mason, 2012). En este documento se puede ver el ajuste con un modelo hiperbólico modificado de pozos horizontales productores de petróleo del shale de Bakken. Estos pozos tienen como característica una rama horizontal que puede alcanzar 2.800 m, con etapas de fracturas que van desde 28 a 32. La estimación se hizo a 30 años y dio como resultado un EUR de 86.000m³ con un caudal inicial de 73m³/d, b=1,4 y una declinación inicial (Di) igual a 0,197.

Se debe tener en cuenta que los pozos horizontales en el shale de Vaca Muerta no superan los 1.000m y las 10 etapas de fractura.

Ajuste del modelo

Se realizó una estimación de los parámetros de las curvas de Arps (qi, b y Di) y se compararon los datos de producción con el modelo matemático, reduciendo al mínimo el error cuadrático. Con estos valores se estima la recuperada final de petróleo (EUR) a 25 años para los pozos que se encuentran en producción en la provincia de Neuquén, diferenciando los pozos verticales y horizontales de la Formación Vaca Muerta y un pozo horizontal productor de Quintuco inferior más Vaca Muerta. Se considera un valor de declinación mínima Di=6%/año, basado en el comportamiento del pozo BP.a-7.



Producción promedio Bakken Dakota del Norte para el primer año. IP estimado = 14,225 bbl; exponente de declinación optimizado: b = 1,4; declinación nominal optimizada: Di = 0,197

Figura 9. Declinación en el Shale del Norte de Dakota. J Mason

Perfil promedio de producción de pozos Bakken Dakota del Norte. Totales de producción de pozos acumulada: Año 10 = 348 M bbl; Año 20 = 466 M bbl y Año 30 = 546 M bbl; 19% de EUR de pozo se obtiene en el primer año; 46% a los cinco años y 64% a los cinco años y 64% en el décimo año.

Pozos verticales: Formación Vaca Muerta

Se analizaron 4 pozos con una historia de producción mayor a un año. Estos pozos son productores de la Formación Vaca Muerta, con un espesor útil de aproximadamente 100 m, considerado desde el tope hasta la base de los punzados y fracturados hidráulicamente con no más de 5 etapas. Con los datos de producción se efectuaron 3 ajustes: máxima, media y mínima (figura 10), en los cuales el pozo medio tiene un valor de EUR a 25 años de 28.000 m³ con un caudal inicial de 32 m³/d. Los parámetros de Arps estimados se muestran en la tabla 2.

Pozo horizontal: Formación Vaca Muerta

Debido a la breve historia de producción, solo se analizó un pozo horizontal productor de la Formación Vaca Muerta. Los pozos horizontales en dicha formación tienen una longitud horizontal de aproximadamente 1.000 m y 10 etapas de fractura. El ajuste dio como resultado un EUR a 25 años de 61.800m³, con un caudal inicial de 53 m³/d y declinación inicial $D_i=0,25$. El parámetro b es de 1,8 (figura 11). Puede observarse que hay

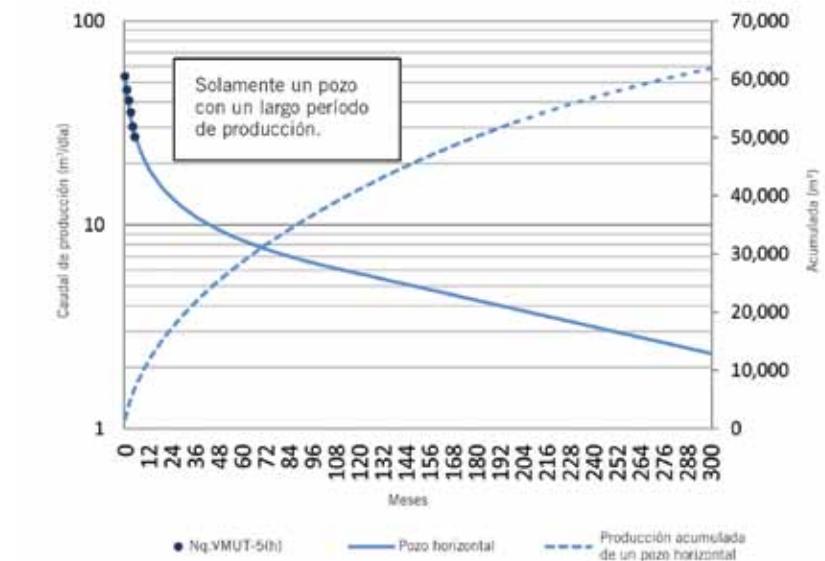


Figura 11. Declinación de pozo horizontal de shale oil en Vaca Muerta.

un mayor rendimiento con respecto al pozo medio vertical, incrementado en un factor de 2,2.

Pozo horizontal: Formación Vaca Muerta + Quintuco inferior

De igual manera que con el pozo horizontal productor de la Formación Vaca Muerta, se analizó un pozo horizontal productor del intervalo Quintuco inferior más Vaca Muerta.

El valor de EUR estimado a 25 años es de 129.160 m³ de petróleo, con un caudal inicial de 80m³/d, una declinación inicial $D_i=0,125$ y $b=1,8$ (figura 12).

Nota: Los gráficos presentados tienen como separador de decimales el punto (.) y como separador de miles, la coma (,).

Comparación y discusión final

La figura 13 muestra las proyecciones a 25 años de los pozos analizados, y en qué factor se incrementa la EUR. En la tabla 3 se citan los valores de Arps y las EUR estimadas.

Sobre la base del análisis realizado, puede considerarse que:

- Es posible realizar un ajuste con curvas de declinación para los pozos analizados, para obtener valores de EUR que diferencian el rendimiento entre pozos horizontales y verticales y los distintos niveles productores, y obtener además resultados comparables con otros *plays de shale*.
- El criterio adoptado en el estudio de declinación es comparable con el adoptado en otras cuencas de shale, como por ejemplo Bakken Shale.
- Probablemente habría un mejor rendimiento en los pozos horizontales de la Formación Vaca Muerta, con un rendimiento mayor equivalente a 2,2 veces respecto de los pozos verticales, que a su vez se vería incrementado en 2,1 veces con la participación de Quintuco inferior.
- Los parámetros de Arps muestran

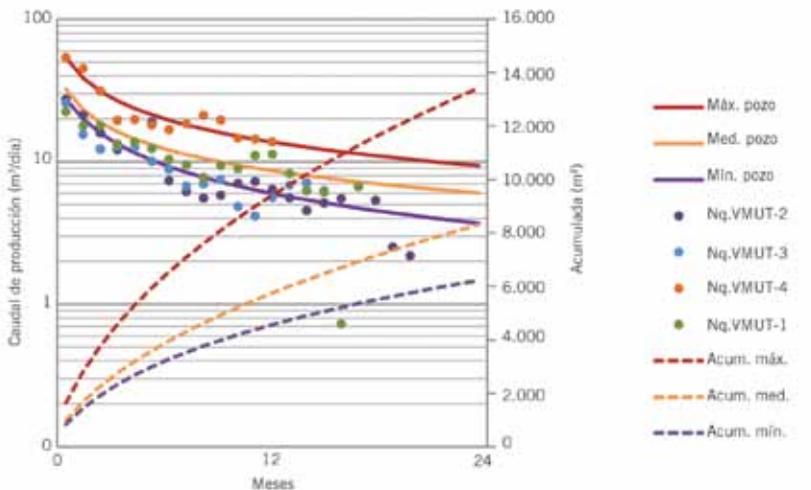


Figura 10. Declinación pozos verticales de shale oil en Vaca Muerta.

	qi	b	Di	Dmin	t @ Dmin	q	EUR
	(m ³ /d)		n.año	(%/año)	(años)	@300 meses (m ³ /d)	@ 25 años (m ³)
Pozo Máxima	54	1.69	0.45	6	9.75	1.51	42,500
Pozo Media	32	1.81	0.46	6	9.11	1.03	27,900
Pozo Mínima	28	1.30	0.40	6	12.66	0.45	15,600

Tabla 2. Parámetros estimados para los pozos verticales productores de shale oil en Vaca Muerta.

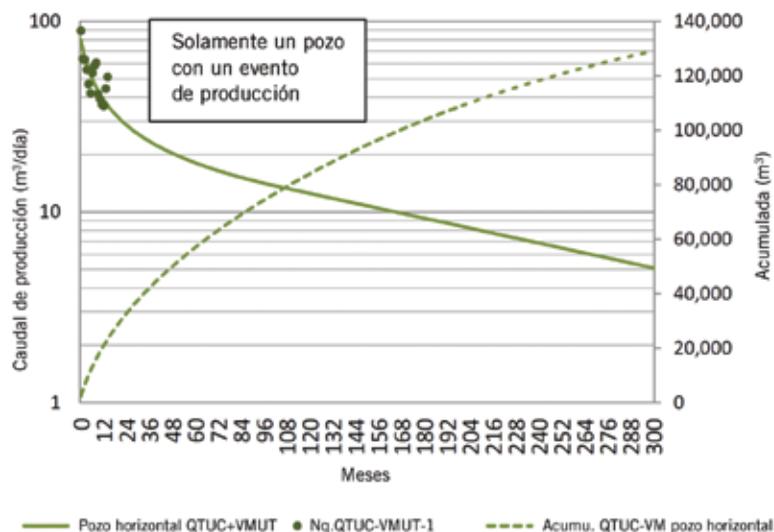


Figura 12. Declinación de pozo horizontal de shale oil en el intervalo Vaca Muerta + Quintuco inferior.

valores similares a los estimados en otros plays de shale, con un b promedio, para los pozos de la Formación Vaca Muerta, de 1,8, y con un valor de D_i que va de 0,45 a 0,25.

• Podría considerarse que, con un período de producción de al menos dos años, es posible obtener pronósticos de producción con un grado significativo de confianza.

	Vertical VM (medio)	Horizontal VM	Horizontal QTUC+VM
EUR @ 25 años	176,120 bbl (28,000 m³)	812.416 bbl (129.160 m³)	389.000 bbl (61.800 m³)
q_i	200 bbl/d (32 m³/d)	500 bbl/d (80 m³/d)	336,5 bbl/d (53,5 m³/d)
D_i	0,48	0,125	0,25
b	1,8	1,8	1,8
D_{min}	6%/yr	6%/yr	6%/yr

Tabla 3. Comparación de los parámetros de Arps y EUR para los pozos analizados.

• Los pozos evaluados indican que el EUR es directamente proporcional al caudal de producción inicial, y que este último se relaciona con la terminación del pozo (diseño de fracturas y cantidad de etapas de fractura).

Es importante aclarar que esta primera evaluación de la declinación de los pozos productores de shale oil de la Formación Vaca Muerta podría mejorarse con el tiempo en la medida en que se cuente con una mayor cantidad de datos de producción, tanto en historia como en cantidad de pozos. ■

Referencias

1. Arps J. J. 1945. *Analysis of Decline Curves*. *Trans. AIME*: 160: 228-247
2. Fetkovich, M. J. 1980. *Decline Curve Analysis Using Type Curves*. *JPT32(6)*: 1065-1077
3. Passey Q. R. et al. 1990. *A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs*. *AAPG, Bulletin V. 74 No. P. 1777-1794*.
4. SPE. 2007. *Petroleum Resources Management System*.
5. Valkó, P.P. and Lee. J. 2010. *A Better Way To Forecast Production From Unconventional Gas Wells*. *SPE 134231*.
6. Duong A. N. 2011. *Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoir*. *SPE 137748*
7. Mason J. J. 2012. *Oil production Potential of the North Dakota Bakken*.

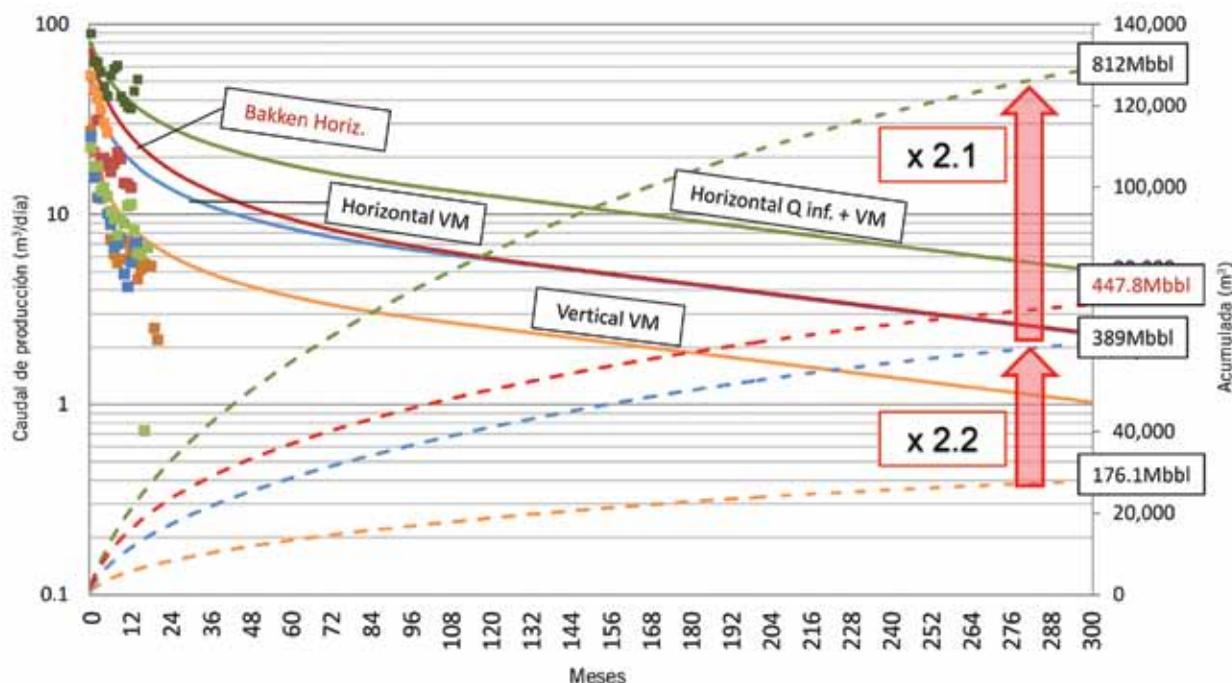


Figura 13. Comparación de las proyecciones de producción de los distintos pozos de shale oil en Vaca Muerta.