

CARACTERIZACIÓN DEL RESERVOIRIO Y EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN UTILIZANDO ANÁLISIS DE TRANSIENTES DE CAUDAL EN RESERVOIRIO CONVENCIONAL CON ACUÍFERO ACTIVO. CASOS REALES EN EL YACIMIENTO VIZCACHERAS - MENDOZA

Máximo H. De Sanctis¹, María M. Rodríguez², Fabián I. Hualpa¹

1: YPF S.A., Mendoza, Argentina. maximo.desanctis@ypf.com, fabian.hualpa@ypf.com

2: YPF S.A., Buenos Aires, Argentina, magdalena.rodriguez@ypf.com

Palabras clave: Transientes de caudal, curvas tipo, presión de fluencia, daño de formación, permeabilidad

ABSTRACT

Reservoir Characterization and Evaluation of the Formation Damage using rate transient analysis in a Conventional Reservoir with Water Drive

The purpose of this paper is to show how rate and flowing pressure data can be interpreted using type curves, to determine the reservoir permeability, the formation damage, EUR (Estimate ultimate recovery) and OOIP (Original oil in place) per well when the reservoir is conventional and has water influx.

To apply this methodology, it is necessary to have pressure sensors in the artificial lift systems, collecting the flowing pressure data with a determinated frequency. On the other hand, the daily production per well must be sufficiently representative to not introduce major errors in the interpretation.

This paper will show that using type curves developed by Blasingame *et al.* (1991), it is possible to achieve an acceptable matching, compared with others methodologies normally used such as: Build-Up (to determine permeability and skin) and empirical decline method to determine Estimate Ultimate Recovery.

This methodology has a wide range of application, from its use as a decision making tool to define stimulations, until its use for reserve estimation.

INTRODUCCIÓN

El análisis RTA (*Rate-transient analysis*) está en la industria desde hace ya varios años, pero se volvió popular hace relativamente poco, debido a la mayor disponibilidad de datos. Existen varios autores referentes de esta metodología, los cuales utilizan diferentes curvas tipo, como ser: Fetkovich (1980), Blasingame *et al.* (1991) y Agarwal *et al.* (1998).

En este trabajo se utilizarán las curvas tipo de Blasingame y el *software* Harmony de la compañía IHS.

En el análisis de Blasingame *et al.* (1991) se grafica como principal el caudal normalizado versus el tiempo de balance de materiales t_c .

El caudal normalizado $\frac{q}{\Delta p}$ se define como:

$$\frac{q}{\Delta p} = \frac{q}{p_i - p_{wf}} \quad (1)$$

donde q es caudal, p_i es la presión inicial y p_{wf} es la presión de fluencia.

Notar la importancia de graficar el caudal normalizado (en vez de sólo el caudal) ya que en el mismo se tienen en cuenta las presiones. Incorporando así esta información fundamental al análisis.

El tiempo de balance de materiales se define como:

$$t_c = \frac{Q}{q} \quad (2)$$

El tiempo de balance de materiales se calcula como el caudal acumulado Q dividido por el caudal instantáneo q . Si bien tiene unidad de tiempo no es creciente con el mismo (es decir a un tiempo mayor se puede obtener un tiempo de balance de materiales más chico).

La selección de un punto de *match*, es la metodología clásica en el estudio de curvas tipo. Esto se hace generando el grafico de $\frac{q}{\Delta p}$ y t_c para los puntos de presión y caudal medidos, y graficándolo junto al gráfico de curvas adimensionales q_{Dd} y t_{Dd} .

Según el modelo de Blasingame, luego de ajustar los datos reales con las curvas tipo, se puede calcular la permeabilidad K como se indica en el trabajo publicado por Blasingame *et al.* (1989):

$$K = \left(\frac{q}{\Delta p} \right)_{match} \left(\frac{141.2\beta\mu}{h} \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)_{match} - \frac{1}{2} \right) \quad (3)$$

donde q_{Dd} es el caudal adimensional, β es el factor de volumen, μ es la viscosidad, h el espesor, r_{wa} el radio de pozo efectivo y r_e el radio de límite externo.

El radio de pozo efectivo r_{wa} , se calcula como (Blasingame *et al.* 1991):

$$r_{wa} = \sqrt{\left(\frac{t_c}{t_{Dd}} \right)_{match} \left(\frac{0.006328K}{\phi\mu c_t \frac{1}{2} \left(\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)_{match}^2 - 1 \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)_{match} - \frac{1}{2} \right)} \right)} \quad (4)$$

donde t_{Dd} es el tiempo adimensional, ϕ es la porosidad y c_t es la compresibilidad total.

El daño de formación s , se define en la literatura como (Dake 1978):

$$s = \ln \left(\frac{r_w}{r_{wa}} \right) \quad (5)$$

donde r_w es el radio del pozo.

El Petróleo Original In Situ (POIS), (el cual se va a ser referido en este trabajo con la letra N), se calcula como (Blasingame *et al.* 1991):

$$N = \frac{1}{c_t} \left(\frac{t_c}{t_{Dd}} \right)_{match} \left(\frac{q/\Delta p}{q_{Dd}} \right)_{match} \quad (6)$$

en donde los términos 2 y 3 de la ecuación (6) corresponden a:

$$\left(\frac{t_c}{t_{Dd}}\right)_{match} \equiv \text{eje } x \text{ del gráfico en el punto de ajuste} \quad (7)$$

$$\left(\frac{q/\Delta P}{q_{Dd}}\right)_{match} \equiv \text{eje } y \text{ del gráfico en el punto de ajuste} \quad (8)$$

En el caso de reservorios con acuífero activo, se introduce el concepto de “movilidad del acuífero” (Dake 1978). Por ende, queda definida la relación de movilidades entre el acuífero M_{aq} y el reservorio M_{res} como:

$$M = \frac{M_{aq}}{M_{res}} = \frac{\frac{K_{aq}}{K_{res}} \mu_{res}}{\mu_{aq}} \quad (9)$$

donde K_{aq} y K_{res} son las permeabilidades del acuífero y del reservorio respectivamente, y μ_{aq} y μ_{res} son las viscosidades del fluido del reservorio y del fluido del acuífero respectivamente.

Dicha relación es un indicativo de la potencia del acuífero. Si $M = 0$, no hay acuífero presente, y a mayor valor de M , mayor es el mantenimiento de presión (Figura 1). El valor máximo que puede alcanzar M es 10, el cual representa un sistema en donde no hay depletación.

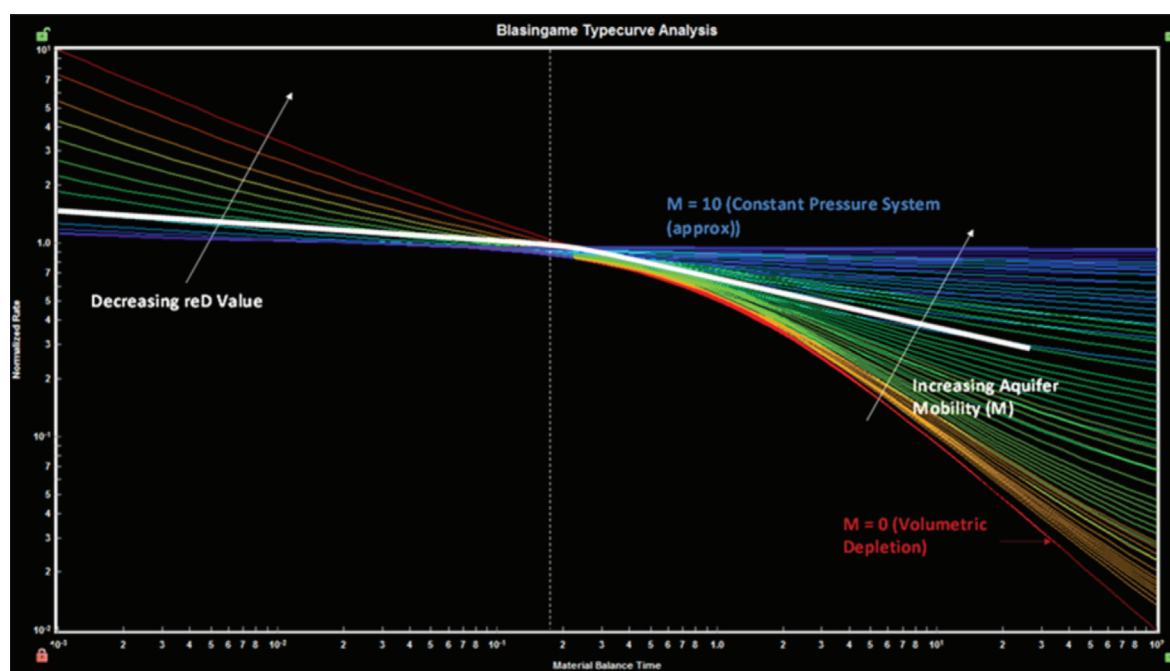


Figura 1. Variación de las curvas tipo de Blasingame para diferentes valores de M en reservorios con acuífero activo. En el eje vertical se grafica caudal normalizado $\frac{q}{\Delta p}$ y en el eje horizontal tiempo de balance de materiales t_c .

Todos los casos que se presentarán en este trabajo corresponden a pozos productores de la Formación Papagayos, ubicados en el Yacimiento Vizcacheras, en la Cuenca Cuyana, a 80 km al sur de la Ciudad de Mendoza. Dicha formación se dispone sobre un monoclin al de rumbo noroeste – sudeste, que se hunde hacia el noreste. Se destacan dos zonas para esta formación en el yacimiento Vizcacheras. Una zona principal y otra denominada Vizcacheras Oeste. La zona del

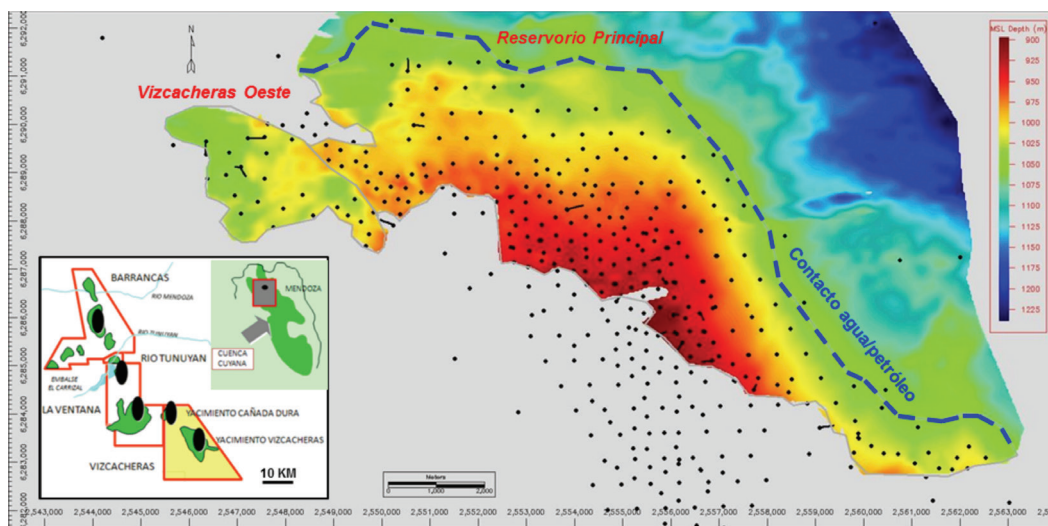


Figura 2. Ubicación geográfica del Yacimiento Vizcacheras y mapa estructural de la Formación Papagayos.

reservorio principal presenta los bordes oeste y sudoeste definidos por un *pinch out* estratigráfico mientras que hacia el norte, este y sudeste está limitada por el contacto agua/petróleo. La presencia de un acuífero con fuerte empuje de agua, en dirección noreste – sudoeste, otorga un buen mantenimiento de presión en la margen este del área principal de desarrollo (Figura 2).

La zona del reservorio principal de la Formación Papagayos está constituida por depósitos de sistemas aluviales, siendo sus litofacies principales conglomerados y areniscas, y en menor importancia limolitas y arcilitas de escaso espesor (Figura 3). Presenta excelentes condiciones de continuidad.

	Vizcacheras Oeste	Reservorio principal
Permeabilidad (milidarcy)	300 – 4000 md	2000 – 5000 md
Porosidad (porcentaje)	15 – 28 %	25 – 30 %
Espesor neto promedio (metros)	5 m	10 m
Presión original (psi)	2000 psi	2200 psi
Temperatura (grados celcius)	100 °C	100 °C
Gravedad específica del petróleo (grados API)	29 °API	29°API
Viscosidad del petróleo (centipoise)	6 cp	6 cp
Mecanismo de drenaje	débil empuje de agua	fuerte empuje de agua
Litología y Estratigrafía	areniscas	areniscas y areniscas conglomerádicas
Ambiente depositacional	abanico fluvial distal	abanico fluvial proximal / abanico aluvial

Figura 3. Características geológicas, petrofísicas y de fluidos en condiciones de reservorio, de la Formación Papagayos en ambas zonas.

Al noroeste de dicha zona se encuentra la zona de Vizcacheras Oeste (Figura 2), cuyas características geológicas difieren en calidad, espesor y continuidad de reservorio. A pesar de esto, dicha zona aporta un volumen significativo de producción al yacimiento. Por otro lado, el acuífero presente en esta zona, tiene un menor empuje de agua, con dirección noroeste – sudeste (Figura 3). El mecanismo de drenaje de ambas zonas es por empuje de agua.

METODOLOGÍA

Los casos que se presentarán a continuación fueron interpretados utilizando curvas tipo para reservorios con acuífero activo (Blasingame *et al.* 1991).

En primer lugar, se recolectaron los datos de presión de fluencia, los cuales fueron adquiridos mediante los sensores de fondo instalados en cada uno de los dos pozos analizados.

Los datos de presión de fondo utilizados tienen una frecuencia de un dato de presión diario. Luego se utilizan los valores de caudal de petróleo y agua alocados por pozo con la misma frecuencia. Seguidamente se realiza un filtrado de los datos y se eliminan aquellos puntos en donde pudo haber alteraciones en las mediciones por cambios en las condiciones de superficie, errores de medición en los sensores, etc (Figura 4).

Los datos de presión de fluencia y caudales de agua y petróleo diarios son cargados en el *software Harmony* de la compañía IHS.

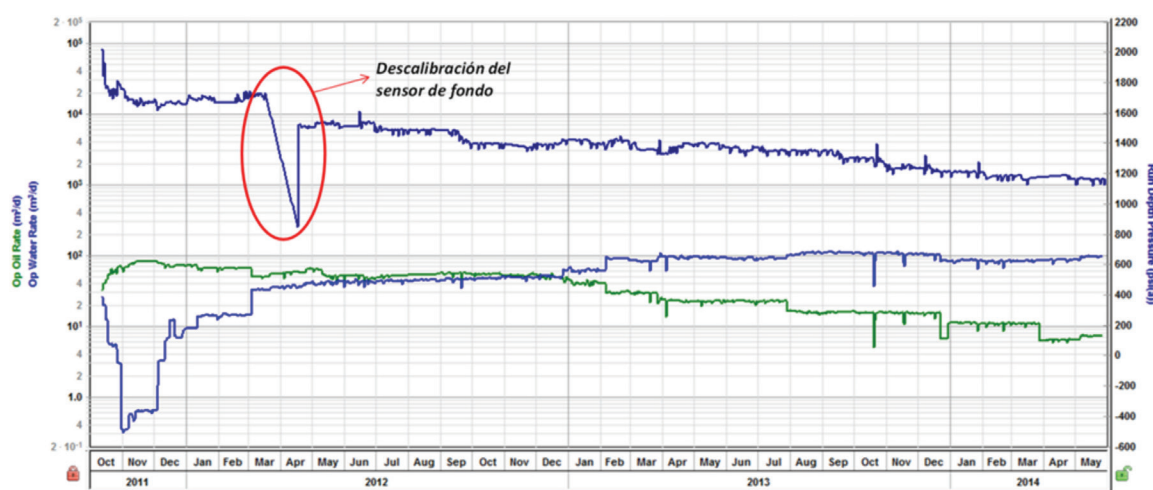


Figura 4. Recolección de datos de presión de fluencia y caudales diarios. En el eje vertical derecho se lee la presión de fluencia (curva azul oscuro), y en el eje vertical izquierdo se lee el caudal de petróleo (curva verde) y el caudal de agua (curva azul claro). En el eje horizontal, la fecha. Se puede observar que a fines del primer trimestre del 2012, el sensor de fondo sufrió una descalibración, por lo que dichos datos de presión de fondo son eliminados del análisis.

CASO 1: POZO A

Determinación de la permeabilidad (K), Daño (s) y Recuperable final del pozo (EUR)

El pozo A se perforó en el año 2011 en la zona de Vizcacheras Oeste (Figura 2). Se encontró el reservorio Papagayos con buenas características petrofísicas, entre ellas una porosidad ϕ de 25 % y una saturación de petróleo promedio S_o de 60 %. Se decidió punzar el intervalo 1958/1959.5 m (Figura 5).

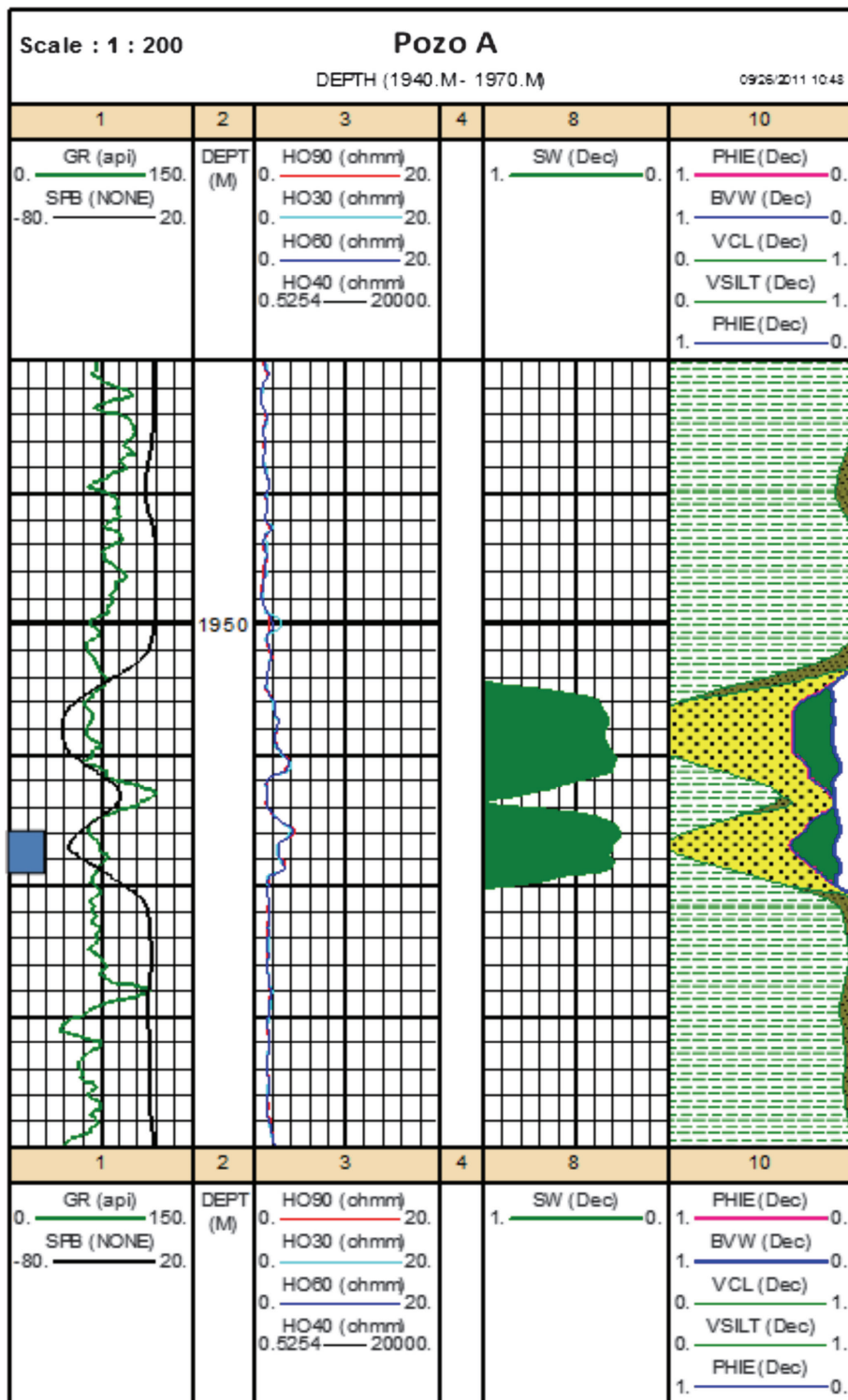


Figura 5. Interpretación petrofísica del pozo A. En el track número 1, pueden observarse los perfiles de rayos *gamma* (GR) y potencial espontáneo (SPB). En el track número 2, curvas de resistividad profunda (HO90), medias (HO60 y HO40) y somera (HO30). En el track número 3, la curva SW corresponde al valor de saturación de agua, por lo que el área pintada en color verde corresponde a la saturación de petróleo (S_o), y en el track número 4, puede observarse la porosidad efectiva (PHIE), el volumen de arcilla (VCL), la fracción de agua móvil e inmóvil presente en la roca o *Bulk Volume Water* (BVW) y el volumen de limos (VSILT).

El pozo A quedó productivo con un caudal inicial de 78 m³/d de petróleo con 2 m³/d de agua. Se bajó instalación final de bombeo electrosumergible y sensor de fondo. No fue intervenido desde su terminación. En la actualidad está produciendo con un corte de agua de aproximadamente 93%, y los valores de nivel y bruta se mantienen prácticamente constantes, lo que evidencia el ingreso de un acuífero activo (Figura 6).

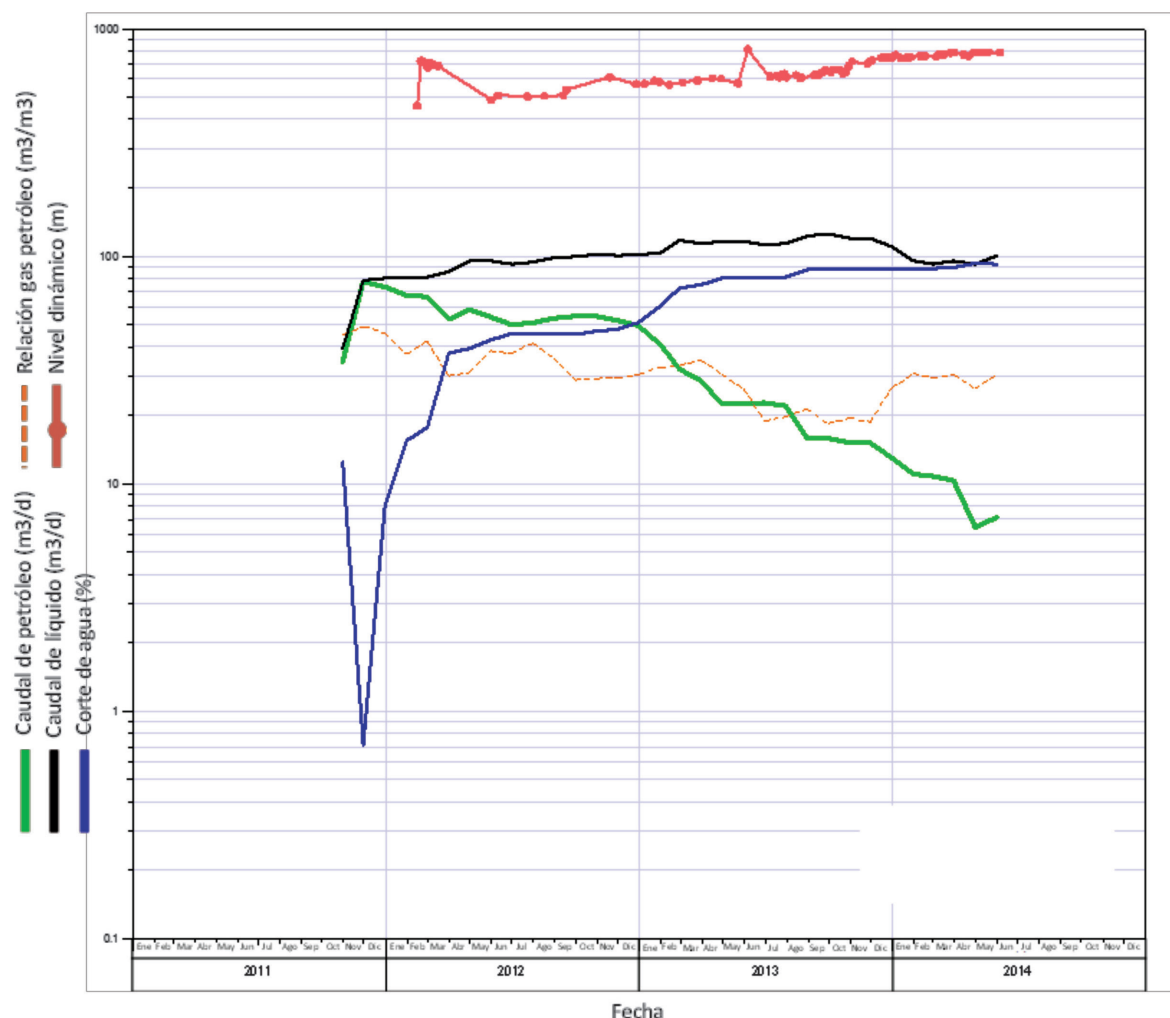


Figura 6. Gráfico *semilog* de la historia de producción del pozo A. En el eje vertical se grafican los caudales de petróleo, líquido, corte de agua, relación gas/petróleo (GOR) y nivel dinámico. En el eje horizontal la fecha.

Al ingresar los datos de presión de fluencia y caudal al *software*, se observa que los puntos reales ajustan adecuadamente sobre las curvas tipo, para un valor de M de 0.001, lo cual se corresponde a un acuífero débil, característico de la zona de Vizcachera Oeste (Figura 7).

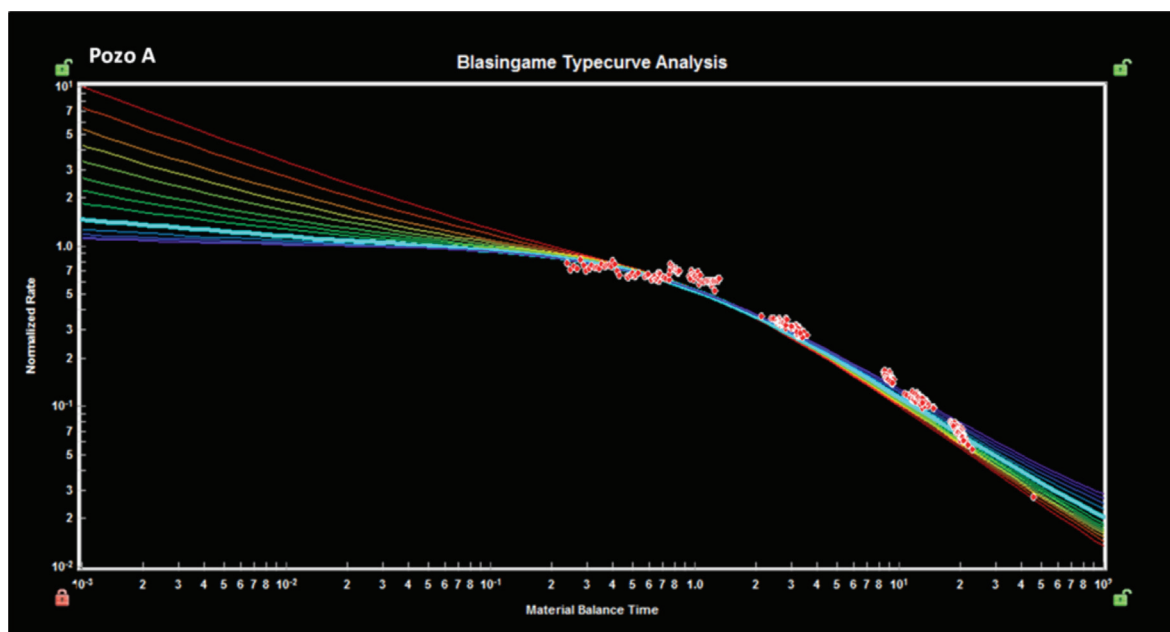


Figura 7. Ajuste de los puntos reales con las curvas tipos de Blasingame para el pozo A (curva resaltada en celeste). En el eje vertical se grafica caudal normalizado y en el eje horizontal tiempo de balance de materiales.

Del ajuste de los puntos reales con las curvas tipo se pueden determinar entre otras cosas la permeabilidad K y el daño s .

En este caso, el pozo A cuenta con un ensayo de *Build-up* (ensayo que consiste en la medición con sensor en fondo o superficie de la restitución de la presión durante un cierre) realizado durante la terminación. Dicho ensayo se utiliza normalmente para determinar los valores de permeabilidad K , daño s y presencia de límites. El mismo fue interpretado (Figura 8) con el objetivo de comparar los resultados del mismo, con los obtenidos por medio del ajuste con curvas tipo (Figura 9).

Puede destacarse que los resultados obtenidos de permeabilidad y daño son comparables y aproximados a los obtenidos por ensayo de *Build-Up*, lo cual otorga validez a la utilización de esta metodología. Además, utilizando el OOIP obtenido de la interpretación con curvas tipo de Blasingame y el factor de recobro promedio de la Formación Papagayos, se obtiene un EUR para el pozo A comparable al valor determinado mediante declinación empírica del tipo armónica. La diferencia entre ambos EURs es del 1%.

Otro resultado del análisis con curvas tipo que se puede utilizar para validar la metodología es el valor de Área de drenaje y por ende radio drenaje. En el caso del pozo A, el radio drenaje obtenido es un valor que está dentro de los parámetros utilizados para este reservorio en la zona de Vizcacheras Oeste.

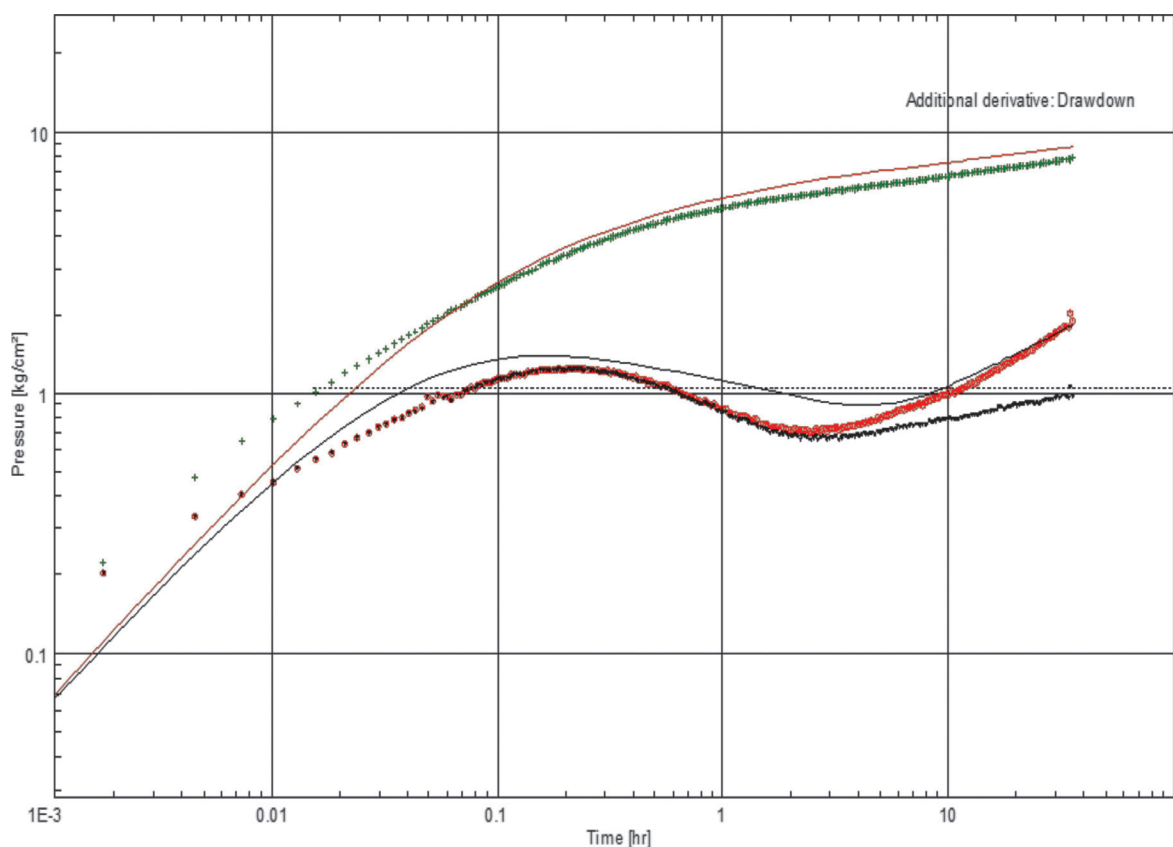


Figura 8. Interpretación ensayo de *Build-Up* del pozo A. Gráfico en escala doble logarítmica. Se grafica presión (kg/cm^2) en el eje vertical y tiempo en eje horizontal. Curva verde punteada representa diferencia de presión (entre presión después del cierre y la última presión antes del cierre) y la curva roja punteada representa su derivada.

Pozo A	Build – up	Curvas tipo Blasingame
Permeabilidad (md)	3010	2284
Daño <i>skin</i> (s)	-2.61	-2.37
Datos utilizados h (espesor): 1.5 m Ø (porosidad): 25 % So (saturación de petróleo): 60% Sw (saturación de agua): 40% μ (viscosidad): 6 cp Bo (factor de volumen del petróleo): 1.11 m ³ /m ³ Temperatura del reservorio: 100 °C		

Figura 9. Resultado de la interpretación utilizando curvas tipo y comparación con la interpretación de *Build-Up*.

CASO 2: POZO B

Evolución del daño de Formación

El pozo B se perforó en el año 2010 en la zona del reservorio principal de Vizcacheras (Figura 2). Se encontró el reservorio Papagayos con buenas características petrofísicas, entre ellas una porosidad ϕ de 22 % y una saturación de petróleo promedio S_o de 40 %. Se decidió punzar el intervalo 1967.5/1969.5 m (Figura 10).

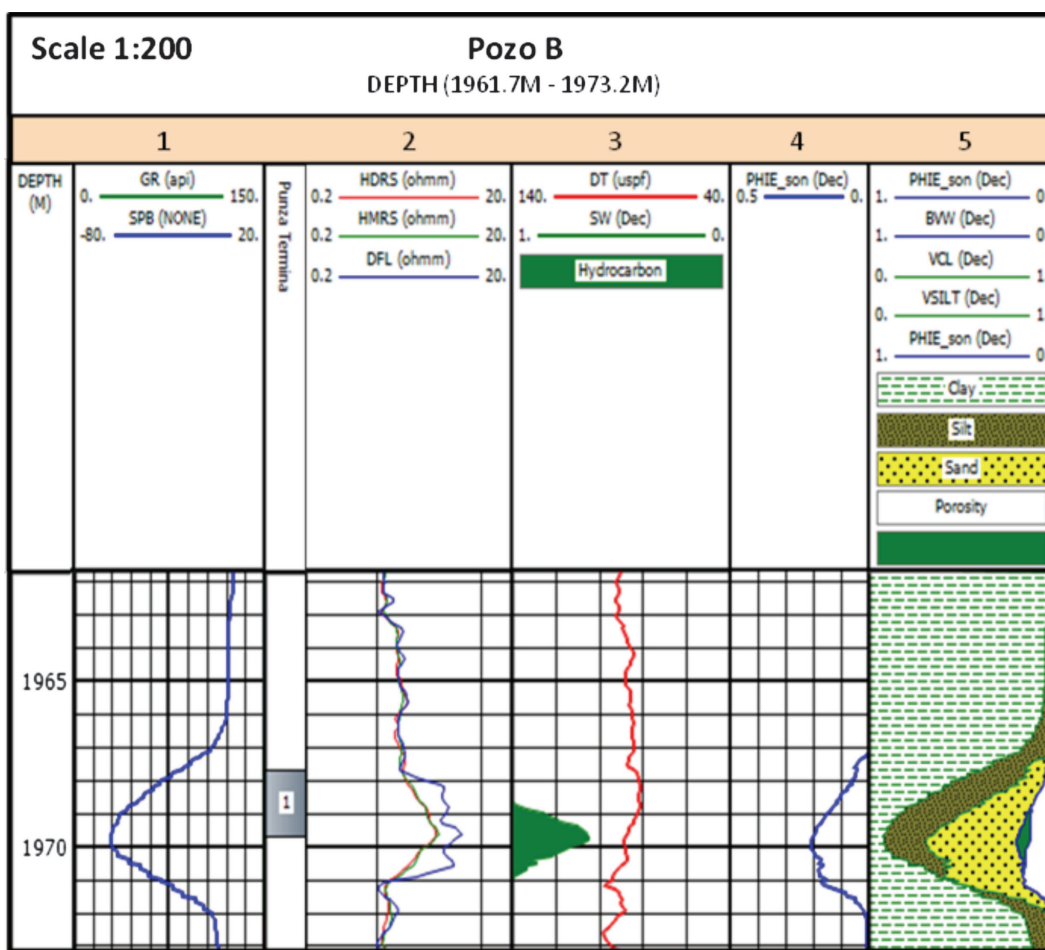


Figura 10. Interpretación petrofísica del pozo B. En el track número 1, puede observarse el perfil de potencial espontáneo (SPB). En el track número 2, las curvas de resistividad profunda (HDRS), media (HMRS) y somera (DFL). En el track número 3, la curva SW corresponde al valor de saturación de agua, por lo que el área pintada en color verde corresponde a la saturación de petróleo (S_o), y la curva DT corresponde al perfil sísmico. En el track número 4, se observa la curva de porosidad efectiva (PHIE), mientras que en el track número 5, además de dicha curva, también puede observarse el volumen de arcilla (VCL), la fracción de agua móvil e inmóvil presente en la roca o Bulk Volume Water (BVW) y el volumen de limos (VSILT).

Quedó productivo de la Formación Papagayos con un caudal de 33.5 m³/d de petróleo con 56 m³/d de bruta (40 % de corte de agua). A fines del 2012 se observó una caída de aporte, por lo que en Abril-2013 se decidió intervenirlo con equipo de *workover* (Figura 11). Durante dicha intervención se realizó una estimulación a la Formación Papagayos.

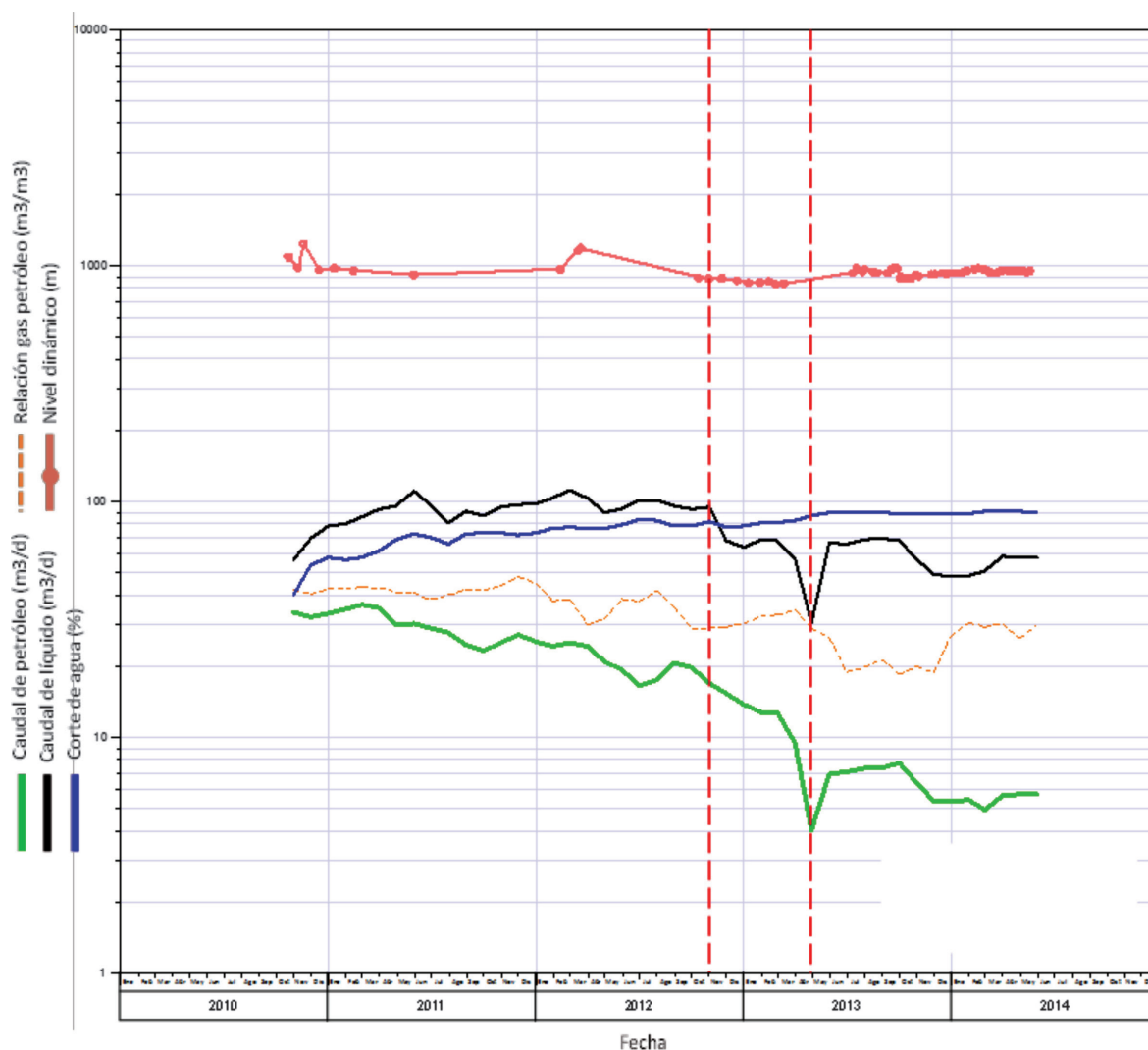


Figura 11. Gráfico *semilog* de la historia de producción del pozo B. En el eje vertical se grafican los caudales de petróleo, líquido, corte de agua, relación gas/petróleo (GOR) y nivel dinámico. En el eje horizontal, la fecha. En líneas rojas punteadas verticales se indican las fechas en que se observó caída de aporte (fines 2012) y posteriormente la fecha de la intervención (Abril-2013).

Al ingresar los datos de presión de fluencia y caudal al *software*, se observa que los puntos reales ajustan adecuadamente sobre las curvas tipo, para un valor de M de 0.01, lo cual se corresponde a un acuífero activo de mayor potencia que en la zona de Vizcacheras Oeste (Figura 12).

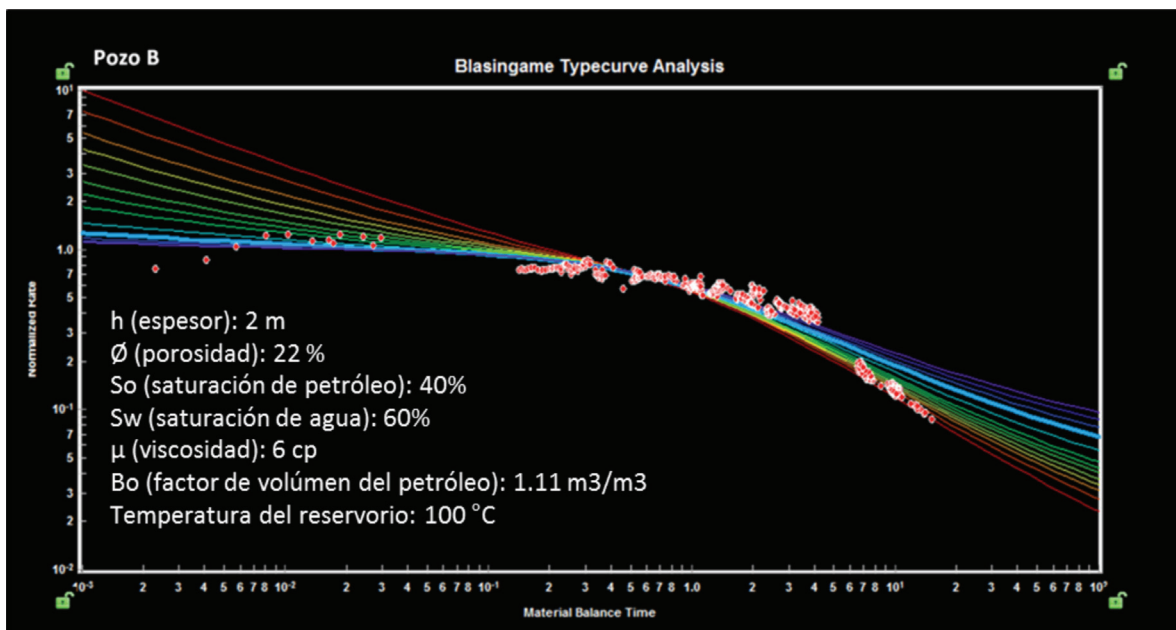


Figura 12. Ajuste de los puntos reales con las curvas tipos de Blasingame para el pozo B (curva resaltada en azul). En el eje vertical se grafica caudal normalizado y en el eje horizontal tiempo de balance de materiales. Sobre la esquina inferior izquierda se muestran los parámetros de entrada.

Las curvas tipo indican que en el primer período de producción, la permeabilidad es de 688 md y el daño de formación es 0.16. Hacia fines del año 2012, se observa un cambio en la alineación de los puntos, tendiendo a curvas de mayor daño (o menor aporte) (Figura 13). Este alineamiento distinto corresponde al momento en que el pozo pierde bruta (Figura 11). El nuevo ajuste, indica un daño de 4.77.

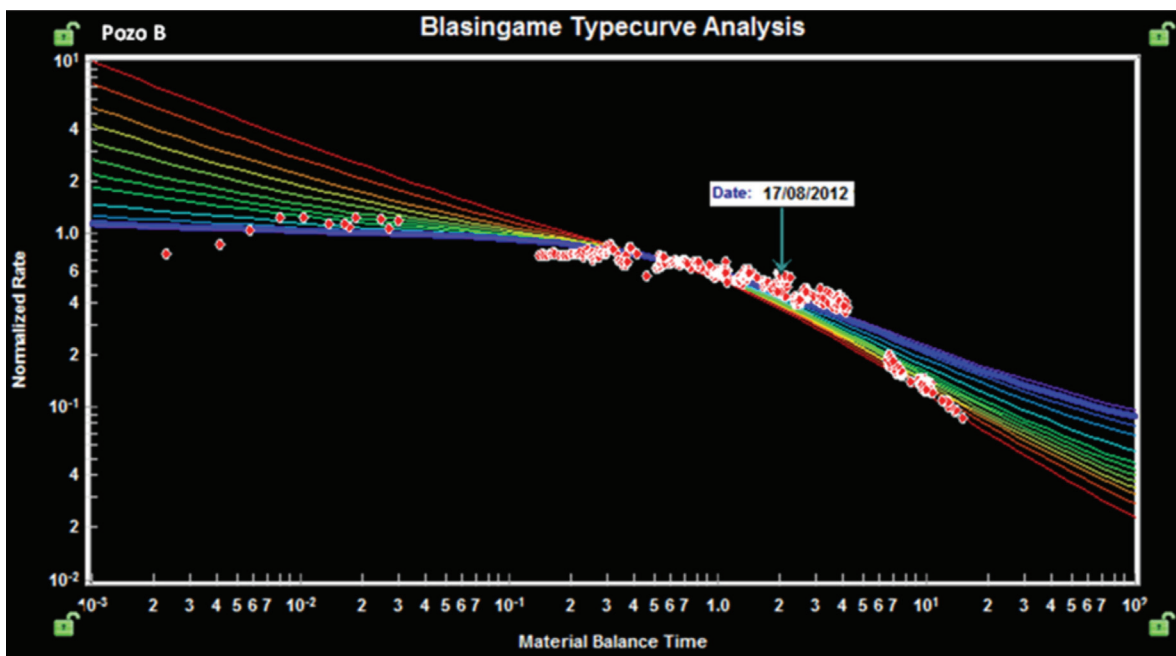


Figura 13. Cambio en la alineación de los puntos reales hacia fines del año 2012 en el pozo B (nuevo ajuste en color violeta). El ajuste en este período indica un daño de 4.77. En el eje vertical se grafica caudal normalizado y en el eje horizontal tiempo de balance de materiales.

Hacia mediados del año 2013 y posteriormente a la reparación con *workover* (Figura 11) cambia nuevamente la alineación de los puntos reales hacia curvas tipo de menor daño (o mayor aporte) o bien, de menor permeabilidad (Figura 14).

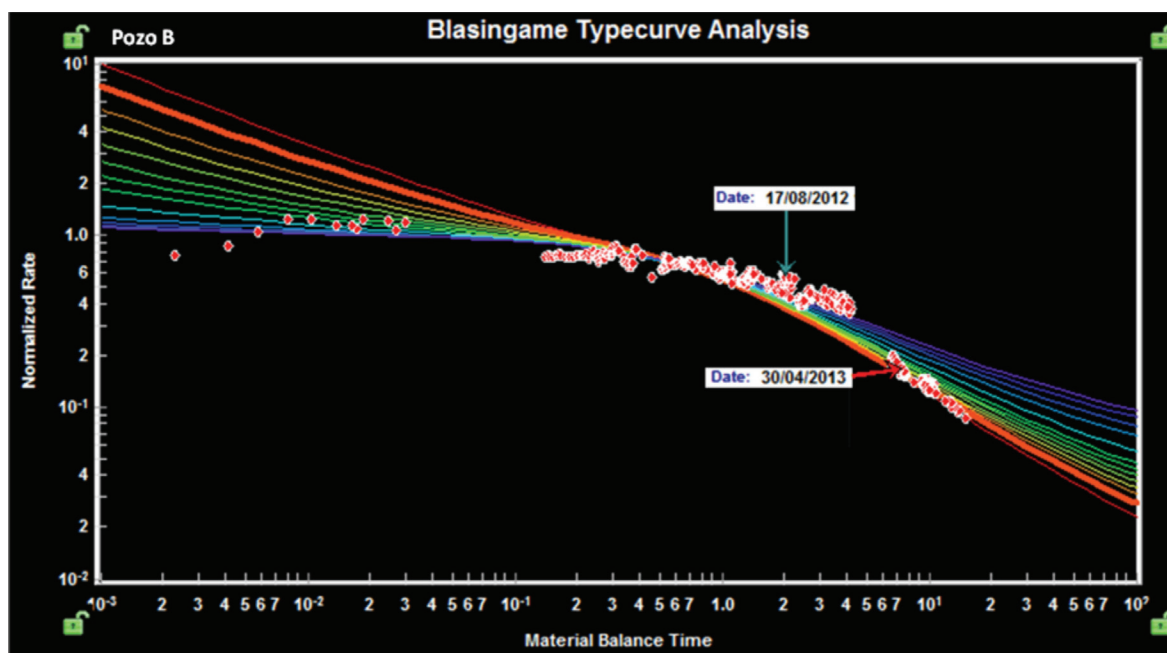


Figura 14. Cambio en la alineación de los puntos reales a mediados del año 2013 en el pozo B, fecha posterior a la intervención con *workover* (nuevo ajuste en color rojo). En el eje vertical se grafica caudal normalizado y en el eje horizontal tiempo de balance de materiales.

En el período de producción posterior a la intervención con *workover*, se observa que el pozo no recuperó el punto de operación previo a la estimulación (caudal de líquido y nivel) (Figura 11). Se concluye por lo tanto, que el daño no fue removido en su totalidad, por lo que del modelo se interpreta que el pozo posee un nuevo comportamiento, en el cual, la permeabilidad se redujo. Lo que nos lleva a pensar que esta baja permeabilidad está enmascarando el daño. El ajuste de los puntos reales en este período final de producción (Figura 14) indica una permeabilidad de 157 md, un 74% menor a la estimada originalmente.

Por otro lado, utilizando el OOIP obtenido de la interpretación con curvas tipo de Blasingame y el factor de recobro promedio de Papagayos, se obtiene un EUR para el pozo B comparable al valor determinado mediante declinación empírica del tipo armónica. La diferencia entre ambos EURs es del 7%.

CONCLUSIONES

En la actualidad hay muchos campos que cuentan con sensores de presión de fondo en los pozos productores, lo cual aporta información valiosísima tanto para el ingeniero de producción como para el reservorista, permitiendo determinar daño de formación, depletación de la zona, validar el EUR, el OOIP, así como otros modelos de reservorio.

El análisis RTA es una herramienta muy útil para darle valor agregado a los datos recolectados, utilizándolos como herramienta para validar toma de decisiones o inclusive para la estimación de reservas mediante un modelo de flujo teórico que tiene en cuenta leyes físicas.

La herramienta RTA provee una forma de analizar datos de producción de manera ordenada y sistemática.

REFERENCIAS CITADAS

- Agarwal, R. G., D. C. Gardner, S. W. Kleinsteiber, D. D. Fussell, 1998, Analyzing Well Production Data Using Combined Type-Curve and Decline-Curve Analysis Concepts, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE, 49222, New Orleans, Estados Unidos.
- Blasingame, T.A., J.L. Johnston, W.J. Lee, 1989, Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method, SPE California Regional Meeting, SPE, 18799, California, Estados Unidos.
- Blasingame, T.A., T.L. McCray, W.J. Lee, 1991, Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flowrate Systems, SPE gas Technology Symposium, SPE, 21513, Texas, Estados Unidos.
- Dake, L.P, 1978, Fundamentals Of Reservoir Engineering, Developments in Petroleum Science (Book 8), Elsevier Science, Oxford, UK.
- Fetkovich, M.J., 1980, Decline Curve Analysis Using Type Curves, Journal of Petroleum Technology, SPE, p: 1065.