

PRUEBAS MULTICAPA CON PERFILES DE PRODUCCION (PLT) PARA CARACTERIZAR LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS CON PRODUCCION CONJUNTA

Jesús A. Cañas¹, Fabio Girardi², Marcos E. Cohen³

Sinopsis

El objetivo de este trabajo es el mostrar una metodología basada en el uso de perfiles de producción para manejar la incertidumbre relativa a la productividad cuando varios yacimientos son producidos en forma conjunta. Los perfiles de producción y la técnica de análisis selectivo de la productividad o SIP (Selective Inflow Performance) han probado ser de valor en la explotación de yacimientos multicapa; sin embargo es limitado en cuanto no permite una cuantificación de los parámetros que controlan el flujo de fluidos (permeabilidad, factor de daño (skin) y coeficiente de turbulencia). En el presente trabajo se presenta el uso de transientes generados a través de variaciones del flujo y monitoreo con herramientas de producción PLT; en forma secuencial esta es posicionada entre las distintas capas para desarrollar pruebas multicapa (MLT) que permitan estimar los parámetros antes mencionados y confirmar la presión de los yacimientos producidos en forma conjunta. Se destaca que no se requiere necesariamente cerrar el pozo y además las pruebas con flujo disminuye la posibilidad de potenciales “flujo cruzado” entre zonas.

La disponibilidad de datos de presión y caudal, junto con análisis de convolución permite eliminar los efectos de almacenamiento que afectan las pruebas clásicas de pozos y estimar los parámetros básicos del flujo del yacimiento.

Se presenta el uso exitoso del método en la evaluación de un yacimiento de gas en Suramérica.

Introducción

La forma convencional para evaluar yacimientos produciendo de varias capas en forma conjunta es el uso de empacaduras para realizar pruebas selectivas. Estas son corridas junto con el arreglo DST o tubería, lo cual resulta costoso, pero de interpretación directa. De allí el surgimiento de completaciones o pruebas con producción conjunta (“commingle”).

De otro lado, los perfiles de producción han sido usados extensivamente en la industria de Petróleo y Gas a través de numerosas aplicaciones¹. En el caso de yacimientos multicapa, el perfil PLT* (Production Logging Tool) es normalmente utilizado para análisis selectivo de la productividad o SIP (Selective Inflow Performance) para evaluar la contribución y el comportamiento productivo de cada capa productora; por lo que el método SIP ha probado ser invaluable e indispensable en la explotación racional de dichos yacimientos. Sin embargo, la información que este método provee es algo limitada en cuanto que es insuficiente para calcular los parámetros de flujo del yacimiento como la permeabilidad, skin y factor de turbulencia (pozos de gas o de petróleo de alto caudal).

Por lo anterior fue introducida la técnica de pruebas MLT (Multilayer Transient Test) por Kuchuk et al.² en el año 1986. Kuchuk²⁻³ analizó un sistema con dos capas bajo inyección de agua. Desde

¹ jcanas@slb.com Schlumberger, Principal Reservoir Engineer

² girardi_fabio@yahoo.com, Senior Reservoir Engineer

³ mcohen@pan-energy.com, Pan American Energy, Senior Geologist

entonces, varios autores han interpretado sistemas multicapas bajo variadas condiciones de fluidos, mantenimiento de presión, límites, presencia de fracturas o flujo irregular de petróleo en pozos bajo levantamiento artificial por “gas lift”⁴⁻¹³. Así en algunas regiones, son comunes las pruebas MLT para pozos inyectoros y productores de petróleo, gas y agua; permeabilidades variando entre unos pocos milidarcis a varios darcis han sido determinadas capa por capa, junto con la evaluación del factor de daño y presiones medias en cada capa.

Pruebas MLT

Las pruebas MLT difieren de las SIP, en que adicionalmente a los perfiles de flujo (PLT), se adquiere información de presiones de fondo y caudales de flujo simultáneamente en función del tiempo en cada flujo y la profundidad vertical a lo largo del pozo. Estas medidas se obtienen con la herramienta PLT estacionada en profundidades seleccionadas entre las capas, incluso con una estación en el tope de la capa más superior; en donde se definan barreras en forma clara.

El procedimiento de una MLT usa un monitoreo continuo de la presión en fondo, mientras los caudales por capa son medidos en intervalos de tiempo específicos (ej. Durante el primer transiente, solo el caudal en fondo de la capa más inferior es medido; asumiendo que la herramienta esta entre la capa más inferior y su inmediata superior). Posteriormente, los cambios de caudal de flujo en todas las capas superiores son medidas en forma diferencial debido a que solo para la capa más inferior se tiene medidas directamente del “spinner” y para las demás se mide el flujo combinado de todas las capas por debajo del sensor del PLT¹⁴.

El número de capas a evaluar determina el número de transientes a generar mediante el incremento o decremento del caudal de flujo. El monitoreo de estos transientes de presión son acompañados de pases con la herramienta PLT después de su estabilización. La disponibilidad de datos de presión y caudal y el uso de análisis integrales de convolución permiten prácticamente eliminar los efectos de almacenamiento que afectan las pruebas clásicas de pozos y estimar los parámetros básicos controlando el flujo del yacimiento.

Las pruebas MLT requieren de una planificación cuidadosa y procedimientos operacionales rigurosos debido al número de eventos que ocurren durante la prueba. La herramienta PLT debe estar equipada con sensores capaces de monitorear los caudales de flujo (“spinners”: principal y de apoyo), presiones, densidades, temperatura, sensores multifásicos si es el caso, como medidores de la fracción volumétrica de cada fase “hold up” (eléctricos, ópticos), además de sensores de inclinación y posición relativa de los sensores de “hold up” para el caso de pozos desviados. Adicionalmente, los cambios de flujo son críticos y deben ser controlados en forma precisa mediante el uso de reductores de tamaño fijo¹⁴.

Bajos caudales de flujo son encontrados frecuentemente durante el monitoreo de las capas más inferiores, o en el periodo de flujo “after flow” durante una restauración de presión (“build up”), o cuando se presenta flujo cruzado durante el “build up”. Esto hace necesario el uso de equipos de lectura en superficie que permita un monitoreo en tiempo real para el seguimiento de la prueba y control de calidad; frecuentemente se requiere hacer modificaciones para ajustar el programa de pruebas de acuerdo al comportamiento del pozo.

La Fig. 1 muestra una secuencia simplificada de una prueba MLT para un sistema de dos capas¹⁴, en donde el sensor de flujo “spinner” (parte del PLT) se estaciona en solo dos profundidades: la estación 1, arriba de la capa superior, y la estación 2, localizada entre las dos capas a evaluar. La

línea verde representa la trayectoria de la herramienta PLT y los gráficos superior e inferior indican el comportamiento del caudal de flujo en cabeza de pozo y la presión en fondo de pozo, respectivamente. En sistemas de varias capas se recomienda iniciar por la capa inferior.

Evaluación de Pruebas MLT

La interpretación de pruebas multicapa es compleja debido a que no solo involucra la identificación del modelo de yacimiento; otras incógnitas son la permeabilidad, el factor de daño, la geometría del yacimiento y la presión de cada capa. Por ejemplo en un sistema con dos capas; tendremos al menos seis incógnitas (permeabilidad, skin y presión para cada capa) más la identificación de modelo de los yacimientos. Por esta razón, la interpretación de estas pruebas depende en buena parte de las técnicas que den una indicación del modelo de yacimiento y parámetros iniciales; o sea los datos de inicialización necesarios para un proceso de ajuste histórico usado en la interpretación.

El proceso de interpretación de las pruebas MLT incluye los siguientes procesos^{14, 15} (Fig. 2):

- Evaluación de los perfiles de producción y estimativa de las presiones de los yacimientos mediante extrapolación de los gráficos SIP; referidas al mismo “datum”. Integración de datos con información geológica y petrofísica.
- Preparación de datos históricos (caudal y presión vs. tiempo) en un formato adecuado para interpretación; las presiones son referidas al mismo “datum” para remover efectos de gravedad y así el gráfico de potencial de presión se convierte en un registro continuo, el cual facilita el proceso de ajuste histórico posteriormente.
- Análisis secuencial de transientes de presión

Este consiste en calcular los cambios de presión y caudal de flujo observados después de la estabilización de la prueba con el PLT localizado arriba de la capa más inferior, y generar el histórico de flujo aproximado para esta capa. Posteriormente, las presiones son normalizadas usando los cambios de caudal correspondientes ($\Delta m(p) / \Delta Q_D = \Delta Q / \Delta Q_{ref}$). Y finalmente, se determina el modelo, regímenes de flujo dominante y geometría del yacimiento, usando el gráfico Log-Log del cambio de presión normalizado por el caudal y su derivada con respecto a la función SFRC (“sandface rate-convolved”).

Las técnicas de “deconvolución” son utilizadas para permitir la construcción del perfil de presiones que se tendría caso se tuviere una variación única o caudal constante. Así la respuesta de presión de un transiente bajo condiciones variable de flujo es dada por la integral de convolución. Deconvolución es la inversión de la integral de convolución. La respuesta a pequeñas fracciones de caudal constante se computa a partir de los datos de presión y caudal medidos (pwf, qwb). Así la presión deconvoluida podrá ser comparada directamente con las curvas tipo clásicas, para ajuste del modelo y obtención de los parámetros básicos simultáneamente.

- Estimar los parámetros iniciales para las capas remanentes

Una vez un modelo satisfactorio para la capa inferior ha sido establecido, la interpretación prosigue con la siguiente capa en dirección ascendente. Durante este transiente, la medida del caudal de flujo es el total acumulado de las dos capas inferiores.

Bajo estas circunstancias, el análisis del caudal acumulado de flujo y la presión en fondo proveen un valor aproximado de la permeabilidad y factor skin promedios para el sistema compuesto de dos capas, y las propiedades del yacimiento pueden fácilmente ser estimadas mediante el siguiente formulamiento:

$$(K_n h_n) = K_m (h_i) - K_1 h_1 - K_2 h_2 \dots - K_{n-1} h_{n-1}$$

$$S'_n = \frac{S'_m \sum_i^n Q_n - S'_1 Q_1 - S'_2 Q_2 - \dots - S'_{n-1} Q_{n-1}}{Q_n} \quad S'_i = S_i + DQ_i$$

en donde i varia de 1 hasta el número de capas y el subíndice m corresponde al valor promedio (“mean value”) del parámetro para el conjunto de capas evaluadas en cada transiente de presión (capas debajo de la estación de la herramienta PLT). Los factores skin (S) y de turbulencia D (pozos de gas o liquido a alto caudal) se pueden determinar a partir del pseudoskin realizando dos transientes a diferentes caudales para la misma capa¹⁶.

Este proceso secuencial continúa hasta que todas las capas son incluidas en el proceso de interpretación. Así en un sistema de tres yacimientos, este método usará un modelo de tres capas; se analizará el transiente para la capa más inferior, posteriormente el transiente conjunto de las dos capas inferiores y finalmente el analista asumirá que los parámetros de las dos capas inferiores se conocen y solo buscará estimar los parámetros de la nueva capa con el transiente de presión respectivo y la información previamente calculada. La precisión de esta aproximación disminuye conforme incrementa el número de capas; sin embargo estos errores pueden ser corregidos con el ajuste histórico simultáneo elaborado al final de cada paso durante la interpretación de la MLT.

- Interpretación mediante métodos numéricos

Adicionalmente a los procesos antes mencionados, el sistema multicapa puede ser descrito con modelos de grid refinado e inicializados con los parámetros obtenidos por los métodos analíticos mencionados. Un proceso de minimización a través de iteraciones sucesivas permitirá obtener un ajuste histórico de la prueba MLT durante los períodos transientes y los períodos de flujo estabilizados (SIP); esto es, una combinación integral de los datos obtenidos durante estos dos tipos de pruebas^{15,17}.

Una opción en el caso de los métodos numéricos, es el de alimentar el simulador con un caudal constante y aplicar la técnica de convolución para obtener la respuesta de caudal variable. Esta alternativa en vez de alimentar cientos de celdas con pequeños cambios de caudal permitirá optimizar el proceso de análisis (ECLIPSE / Weltest 200).

Ejemplo de Campo

A continuación se presenta la evaluación de una prueba MLT realizada en un campo de gas de Sur América. Se seleccionó un pozo completado en dos yacimientos naturalmente fracturados y produciendo en forma conjunta (completación simple, Fig.3). Las propiedades medias de estos son:

- Yacimiento superior A: baja porosidad ($< 5\%$) y espesor ~ 400 m
- Yacimiento superior B: baja porosidad ($< 5\%$) y la mitad del espesor de A

El pozo en estudio cuenta con una baja inclinación, una completación con liner ciego de 7" en el yacimiento A; el cual esta cementado solamente en el límite superior e inferior con el fin de no afectar las fracturas naturales y produce a través de punzados selectivos. En la base se encuentra un liner ranurado de 5", cubriendo el intervalo frente al yacimiento B (Fig. 3).

La prueba consistió de una combinación de pruebas SIP y MLT entre las estaciones 1 y 2 de la figura 3 y siguiendo la siguiente secuencia, conforme las figuras 3 y 4:

- Con pozo cerrado se corre la herramienta PLT a cuatro diferentes velocidades de cable, entre 3000 y 9000 ft/hr entre el tope y la base del yacimiento A; por limitación mecánica no se cubrió el nivel B, sin embargo la información es suficiente para verificar el perfil de flujo del yacimiento superior y confirmar flujo cruzado desde el yacimiento B hasta el A. Adicionalmente, se realizan tres estaciones entre las zonas evaluadas y arriba de estas para conferir el flujo cruzado y la recirculación. Los resultados de este PLT (incluido modelo y ajuste) y verificación del flujo cruzado se presentan en las figuras 5 y 6.
- Con pozo cerrado se posiciona la herramienta entre los yacimientos A y B, y se abre el pozo a *flujo corto* #1 de 20 E6 pc/d (transiente #1). Posteriormente con la herramienta PLT estacionaria entre las zonas evaluadas se cierra el pozo y se realiza el *Cierre* #1 (transiente #2). Finalmente y con herramienta a la misma profundidad se abre el pozo al *flujo* #2 de 25 E6 pc/d hasta estabilización (transiente #3) y se hacen pases entre 3000 y 10000 ft/hr para completar el SIP y MLT (resultados y modelo de ajuste en la figura 8). Estos pases también solo cubrieron la totalidad del yacimiento A por limitación mecánica del pozo, sin embargo la información es suficiente para el análisis MLT.
- Herramienta posicionada en el intervalo inmediatamente arriba del yacimiento A
- Se realizan *flujos consecutivos* #3 y #4 de 45 y 90 E6 pc/d hasta estabilización (transientes #4 y #5) y finalmente cierra el pozo (transientes #6) para complementar el MLT.

Análisis de los Resultados de Campo

- Análisis de perfiles de producción:

Los sensores de "hold up" no indicaron presencia de agua durante los pases dinámicos y el control de burbujas indicó un comportamiento de una fase (ver la Fig. 5 – columna 7, y la Fig. 7 - columnas 6 y 7); por lo que el análisis se reduce a un sistema predominantemente monofásico de gas. Adicionalmente, la densidad de los fluidos en los pases dinámicos y estaciones indican un fluido algo más denso en los niveles del yacimiento A (más rico en condensados), lo cual está de acuerdo con las propiedades PVT disponibles para los yacimientos estudiados.

Con relación al aporte de flujo por yacimiento, se tiene que para una apertura del pozo a 25 M pc/d, el yacimiento A aporta el 71% y el B el restante 29%.

- Análisis SIP y estimativa de presiones estáticas preliminares:

Los resultados de las carreras del perfil PLT durante los períodos de flujo estable, incluyendo el cierre (para medidas de flujo cruzado) se resumen en el gráfico del análisis SIP en la figura 8. Este permitió estimar las presiones estáticas de los yacimientos A y B en forma preliminar, mediante extrapolación de la función de productividad hasta caudales cero. Esta información se considera

preliminar debido a que se cuenta con un número limitado de caudales de prueba que genera una pérdida en la resolución durante el proceso de extrapolación. El ajuste histórico simultáneo elaborado después del uso de las técnicas de convolución permitirá refinar estas estimativas de presión estática de los yacimientos.

- Integración de perfiles de producción e información geológica y petrofísica:

A pesar de la complejidad que puede representar un sistema naturalmente fracturado, como los yacimientos considerados en esta prueba MLT, la integración de perfiles de imágenes en pozo abierto (micro resistivos y ultrasónicos), núcleos y perfiles de producción permiten un análisis más robusto de las pruebas MLT¹⁸. La figura 9 presenta los resultados del PLT con pozo en flujo a 25 E6 pc/d perfil. La integración del gradiente de temperatura en función de la profundidad (columna 5, WTGR) con la densidad y trenes de fracturas naturales frente al yacimiento presentan una consistencia notable, permitiendo identificar las zonas productoras principales de los fracturados del yacimiento, las cuales no son percibidas por el spinner del PLT debido a la completación parcial del pozo en punzados selectivos. Las perturbaciones térmicas están asociadas a las zonas productoras y fracturadas (ver la columna 5 en la Fig. 9).

- Análisis secuencial de transientes de presión y convolución logarítmica:

La función de pseudo presión requiere ser incorporada en el presente análisis debido al carácter compresible de los fluidos en los yacimientos bajo estudio.

La figura 10 presenta la conversión de información del spinner (PLT) a caudal de fondo y superficie, junto con los cambios de presión referidos a un mismo datum (estación 2 en la figura 3). Cada uno de los cambios de flujo son identificados como un transiente; resultando seis transientes conforme las figuras 3, 4 y 10 (TR1...TR6). Los caudales para cada zona (A, B) están dados por la fracción de aporte identificados durante los pases del PLT (71% A, 29% B aproximadamente).

Los cambios de caudal así definidos permitieron normalizar los transientes de presión para análisis del modelo de yacimiento y definición de los regímenes de flujo dominantes mediante gráficos log-log; cambio de presión normalizado por el caudal y su derivada con respecto a la función de convolución SFRC ("sandface rate-convolved"). La Figura 11 presenta el caso para el transiente TR2 con la herramienta PLT estacionada en la estación 2, que permitió evaluar los parámetros básicos y presión del yacimiento B (uso de transientes TR 1 a 3), tanto para el modelo de doble porosidad como de flujo radial infinito. Con la ayuda de la convolución logarítmica y análisis secuencial y simultáneo usando un sistema multicapa (dual), el proceso continuó con la evaluación de los transientes 4 a 6 para evaluar la zona A. El ajuste final para el TR 6 se indica en las figuras 12 y 13.

- Proceso de optimización:

Con el modelo y parámetros de flujo caracterizados se entró a una etapa de optimización mediante técnicas de simulación inversa no lineal. El ajuste histórico final para los transientes de presión se presenta en la figura 14, junto con el resumen de resultados para los yacimientos (A y B). Asu vez estos resultados, permitieron refinar el modelo de SIP, conforme se indica en la figura 15. Este presenta los parámetros finales con relación a permeabilidad, presión de yacimiento (potencial), factor skin y modelo de yacimiento. La figura 16 presenta un modelo simplificado de la relación de caudales de flujo entre yacimientos.

Conclusiones

Los resultados del presente estudio muestran que:

- La información registrada de transientes de presión en pozos de gas produciendo en forma conjunta de sistemas multicapa es relativamente directa (pruebas MLT);
- Las pruebas MLT ofrecen una opción robusta para calcular los parámetros de flujo de los yacimientos, como la permeabilidad, anisotropía, skin (S), factor de turbulencia (D), presencia de fracturas y presión de los yacimientos produciendo en forma conjunta (commingle).
- Las pruebas MLT pueden ser realizadas juntamente con un SIP durante trabajos con PLT. A pesar de esto, el tiempo operacional es comparable al de una prueba SIP;
- Es posible interpretar datos de transientes de presión independientemente o en conjunto con información de SIP, para la evaluación selectiva de la permeabilidad, factores S y D en sistemas multicapa (en el presente caso solo se contó con SIP a dos condiciones; pozo cerrado y un flujo).
- Para un análisis integral y más robusto de la productividad y parámetros de flujo de los yacimientos producidos en forma conjunta, se deben integrar los análisis geológicos / petrofísicos y las pruebas SIP y MLT.
- Los procesos de convolución y ajustes analíticos con regresión no lineal / numéricos son básicos en el ajuste histórico de detalle de las pruebas SIP y MLT, para definir parámetros del yacimiento más representativos, como apoyo a análisis de balance de materiales y recobro optimizado.

Nomenclatura

K_n	= permeabilidad de la formación, L2, md
h	= espesor efectivo de la capa (formación)
S	= factor skin
D	= factor de turbulencia
Q	= caudal d flujo
Q_D	= caudal adimensional
$m(p)$	= pseudopersión
TR	= transiente
SIP	= “Selective Inflow Performance”
MLT	= “Multilayer Test”
VAFV	= Velocidad aparente de flujo
DEN	= Densidad del fluido medida por el sensor PLT
WTE	= Temperatura medida por el sensor PLT
WPRES	= Presión medida por el sensor PLT
WTGR	= Gradiente de la temperatura en función de la profundidad
S1F	= Lectura del spinner 1
GR	= Gamma Ray
WFDE	= Lectura de la densidad del gradio
MWFD	= Gradiente de la presión en función de la profundidad (pseudo densidad)
n	= numero de capas del sistema
m	= valor promedio del transiente
i	= índice de suma acumulada

ref = referencia
g = gas

Agradecimientos

Los autores agradecen a Pan American Energy, Repsol-YPF, Shell y Apco/Northwest por autorizar la publicación de este documento técnico para participar en este evento, y sus invaluable sugerencias durante la ejecución de este proyecto. Adicionalmente, agradecemos a Schlumberger (“Wireline” y “Data Consulting Services”) por su gran apoyo.

Bibliografía

1. Hegeman, P., & Pelisser, J. 1997: Production Logging for Reservoir Testing, *Oilfield Review* (summer), 6-20.
2. Kuchuk, F.J., Karakas, M., & Ayestaran, L. 1986: Well Testing and Analysis Techniques for Layered Reservoirs, *SPE Formation Evaluation*, (Aug.), 342-354.
3. Kuchuk, F. J., Shah, P.C., Ayestaran, L., & Nicholson, B. 1986: Application of Multilayer Testing and Analysis: A Field Case. *SPE Formation Evaluation* (Oct), SPE15419.
4. Morris, C. 1987: Case Study of a Gulf Coast Layered Reservoir Using Multirate Transient Testing, paper SPE 16762 presented at the ATCE, Dallas, Sept. 27-30.
5. Ehlig-Economides, C.A. da Prat, G., and Ahumada, R. 1986: Advances in Well Test Analysis in Layered Reservoirs – Field Application, paper presented at the CCP, Bogotá, Oct. 28-31.
6. Bennett, C.O., Raghavan, R., and Reynolds, A.C. 1986: Analysis of Finite-Conductivity Fractures Intercepting Multilayer Reservoirs, *SPEFE*; Trans., AIME, 281. June.
7. Camacho V. et al, 1987: Response of Wells Producing Layered Reservoirs: Unequal Fracture Length, *SPEFE*, March.
8. Joseph, J.A., Ehlig- Economides, C.A., and Kuchuk, F. 1988: The Role of Downhole Flow and Pressure Measurements in Reservoir Testing, paper SPE 18379 presented at the 1988 *SPE European Petroleum Conference*, London, Oct. 16-19
9. Larsen, L. 1989: Boundary Effects in Pressure-Transient Data from Layered Reservoirs, paper SPE 19797 presented at the 1989 *SPE ATCE*, San Antonio, Oct 8-11.
10. Spath, J.B. et al, 1990: An Efficient Algorithm for Computation of Well Responses in Commingled Reservoirs, paper SPE 21550 presented at the 1990 *SPE/CIM ITM*, Calgary, June.
11. Clark, D.G., Beardsell, M., and Cherel, X. 1990: Analyzing Unstable Flow in Multilayer Gas Lift Wells with an Application of the Inflatable Diverter Flowmeter, paper SPE 20057 presented at the 1990 *SPE California Regional Meeting*, Ventura, April 4-6.
12. Ehlig-Economides, C.A. 1993: Model Diagnosis for Layered Reservoirs, *SPE Formation Evaluation*, (Sept.), 215-224.

13. Ramakrishnan & Kuchuk, F.J. 1990: Testing and Interpretation of Injection Wells Using Rate and Pressure Data. *SPE Formation Evaluation* (Sept.), 73-87.
14. Schlumberger, 1994. Modern Reservoir Testing, pg.118.
15. Schlumberger, 1994. WEC. Sonatrach. 1999.
16. Shah, P.C., Karakas, M., Kuchuk, F. J., & Ayestaran, L. 1988: Estimation of the Permeabilities and Skin Factors in Layered Reservoirs with Downhole Rate and Pressure Data. *SPE Formation Evaluation* (Sept.), 555-565. Layered Reservoir Testing, 1990: *Middle East Well Evaluation Review*, 9, 22-47.
17. Jackson, R.R., & Banerjee, R. 2000: Advances in Multilayer Reservoir Testing and Analysis Using Numerical Well Testing and Reservoir Simulation, SPE62917, *SPE Annual Conference, Dallas, USA (Oct 1-4, 2000)*.
18. Barroso, A., Teixeira, J., Arispe, O. J., Morales, J., Cañas, J., & Dominguez. C., 2005: Integrated Approach for Naturally Fractured Reservoir Production Characterization. IAPG, SPWLA, AAGGP: *Evaluación de Formaciones, Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Vol. VI*, Mar del Plata, Argentina. (Nov. 2005), Pg. 279.

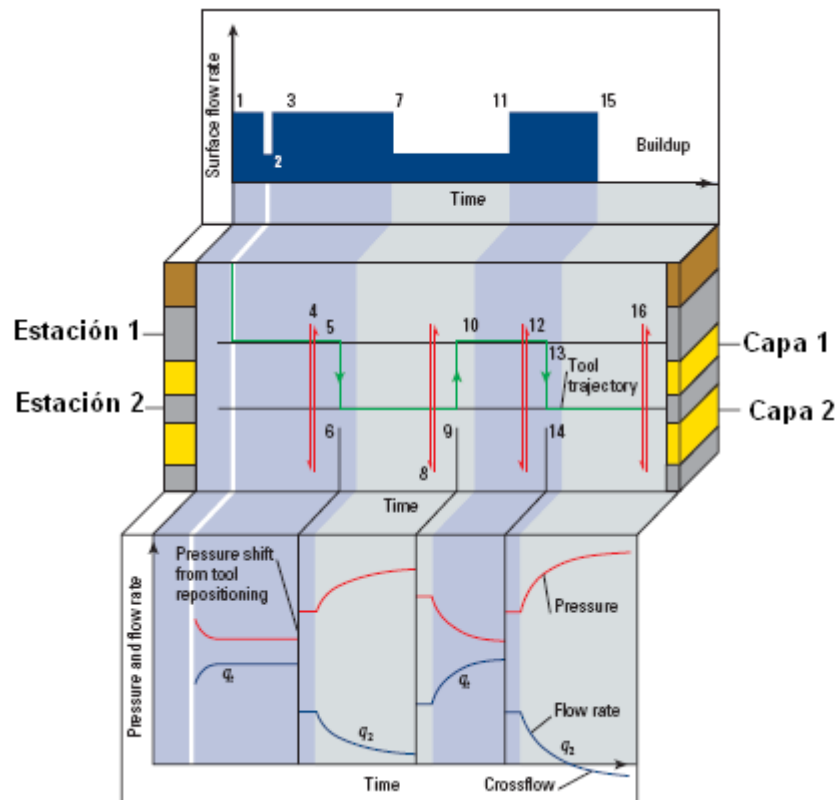


Fig. 1. Presentación típica de una prueba MLT (Tomado de Ref. 13, pg. 118)

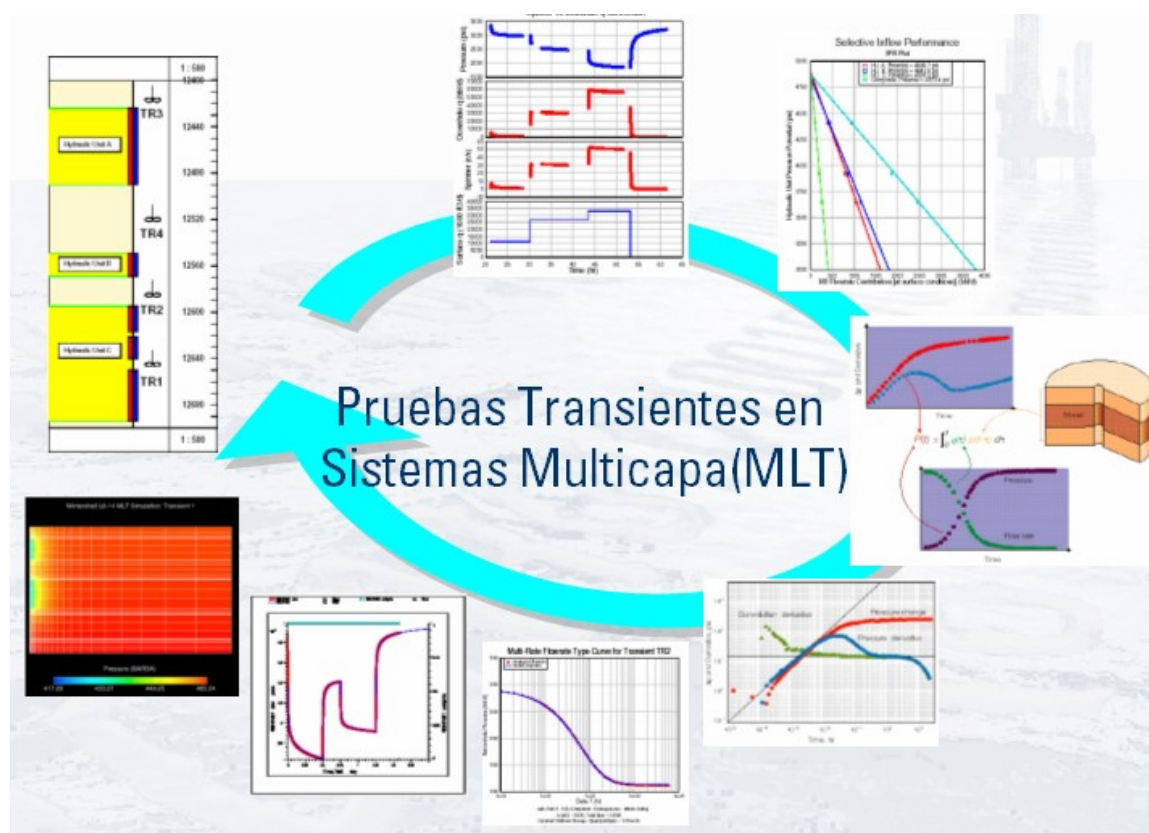


Fig. 2. Ciclo de evaluación de una prueba MLT

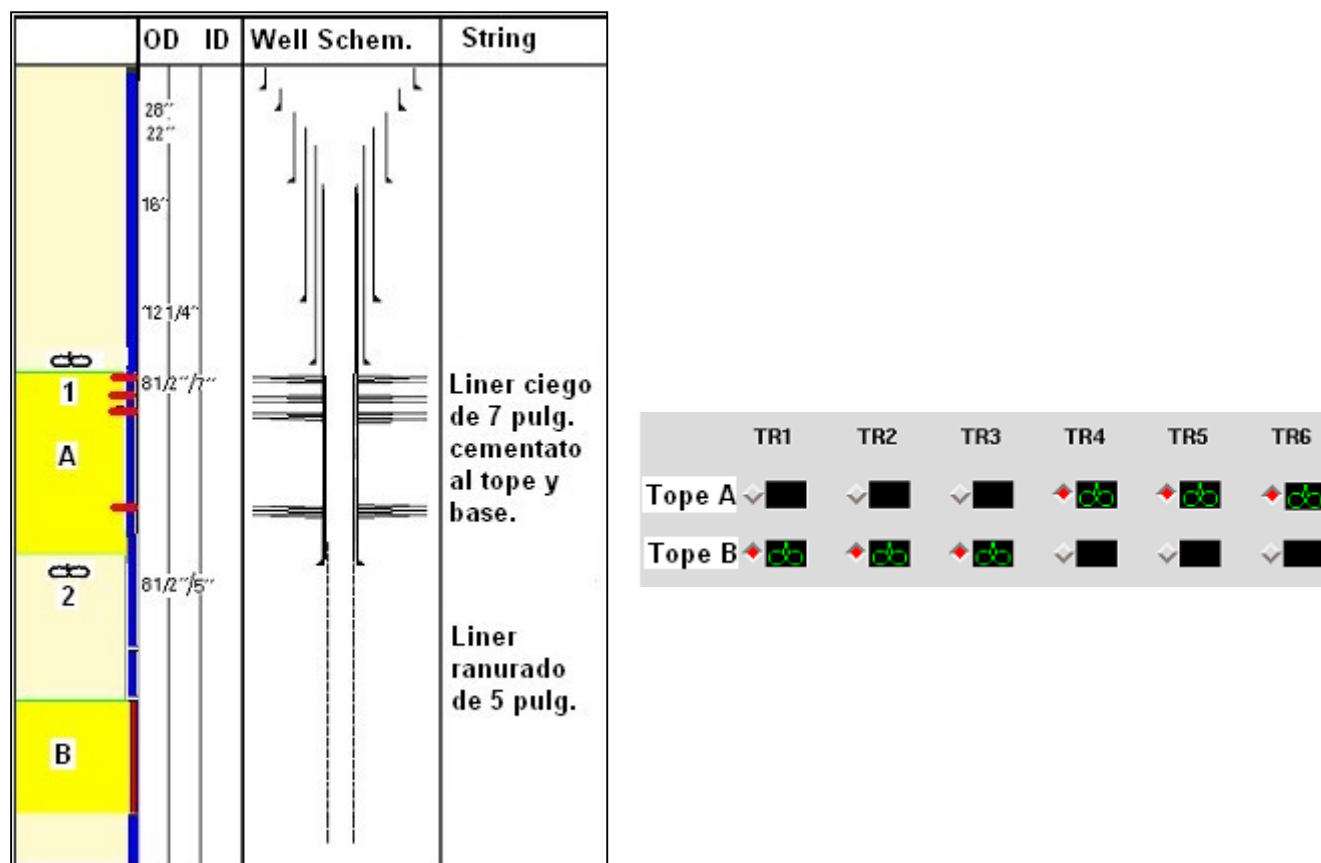


Fig. 3. Completación del pozo en estudio y secuencia de transientes (TRi = Transiente i)

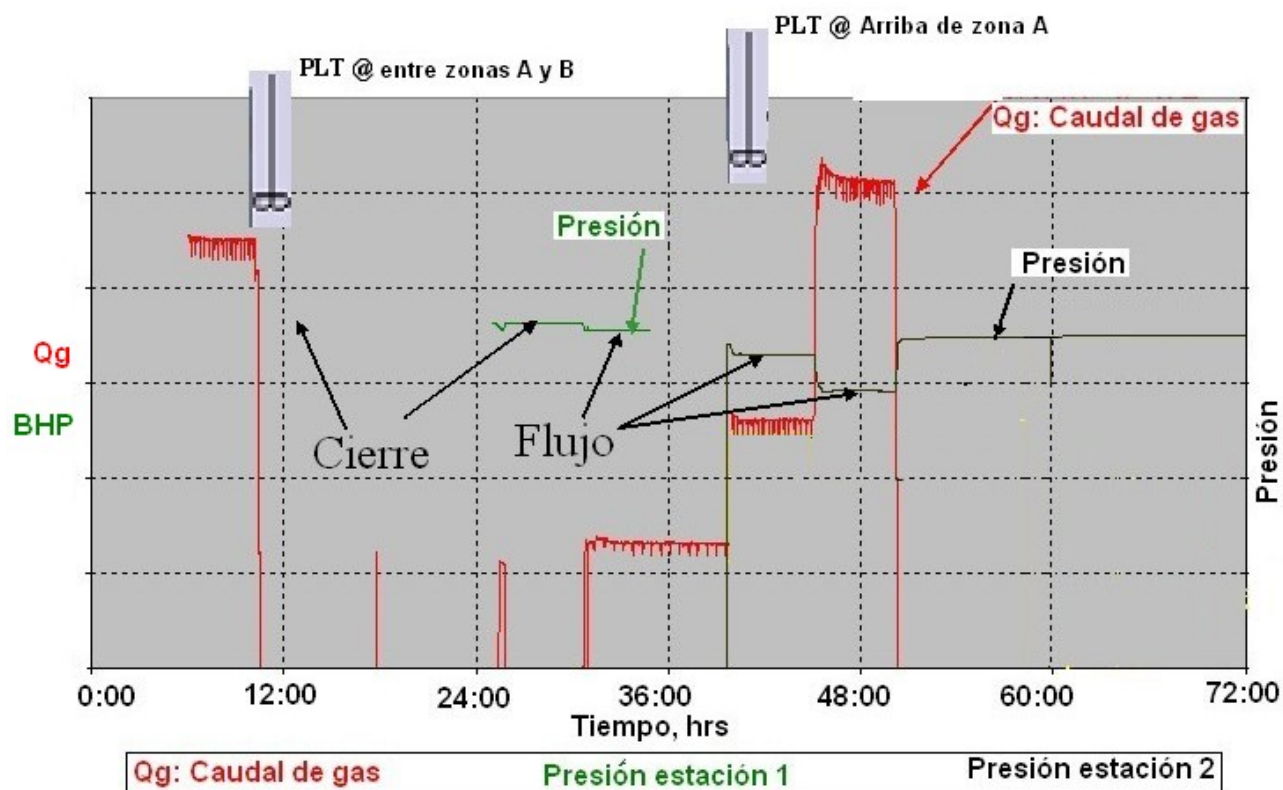


Fig. 4. Prueba SIP – MLT

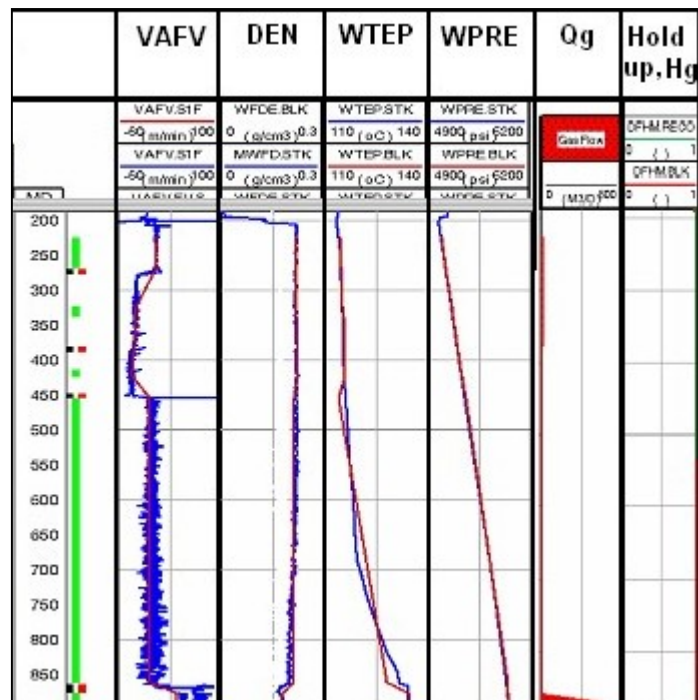


Fig.5. Resultados del PLT con pozo cerrado (flujo cruzado de 5 E6 pc/d)

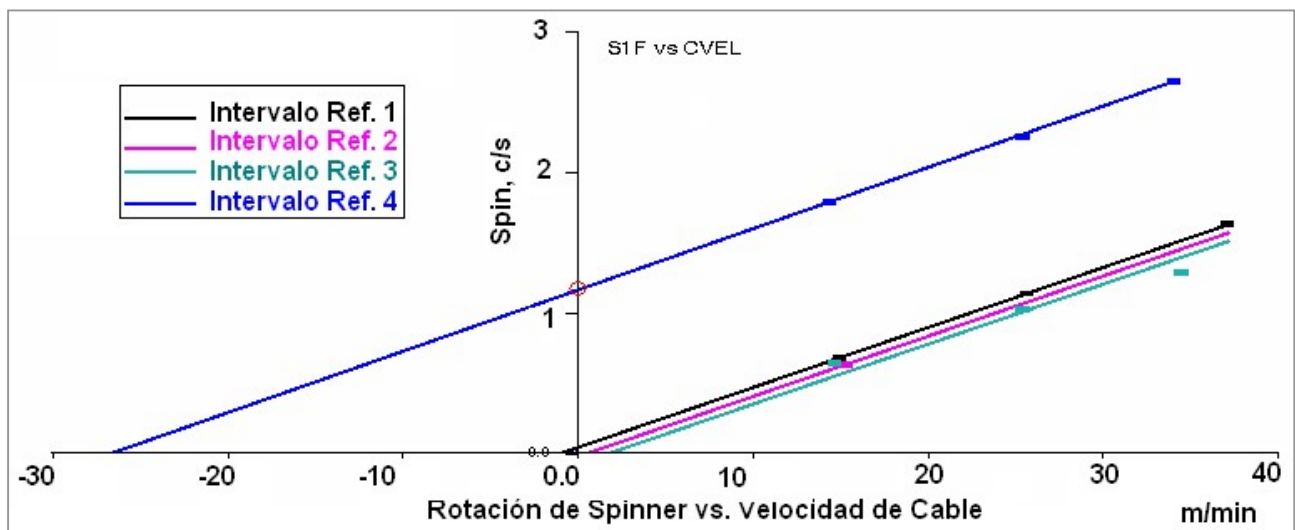


Fig.6. Calibración en fondo verificando un flujo cruzado entre zonas - PLT con pozo cerrado

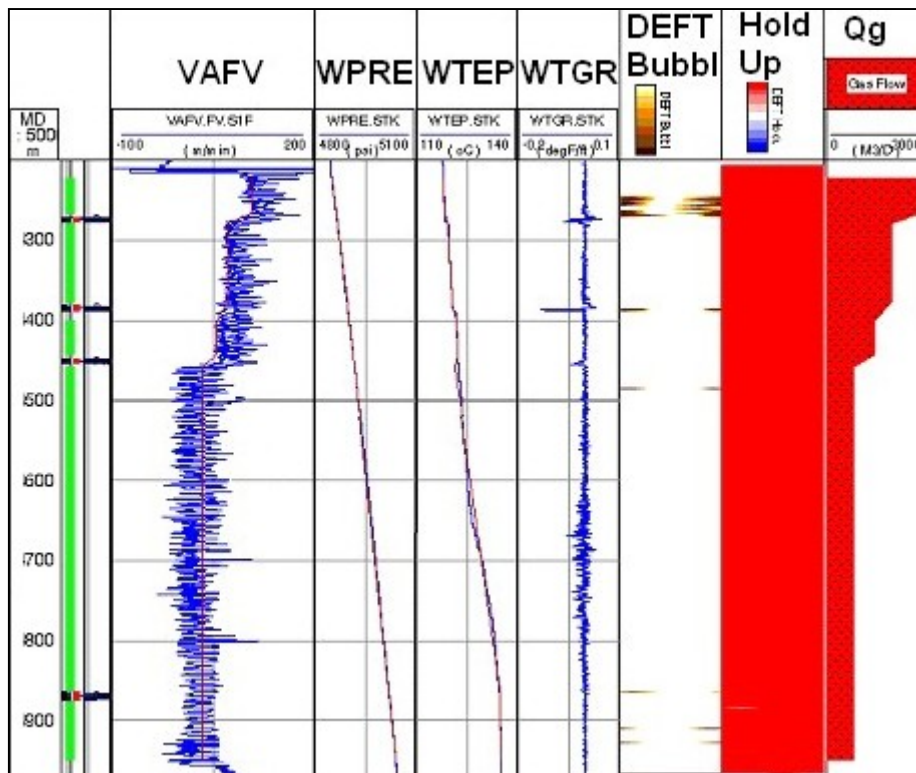


Fig. 7. Resultados del PLT durante el flujo #2

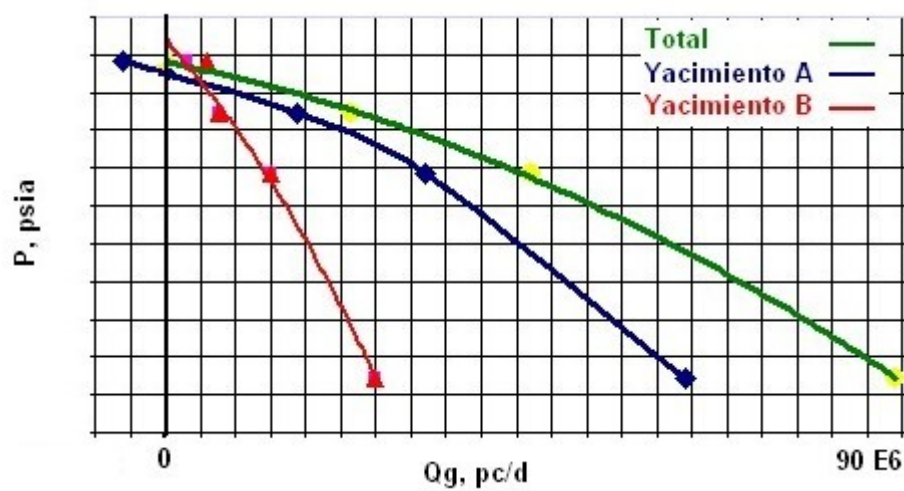


Fig. 8. Análisis SIP inicial

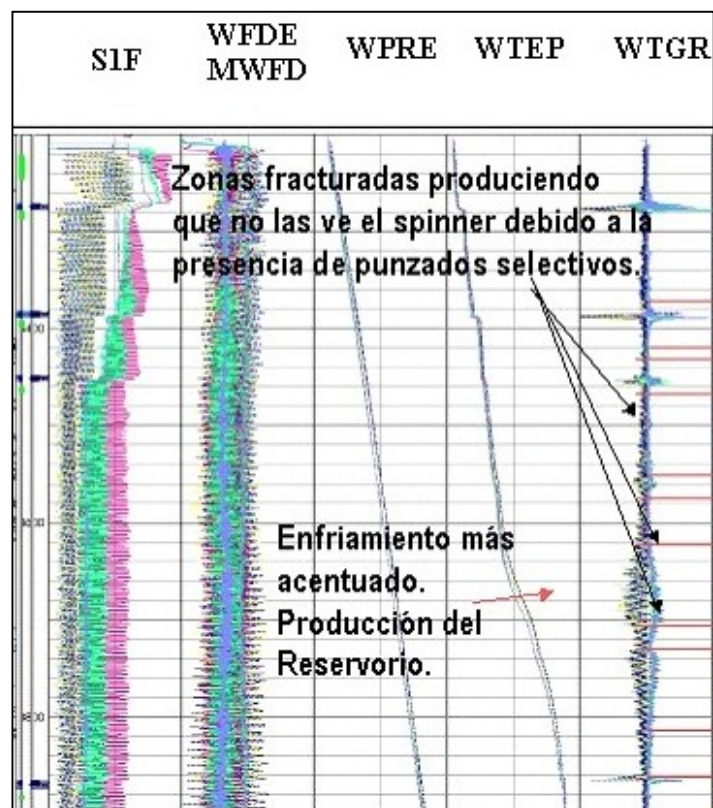


Fig. 9. Perfil PLT (*flujo #2*) – Gradiente de temperatura

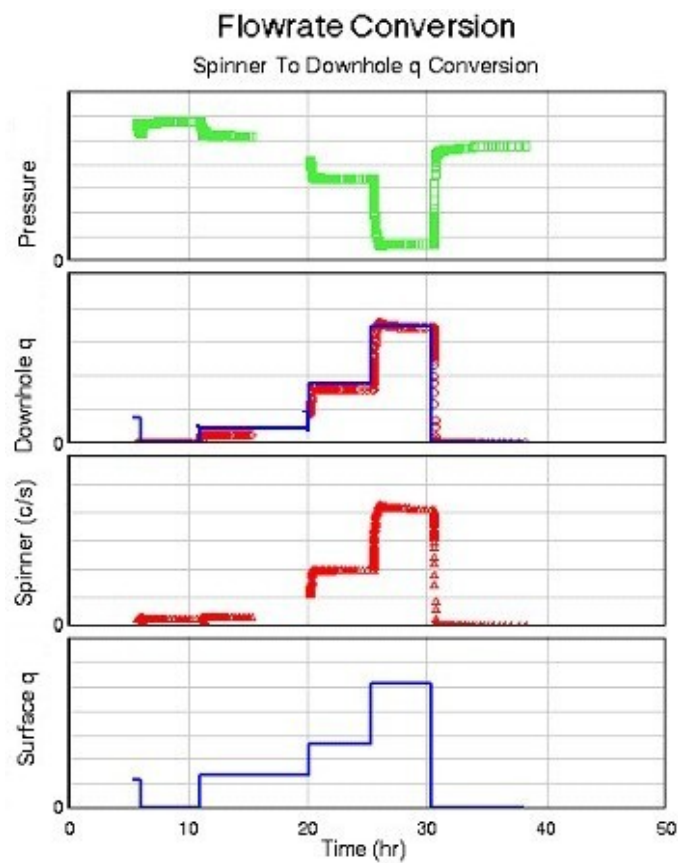


Fig. 10. Histórico de la prueba MLT incluida estimativa de caudal de flujo

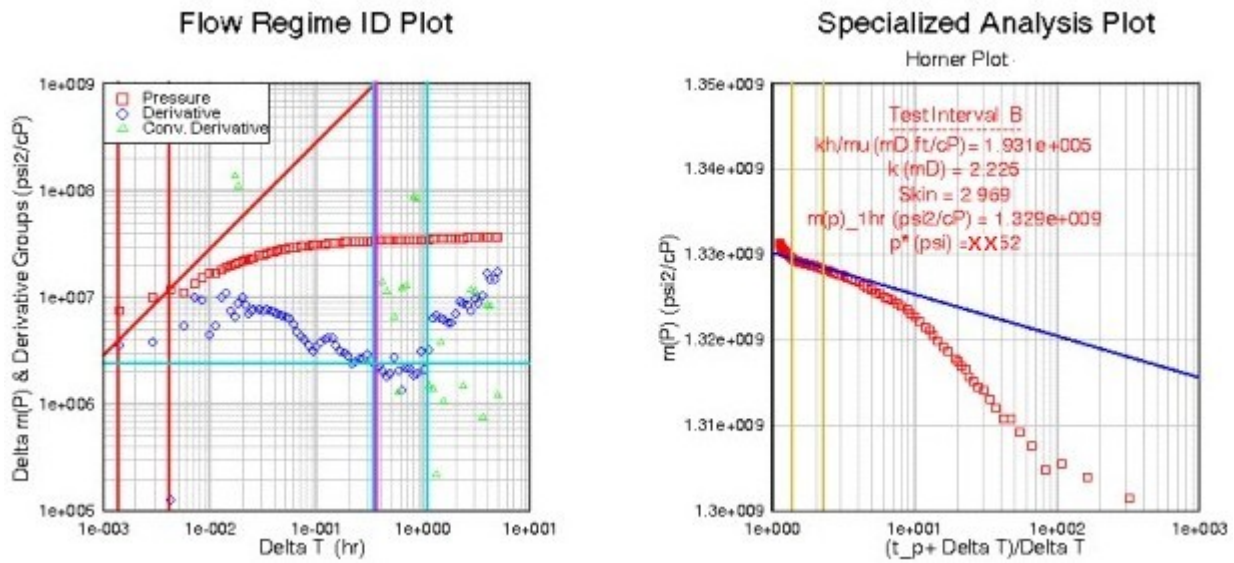


Fig. 11. Identificación de régimen de flujo y modelo de yacimiento

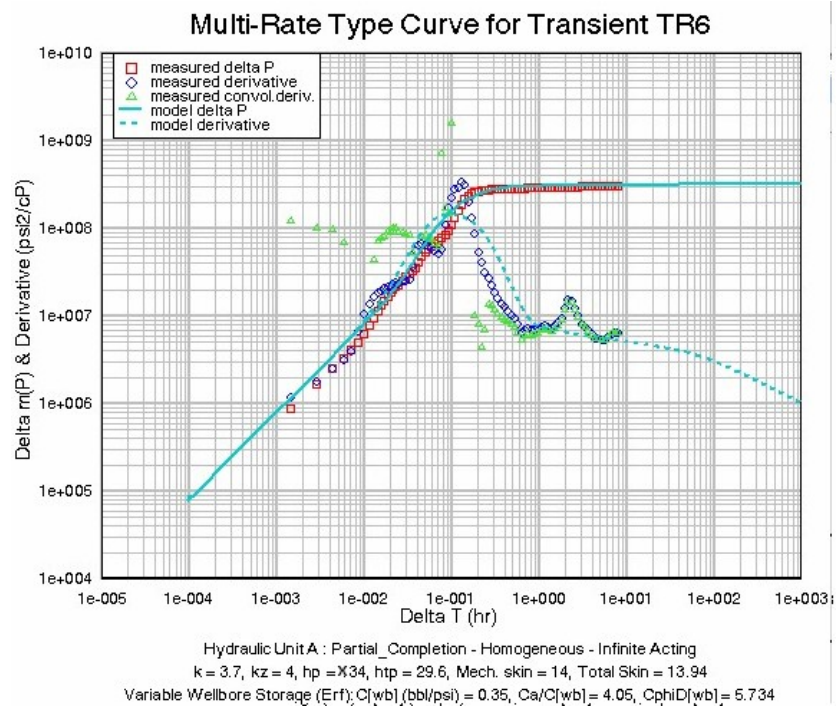


Fig. 12. Modelamiento final del transiente 6 (derivada por convolución)

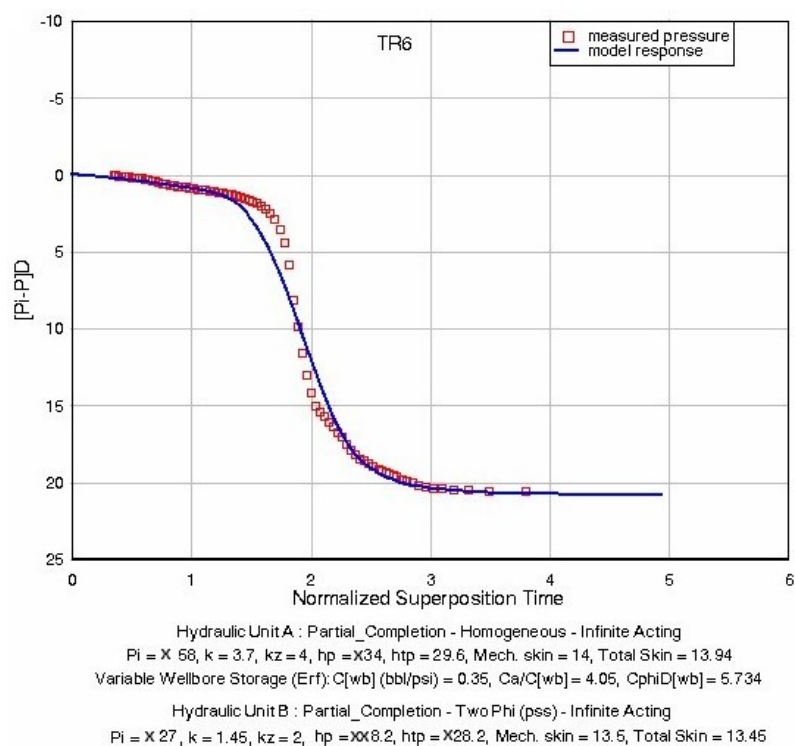


Fig. 13. Ajuste final del transiente 6 (evaluación de propiedades de zonas A y B)

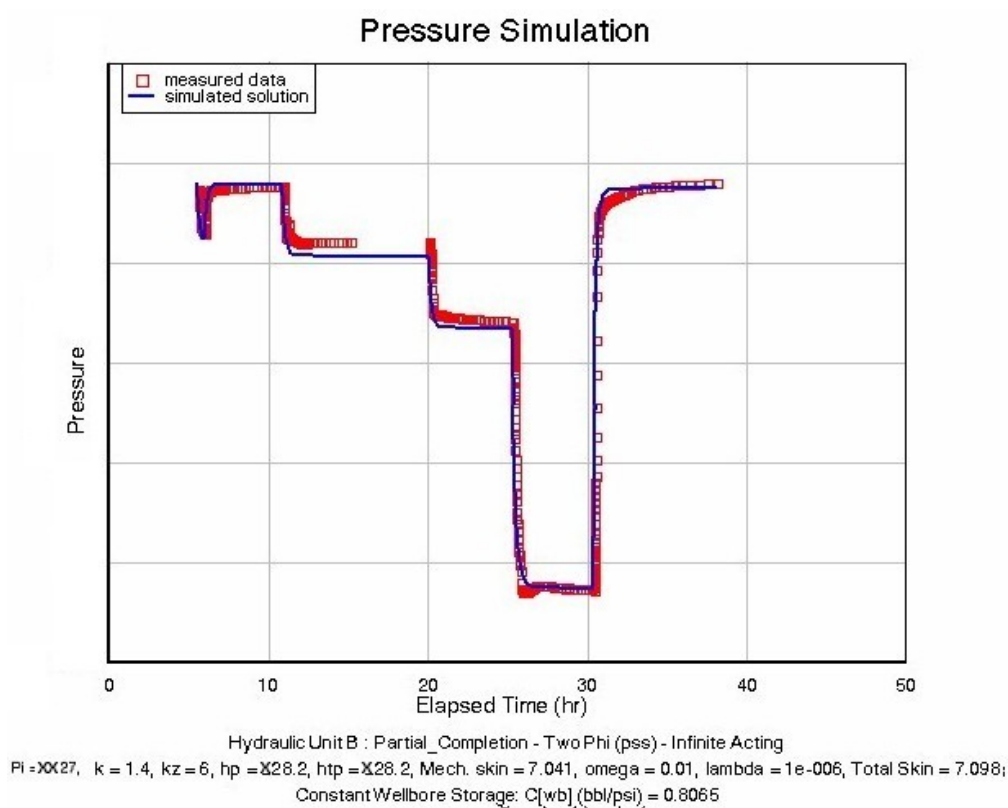


Fig. 14. Ajuste final de transientes de presión

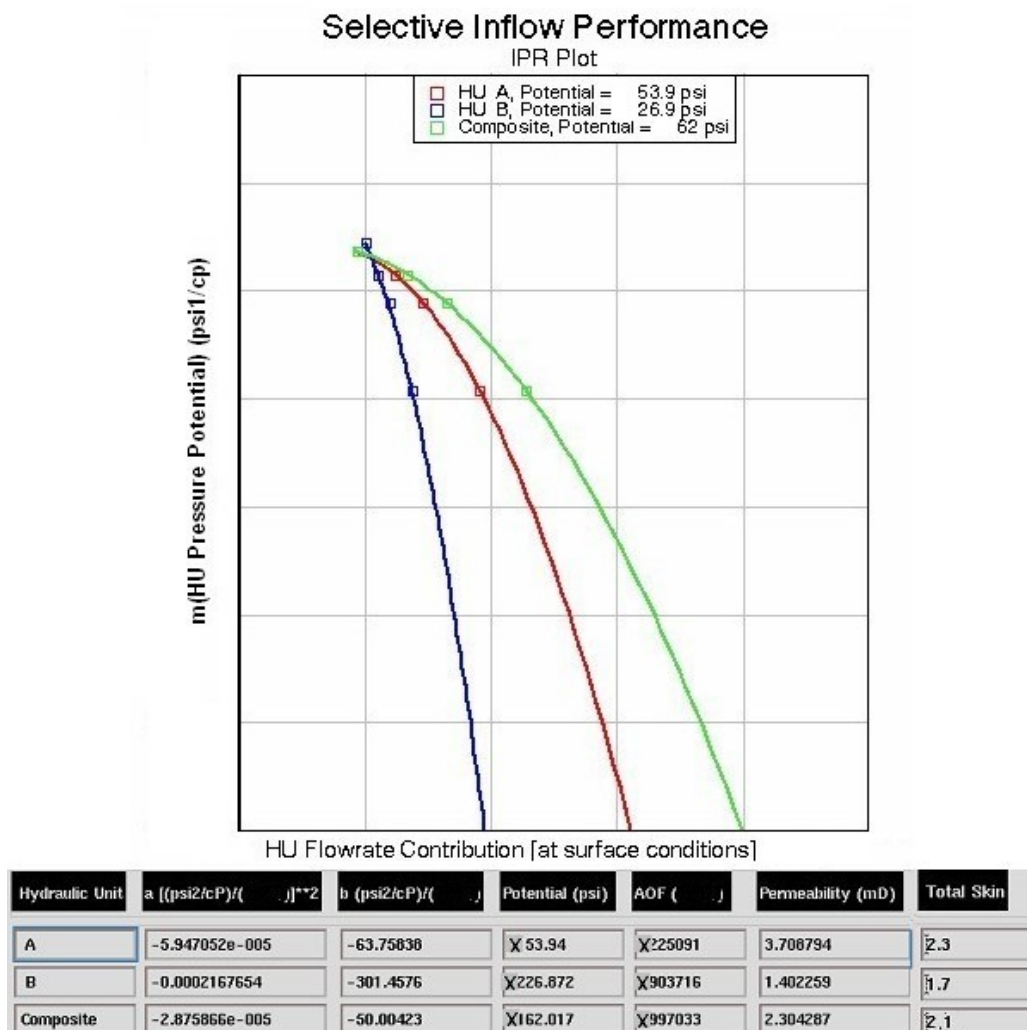


Fig. 15. Ajuste final del modelo SIP después de ajuste histórico de transientes

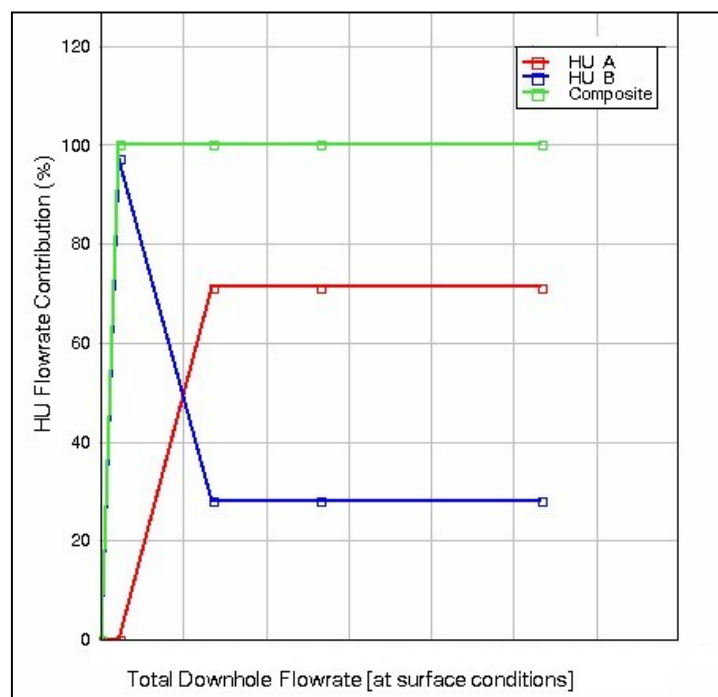


Fig. 16. Diagrama simplificado de producción y flujo cruzado