

INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PULSO MEDIANTE LA TÉCNICA TDS

PULSE TESTS INTERPRETATION BY THE TDS TECHNIQUE

Freddy Humberto Escobar*
Diego Mauricio Patarroyo-Gracia**
Alfredo Ghisays-Ruiz***

Recibido: 13 de diciembre de 2017

Aceptado: 17 de mayo de 2018

Resumen

El análisis de pruebas de presión es la forma más económica de caracterizar un yacimiento. A menudo se usa una prueba de presión como la principal tecnología, ya sea para monitorear el comportamiento del desarrollo de la inversión en tales sistemas, o diagnosticar comportamientos inesperados del pozo o yacimiento. Los resultados de la interpretación de las pruebas de presión se usan para tomar decisiones que conducen a un manejo adecuado del proyecto. Las pruebas de presión proporcionan la información para establecer las características del reservorio, predecir el comportamiento del mismo y diagnosticar daños a la formación. Las pruebas de pulso son una forma de pruebas múltiples inicialmente descritas en 1966. La técnica usa series de tasas y cierres cortos en un pozo activo. Usualmente, los pulsos están formados por periodos alternantes de producción/inyección y cierre que usan la misma tasa de flujo/inyección en cada periodo. La respuesta de presión de los pulsos se mide en el pozo de observación. Puesto que el pulso es de corta duración, la respuesta de presión es pequeña, algunas veces menor de 0.01 psi. Por ende, se requiere normalmente un equipo especial de medición de presión. El método de interpretación de pruebas de pulso más popular es el método de la tangente, el cual requiere graficar la presión contra el tiempo y trazar una recta tangente entre dos valles o picos continuos y paralela al pico entre estos. La principal desventaja de este método estriba en que usa cartas de corrección existentes, las cuales hacen tedioso el análisis. Este estudio presenta el análisis de pruebas de pulso en yacimientos hidrocarburíferos usando el gráfico logarítmico de la presión y la derivada de presión contra el tiempo en el pozo de observación, de modo que se introduce una técnica que utiliza puntos claves y características especiales en el gráfico mencionado para hallar la permeabilidad y porosidad entre pozos del yacimiento. Finalmente, se usan ejemplos sintéticos para aplicar las ecuaciones y verificar su exactitud y practicidad.

Palabras clave: prueba de pulso, método de la tangente, técnica TDS.

* Ph.D. en Ingeniería de Petróleos. Profesor titular, grupo de investigación Geosciences, Infraestructure, Productivity, Environment (GIPE), Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4901-6057>. fescobar@usco.edu.co

** Ing. Electrónico. Investigador, grupo de investigación Geosciences, Infraestructure, Productivity, Environment (GIPE), Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. diegopata3361@gmail.com

*** Lic. en Física y Matemáticas, M.Sc. en Geofísica. Profesor, grupo de investigación Geología, Geofísica y Procesos Marino-Costeros, Universidad del Atlántico, Barranquilla, Colombia. alfghi1@gmail.com

Abstract

Well testing is the cheapest way to characterize a reservoir. A well test is often used as the principal technology to monitor either the investment performance of such systems or for unexpected well or reservoir diagnostic behaviors. The results of the well test data analysis are used to make the decisions that lead to a good project management. Well tests provide the information to establish the reservoir characteristics, predicting the operation of the reservoir and diagnosing the damage of the formation. The pulse test is a special form of multiple well testing initially described in 1966. The technique uses a short rate pulse series in the active well. The pulses are usually alternating periods of production or injection and closing, with the same rate during each period of production or injection. The pressure response of the pulses is measured in the observation well. Due to the pulse is of short duration, the pressure response is small, sometimes less than 0.01 psi. Therefore, a special equipment for measuring pressure is usually required. The most popular interpretation methodology for pulse testing is the tangent method which requires plotting the pressures against time data and drawing a tangent between two continuous valleys or peaks and a parallel to the peak between them. The main disadvantage of this method lies in the use of previously designed correcting charts which make the analysis cumbersome. This study presents the analysis of pulse testing in hydrocarbon reservoirs using the log-log graph of the pressure and pressure derivative function versus time at the observer well so a technique that uses characteristic points and features on the mentioned plot is developed to find the interwell permeability of porosity of the reservoir. Finally, synthetic examples are presented with the purpose of verifying the equations reliability, finding that the calculated are very accurate.

Keywords: pulse test, tangent method, TDS technique.

INTRODUCCIÓN

En una prueba, un pozo se abre varias veces durante algunas horas para la producción y luego se cierra en otro período de tiempo. La presión del pulso se observa en otro pozo, llamado pozo de observación. Estas pruebas se realizan principalmente para encontrar conectividad hidráulica entre los dos pozos, o determinar tanto la permeabilidad entre pozos como la porosidad. Este tipo de pruebas se introducen por el método propuesto por Johnson, Greenkorn y Woods (1966), que supone un reservorio infinito y homogéneo con un fluido único y ligeramente compresible y deja de lado los efectos de gravedad y capilaridad y el almacenamiento del pozo. Con base en la solución de fuente de línea, se proporciona la estimación de la transmisibilidad del yacimiento (kh/μ) y la capacidad de almacenamiento de la formación ($\phi c_i h$) para períodos de flujo y cierre de igual duración. También se desarrolla el “método tangente” para la interpretación de las pruebas de pulso. Este método utiliza tablas de corrección para eliminar las tendencias lineales desconocidas de la presión del yacimiento. Si se omite esta corrección, se introducen errores considerables en la estimación de los parámetros del yacimiento. Brigham (1970) presentó un método gráfico modificado del método de Johnson et ál. (1966). Más tarde, Kamal (1983) desarrolló un método para calcular la relación de pulso óptima para alcanzar la respuesta de pulso máxima utilizando flujos desiguales y períodos de cierre.

Vela y Mckinley (1970) examinaron los efectos de la heterogeneidad del área sobre la respuesta a la presión utilizando una solución numérica de la ecuación de difusividad para fluidos ligeramente compresibles. Tongpenyai y Raghavan (1981) estudiaron los cambios en el almacenamiento del

pozo y los efectos de la piel en ambos pozos y no encontraron alteración de la respuesta a la presión debido a estos parámetros.

Ogbe y Brigham (1987) y Dinges y Ogbe (1988) incluyeron el daño y el almacenamiento de pozo según el método de la tangente. El primer estudio usa un factor de corrección de almacenamiento de pozo normalizado para la amplitud de respuesta y el retardo de tiempo. El segundo usa una amplitud adimensional y un retraso de tiempo directamente para tener en cuenta los efectos de almacenamiento del pozo.

Hasta el momento, nadie ha publicado ningún trabajo de la aplicación derivada de presión continua para la prueba de pulso; la aproximación más cercana fue presentada por Fokker, Borello, Verga y Viberti (2017) y Zenith, Foss, Tjønnås y Hasan (2015). En este artículo, la técnica TDS, introducida inicialmente por Tiab (1994), se amplía para desarrollar una herramienta de interpretación práctica y precisa para las pruebas de pulso, en la que se elimina el uso de tablas de corrección. Se encuentra que todas las expresiones proporcionan excelentes resultados; no obstante, la corrección del punto de intersección subestima ligeramente la permeabilidad del yacimiento, aunque sobreestima la porosidad.

MODELO MATEMÁTICO

La distribución de la presión de un yacimiento naturalmente fracturado en cualquier punto dentro de un depósito circular fue presentada por Da Prat, Ramey y Cinco-Ley (1982). La solución espacial de Laplace aplicada a un depósito homogéneo se reduce a:

$$\bar{P}_D(s, r_D) = \frac{K_1[\sqrt{sr_{eD}}]I_0[\sqrt{sr_D}] + K_0[\sqrt{sr_D}]I_1[\sqrt{sr_d}]}{s^2[K_1[\sqrt{sr_{eD}}]I_0[\sqrt{s}] - K_0[\sqrt{s}]I_1[\sqrt{sr_{eD}}]]} C_D \tag{1}$$

$$-S[1 + sSC_D]\sqrt{s}[K_1[\sqrt{s}]I_1[\sqrt{sr_{eD}}] - K_1[\sqrt{sr_{eD}}]I_1[\sqrt{s}]]$$

Por su parte, la derivada de presión está dada por:

$$t_D * P_D' = t_D * {}^{-1}[s\bar{P}_D(s, r_D)] \tag{2}$$

Este modelo solo considera el daño y el almacenamiento de pozo en el pozo activo. Ogbe y Brigham (1987) incluyen la piel en ambos pozos. Por lo tanto, se supone aquí que solo se consideran el almacenamiento de la piel y el pozo del pozo activo.

Las cantidades adimensionales se expresan:

$$t_D = \frac{0.0002637 kt}{\phi\mu c_i r_w^2} \tag{3}$$

$$t_{DA} = \frac{0.0002637 kt}{\phi\mu c_i A} \tag{4}$$

$$t_D = \frac{kh(\Delta P)}{141.2q\mu B} \tag{5}$$

$$t_D * P_D' = \frac{kh(t * \Delta P')}{141.2q\mu B} \tag{6}$$

$$C_D = \frac{0.894C}{\phi C_i h r_w^2} \tag{7}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \tag{8}$$

$$r_{De} = \frac{r_e}{r_w} \tag{9}$$

$$R = \frac{t_f}{\Delta t_p} \tag{10}$$

Las ecuaciones 1 y 2 se usaron en combinación con el principio de superposición de tiempo para generar varios pulsos en el pozo de observación, para el cual se aplicó la técnica desarrollada más adelante. Un ejemplo de tales pulsos se da en la figura 1, en la que se observa un comportamiento caótico cuando se usaron varias distancias entre el productor y los pozos observadores. Se evidenció que tanto la presión como la derivada están superpuestas.

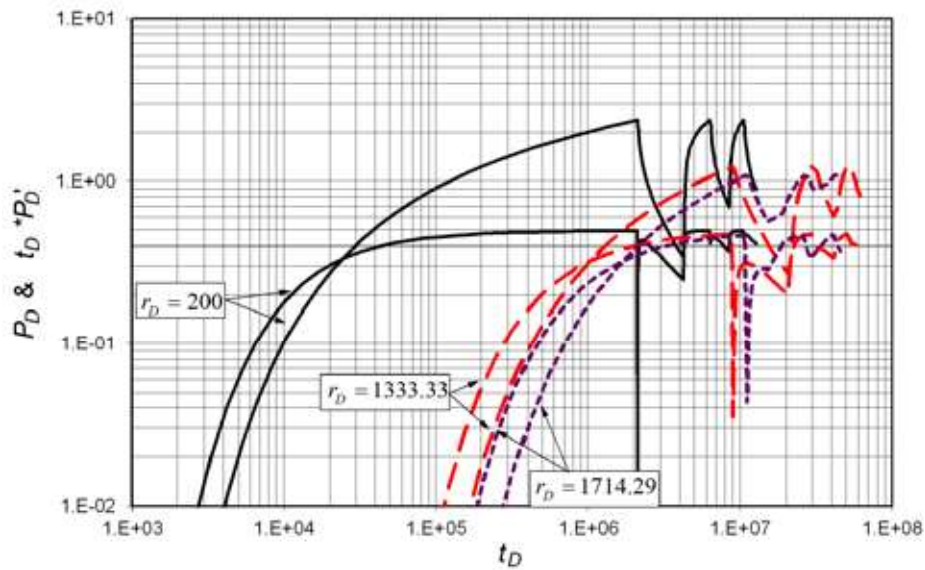


Figura 1. Gráfica adimensional de presión y derivada de presión de pruebas de pulso con diferentes distancias entre pozos y R = 1.

TÉCNICA TDS

TDS (Tiab, 1995) es una técnica de interpretación de pozos innovadora, potente, precisa y práctica que utiliza características y líneas características encontradas en la gráfica logarítmica de la derivada de presión y presión en función del tiempo. Las ecuaciones analíticas se desarrollan para cada régimen de flujo en función de características tales como puntos máximos, puntos mínimos, puntos de inflexión y líneas. Aunque la intersección de las ecuaciones gobernantes de dos regímenes de flujo diferentes no tiene ningún significado físico, permite el desarrollo de más ecuaciones utilizadas con fines de verificación. Se debe tener cuidado en la estimación de la derivada de presión. Los puntos de presión de un período de flujo dado no se pueden usar con el siguiente período de cierre porque se obtendrá una estimación derivada caótica. Luego, para cada período, se debe establecer un punto de presión inicial para que las presiones de un período de flujo no se mezclen con las presiones del siguiente período de cierre. Esto significa que la presión inicial para la estimación de la derivada de presión corresponde al último punto del primer flujo o período de cierre. La derivada de presión se toma individualmente para cada período y luego se vincula para tener un conjunto completo de la función de derivada de presión. El lector debe tener en cuenta que la superposición se considera para los períodos de cierre. Se denomina a esto derivada de presión superpuesta o continua.

El punto de intersección formado por la presión y la derivada de presión adimensional frente al tiempo adimensional dividido por el radio adimensional al cuadrado es único. Tal punto permite encontrar dos expresiones usadas para determinar la permeabilidad y la porosidad, respectivamente. Sin embargo, este punto se ve afectado por el almacenamiento del pozo, por lo que se introducen expresiones empíricas para corregir las coordenadas de dicho punto. También se encontró que la derivada de presión de los pulsos pares muestra un comportamiento negativo de la línea de pendiente unitaria. A partir de tal tendencia, se encontró una ecuación para la estimación de la permeabilidad del yacimiento para el segundo y cuarto pulso. Las expresiones desarrolladas se probaron con éxito con tres ejemplos sintéticos. Es importante señalar que la interpretación solo se puede realizar con el punto de intersección. Las ecuaciones desarrolladas restantes se usan para procesos de verificación.

Análisis del primer pulso

Contrariamente a la prueba de pulso convencional, en la que se requiere la consideración de la duración del pulso y el tiempo de retardo entre el final del pulso y el siguiente pico máximo de presión, la técnica TDS se puede aplicar sin considerar estas situaciones. Como se observa en la figura 2, sin importar los valores R ni la distancia entre los pozos, la derivada de presión y presión sigue un comportamiento unificado con un punto de intersección único entre las curvas derivadas de presión y presión. Si la prueba de pulso se dispara demasiado para que no se vea el punto de intersección, la metodología aquí propuesta no se aplica. Aunque, para fines pedagógicos, los ejemplos se dan con tiempos de prueba largos, también observamos que el punto de intersección se puede ver en un par de horas de prueba.

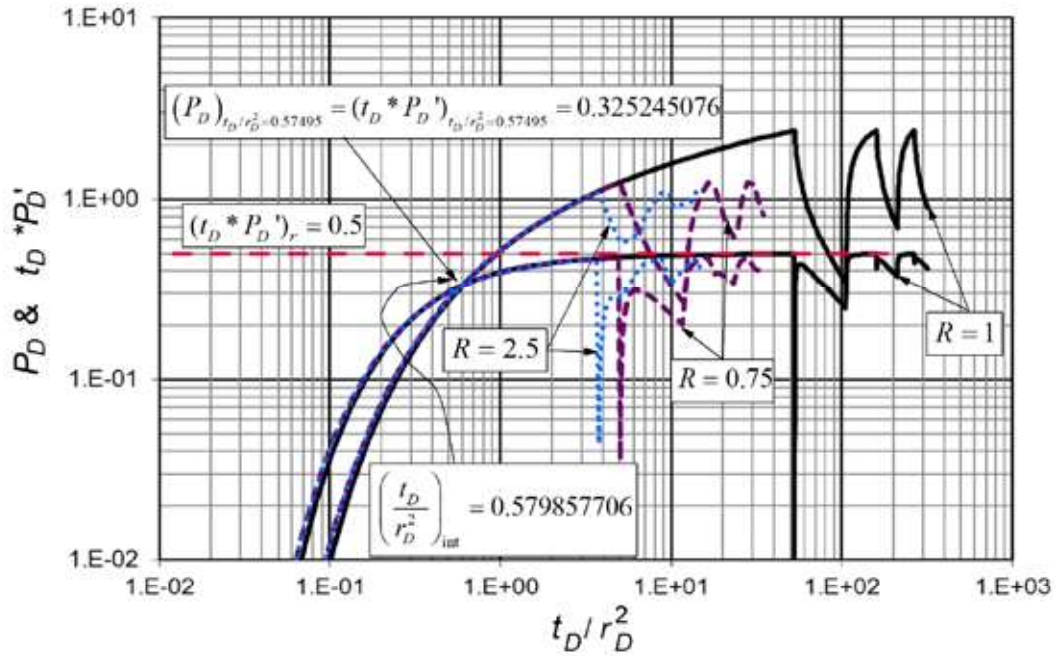


Figura 2. Presión adimensional unificada y derivada de presión versus tiempo adimensional dividido por el radio adimensional cuadrado para pruebas de pulso con diferente distancia entre pozos y diferentes valores R en el pozo de observación.

La unificación mencionada en el apartado anterior fue utilizada por primera vez por Ouan-dlous (1999) y luego fue aplicada por Escobar, Cubillos y Montealegre (2008) para pruebas de in-terferencia. Sin embargo, aquí se trabaja con una corrección muy ligera del punto de intersección. Tal punto de intersección tiene las siguientes coordenadas:

$$(P_D)_{t_D/r_D^2 = 0.579857706} = (t_D * P_D')_{t_D/r_D^2 = 0.579857706} = 0.325245076 \quad (11)$$

$$\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) = 0.579857706 \quad (12)$$

Reemplazando las ecuaciones 5 y 6 en la ecuación 1:

$$k = \frac{45.9246q\mu B}{h(t * \Delta P')_{int}} = \frac{45.9246q\mu B}{h(\Delta P)_{int}} \quad (13)$$

Por su parte, el reemplazo de la ecuación 3 en la ecuación 11 permite encontrar:

$$\phi = \frac{kt_{int}}{2198.92948\mu c_r r^2} \quad (14)$$

A partir de la observación de la figura 2, cuando el pulso es lo suficientemente largo para que el flujo radial se desarrolle en el primer pulso, se observa una línea horizontal en la curva derivada de presión. Esta línea horizontal tiene la siguiente ecuación que rige Tiab (1995):

$$(t_D * P_D')_r = 0.5 \tag{15}$$

Lo que permite encontrar la permeabilidad de la formación una vez que la ecuación 5 ha sido reemplazada en la expresión anterior:

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t * \Delta P')_r} \tag{16}$$

En el caso hipotético de que el primer pulso sea suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestable, aunque es más esperado para las pruebas de interferencia (el siguiente tratamiento también se aplica a él), el comportamiento tardío de la derivada de presión frente al tiempo adimensional proporciona según el área una pendiente unitaria única (ver la figura 3), cuya ecuación de gobierno Tiab (1994) viene dada por:

$$t_D * P_D' = 2\pi t_{DA} \tag{17}$$

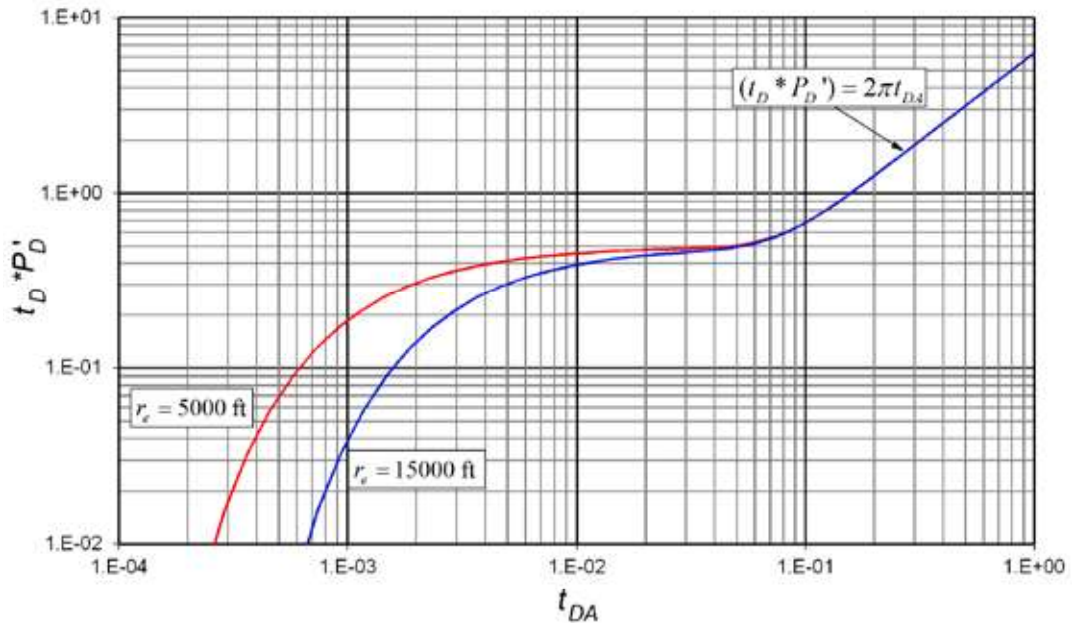


Figura 3. Comportamiento unificado a tiempo tardío de la presión y derivada de presión adimensional versus tiempo adimensional basado en el área para pruebas de pulso con $R = 1$ y diferente radio de depósito externo, primer pulso.

La combinación de las ecuaciones 15 y 17 implica:

$$A = \frac{kt_{rpssi}}{301.77\phi\mu c_t} \quad (18)$$

Además, el reemplazo de la ecuación 4 y 6 en la ecuación 17 y solucionando para el área da:

$$A = \frac{0.234qBt_{pss}}{\phi c_t (t * \Delta P')_{pss}} \quad (19)$$

Los autores son conscientes de que las condiciones de flujo radial, menos el estado pseudoes-table, no se deben encontrar durante la prueba de pulso. Sin embargo, las ecuaciones desarrolladas también se aplican a las pruebas de interferencia (las ecuaciones para ese caso aún no se han publicado).

Efectos del almacenamiento del pozo y el daño en el punto de intersección

Se cree que los efectos de almacenamiento en el pozo de observación aumentan con el tiempo de latencia y tienden a reducir la amplitud de los primeros pulsos. Sin embargo, si $r > 32[C/(\phi c_t)]^{0.54}$, los efectos de almacenamiento son menores al 5 % de incremento en el tiempo de transición y no afectarán la amplitud. Según Chu, Garcia-Rivera y Raghavan (1980), esto es válido si:

$$\frac{t_D}{r_D^2} > (230 + 15s) \left(\frac{C_D}{r_D^2} \right)^{0.86} \quad (20)$$

Sin embargo, la aproximación presentada aquí por las ecuaciones 13 y 14 es válida para el punto de intersección sin considerar los efectos de almacenamiento del pozo; por lo tanto, se realizó un análisis para el factor de daño del pozo activo en el punto de intersección y no se encontraron efectos. Sin embargo, los pozos se establecieron muy cerca el uno del otro (10 pies) para poder determinar los máximos efectos de almacenamiento sobre la prueba, aunque actualmente ya no se perforan pozos a dichas distancias. Por otro lado, como se observa en la figura 4, el tiempo adimensional dividido por el radio adimensional al cuadrado en la intersección se ve afectado por valores C_D/r_D^2 mayores que 0.001 y la presión adimensional (o derivada por presión) del punto de intersección se ve afectada por el pozo almacenamiento después de valores C_D/r_D^2 mayores que 0.00025.

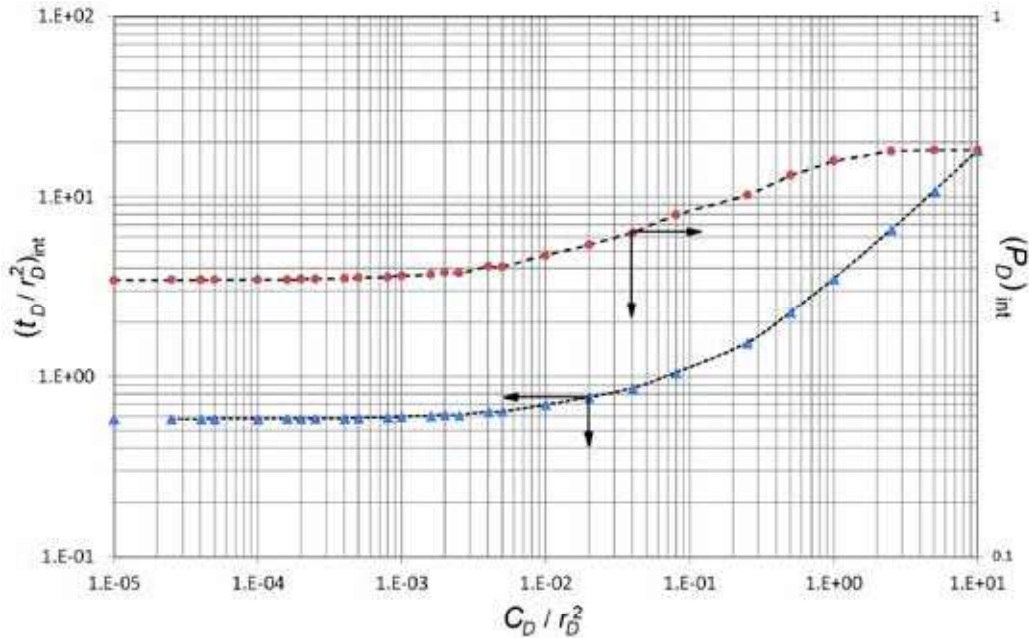


Figura 4. Efecto del almacenamiento del pozo activo en el punto de intersección.

Con base en la figura 4, un factor de corrección fue empíricamente obtenido (coeficiente de correlación al cuadrado >0.999) para el punto de intersección, de modo que las ecuaciones 13 y 14 siguen siendo válidas. Al respecto, se aplica la siguiente corrección:

$$(t * \Delta P')_{int} = \Delta P_{int} = \frac{0.325 \Delta P_{intO}}{0.4 + e^{1.07290474 + 0.776422265 * \ln[CD/r_D^2]}} \quad (21)$$

Como se ve en la figura 4, para valores de C_D/r_D^2 mayores a 5, el efecto del almacenamiento del pozo se vuelve constante; entonces, cada vez que $C_D/r_D^2 > 5$ establece $C_D/r_D^2 = 5$.

$$t_{int} = \frac{0.579 t_{intO}}{0.7 + e^{-1.830074147 + 1.3217409 * [CD/r_D^2]^3 - 0.0717725314 * [\ln(C_D/r_D^2)]^2}} \quad (22)$$

El sufijo *intO* representa el punto de intersección observado. Tenga en cuenta que las ecuaciones 21 y 22 suponen que se conoce el valor de C_D/r_D^2 . Como se observa en la ecuación 7, se requiere la porosidad desconocida para la estimación de la relación C_D/r_D^2 . Por lo tanto, se puede aplicar un procedimiento de prueba y error. Suponiendo un valor de porosidad, encuentre el coeficiente adimensional de almacenamiento del pozo con la ecuación 7 y luego estime la relación C_D/r_D^2 . Aplique la ecuación 22 y encuentre el tiempo de intersección de corrección; luego, estime la porosidad de la ecuación 14. Use este valor de porosidad nuevamente en la ecuación 7 y repita el procedimiento dos veces más para obtener la convergencia de la porosidad.

Pulsos pares

La derivada de presión durante los pulsos pares tiene una característica única: muestra una línea recta con una pendiente unitaria negativa. Esta línea recta tiene interceptaciones diferentes dependiendo del tiempo de flujo sobre la relación de tiempo de cierre, R , y la duración del pulso. La figura 5 se construyó para $R = 0.5$ y muestra el impacto de la duración del pulso según los parámetros dados en la tabla 1.

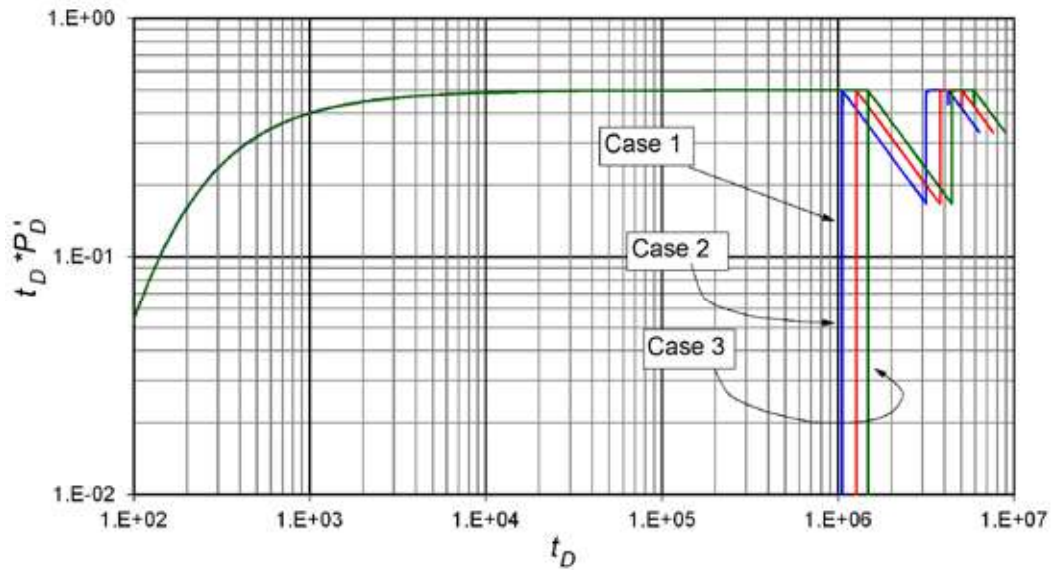


Figura 5. Efecto de longitud de pulso en la derivada de presión para los pulsos pares.

Tabla 1. Longitud de pulso

Case	t_p , hr	Δt_p , hr
1	50	100
2	60	120
3	70	140

Si el tiempo adimensional se multiplica por el tiempo de pulso adimensional (duración del pulso completa), la derivada de presión se unifica en el segundo y cuarto pulso, así como se muestra en la figura 6.

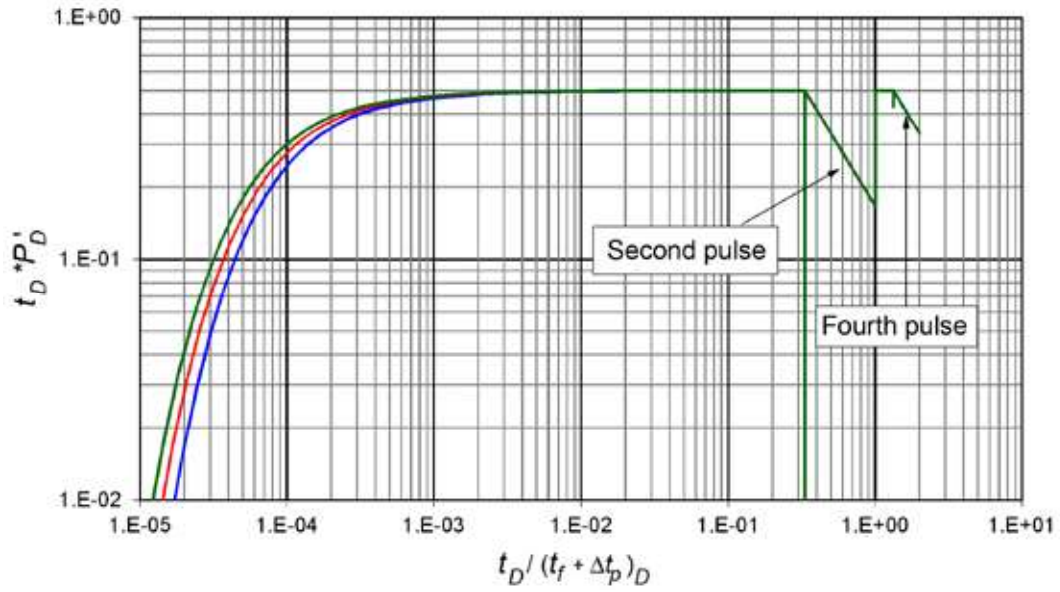


Figura 6. Derivada de presión unificada para el segundo y cuarto pulsos con valores iguales de R pero diferente longitud de pulso.

El efecto de R en la derivada de la pendiente unitaria negativa se evidencia en la figura 7.

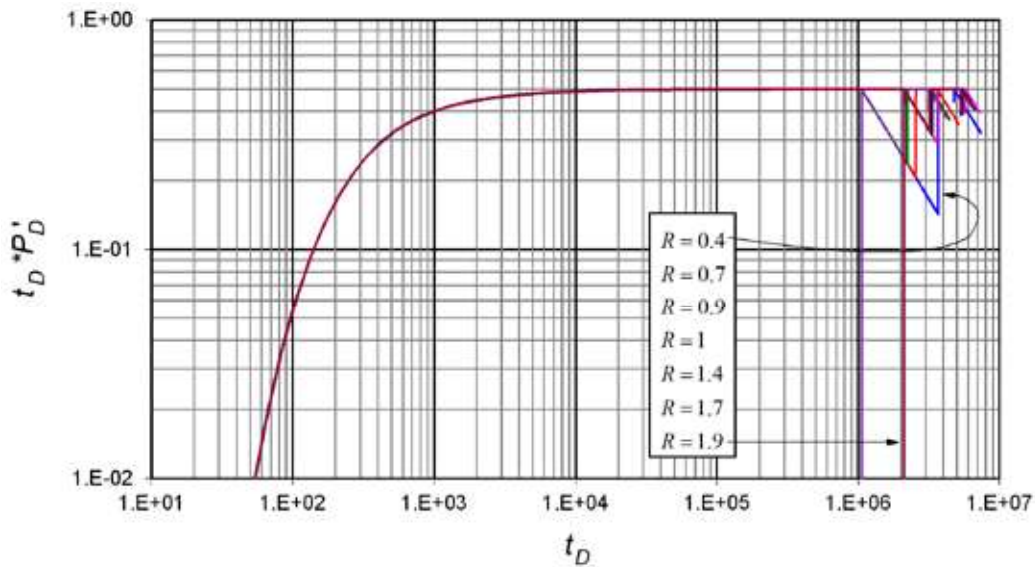


Figura 7. Derivado de presión y presión versus tiempo adimensional para pruebas de pulso con diferentes valores de R , $0.2 \leq R \leq 2$.

El comportamiento de la pendiente unitaria negativa se unificó multiplicando el tiempo adimensional por la longitud del tiempo del impulso adimensional, tal como se advierte en la figura 8.

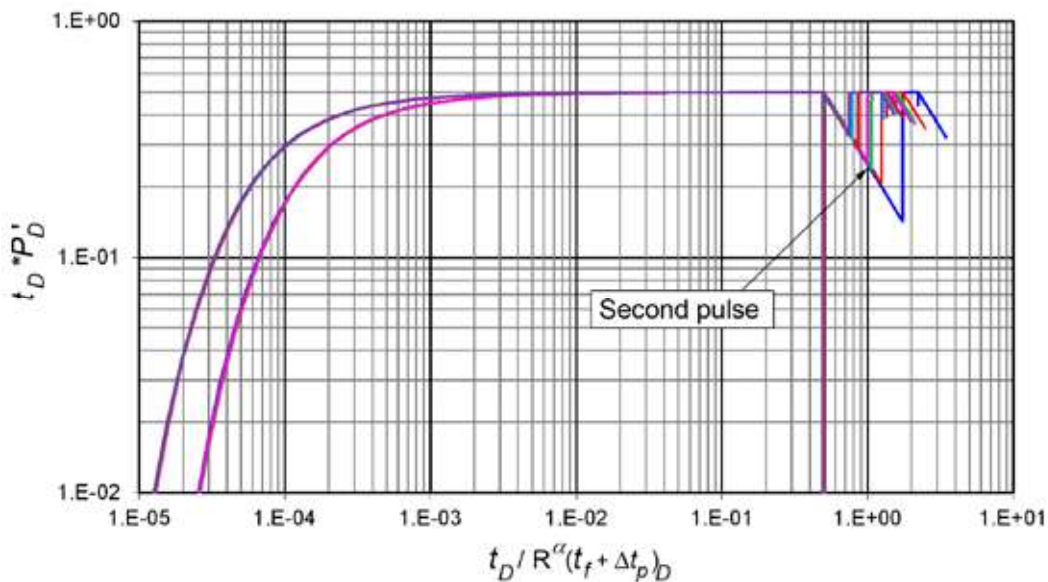


Figura 8. Derivada de presión unificada para el segundo pulso con diferentes valores R, pero diferente longitud de pulso.

La tabla 2 muestra los casos estudiados para diferentes valores de R.

Tabla 2. Valores de R utilizados para la unificación de la derivada de presión de la pendiente unitaria negativa

Caso	t_p , hr	Δt_p , hr	R
1	50	125	0.4
2	50	71.428	0.7
3	50	55.555	0.9
4	50	50	1
5	100	71.428	1.4
6	100	58.823	1.7
7	100	52.631	1.9

La unificación de las derivadas de presión de pendiente unitaria negativa se logró multiplicando el tiempo adimensional por R^α , como se da en las figuras 8 y 9 para el segundo y cuarto pulso, respectivamente.

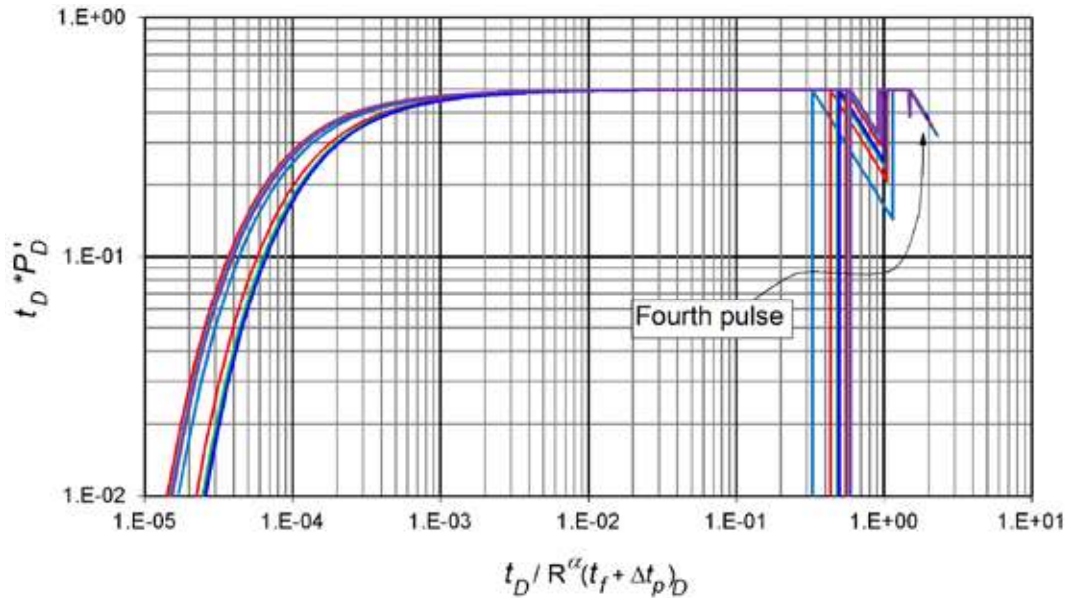


Figura 9. Derivada de presión unificada para el cuarto pulso con diferentes valores R, pero diferente longitud de pulso.

Los valores α se presentan en la tabla 3. Observe que la unificación obtenida en la figura 6 también se mantuvo.

Tabla 3. Valores de α para los pulsos 2 y 4

Número pulso	α	
	R < 1.0	R > 1.0
2	0.6	0.5
4	0.15	0.15

Se obtiene empíricamente una ecuación lineal para la derivada de presión de la pendiente unitaria negativa de las figuras 8 y 9:

$$t_D * P_D' = \frac{\beta R^\alpha (t_f + \Delta t_p)_D}{t_D} \tag{23}$$

Donde β toma los valores de 0.2477 o 0.7371 para el segundo o cuarto pulso, por lo tanto:

$$t_D * P_D' = \frac{0.2477 R^\alpha (t_f + \Delta t_p)_D}{t_D} \tag{24}$$

$$t_D * P_D' = \frac{0.7371R^\alpha (t_f + \Delta t_p)_D}{t_D} \tag{25}$$

Al reemplazar las ecuaciones 3 y 6 en la ecuación 23 y resolver la permeabilidad, se obtiene:

$$k = \frac{141.2qB\mu\beta R^\alpha (t_f + \Delta t_p)}{h(t * \Delta P')t_{nus}} \tag{26}$$

El sufijo *nus* representa la pendiente unitaria negativa, que puede ser *nus2* o *nus4*, dependiendo del tratamiento con el segundo o cuarto pulso.

EJEMPLOS

Se trabajaron tres ejemplos sintéticos de prueba de pulso para la verificación de las expresiones desarrolladas. Se recuerda que la derivada de presión se debe estimar por períodos configurando el valor de presión inicial como el punto de referencia para el cálculo de la caída de presión.

Ejemplo sintético 1

Se simuló una prueba de pulso de presión con la información proporcionada en la segunda columna de la tabla 4.

Tabla 4. Datos de entrada para los ejemplos

Parámetro	Valores		
	Ejemplo 1	Ejemplo 2	Ejemplo 3
ϕ , %	20	20	10
c_p , 1/psi	1x10-5	1x10-5	2x10-5
h , ft	20	20	100
k , md	300	300	200
μ , cp	0.5	0.5	2
B , rb/STB	1.2	1.2	1.35
r_w , ft	0.3	0.3	0.5
r , ft	150	150	225
q , BPD	500	500	300
C , bbl/psi	0.1	0	0
t_p , hr	300	300	200
Dtp , hr	200	200	400

La gráfica logarítmica de presión y derivada de presión versus tiempo se muestra en la figura 10. Se requiere caracterizar el reservorio utilizando el punto de intersección, el régimen de flujo radial y las líneas de pendiente unitaria negativa.

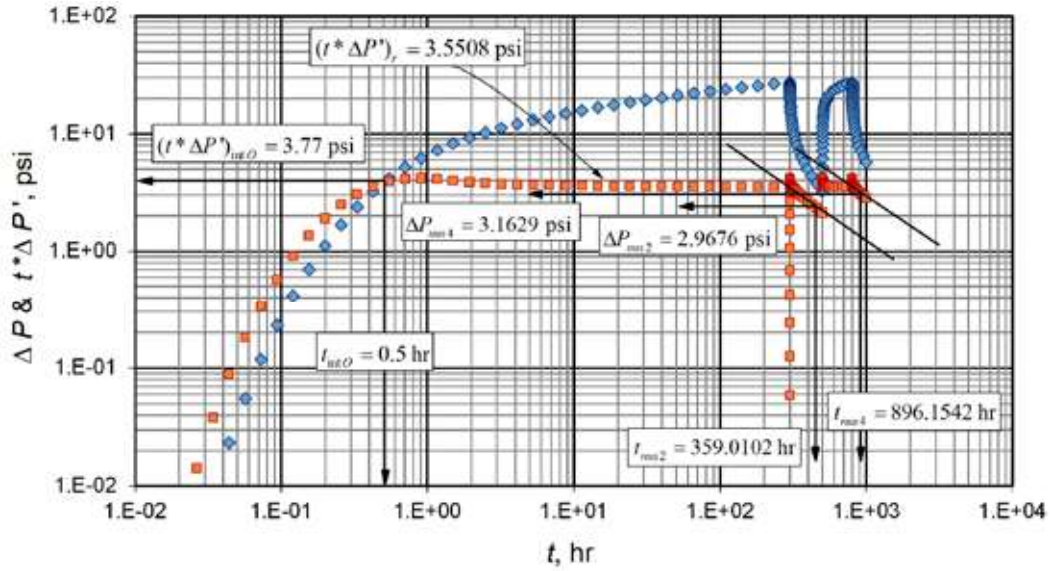


Figura 10. Gráfica logarítmica de presión y derivada de presión versus tiempo para el ejemplo 1.

Solución

La siguiente información se deriva de la figura 10:

$$\begin{aligned}
 (t^* \Delta P')_{intO} &= 3.77 \text{ psi} & t_{intO} &= 0.5 \text{ hr} & (t^* \Delta P')_r &= 3.5508 \text{ psi} \\
 \Delta P_{nus2} &= 2.9676 \text{ psi} & t_{nus2} &= 359.0102 \text{ hr} & \Delta P_{nus4} &= 3.1629 \text{ psi} \\
 t_{nus4} &= 896.1542 \text{ hr}
 \end{aligned}$$

El punto de intersección es corregido utilizando las ecuaciones 21 y 22:

$$\begin{aligned}
 (t^* \Delta P')_{int} &= \frac{0.325(3.77)}{0.4 + e^{1.07290474 + 0.776422265 * \ln[C_D/r_D^2]}} = 2.4 \text{ psi} \\
 t_{int} &= \frac{0.579(0.5)}{0.4 + e^{1.830074147 + 1.3217409 * [C_D r_D^2]^3 - 0.0717725314 * [\ln(0.1)]^2}} = 0.243 \text{ hr}
 \end{aligned}$$

La permeabilidad y la porosidad se estimaron utilizando las ecuaciones 13 y 14, respectivamente:

$$k = \frac{45.9246 q \mu B}{h(t^* \Delta P')_{int}} = \frac{45.9246(500)(0.5)(1.2)}{20(2.4)} = 287 \text{ md}$$

$$\phi = \frac{kt_{int}}{2198.92948\mu c_r r^2} = \frac{(244.3)(0.243)}{2198.92948(0.5)(1 \times 10^{-5})(150^2)} = 0.28 \quad (28)$$

La permeabilidad también se calcula con la ecuación 16 del régimen de flujo radial.

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P^*)_r} = \frac{70.6(500)(0.5)(1.2)}{20(3.5508)} = 298.24 \text{ md}$$

La permeabilidad se estima para los pulsos 2 y 4. Para un tiempo de flujo a una relación de cierre, R, de 1.5, el valor de α es igual a 0.45 para el segundo pulso y 0.15 para el cuarto pulso. La permeabilidad se estima con la ecuación 26 para pulsos segundo y cuarto, respectivamente:

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P^*)_r} = \frac{70.6(500)(0.5)(1.2)}{20(3.5508)} = 298.24 \text{ md}$$

$$k = \frac{141.2(500)(1.2)(0.5)(0.2477)(1.5)^{0.15}(200 + 300)}{20(3.1629)(896.1542)} = 292.6636 \text{ md}$$

Ejemplo sintético 2

Se simuló una prueba de pulso de presión con la información proporcionada en la tercera columna de la tabla 4. Este ejemplo es similar al ejemplo anterior, menos en el coeficiente de almacenamiento del pozo. En la figura 11 se proporciona el gráfico logarítmico de presión y derivada de presión versus tiempo. Se requiere caracterizar el yacimiento utilizando el punto de intersección, el régimen de flujo radial y las líneas de pendiente de unidad negativa.

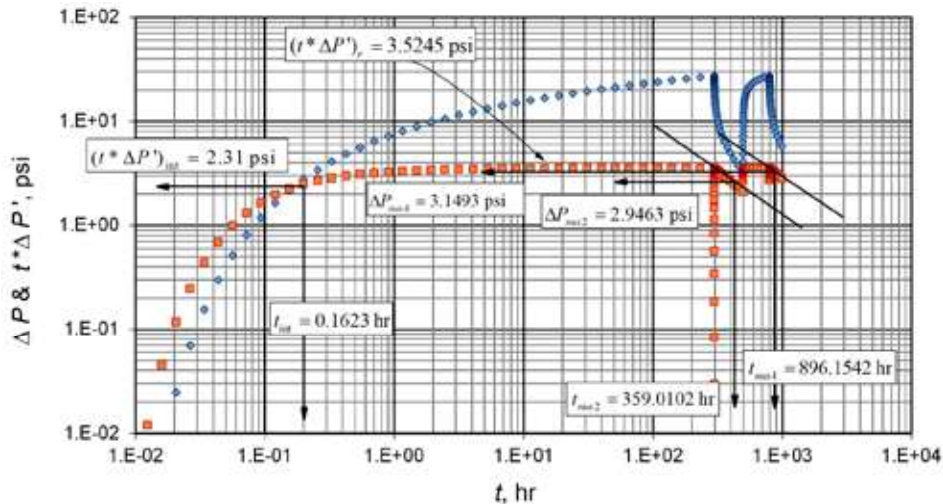


Figura 11. Gráfica logarítmica de presión y derivada de presión versus tiempo para el ejemplo 2.

Solución

La siguiente información se deriva de la figura 11:

$$\begin{aligned}
 (t^* \Delta P)_{int} &= 2.31 \text{ psi} & t_{int} &= 0.1623 \text{ hr} & (t^* \Delta P)_r &= 3.5245 \text{ psi} \\
 \Delta P_{nus2} &= 2.9463 \text{ psi} & t_{nus2} &= 359.0102 \text{ hr} & \Delta P_{nus4} &= 3.1493 \text{ psi} \\
 t_{nus4} &= 896.1542 \text{ hr}
 \end{aligned}$$

El resumen de los resultados se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Resumen de resultados para los ejemplos sintéticos 2 y 3

	Ejemplo 2	Ejemplo 3
Ecuación	k, md	
13	298.21	201.3910
15	300.4682	202.6794
26 (2 nd pulse)	297.6318	198.5401
26 (4 th pulse)	293.9275	200.8768
	ϕ	
14	0.1968	0.0993

Ejemplo sintético 3

Se simuló una prueba de pulso de presión con la información proporcionada en la cuarta columna de la tabla 4. En la figura 12 se representa el gráfico logarítmico de presión y derivada de presión versus tiempo. También se requiere estimar la caracterización del reservorio usando el punto de intersección, el régimen de flujo radial y las líneas de pendiente de unidad negativa.

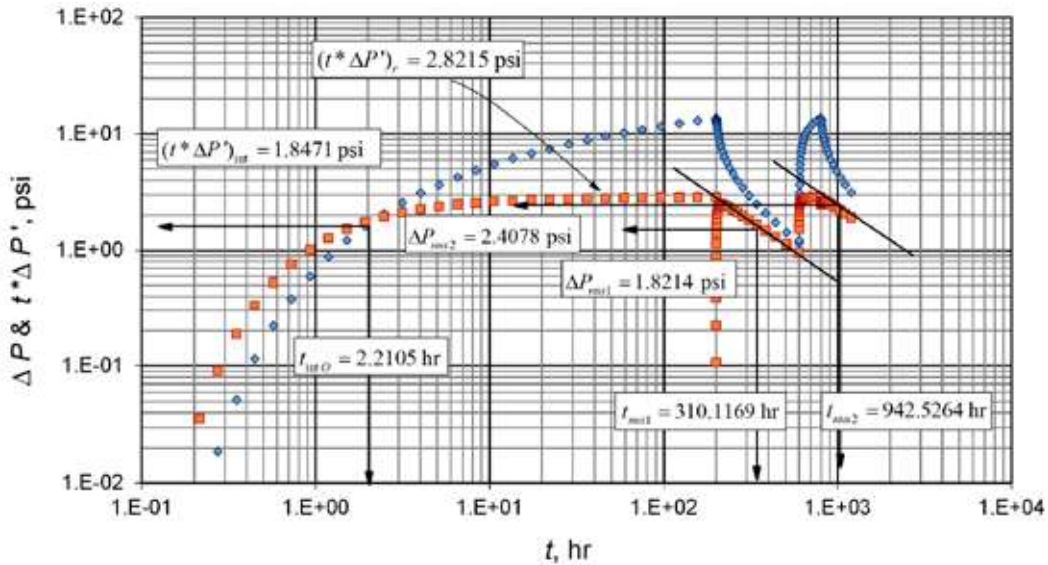


Figura 12. Gráfica logarítmica de presión y derivada de presión versus tiempo para el ejemplo 3.

Solución

La siguiente información se deriva de la figura 12:

$$\begin{aligned} (t^* \Delta P)_{int} &= 1.8471 \text{ psi} & t_{int} &= 2.2105 \text{ hr} & (t^* \Delta P)_r &= 2.8215 \text{ psi} \\ \Delta P_{nus2} &= 1.8214 \text{ psi} & t_{nus2} &= 310.1169 \text{ hr} & \Delta P_{nus4} &= 2.4078 \text{ psi} \\ t_{nus4} &= 942.5264 \text{ hr} \end{aligned}$$

Los resultados están resumidos en la tabla 5.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los ejemplos 1 y 2 se simularon bajo las mismas condiciones, excepto el coeficiente de almacenamiento del pozo, con el propósito de verificar la precisión del punto de intersección formado por las curvas derivadas de presión y presión cuando el almacenamiento del pozo afecta dicho punto. Las coordenadas de dichos puntos son 0.1623 hr, 2.31 psi (del ejemplo 2). En el ejemplo 1, las coordenadas del punto de inflexión eran 0.5 h, 3.77 psi. Después de la corrección dada con las ecuaciones 21 y 22, las coordenadas del punto corregido fueron 0.243 h, 2.4 psi, lo que indica que la correlación tiene alguna desviación, aunque el coeficiente de correlación de las ecuaciones empíricas es mayor que 0.999. La permeabilidad del punto corregido proporcionó una desviación de subestimación absoluta del 4.3 % con respecto al valor real, mientras que la porosidad tuvo una desviación absoluta del 40 %. Sin embargo, los valores de permeabilidad encontrados a partir de las líneas negativas de la pendiente unitaria del segundo y cuarto pulso tienen valores de desviación inferiores al 2.5 %, lo que indica que el almacenamiento del pozo no afecta al segundo y cuarto pulso. Se puede observar en los ejemplos 2 y 3 que la ecuación que usa el punto de intersección formado por las curvas derivadas de presión y presión proporciona excelentes resultados cuando el almacenamiento del pozo no afecta el punto de intersección que se da para $C_D/r_D^2 > 0.0001$.

CONCLUSIONES

Se presentan nuevas expresiones para la interpretación de la prueba de presión. Estas ecuaciones se desarrollan con base a las características únicas que se encuentran en la gráfica de la relación derivada de la presión y la presión en función del tiempo y no utilizan ninguna tabla de lectura. La permeabilidad se estima utilizando el punto de intersección formado por la gráfica de derivadas de presión y presión; también se puede encontrar o verificar a partir de las expresiones obtenidas para una tendencia negativa de pendiente unitaria de la derivada de presión observada en los pulsos pares. Por razones prácticas, las expresiones se desarrollan solo para el segundo y cuarto pulso, ya que los pulsos posteriores son más cortos debido a la escala del registro y pueden no verse.

Ni el daño ni los efectos de almacenamiento del pozo activo tienen efectos sobre los pulsos pares, pero el almacenamiento del pozo afecta el punto de intersección de las curvas derivadas de presión y presión. A pesar de que las ecuaciones empíricas con coeficientes de correlación superiores a 0.999 se desarrollan para corregir el punto de intersección, el efecto no se elimina por completo y la permeabilidad se subestima ligeramente y la porosidad está muy sobreestimada. Entonces, cuando el almacenamiento del pozo afecta el punto de intersección del procedimiento de corrección, la permeabilidad se estima mejor a partir de las ecuaciones desarrolladas a partir de la pendiente negativa del segundo y cuarto pulso en la derivada de presión.

La metodología desarrollada aquí solo se aplica cuando se ve el punto de intersección. Si es así, solo ese punto es suficiente para encontrar la permeabilidad y la porosidad entre pozos. La estimación de la derivada de presión continua o superpuesta es opcional y se utiliza con fines de verificación.

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

Nomenclatura

A	Área de drenaje entre el pozo de observación y activo, ft ²
B	Factor volumétrico, rb/STB
C	Coefficiente de almacenamiento, bbl/psi
ct	Compresibilidad total, psi ⁻¹
h	Espesor del reservorio, ft
k	Permeabilidad horizontal, md
P	Presión, psi
P_i	Presión inicial, psi
q	Tasa de flujo líquida, BPD
R	Relación periodo de flujo con periodo de cierre
r	Distancia entre pozos, ft
r_w	Radio del pozo, ft
S	Parámetro de Laplace
s	Daño mecánico del pozo
t	Tiempo, hr
t_f	Periodo de flujo, hr
Δt_p	Periodo de cierre, hr
t_D	Tiempo adimensional
t_{Da}	Pseudotiempo adimensional
$t_D^*P_D'$	Derivada de presión adimensional
$t^*\Delta_p'$	Derivada de presión, psi

Símbolos griegos

α	Exponente definido en la tabla 2
β	Intersecto de la pendiente unitaria negativa Ec. 23
ϕ	Porosidad, fracción
μ	Viscosidad cp
$/$	Laplace

Sufijos

D	Adimensional
DA	Adimensional basado en área
e	Radio externo del reservorio
i	Inicial
int	Intercepto
$intO$	Intercepto observado

<i>nus</i>	Pendiente unitaria negativa
<i>pss</i>	Periodo de estado pseudoestable
<i>r</i>	Radial
<i>musi</i>	Intercepto de las líneas de flujo radial y pendiente negativa slope lines
<i>rpssi</i>	Intercepto de las líneas de flujo y estado pseudoestable (<i>pressure derivative lines</i>)
<i>wf</i>	Pozo fluyendo
<i>ws</i>	Estática de pozo

REFERENCIAS

- Brigham, W. (1970). Planning and analysis of pulse-tests. *Journal of Petroleum Technology*, 22(05), 618-624. doi:10.2118/2417-PA.
- Chu, W., Garcia-Rivera, J., y Raghavan, R. (1980). Analysis of interference test data influenced by wellbore storage and skin at the flowing well. *Journal of Petroleum Technology*, 32(1), 171-78. doi:10.2118/8029-PA.
- Da Prat, G., Ramey, H., y Cinco-Ley, H. (1982). A method to determine the permeability-thickness product for a naturally fractured reservoir. *Journal of Petroleum Technology*, 34(06), 1-364. doi:10.2118/9906-PA.
- Dinges, D., y Ogbe, D. (1988). A method for analyzing pulse tests considering wellbore storage and skin effects. *SPE Formation Evaluation*, 3(4), 743-750. doi:10.2118/15582-PA.
- Escobar, F., Cubillos, J., y Montealegre, M. (2008). Estimation of horizontal reservoir anisotropy without type-curve matching. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 60(1), 31-38. doi:10.1016/j.petrol.2007.05.003.
- Fokker, P., Borello, E., Verga, F., y Viberti, D. (2017, 12 de junio). Harmonic pulse testing for well and reservoir characterization. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*. Conferencia realizada en París, Francia. doi:10.2118/185815-MS.
- Johnson, C., Greenkorn, R., y Woods, E. (1966). Pulse-Testing: A New Method for Describing Reservoir Flow Properties Between Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 18(12), 1-599. doi:10.2118/1517-PA.
- Kamal, M. (1983). Interference and pulse testing-a review. *Journal of Petroleum Technology*, 35(12), 2257-2270. doi:10.2118/10042-PA.
- Ogbe, D., y Brigham, W. (1987). Pulse testing wellbore storage and skin effects. *SPE Formation Evaluation*, 2(01), 29-42. doi:10.2118/12780-PA.
- Ouandlous, A. (1999). *Interpretation of interference tests by Tiab's direct synthesis technique* (tesis de maestría). Universidad de Oklahoma, Oklahoma, EE. UU.
- Tiab, D. (1994). Analysis of pressure and pressure derivative without type-curve matching: vertically fractured wells in closed systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 11(4), 323-333. doi: 10.1016/0920-4105(94)90050-7

- Tiab, D. (1995). Analysis of pressure and pressure derivative without type-curve matching-skin and wellbore storage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 12(3), 171-181. doi:10.1016/0920-4105(94)00040-B.
- Tongpenyai, Y., y Raghavan, R. (1981). The effect of wellbore storage and skin on interference test data. *Journal of Petroleum Technology*, 33(1), 151-160. doi:10.2118/8863-PA
- Vela, S., y McKinley, R. (1970). How areal heterogeneities affect pulse-test results. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 10(02), 181-191. doi:10.2118/2569-PA.
- Zenith, F., Foss, B., Tjønnås, J., y Hasan, A. (2015). Well Testing by Sinusoidal Stimulation. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 18(03), 441-451. doi:10.2118/174552-PA

