

# ANÁLISIS TEÓRICO DEL EFECTO DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS VECINOS EN PRUEBAS DE INTERFERENCIA

## THEORETICAL ANALYSIS OF THE EFFECT OF PRODUCTION OF NEIGHBORING WELLS IN INTERFERENCE TESTS

Freddy Humberto Escobar Macualo<sup>\*</sup>  
Felipe Hernando Repizo<sup>\*\*</sup>  
Matilde Montealegre<sup>\*\*\*</sup>

### Resumen

Normalmente, un pozo productor de hidrocarburos emplea el 99% de su vida productiva operando bajo el régimen de estado pseudoestable y continúa su operación mientras se ejecutan pruebas de interferencia en otros pozos dentro del mismo campo. Esto ocasiona que la estimación de parámetros utilizando datos recogidos durante una prueba de interferencia, en la cual los pozos involucrados se asumen únicos dentro de un yacimiento infinito, puede no ser muy precisa, en virtud a que la producción de pozos vecinos dentro del mismo yacimiento puede ocasionar una caída de presión adicional, que afectará la presión inicial y la medida durante la prueba, haciendo que su interpretación no sea adecuada.

En este artículo se presenta un método para corregir o extrapolar la presión aplicando el principio de superposición, incluyendo la declinación de la presión causada por pozos vecinos en producción, al modelamiento tradicional para pruebas de interferencia. El análisis e interpretación de los datos obtenidos son realizados con la novedosa técnica Síntesis Directa de Tiab, que analiza el comportamiento de los datos de presión y su derivada, sin el uso de curvas tipo. Si la derivada de la presión se calcula de manera apropiada y ésta se define satisfactoriamente, la técnica permite estimar directamente los parámetros del yacimiento con bastante precisión mediante puntos característicos, ya que usa soluciones analíticas.

Al hallar la derivada a partir de los datos tomados directamente de la prueba, la curva resultante no se definirá apropiadamente y los parámetros estimados pueden presentar errores. El contraste entre los resultados determinados en la interpretación de los datos tomados de la prueba y los corregidos mediante el principio de superposición, se ilustra con dos ejemplos sintéticos.

**Palabras clave:** superposición, análisis de pruebas de presión, permeabilidad, técnica *TDS*.

### Abstract

Normally, a hydrocarbon well spends 99% of its productive life under pseudosteady state flow regime and continues operating while conducting interference test on other wells inside the same field. This probably causes inaccuracy in the estimation of parameters using recorded raw data during the interference test, in which the involved wells are considered unique inside an infinite reservoir. The production of neighboring

*Artículo recibido: 02/06/2009 Aprobado: 12/08/2009*

<sup>\*</sup> Doctor en Ingeniería de Petróleos. Profesor Asociado, Facultad de Ingeniería Universidad Surcolombiana. E-mail: [fescobar@usco.edu.co](mailto:fescobar@usco.edu.co)

<sup>\*\*</sup> Ingeniero de Petróleos de la Universidad Surcolombiana. E-mail: [fepizo@hotmail.com](mailto:fepizo@hotmail.com)

<sup>\*\*\*</sup> Magister en Ingeniería de sistemas y computación. Profesora de la Facultad de Ingeniería, Universidad Surcolombiana. E-mail: [matildemm@usco.edu.co](mailto:matildemm@usco.edu.co)

wells inside the same reservoir can cause additional pressure drops, which affect the initial and measure pressure during the test, leading to a possible misinterpretation of the pressure test.

In this article a method is presented to either correct or extrapolate the pressure by applying the superposition principle, including the pressure decline caused by production of neighboring wells on the traditional modeling for interference testing. The analysis and interpretation of the data recorded is carried out by means of Tiab Direct Synthesis Technique, *TDS* technique, which analyzes the behavior of the pressure and pressure derivative data, without using type-curve matching. If the pressure derivative is properly calculated and successfully defined, the technique allows us to estimate the reservoir parameters directly with enough precision through characteristic points, using analytic solutions.

If pressure derivative is calculated employing directly the raw recorded data, the resulting curve will not be properly defined and the estimation of parameters may be inaccurate. A comparison of the results from the interpretation of the raw data and the corrected/extrapolated by the application of the superposition principle is illustrated with two synthetic examples.

**Key words:** superposition, pressure transient analysis, permeability, *TDS* technique.

## 1. Introducción

Con la introducción de la derivada de presión por Tiab and Kumar en 1976, el desarrollo de modelos complejos de interpretación y la aparición de nuevas y mejores herramientas de medición de presiones de fondo, las pruebas de presión se han convertido en una herramienta poderosa utilizada para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos. La determinación de las características de flujo y estimación de parámetros son de gran importancia en la toma de decisiones para el desarrollo y explotación de un campo como en la localización de nuevos pozos y la mejor implementación de procesos de recobro mejorado.

Las técnicas tradicionales de interpretación de pruebas de interferencia asumen que la presión inicial del yacimiento se encuentra en equilibrio y consideran los pozos involucrados en la prueba como únicos dentro del yacimiento. No se tiene en cuenta la producción de pozos vecinos que afecten la presión de fondo inicial y la medida durante la prueba, debido al efecto de superposición. Además, los software comerciales están diseñados, en su mayoría, para modelos de yacimiento infinitos y podrían presentar ajustes de datos erróneos.

En este trabajo se plantean los errores que se pueden presentar en el análisis de los datos recogidos durante las pruebas de interferencia, al no tomar en cuenta el efecto de superposición de pozos vecinos en producción. Para mostrar las discrepancias entre los resultados obtenidos de la interpretación con datos tomados directamente de la prueba y los corregidos o extrapolados mediante el principio de superposición.

Se utilizan datos simulados de una prueba de interferencia cuya interpretación se hace usando la técnica *TDS*, Tiab (1995), empleando los datos tomados directamente de la prueba y los corregidos mediante el principio de superposición, para efectos comparativos.

## 2. Efecto de superposición causada por la producción de pozos vecinos sobre las pruebas de interferencia

La caída de presión ocasionada por pozos vecinos en producción pueden afectar la presión inicial y la medida durante una prueba si existe interferencia; lo que busca este trabajo es plantear que al verse afectados los datos medidos en un pozo de observación al realizar una prueba, debido al efecto de superposición, la interpretación de los datos y la determinación de los parámetros del yacimiento presentan desviaciones. Los parámetros adimensionales están dados por (Earlougher, 1977):

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta P \quad (1)$$

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_r r_w^2} \quad (2)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (3)$$

Si consideramos un pozo el cual presenta una caída adicional de presión dada la interferencia de otros pozos operando dentro del mismo yacimiento (ver Figura 1), el comportamiento de la presión de fondo fluyendo, de acuerdo con Earlougher (1977), está dado por:

$$P_{wf} = P_i - \frac{141.2qB\mu}{kh} [P_D(\Delta t_D, r_D = 1, \dots) + s] - \Delta P_{ow}(t) \quad (4)$$

Asumiendo que todos los pozos producen a una tasa constante a un tiempo  $t = 0$ , la caída de presión esperada,  $\Delta P_{wo}(t)$ , medido a un tiempo  $t = t_1 + \Delta t$  puede ser estimada haciendo uso del principio de superposición en espacio.

$$P_{ow}(t) = P - P_w = \frac{141.2\mu}{kh} \sum_{j=2}^n P_j B_j P_D(t_D, r_{Dj} \dots) \quad (5)$$

Normalmente todos los pozos de un yacimiento operan bajo condiciones de estado pseudoestable; la ecuación 4 quedaría (Escobar and Montealegre, 2007):

$$P_{ow}(t) = b - m^*t \quad (6)$$

De la línea recta hallada al graficar en coordenadas cartesianas  $\Delta P_{wo}(t)$  vs.  $t$ , que corresponde al régimen de flujo del estado pseudoestable, podemos determinar la pendiente  $m^*$ , la cual es estimada antes de que la declinación de presión inicie:

$$m^* = \frac{dP_{ws}}{dt} = \frac{(P_{ws})_2 - (P_{ws})_1}{t_2 - t_1} \quad (7)$$

De acuerdo con Earlougher (1977), el comportamiento de la presión en un pozo bajo estado pseudoestable está dado por:

$$P_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2,5458}{C_A}\right) \quad (8)$$

De las ecuaciones 4 y 7 obtenemos la siguiente expresión:

$$m^* = \frac{-023395}{\phi c_i h A} \sum_{j=2}^n q_j B_j \quad (9)$$

Es de aclarar que las pruebas de declinación no se efectúan para determinar el área del yacimiento, sin embargo, teóricamente es posible determinar dicho

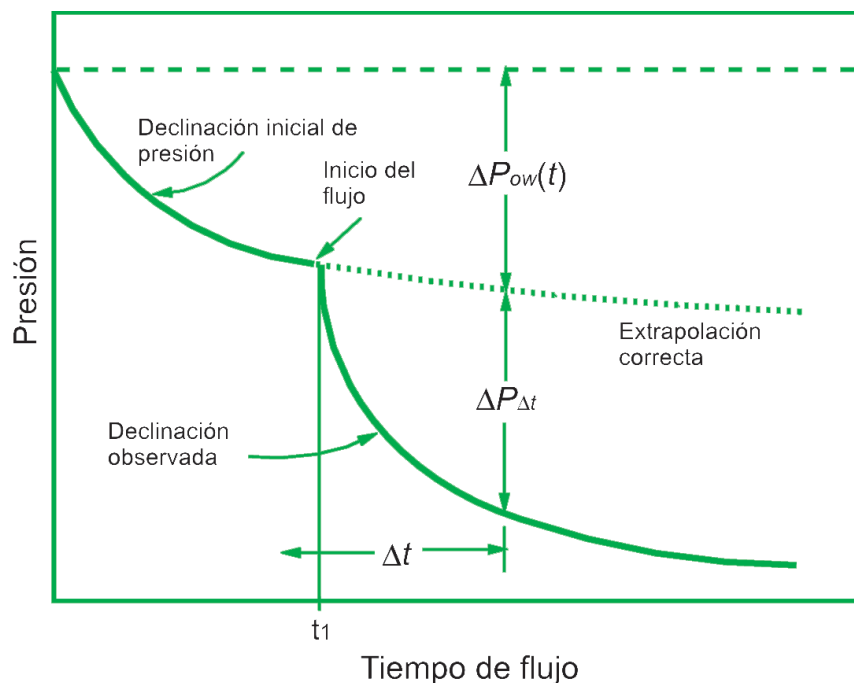


Figura 1. Comportamiento de una prueba de declinación en un pozo repletado.

parámetro usando la ecuación 9 mediante el método convencional o la ecuación 10 mediante la técnica TDS, utilizando el punto de intersección entre las derivadas de la línea de comportamiento infinito y la línea de estado pseudoestable,  $t_{rpi}$  como lo presentó Tiab (1994):

$$A = \frac{kt_{rpi}}{301.77\phi\mu c_i} \quad (10)$$

### 3. Determinación de la permeabilidad del yacimiento

Si los datos de la prueba de presión están corregidos o no con la ecuación 6, la permeabilidad del yacimiento utilizando la técnica TDS puede estimarse mediante las ecuaciones 11 a 14, proporcionadas en el estudio de Escobar *et al.* (2007). Ver figura 2.

$$k = 70,6 \frac{\mu}{h(t^* \Delta P)_r} \quad (11)$$

$$k = 45,705 \frac{qB\mu}{h(t^* \Delta P)_{int}} \quad (12)$$

$$k = 45,705 \frac{qB\mu}{h(\Delta P)_{int}} \quad (13)$$

$$k = 70,6 \frac{qB\mu}{h(t^* \Delta P)_r} \quad (14)$$

### 4. Ejemplos sintéticos

**Ejemplo 1. Caso de tres pozos.** Un yacimiento de forma circular con radio de 7000 ft (3533,9 Ac) tiene un pozo A localizado en el centro, un pozo B a 500 ft al este y otro pozo C situado a 600 ft exactamente al norte. El pozo C produce 200 BPD por 10000 hrs, mientras que el pozo B es abierto luego de 6000 hrs de producción del pozo C. El pozo A se mantiene cerrado y en él se registra la caída de presión ocasionada por el pozo B que produce 250 BPD. Datos adicionales:

$P_i = 4000$	$f = 20 \%$	$B_o = 1.2$ bb/STB
$TVD = 4000$	$S_o = 1$	$r_w = 0.5$ ft
$h = 30$ ft	$\mu = 2$ cp	$s = 0$
$c_i = 1 \times 10^{-6}$	$k = 30$ md	

Los datos de presión obtenidos de la prueba y los corregidos mediante el principio de superposición son ilustrados en la Figura 3 que muestra la relación de la presión con respecto al tiempo de producción de los pozos.

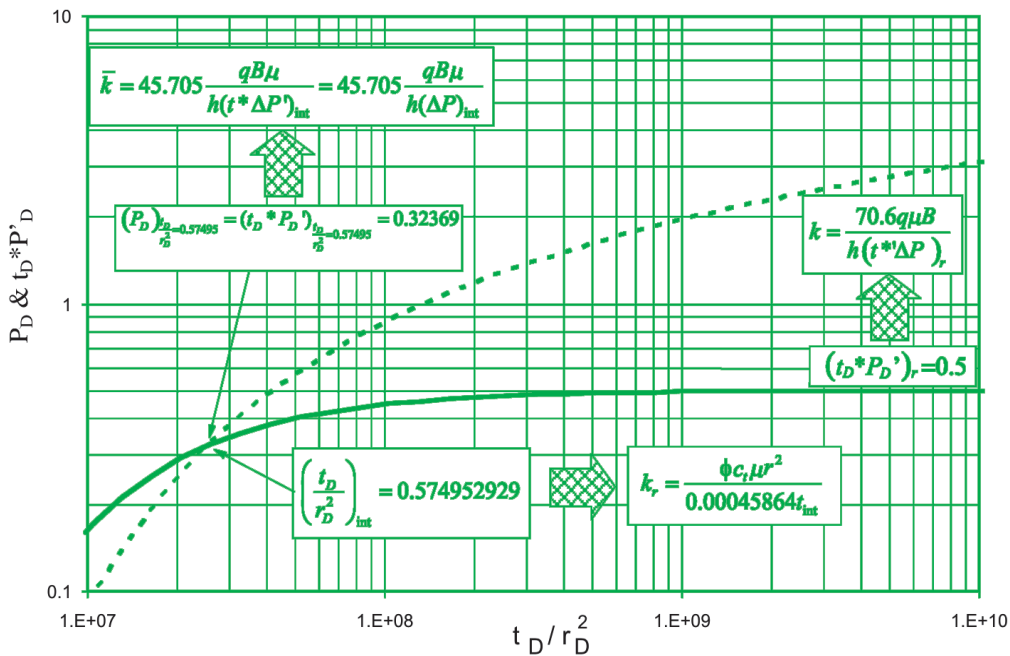


Figura 2. Solución de la línea fuente, Escobar *et al.* (2007).

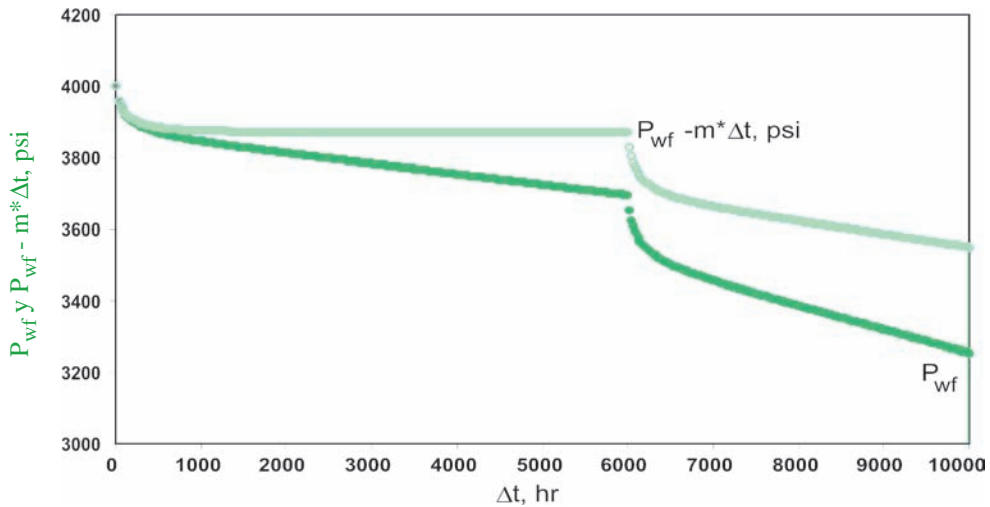


Figura 3. Prueba de interferencia para el caso con tres pozos, ejemplo 1.

**Solución.** La pendiente  $m^*$  obtenida de los últimos datos de la línea correspondiente al estado pseudoestable, antes de abrir el pozo B, es  $m^* = -0.029272$  psi/ciclo.

La Figura 4 presenta las presiones corregidas aplicando el principio de superposición y sus derivadas. Allí se observa el intercepto entre las dos curvas,  $(\Delta P_{wf})_{int} = (t^* \Delta P'_{wf})_{int} = 29$  psi, con el cual se puede determinar una

permeabilidad de 31,52 md por medio de la ecuación 12. En esta figura difícilmente se observa el régimen de flujo radial puesto que se desarrolla el flujo pseudoestable de pendiente unitaria rápidamente. Adicionalmente, del valor de la derivada durante flujo radial,  $(t^* \Delta P')_r = 51,1761$  psi, con la cual se obtiene una permeabilidad de 27,59 md por medio de la ecuación 14. Nótese en la Figura 4 que es difícil determinar con exactitud la línea de flujo radial.

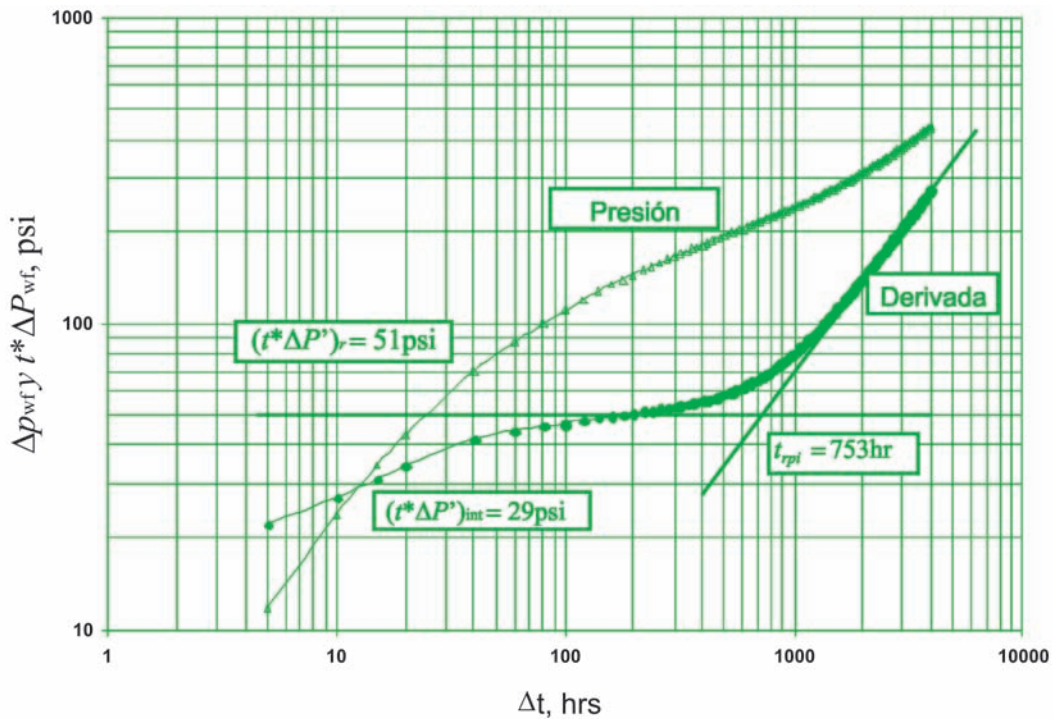


Figura 4. Gráfico log-log de presión y derivada de presión contra el tiempo a partir de los datos tomados directamente de la prueba para el ejemplo 1.

El área del yacimiento, aclarando que estas pruebas no buscan obtener este parámetro, puede determinarse usando el punto de intercepto entre el flujo radial y el estado pseudoestable,  $t_{rpi} = 753$  hrs, el cual da un valor de  $1978,7$  Ac usando la ecuación 10.

La figura 5 presenta la presión y la derivada en función del tiempo para los datos corregidos y extrapolados para el presente ejemplo; en forma similar al caso de los datos sin corregir se observa el intercepto entre las dos curvas,  $(\Delta P_{wf})_{int} = (t^* \Delta P'_{wf})_{int} = 30$  psi, con el cual se halla una permeabilidad de  $30,47$  md por medio de la ecuación 12. El flujo radial está perfectamente definido con un valor de derivada de  $(t^* \Delta P')_r = 45,1$  psi, con la cual se determina una permeabilidad de  $31,30$  md con la Ecuación 14 y un área de yacimiento de  $3528,3$  Ac usando un valor de  $t_{rpi} = 1183$  hrs en la ecuación 10. Para este caso, los parámetros obtenidos se ajustan muy bien a los empleados en la simulación.

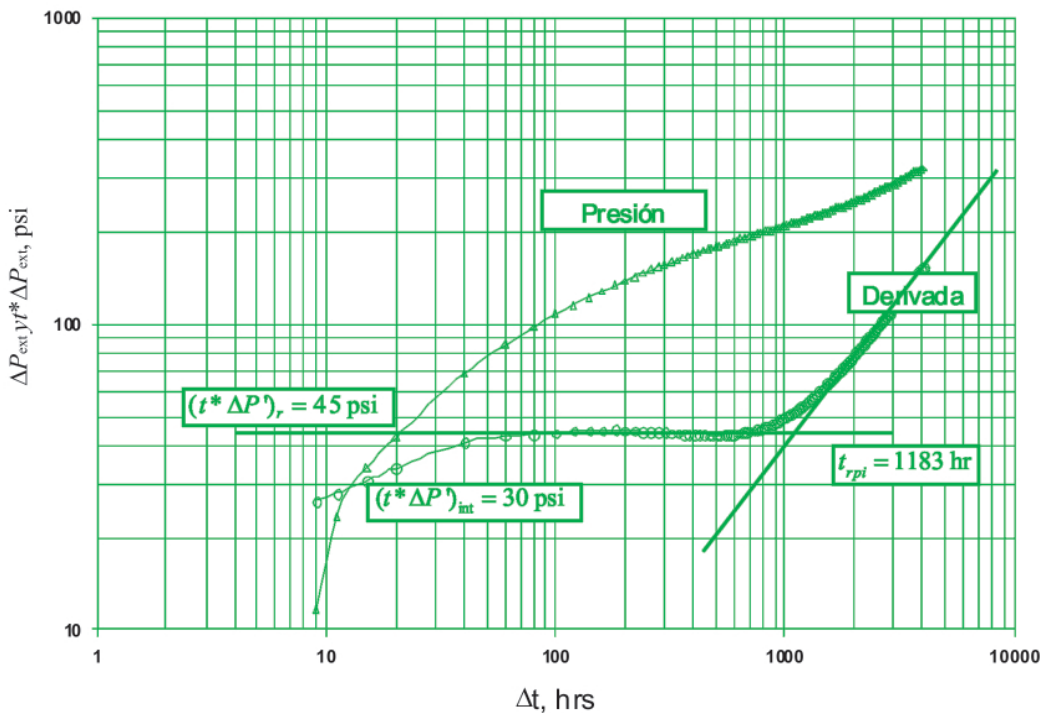
**Ejemplo 2. Caso con cuatro pozos.** Considere cuatro pozos verticales dentro de un yacimiento circular de un área de  $3535,6$  Ac. El pozo 1 de observación estará cerrado durante la prueba de interferencia y se encuentra en el centro de dicho yacimiento. Un pozo 3 ubicado

a  $600$  ft al norte del pozo de observación y produce a una tasa constante de  $850$  BPD por  $15000$  hrs. El pozo 2 se encuentra a  $500$  ft exactamente al este del pozo 1 y es abierto luego de que el pozo 3 lleva  $5000$  hrs de producción, a una tasa de  $800$  BPD. El pozo activo de la prueba de interferencia es el pozo 4 y se encuentra ubicado a  $45^\circ$  al noreste del pozo de observación a  $781$  ft y es abierto cuando el pozo 3 lleva  $10000$  hrs fluyendo, para producir  $900$  BPD (ver figuras 6 y 7).

$P_i = 4000$	$f = 30\%$	$B_o = 1.2$ bb/STB
$r_w = 0,5$ ft	$h = 100$ ft	$\mu = 2$ cp
$c_l = 3 \times 10^{-6}$	$s = 0$	$k = 100$ md

Para este ejemplo se realizó la extrapolación al estado pseudoestable en dos ocasiones, con anterioridad a la apertura del pozo 2 y el pozo 4. Se obtuvo,  $m_1^* = -0,024884$  psi/ciclo. La pendiente  $m_1^*$  fue determinada con los últimos puntos antes de ser abierto el pozo 2. Luego, se obtuvo  $m_2^* = -0,02342$  psi/ciclo. La pendiente  $m_2^*$  fue determinada con los últimos puntos antes de ser abierto el pozo 4.

Los datos obtenidos corresponden al análisis del transiente de presión desde las  $10000$  hrs a las  $15000$  hrs en las cuales produjo el pozo 4.



**Figura 5.** Gráfico log-log de presión y derivada de presión contra el tiempo a partir de los datos corregidos para el ejemplo 1.

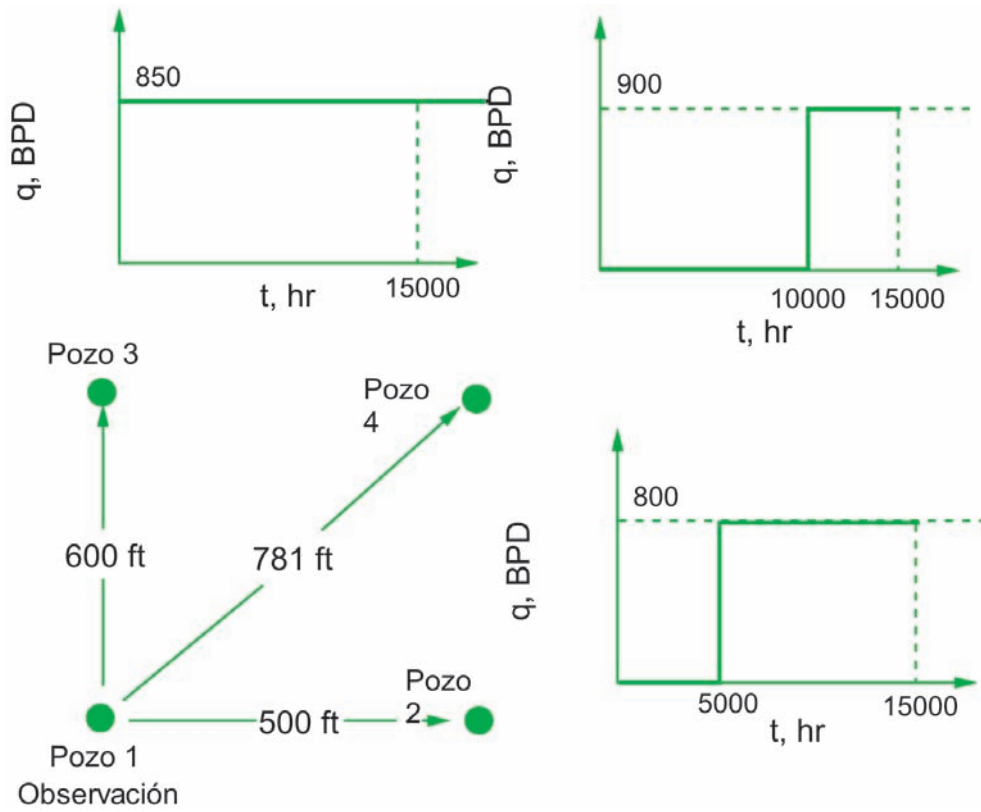


Figura 6. Esquema ilustrativo del ejemplo 2.

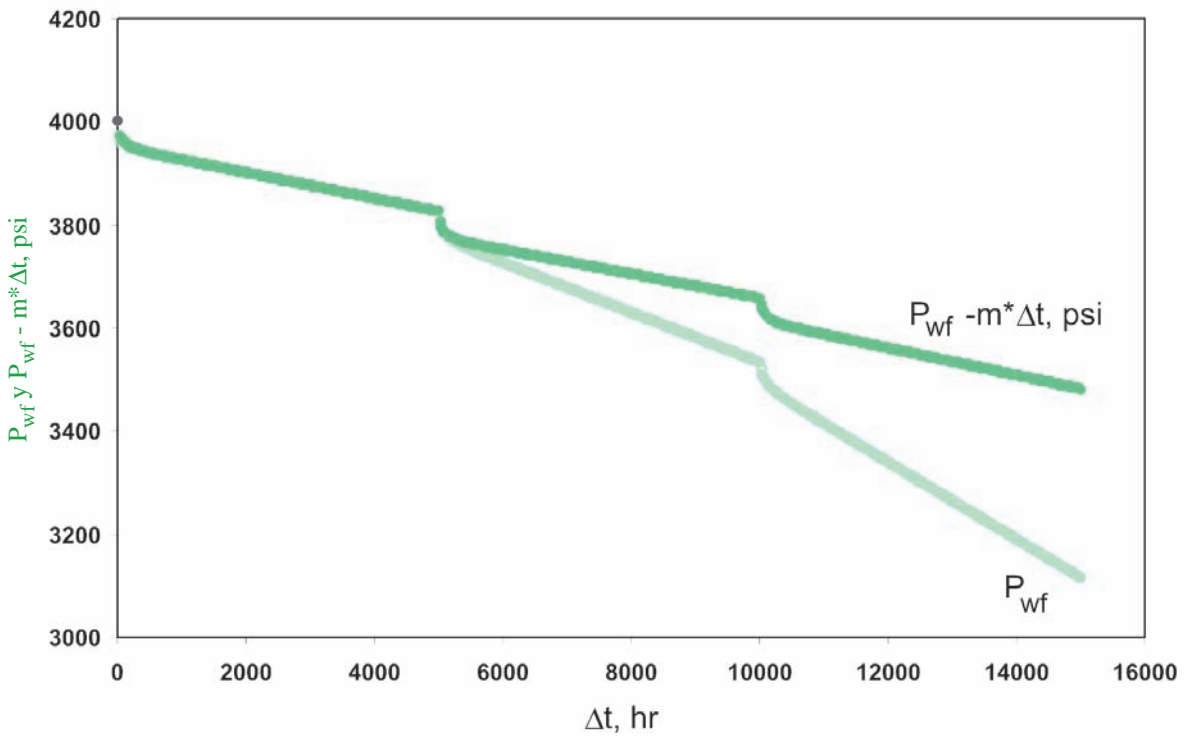


Figura 7. Prueba de interferencia para el caso con cuatro pozos, ejemplo 2.

Del intercepto entre las dos curvas,  $(\Delta P_{wf})_{int} = (t^* \Delta P'_{wf})_{int} = 10.1$  psi, de la figura 8, se determina una permeabilidad de 97,74 md usando la ecuación 12 y de 77,7 md con la ecuación 14 empleándose un valor de  $(t^* \Delta P')_r = 19,6$  psi. Con el valor de  $t_{rpi} = 260$  hrs, el área estimada del yacimiento, Ec. 10, fue de 1281,9 Ac. Nuevamente se ob-

serva una desviación de los parámetros obtenidos y los reales.

La Figura 9 presenta la presión y la derivada en función del tiempo para los datos corregidos y extrapolados para el ejemplo 2. El intercepto entre las dos curvas,  $(\Delta P_{wf})$

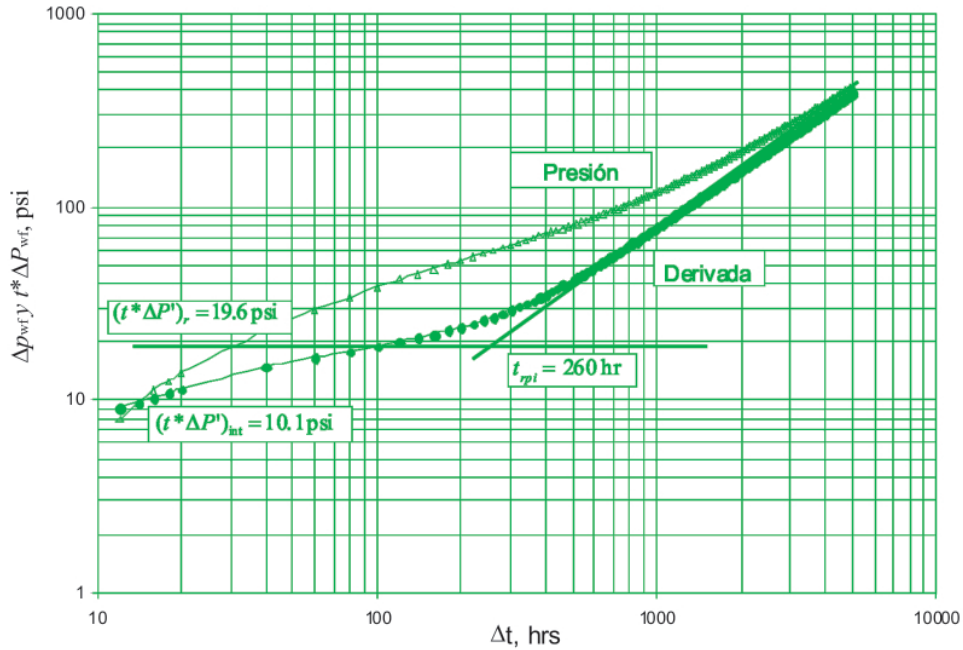


Figura 8. Gráfico log-log de presión y derivada de presión contra el tiempo a partir de los datos tomados directamente de la prueba caso con cuatro pozos, Ejemplo 2.

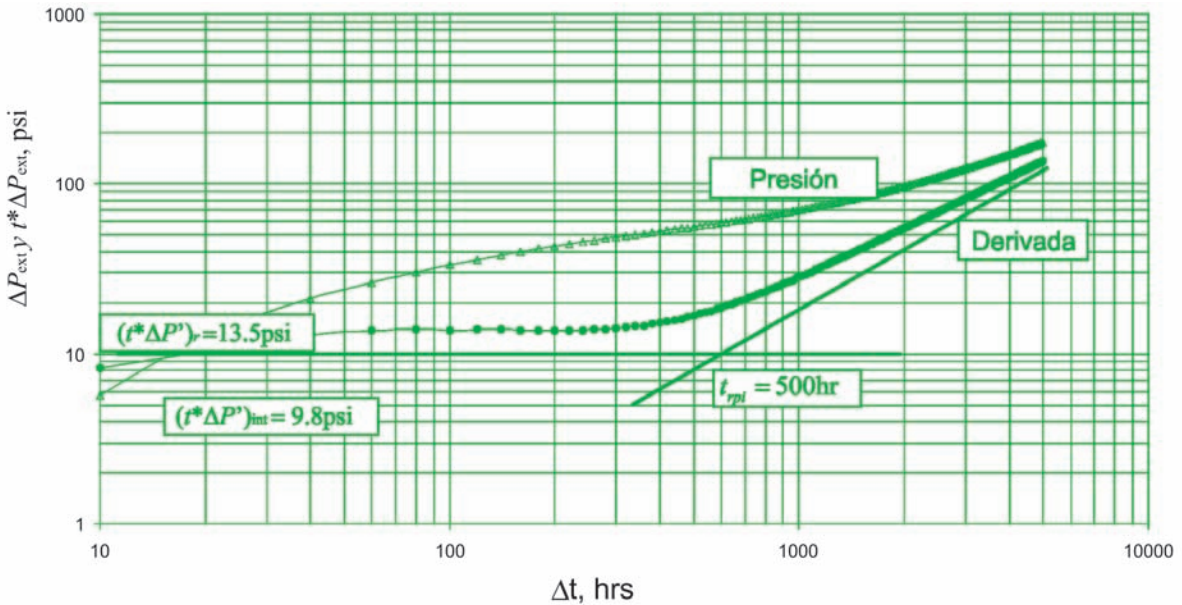


Figura 9. Gráfico log-log de presión y derivada de presión contra el tiempo a partir de los datos corregidos, caso con cuatro pozos, ejemplo 2.



$t_{int} = (t^* \Delta P'_{wf})_{int} = 9,8$  psi, valor que permite hallar una permeabilidad de 110,7 md usando la ecuación 12 y de 112,3 md usando la ecuación 14 con  $(t^* \Delta P)_r = 13,5$  psi. El área de yacimiento estimada fue de 3561,5 Ac usando un valor de  $t_{rpi} = 500$  hrs en la ecuación 10.

## 5. Análisis de resultados

En los ejemplos podemos apreciar que cuando los datos de la prueba no se corrigen es muy difícil diferenciar el régimen de flujo radial, línea de pendiente cero en la derivada, ocasionando una determinación precisa de la permeabilidad de la formación. Aunque las pruebas de interferencia, por efectos económicos y prácticos, no se corren con el fin de determinar el área del yacimiento, los resultados difieren significativamente cuando no se corrigen los datos. No se establece el valor de desviación alguna, en virtud a que existe subjetividad a la hora de determinar la línea recta de flujo radial. Sin embargo, los resultados de los parámetros resultan muy satisfactorios cuando se efectúa la corrección.

## 6. Conclusiones

1. Los resultados del análisis de los datos obtenidos directamente de la prueba presentan diferencias con respecto a los que se obtuvieron, con los datos depurados mediante el principio de superposición. Esto en virtud a que en el gráfico de la derivada de presión construido a partir de los datos tomados directamente de la prueba, se puede apreciar indefinición del régimen de flujo radial caracterizado por la pendiente cero, desarrollándose el flujo pseudoestable tempranamente.

2. Al aumentar el número de pozos activos cuyas producciones afectan la presión tomada en pozo de observación, el régimen de flujo pseudoestable se desarrolla más rápidamente, con ausencia clara del régimen de flujo radial.

### Nomenclatura

<i>A</i>	Área de drene ft <sup>3</sup>
<i>B</i>	Factor volumétrico de la formación, res.bbl/STB.
<i>c<sub>t</sub></i>	Compresibilidad total del sistema, psi <sup>-1</sup>
<i>h</i>	Espesor neto de la formación, ft

<i>K</i>	Permeabilidad, md
<i>q</i>	Rata de producción o inyección, STB/D
<i>r</i>	Distancia radial entre pozos, ft
<i>r<sub>D</sub></i>	Distancia radial adimensional
<i>r<sub>w</sub></i>	Radio del pozo, ft
<i>t</i>	Tiempo, horas
<i>t<sub>D</sub></i>	Tiempo adimensional
<i>P</i>	Presión, psi
<i>P'</i>	Derivada de presión con respecto al tiempo, psi/hr
<i>P<sub>D</sub></i>	Presión adimensional
<i>t<sub>D</sub>*P'<sub>D</sub></i>	Derivada de presión adimensional
$\Delta P$	Cambio de presión
<i>t<sub>int</sub></i>	Tiempo de intercepción, horas
<i>t<sub>D</sub></i>	Tiempo adimensional
<i>m</i>	Viscosidad, cp
<i>f</i>	Porosidad, % o fracción.
<i>P<sub>wO</sub>(t)</i>	Caída de presión esperada psi
<i>P<sub>wf</sub></i>	Presión de fondo fluyendo psi
$\Delta$	Cambio, caída
<i>P<sub>ws</sub></i>	Presión de cierre de pozo psi
$\Delta P_{\Delta t}$	Caída de presión esperada psi
<i>P*</i>	Diferencia de presión entre la presión observada y la presión extrapolada, psi
<i>P<sub>i</sub></i>	Presión inicial psi
<i>m</i>	Pendiente psi/*ciclo
<i>m*</i>	Pendiente en el plano cartesiano durante el estado pseudoestable psi/hr

### Subíndices

<i>i</i>	Nombre del pozo
<i>int</i>	Intercepción
<i>r</i>	Flujo radial
<i>ext</i>	Corregida o extrapolada
<i>rpi</i>	Intersección entre el estado radial y pseudoestable

### Referentes bibliográficos

Escobar, F.H. and Montealegre, M. "Application of TDS Technique to Developed Reservoirs". *Journal of Petroleum Science and Engineering*. February 2007; 55 (Issues 3-4): 252-258.

Escobar, F.H., Cubillos, J. and Montealegre-M, M. "Estimation of Horizontal Reservoir Anisotropy without Type-Curve Matching". *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2008; 60: 31-38.

Earlougher, R.C., Jr. "Advances in Well Test Analysis". *SPE Monograph* 1977; 5.

Tiab, D. and Kumar, A. "Application of  $P_D'$  Function to Interference Analysis" (paper SPE presented at the

51st Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, held in New Orleans, Oct. 3-6, 1976). Also, JPT Aug. 1980; 1465-1470.

Tiab, D. "Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching: 1- Skin and Wellbore Storage". *Journal of Petroleum Science and Engineering* 1995; 12: 171-181.

Tiab, D. "Analysis of Pressure Derivative without Type-Curve Matching: Vertically Fractured Wells in Closed Systems". *Journal of Petroleum Science and Engineering* 1994; 11: 323-333.