

**EFFECTO DE SUPERPOSICIÓN CAUSADA POR LA PRODUCCIÓN DE POZOS
VECINOS SOBRE LAS PRUEBAS DE INTERFERENCIA**

FELIPE HERNANDO ALBERTO REPISO RAMÓN

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2007**

**EFFECTO DE SUPERPOSICIÓN CAUSADA POR LA PRODUCCIÓN DE POZOS
VECINOS SOBRE LAS PRUEBAS DE INTERFERENCIA**

FELIPE HERNANDO ALBERTO REPIZO RAMÓN

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial
para optar al título de ingeniero de petróleos**

**Director
FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO
Doctor en Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2007**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 31 de Julio de 2007

DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a Dios y a mi querida madre Maria Gladis Ramón por su apoyo y esfuerzo dedicado.
A mi hija Anahi y a mi esposa Tatiana por toda su ayuda y comprensión.*

Felipe Hernando Alberto Repizo Ramón

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer al Doctor **FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO**, Director del proyecto por su orientación, apoyo y comprensión.

A **LUIS FERNANDO BONILLA** Master en Ingeniería de Petróleos, evaluador de este proyecto.

A **JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA** Master en Ingeniería de Petróleos, evaluador de este proyecto.

A la **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** y el **PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**.

Al **GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE POZO (GIPP)** y al **INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP)**.

A todos mis compañeros, amigos y profesores con los cuales compartí una etapa inolvidable de mi vida.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
1. CONCEPTOS GENERALES	15
1.1 PRUEBAS MULTIPOZO	15
1.1.1 Pruebas de interferencia	15
1.2 PRINCIPIO DE SUPERPOSICION	16
1.2.1 Superposición en espacio	16
1.2.2 Superposición en tiempo	17
1.3 MÉTODO SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB (TDST) PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA	18
1.3.1 Estimación de la permeabilidad del yacimiento	18
1.3.2 Estimación de distancia a las barreras y área	21
2. EFECTO DE SUPERPOSICIÓN CAUSADA POR LA PRODUCCIÓN DE POZOS VECINOS SOBRE LAS PRUEBAS DE INTERFERENCIA	22
3. APLICACIONES	24
3.1 EJEMPLO SIMULADO CASO CON TRES POZOS	24
3.2 EJEMPLO SIMULADO CASO CON CUATRO POZOS	34
4. CONCLUSIONES	46
NOMENCLATURA	47
BIBLIOGRAFÍA	48
ANEXOS	49

LISTA DE GRÁFICAS

		Pág.
Grafica 1.	Gráfico Log-Log de la presión y derivada de presión contra el tiempo	19
Grafica 2.	Prueba de interferencia para el caso con tres pozos	24
Grafica 3.	Gráfico Log-Log de la Presión y derivada de Presión contra el tiempo a partir de los datos tomados directamente de la prueba caso con tres pozos	30
Grafica 4.	Gráfico Log-Log de la Presión y derivada de Presión contra el tiempo a partir de los datos corregidos caso con tres pozos	32
Grafica 5.	Prueba de interferencia para el caso con cuatro pozos	35
Grafica 6.	Gráfico Log-Log de la Presión y derivada de Presión contra el tiempo a partir de los datos tomados directamente de la prueba caso con cuatro pozos	42
Grafica 7.	Gráfico Log-Log de la Presión y derivada de Presión contra el tiempo a partir de los datos corregidos caso con cuatro pozos	43

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.	Datos de la prueba de Interferencia caso con tres pozos	25
Tabla 2.	Datos de la prueba de Interferencia caso con cuatro pozos	36

LISTA DE CUADROS

		Pág.
Cuadro 1.	Comparación de los resultados del análisis de la Prueba de Interferencia y los datos corregidos, caso con tres pozos	33
Cuadro 2.	Comparación de los resultados del análisis de la Prueba de Interferencia y los datos corregidos, caso con cuatro pozos	45

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Superposición en Espacio-Tiempo	16
Figura 2. Superposición en Tiempo	17
Figura 3. Esquematización de la declinación de presión en el pozo de observación durante la prueba de Interferencia	23
Figura 4. Pruebas de interferencia para el caso con cuatro pozos	34

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. PRUEBAS DE INTERFERENCIA	49
ANEXO B. MÉTODO DE EARLOUGHER	52

RESUMEN

La estimación de parámetros utilizando datos recogidos durante una prueba de Interferencia, en la cual los pozos involucrados son considerados únicos dentro de un yacimiento infinito, puede no ser muy precisa. La producción de pozos vecinos dentro del mismo yacimiento puede ocasionar una caída de presión adicional, que afectara la presión inicial y la medida durante la prueba, haciendo que su interpretación no sea adecuada.

En este trabajo 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, a la interpretación existente para pruebas de Interferencia. El análisis e interpretación de los datos obtenidos es realizada 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 es definida 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 será definida 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 que emplean datos obtenidos de pruebas de interferencia simuladas en el software comercial Welltest200.

ABSTRACT

The estimate of parameters using recorded data during an Interference test, in which the involved wells are considered unique inside in infinite reservoir, may not be accurate. The production of neighboring wells inside the same reservoir can cause an additional pressure drop, which affected the initial and measure pressure during the test, making that this interpretation is not suitable.

In this work a method is presented to correct or to extrapolate the pressure applying the superposition principle, including the decline of the pressure caused by production of neighboring wells, to the existent interpretation for tests of Interference.

The analysis and interpretation of the data recorded is carried out with the new Tiab Direct Synthesis Technique, which analyzes the behavior of the pressure and pressure derivative data, without using type curve matching. If the pressure derivative it is properly calculated and this is successfully defined, the technique allows to estimate the reservoir parameters directly with enough precision through characteristic points, using analytic solutions.

If pressure derivative is calculated employing a test recorded data, the resulting curve will not properly defined and the estimated parameters may be erroneous. The contrast among the results determined in the interpretation of the test recorded data and those corrected by means of the superposition principle, it is illustrated with two synthetic examples that use simulated interference data tests obtained from commercial software Weltest200.

INTRODUCCIÓN

Con la introducción del análisis de la derivada de presión en 1976, el desarrollo de complejos modelos 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 poderosa herramienta 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 considera 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.

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 en el software comercial conocido como Weltest 200.

La interpretación y estimación de parámetros del yacimiento empleando datos tomados directamente de la prueba y los corregidos mediante el principio de superposición, es realizada con la técnica de análisis del transientes de presión y la derivada de presión: Síntesis directa de Tiab (TDST).

1. CONCEPTOS GENERALES

1.1. PRUEBAS MULTIPOZO

1.1.1 Pruebas de interferencia. Las pruebas de interferencia son pruebas multipozo que involucran como mínimo dos pozos. Un pozo activo que podrá ser productor o inyector y otro de observación preferiblemente cerrado. Durante una prueba de interferencia se cierran los pozos para estabilizar sus presiones, al abrir el pozo o pozos activos, el cambio en la rata de producción generará un transiente de presión que el pozo o los pozos de observación, si existe interferencia, registraran por medio de una herramienta instalada en fondo. Si la rata del pozo activo varía cíclicamente, entonces se denomina prueba de pulso, que junto con las pruebas de interferencia son la mejor herramienta para obtener propiedades del yacimiento entre pozos.

Estas pruebas son más sensibles a las heterogeneidades del yacimiento y permiten obtener información que no se puede conseguir realizando pruebas ordinarias, como: la orientación de las fracturas hidráulicas y de las máximas y mínimas permeabilidades, además de obtener valores de transmisibilidad (kh/μ) y almacenamiento de la formación ($\phi h c_i$). Combinadas con pruebas convencionales simples de pozo, se puede identificar estratificaciones, establecer si los pozos están en el mismo yacimiento y la localización de Barreras¹.

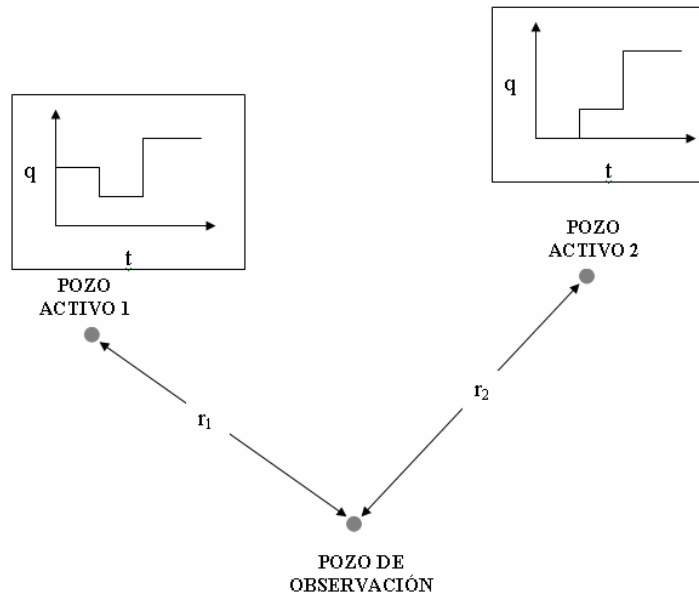
En general con las pruebas de Interferencia se busca obtener²:

1. Determinar conectividad del yacimiento (kh/μ).
2. Determinar dirección de los patrones de flujo del yacimiento mediante la apertura selectiva de pozos alrededor del pozo cerrado o de observación.
3. Estimar capacidad de almacenaje ($\phi h c_i$).
4. Determinar la magnitud y naturaleza de la anisotropía del yacimiento.
5. Estimar el volumen de yacimiento.

1.2 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN

1.2.1 Superposición en espacio. Asumiendo que los pozos producen a caudal constante, la caída de presión en el punto N será:

Figura 1. Superposición en Espacio-Tiempo.



Fuente: Referencia (2)

De acuerdo con la Figura 1,

$$\Delta P_N = \Delta P_{N1} + \Delta P_{N2} \quad (1)$$

Se sabe que:

$$P_D = \frac{kh}{141.2q\mu\beta} (P_i - P) \quad (2)$$

$$(P_i - P) = \Delta P = \frac{141.2q\mu\beta}{kh} P_D (r_D, t_D) \quad (3)$$

P se puede aplicar en cualquier punto. Combinando las ecuaciones (1) y (3) se tiene:

$$\Delta P_N = \frac{141.2\mu}{kh} \left[(qB_o)_1 P_D(r_{D1}, t_D) + (qB_o)_2 P_D(r_{D2}, t_D) \right] \quad (4)$$

Para n número de pozos:

$$\Delta P_N = \sum_{i=1}^n \frac{141.2q\mu\beta}{kh} [P_D(r_{Di}, t_D)] \quad (5)$$

Si el punto N es un pozo de observación activo, entonces:

$$\Delta P_w = \frac{141.2q\mu B}{kh} [P_D + s] \quad (6)$$

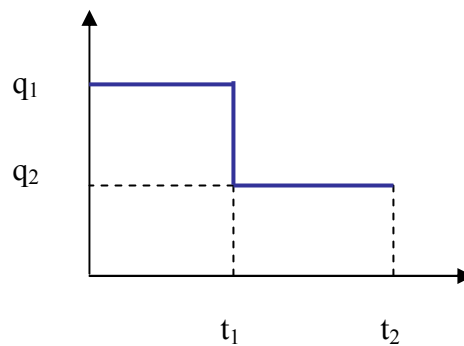
Incluyendo el punto N:

$$\Delta P_N = \sum_{i=1}^n \frac{141.2q\mu\beta}{kh} [P_D(r_{DN_i}, t_D)] + \frac{141.2q\mu\beta}{kh} s \Big|_N; r_{DN_i} = \frac{r_1}{r_w} \quad (7)$$

Es claro que en las ecuaciones se adicionan cambios de presiones o presiones adimensionales y no presiones. Si el pozo de observación se encuentra activo, entonces el factor de daño debe adicionarse a la presión adimensional².

1.2.2 Superposición en tiempo. Es natural que se presenten cambios en el caudal durante la producción de un pozo. Para aplicar el concepto de superposición, un único pozo es visualizado como si hubiera dos pozos en un mismo punto, uno con q_1 para un tiempo de $t = 0$ a $t = t_1$ y otro (imaginario) produciendo a una rata $q_2 - q_1$ por un período de tiempo $t - t_2$. El cambio de la presión en el pozo debido al cambio de rata es;

Figura 2. Superposición en Tiempo.



Fuente: Referencia (2)

$$\Delta P = \frac{141.2\mu}{kh} \left[q_1 P_D(r_D, t_{D1}) + (q_2 - q_1) P_D(r_D, t_{D2} + s) \right] \quad (8)$$

Donde $t_{D2} = (t-t_1)_D$. Si existen más variaciones de caudal²:

$$\Delta P = \frac{141.2\mu}{kh} \sum_{i=1}^n \left[(qB)_i - (qB)_{i-1} \right] \left(P_D(r_D, t_{(t-t_i)_D} + s) \right) \quad (9)$$

1.3 MÉTODO SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA

El método presentado a continuación, es aplicable bajo las siguientes condiciones:

1. Presión de yacimiento mayor al punto de burbuja, R_s constante.
2. Presión del yacimiento en equilibrio.
3. Una sola fase presente.
4. Fluido ligeramente compresible de viscosidad constante.
5. Espesor de la formación constante y es penetrada totalmente por los pozos.
6. Homogeneidad en todas las propiedades de la roca excepto en la anisotropía en permeabilidad horizontal.

1.3.1 Estimación de la permeabilidad del yacimiento. Solución de la línea fuente con respecto al tiempo adimensional, se sabe que:

$$P_D = -\frac{1}{2} E_i \left(\frac{-r_D^2}{4t_D} \right) \quad (10)$$

Donde;

$$P_D = \frac{\bar{k}h}{141.2qB\mu} \Delta P \quad (11)$$

$$t_D = \frac{0.0002637k_r t}{\phi\mu c_i r_w^2} \quad (12)$$

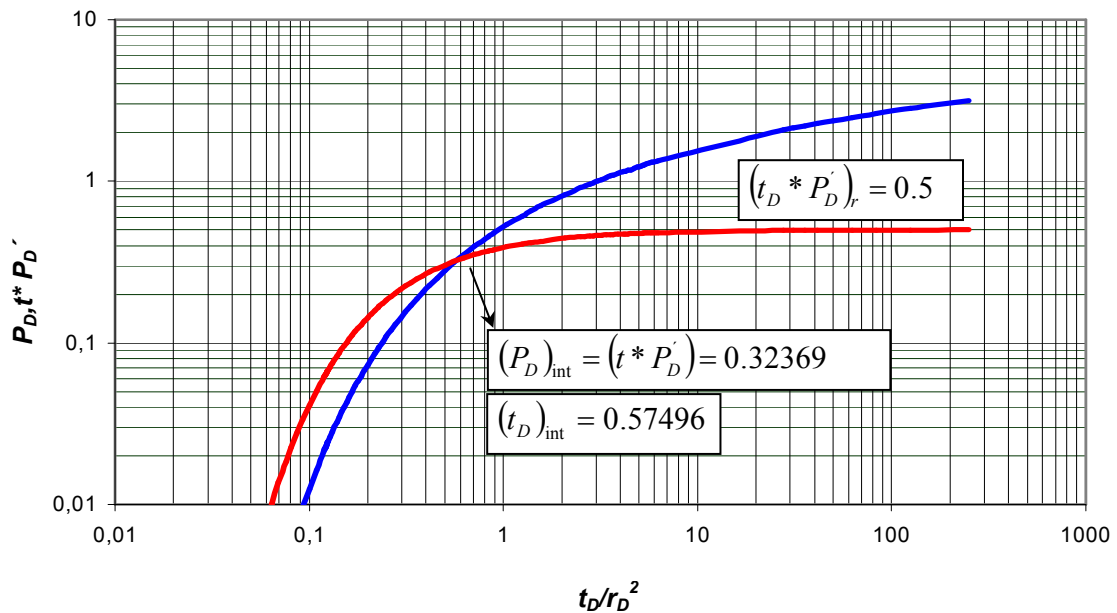
$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (13)$$

La derivada de presión puede ser expresada de la siguiente manera:

$$t_D P_D' (r_D, t_D) = t_D \frac{\partial P_D}{\partial t_D} = \frac{1}{2} e^{\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right)} \quad (14)$$

Luego, al graficar ΔP_D y $(t_D/r_D^2 * \Delta P_D')$ vs. t_D/r_D^2 se obtiene:

Grafica 1. Gráfico Log-Log de la presión y derivada de presión contra el tiempo.



Fuente: Referencia (3)

La Grafica 1 posee las siguientes características:

1. La curva de derivada de presión $(t_D * P_D')$ intercepta la línea de la solución fuente P_D en $(t_D/r_D^2)_{int}$.

$$\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)_{int} = 0.57496 \quad (15)$$

2. La acción de flujo radial infinito es la porción de la derivada de presión como una línea horizontal.
3. Los valores de la presión y derivada de presión adimensional en el punto de intersección y de la derivada de presión para el flujo radial son:

$$(P_D)_{t_D/r^2=0.57495} = 0.32369 \quad (16)$$

$$(t_D * P'_D)_{t_D/r^2=0.57495} = 0.32369 \quad (17)$$

$$(t_D * P'_D)_r = 0.5 \quad (18)$$

Reemplazando los parámetros adimensionales en la Ecuación 16 y 17:

$$(\Delta P)_{\text{int}} \frac{T}{141.2qB} = 0.32369$$

$$(t * \Delta P)_{\text{int}} \frac{T}{141.2qB} = 0.32369$$

Con el punto de intersección (subíndice int.) hallado del Gráfico Log-Log (Ver Gráfica 4), la permeabilidad puede ser determinada con cualquiera de las siguientes expresiones³:

$$T = \frac{kh}{\mu} = 45.705 \frac{qB}{(\Delta P)_{\text{int}}} \quad (19)$$

$$T = \frac{kh}{\mu} = 45.705 \frac{qB}{(t * \Delta P)_{\text{int}}} \quad (20)$$

De la misma forma, reemplazando los parámetros adimensionales en la Ecuación 18:

$$T = \frac{kh}{\mu} = 70.6 \frac{qB}{(t * \Delta P)_r} \quad (21)$$

1.3.2 Estimación de distancia a las barreras y área. Mediante la síntesis Directa de Tiab (TDST), utilizando el punto de intersección entre la línea de comportamiento infinito y la línea de estado pseudoestable, t_{rpi} , el Área del yacimiento en pies cuadrados, puede ser determinada por la siguiente expresión²:

$$A = \frac{kt_{rpi}}{301.77\phi\mu c_i} \quad (22)$$

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 presentarán desviaciones.

La presión adimensional y el tiempo adimensional están dados por las Ecuaciones 10 y 12. Si consideramos un pozo el cual presenta una caída adicional de presión dada la interferencia de otros pozos operando dentro del mismo yacimiento, el comportamiento de la presión de fondo fluyendo esta dado por:

$$P_{wf} = P_i - \frac{141.2qB\mu}{kh} [P_D(\Delta t_D, r_D = 1, \dots) + s] - \Delta P_{ow}(t) \quad (23)$$

Asumiendo que todos los pozos producen a una rata 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.

$$\Delta P_{ow}(t) = P_i - P_w(t) = \frac{141.2\mu}{kh} \sum_{j=2}^n q_j B_j P_D(t_D, r_{Dj} \dots) \quad (24)$$

Normalmente todos los pozos de un yacimiento operan bajo condiciones de estado pseudoestable, la Ecuación 18 quedaría⁴:

$$\Delta P_{ow}(t) = b - m^* t \quad (25)$$

De la línea recta hallada al graficar $\Delta P_{wo}(t)$ 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:

$$m^* = \frac{dP_{ws}}{dt} = \frac{(P_{ws})_2 - (P_{ws})_1}{t_2 - t_1} \quad (26)$$

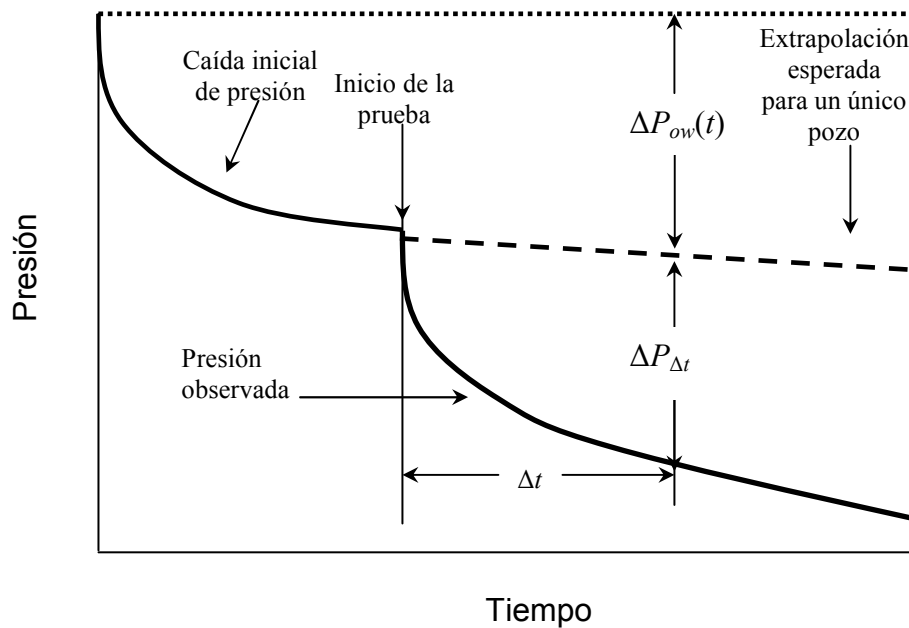
El comportamiento de la presión en un pozo bajo estado pseudoestable es:

$$P_D = 2\pi_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2.5458}{C_A}\right) \quad (27)$$

De la ecuación 18 y 21 obtenemos la siguiente expresión⁴:

$$m^* = \frac{-023395}{\phi c_i h A} \sum_{j=2}^n q_j B_j \quad (28)$$

Figura 3. Esquematzación de la declinación de presión en el pozo de observación durante la prueba de Interferencia.



Fuente: Referencia 4

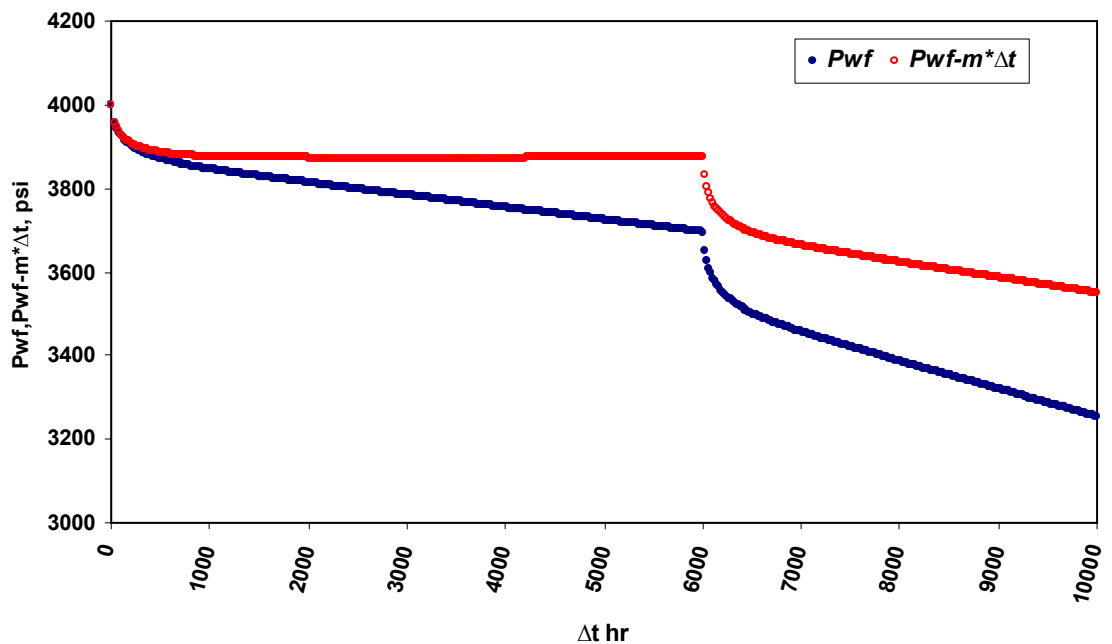
3. APLICACIONES

3.1 Ejemplo simulado caso con tres pozos. Un yacimiento circular 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:

$P_i = 4000$	$\phi = 20 \%$	$B_o = 1.2 \text{ bb/STB}$
$TVD = 4000$	$S_o = 1$	$r_w = 0.5 \text{ ft}$
$h = 30 \text{ ft}$	$\mu = 2 \text{ cp}$	$r_r = 7000 \text{ ft}$
$s = 0$	$c_t = 2 \times 10^{-6}$	

Los datos de presión obtenidos de la prueba y los corregidos mediante el principio de superposición son ilustrados en el Gráfico 2, que muestra la relación de la presión con respecto al tiempo de producción de los pozos.

Grafica 2. Prueba de interferencia para el caso con tres pozos.



Fuente: Weltest200

La pendiente m^* obtenida de los últimos datos de la línea correspondiente al estado psudoestable, antes de abrir el pozo B es:

$$m^* = -0.029272 \text{ psi/ciclo}$$

A continuación se presentan las presiones corregidas aplicando el principio de superposición y sus derivadas calculadas en el software TDST. V. 3.0, 2006[®].

Tabla 1. Datos de la prueba de Interferencia caso con tres pozos.

Δt , hrs	P_{wf} , psi	ΔP_{wf} , psi	$t^* \Delta P_{wf}'$, psi	$P_{ext} = (P_{wf} - m^* \Delta t)$, psi	ΔP_{ext} , psi	$t^* \Delta P_{ext}'$, psi
0	4000	0	0	4000	0	0
10	3671.63	23.82	26.9676	3671.92	23.53	27.818
20	3652.12	43.33	34.273	3652.71	42.74	33.662
40	3625.57	69.88	42.057	3626.74	68.71	40.836
60	3608.22	87.23	44.743	3609.98	85.47	42.913
80	3595.40	100.05	46.256	3597.74	97.71	43.816
100	3585.06	110.39	46.997	3587.99	107.46	43.947
120	3576.40	119.05	48.446	3579.91	115.54	44.785
140	3568.87	126.58	49.132	3572.97	122.48	44.861
160	3562.20	133.25	49.731	3566.88	128.57	44.85
180	3556.47	138.98	50.533	3561.74	133.71	45.041
200	3550.99	144.46	50.905	3556.84	138.61	44.804
220	3546.27	149.18	51.595	3552.71	142.74	44.883
240	3541.57	153.88	51.916	3548.6	146.85	44.594
260	3537.61	157.84	52.42	3545.22	150.23	44.488
280	3533.64	161.81	52.901	3541.84	153.61	44.359
300	3529.96	165.49	53.407	3538.74	156.71	44.255
320	3526.63	168.82	53.923	3536	159.45	44.16
340	3523.29	172.16	54.26	3533.24	162.21	43.888
360	3520.13	175.32	54.817	3530.67	164.78	43.834
380	3517.31	178.14	55.355	3528.43	167.02	43.762
400	3514.49	180.96	55.716	3526.2	169.25	43.513
420	3511.67	183.78	56.325	3523.97	171.49	43.512
440	3509.08	186.37	56.923	3521.96	173.49	43.5
460	3506.68	188.77	57.523	3520.15	175.3	43.49
480	3504.28	191.17	58.091	3518.33	177.12	43.447
500	3501.88	193.57	58.624	3516.52	178.93	43.37
520	3499.48	195.97	59.317	3514.7	180.75	43.453
540	3497.39	198.06	60.004	3513.2	182.25	43.529
560	3495.32	200.13	60.682	3511.71	183.74	43.597
580	3493.25	202.2	61.343	3510.23	185.22	43.649
600	3491.17	204.28	61.999	3508.73	186.72	43.695
620	3489.1	206.35	62.795	3507.25	188.2	43.88

<<continuación de la Tabla 1>>

640	3487.11	208.34	63.591	3505.84	189.61	44.065
660	3485.29	210.16	64.386	3504.61	190.84	44.251
680	3483.46	211.99	65.181	3503.37	192.08	44.435
700	3481.64	213.81	65.954	3502.13	193.32	44.598
720	3479.82	215.63	66.753	3500.9	194.55	44.788
740	3477.99	217.46	67.634	3499.65	195.8	45.058
760	3476.17	219.28	68.546	3498.42	197.03	45.36
780	3474.44	221.01	69.461	3497.27	198.18	45.665
800	3472.79	222.66	70.37	3496.21	199.24	45.964
820	3471.15	224.3	71.288	3495.15	200.3	46.271
840	3469.51	225.94	72.192	3494.1	201.35	46.565
860	3467.86	227.59	73.045	3493.04	202.42	46.809
880	3466.22	229.23	74.059	3491.98	203.47	47.212
900	3464.57	230.88	75.079	3490.92	204.53	47.622
920	3462.93	232.52	76.107	3489.86	205.59	48.04
940	3461.32	234.13	77.137	3488.84	206.61	48.459
960	3459.8	235.65	78.165	3487.9	207.55	48.878
980	3458.28	237.17	79.187	3486.97	208.48	49.289
1000	3456.76	238.69	80.21	3486.03	209.42	49.702
1020	3455.24	240.21	81.233	3485.1	210.35	50.115
1040	3453.72	241.73	82.247	3484.16	211.29	50.518
1060	3452.2	243.25	83.3	3483.23	212.22	50.962
1080	3450.68	244.77	84.432	3482.3	213.16	51.484
1100	3449.16	246.29	85.55	3481.36	214.09	51.992
1120	3447.64	247.81	86.676	3480.43	215.02	52.507
1140	3446.14	249.31	87.797	3479.51	215.94	53.019
1160	3444.7	250.75	88.93	3478.66	216.79	53.54
1180	3443.26	252.19	90.061	3477.8	217.65	54.062
1200	3441.83	253.62	91.179	3476.96	218.49	54.57
1220	3440.39	255.06	92.305	3476.1	219.35	55.086
1240	3438.95	256.5	93.425	3475.25	220.2	55.595
1260	3437.52	257.93	94.54	3474.4	221.05	56.101
1280	3436.08	259.37	95.699	3473.55	221.9	56.649
1300	3434.64	260.81	96.883	3472.7	222.76	57.223
1320	3433.21	262.24	98.084	3471.85	223.6	57.814
1340	3431.77	263.68	99.297	3471	224.45	58.416
1360	3430.33	265.12	100.501	3470.14	225.31	59.011
1380	3428.89	266.56	101.708	3469.29	226.16	59.607
1400	3427.51	267.94	102.916	3468.49	226.96	60.205
1420	3426.12	269.33	104.115	3467.69	227.76	60.794
1440	3424.74	270.71	105.322	3466.89	228.56	61.391
1460	3423.35	272.1	106.531	3466.09	229.36	61.99
1480	3421.97	273.48	107.73	3465.29	230.16	62.578
1500	3420.58	274.87	108.937	3464.49	230.96	63.175
1520	3419.2	276.25	110.135	3463.7	231.76	63.763

<<continuación de la Tabla 1>>

1540	3417.81	277.64	111.344	3462.89	232.56	64.362
1560	3416.43	279.02	112.582	3462.1	233.35	64.99
1580	3415.04	280.41	113.849	3461.29	234.16	65.647
1600	3413.66	281.79	115.111	3460.5	234.95	66.298
1620	3412.27	283.18	116.375	3459.69	235.76	66.953
1640	3410.89	284.56	117.642	3458.9	236.55	67.609
1660	3409.5	285.95	118.904	3458.09	237.36	68.261
1680	3408.12	287.33	120.173	3457.3	238.15	68.92
1700	3406.77	288.68	121.434	3456.53	238.92	69.571
1720	3405.42	290.03	122.705	3455.77	239.68	70.232
1740	3404.06	291.39	123.966	3455	240.46	70.882
1760	3402.71	292.74	125.227	3454.23	241.22	71.533
1780	3401.35	294.1	126.498	3453.46	241.99	72.194
1800	3400	295.45	127.759	3452.69	242.76	72.844
1820	3398.65	296.8	129.029	3451.93	243.52	73.505
1840	3397.29	298.16	130.283	3451.15	244.3	74.149
1860	3395.94	299.51	131.546	3450.39	245.06	74.802
1880	3394.59	300.86	132.813	3449.62	245.83	75.459
1900	3393.23	302.22	134.126	3448.85	246.6	76.161
1920	3391.88	303.57	135.429	3448.08	247.37	76.854
1940	3390.52	304.93	136.732	3447.31	248.14	77.547
1960	3389.17	306.28	138.039	3446.55	248.91	78.244
1980	3387.82	307.63	139.358	3445.78	249.67	78.952
2000	3386.46	308.99	140.661	3445.01	250.44	79.645
2020	3385.11	310.34	141.964	3444.24	251.21	80.338
2040	3383.76	311.69	143.267	3443.48	251.97	81.031
2060	3382.42	313.03	144.574	3442.72	252.73	81.728
2080	3381.09	314.36	145.893	3441.98	253.47	82.436
2100	3379.75	315.7	147.195	3441.22	254.23	83.129
2120	3378.41	317.04	148.498	3440.47	254.98	83.822
2140	3377.08	318.37	149.801	3439.72	255.73	84.514
2160	3375.74	319.71	151.119	3438.97	256.48	85.222
2180	3374.41	321.04	152.427	3438.23	257.23	85.92
2200	3373.07	322.38	153.73	3437.47	257.98	86.613
2220	3371.73	323.72	155.033	3436.72	258.73	87.305
2240	3370.4	325.05	156.336	3435.97	259.48	87.998
2260	3369.06	326.39	157.639	3435.22	260.23	88.691
2280	3367.73	327.72	158.95	3434.47	260.98	89.392
2300	3366.39	329.06	160.279	3433.72	261.73	90.111
2320	3365.05	330.4	161.615	3432.96	262.49	90.837
2340	3363.72	331.73	162.949	3432.22	263.23	91.56
2360	3362.38	333.07	164.287	3431.46	263.99	92.289
2380	3361.05	334.4	165.625	3430.72	264.73	93.016
2400	3359.71	335.74	166.958	3429.97	265.49	93.74
2420	3358.37	337.08	168.285	3429.21	266.24	94.456

<<continuación de la Tabla 1>>

2440	3357.04	338.41	169.624	3428.47	266.98	95.186
2460	3355.7	339.75	170.957	3427.71	267.74	95.909
2480	3354.37	341.08	172.292	3426.97	268.48	96.634
2500	3353.04	342.41	173.631	3426.22	269.23	97.363
2520	3351.72	343.73	174.966	3425.49	269.96	98.088
2540	3350.39	345.06	176.299	3424.74	270.71	98.812
2560	3349.06	346.39	177.638	3424	271.45	99.541
2580	3347.74	347.71	178.975	3423.26	272.19	100.268
2600	3346.41	349.04	180.308	3422.52	272.93	100.991
2620	3345.08	350.37	181.645	3421.78	273.68	101.719
2640	3343.76	351.69	182.984	3421.04	274.41	102.448
2660	3342.43	353.02	184.317	3420.3	275.15	103.171
2680	3341.11	354.34	185.652	3419.56	275.89	103.897
2700	3339.78	355.67	186.991	3418.82	276.63	104.626
2720	3338.45	357	188.326	3418.07	277.38	105.35
2740	3337.13	358.32	189.659	3417.34	278.11	106.075
2760	3335.8	359.65	190.999	3416.59	278.86	106.804
2780	3334.47	360.98	192.347	3415.85	279.6	107.542
2800	3333.15	362.3	193.704	3415.11	280.34	108.29
2820	3331.82	363.63	195.061	3414.37	281.08	109.037
2840	3330.49	364.96	196.417	3413.63	281.83	109.784
2860	3329.17	366.28	197.768	3412.89	282.56	110.525
2880	3327.84	367.61	199.123	3412.15	283.3	111.27
2900	3326.52	368.93	200.48	3411.41	284.04	112.017
2920	3325.19	370.26	201.832	3410.67	284.78	112.759
2940	3323.86	371.59	203.184	3409.92	285.53	113.502
2960	3322.54	372.91	204.542	3409.19	286.26	114.249
2980	3321.21	374.24	205.899	3408.44	287.01	114.997
3000	3319.88	375.57	207.256	3407.7	287.75	115.744
3020	3318.56	376.89	208.607	3406.96	288.49	116.486
3040	3317.24	378.21	209.96	3406.23	289.22	117.229
3060	3315.92	379.53	211.318	3405.5	289.96	117.977
3080	3314.6	380.85	212.675	3404.76	290.69	118.724
3100	3313.28	382.17	214.032	3404.03	291.42	119.472
3120	3311.95	383.5	215.383	3403.28	292.17	120.213
3140	3310.63	384.82	216.736	3402.55	292.9	120.957
3160	3309.31	386.14	218.094	3401.81	293.64	121.704
3180	3307.99	387.46	219.446	3401.08	294.37	122.447
3200	3306.67	388.78	220.798	3400.34	295.11	123.189
3220	3305.35	390.1	222.155	3399.61	295.84	123.937
3240	3304.03	391.42	223.512	3398.87	296.58	124.684
3260	3302.7	392.75	224.87	3398.13	297.32	125.431
3280	3301.38	394.07	226.222	3397.4	298.06	126.174
3300	3300.06	395.39	227.574	3396.66	298.79	126.916
3320	3298.74	396.71	228.931	3395.93	299.52	127.664

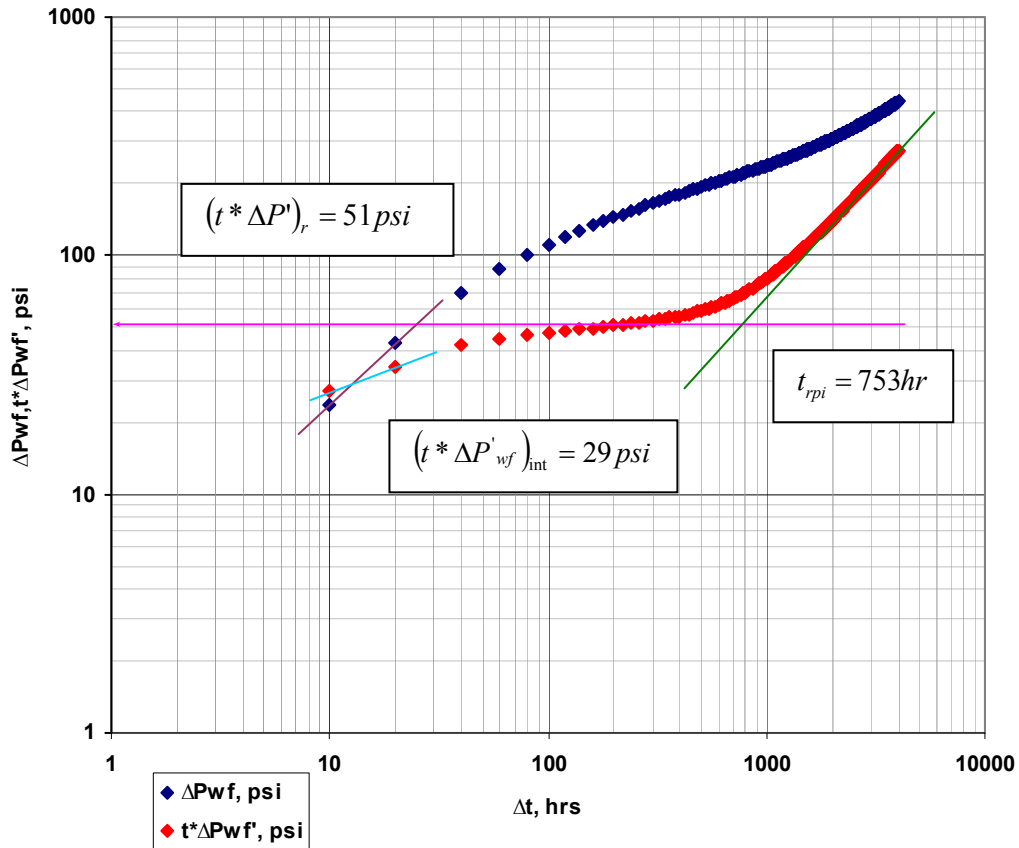
<<continuación de la Tabla 1>>

3340	3297.42	398.03	230.289	3395.19	300.26	128.411
3360	3296.1	399.35	231.646	3394.46	300.99	129.159
3380	3294.78	400.67	233.008	3393.72	301.73	129.911
3400	3293.46	401.99	234.372	3392.99	302.46	130.666
3420	3292.13	403.32	235.742	3392.24	303.21	131.425
3440	3290.81	404.64	237.108	3391.51	303.94	132.182
3460	3289.49	405.96	238.471	3390.77	304.68	132.935
3480	3288.17	407.28	239.834	3390.04	305.41	133.689
3500	3286.85	408.6	241.199	3389.31	306.15	134.444
3520	3285.53	409.92	242.568	3388.57	306.88	135.204
3540	3284.21	411.24	243.934	3387.84	307.61	135.96
3560	3282.88	412.57	245.297	3387.09	308.36	136.713
3580	3281.56	413.89	246.666	3386.36	309.09	137.472
3600	3280.24	415.21	248.034	3385.62	309.83	138.23
3620	3278.92	416.53	249.397	3384.89	310.56	138.984
3640	3277.6	417.85	250.76	3384.15	311.3	139.737
3660	3276.28	419.17	252.124	3383.42	312.03	140.491
3680	3274.96	420.49	253.493	3382.68	312.77	141.25
3700	3273.64	421.81	254.86	3381.95	313.5	142.008
3720	3272.32	423.13	256.224	3381.22	314.24	142.761
3740	3271	424.45	257.591	3380.48	314.97	143.519
3760	3269.68	425.77	258.96	3379.75	315.7	144.278
3780	3268.37	427.08	260.323	3379.02	316.43	145.032
3800	3267.05	428.4	261.687	3378.29	317.16	145.785
3820	3265.73	429.72	263.05	3377.55	317.9	146.539
3840	3264.41	431.04	264.418	3376.82	318.63	147.297
3860	3263.09	432.36	265.786	3376.08	319.37	148.056
3880	3261.77	433.68	267.15	3375.35	320.1	148.81
3900	3260.45	435	268.516	3374.61	320.84	149.566
3920	3259.13	436.32	269.885	3373.88	321.57	150.325
3940	3257.81	437.64	271.25	3373.15	322.31	151.08
3960	3256.49	438.96	272.613	3372.41	323.04	151.834
3980	3255.18	440.27	273.976	3371.69	323.76	152.587
4000	3253.86	441.59	275.342	3370.95	324.5	153.344

Fuente: Software TDST. V. 3.0, 2006[©].

A continuación los datos son graficados para su análisis:

Gráfica 3. Gráfico Log- Log de la Presión y derivada de Presión contra el tiempo a partir de los datos tomados directamente de la prueba caso con tres pozos.



Fuente: Software TDST. V. 3.0, 2006[©].

El Gráfico 3 presenta la presión y su derivada para los datos medidos directamente en la prueba, presentados en la tabla 1. Se observa el intercepto entre las dos curvas, con el cual podemos determinar la permeabilidad por el método TDST para pruebas de Interferencia:

$$(\Delta P_{wf})_{int} = (t^* \Delta P'_{wf})_{int} = 29 \text{ psi}$$

Remplazando en la ecuación 19:

$$k = 45.705 \frac{(250 \times 1.2 \times 2)}{(30 \times 29)}$$

$$k = 31.52 \text{ md}$$

En el Gráfico difícilmente se observa el régimen de flujo radial puesto que se desarrolla el flujo pseudoestable de pendiente unitaria rápidamente. Adicionalmente se utilizó el software TDST. V. 3.0, 2006[®], utilizando puntos característicos y reemplazándolos en las ecuaciones respectivas²:

$$(t^* \Delta P)_r = 51.1761 \text{ psi}$$

Utilizando la ecuación 21 es determinado el valor de la permeabilidad:

$$k = 70.6 \frac{(250 \times 1.2 \times 2)}{(30 \times 51.1761)}$$

$$k = 27,59 \text{ md}$$

Adicionalmente se halla el área del yacimiento, aclarando que estas pruebas no buscan obtener este parámetro.

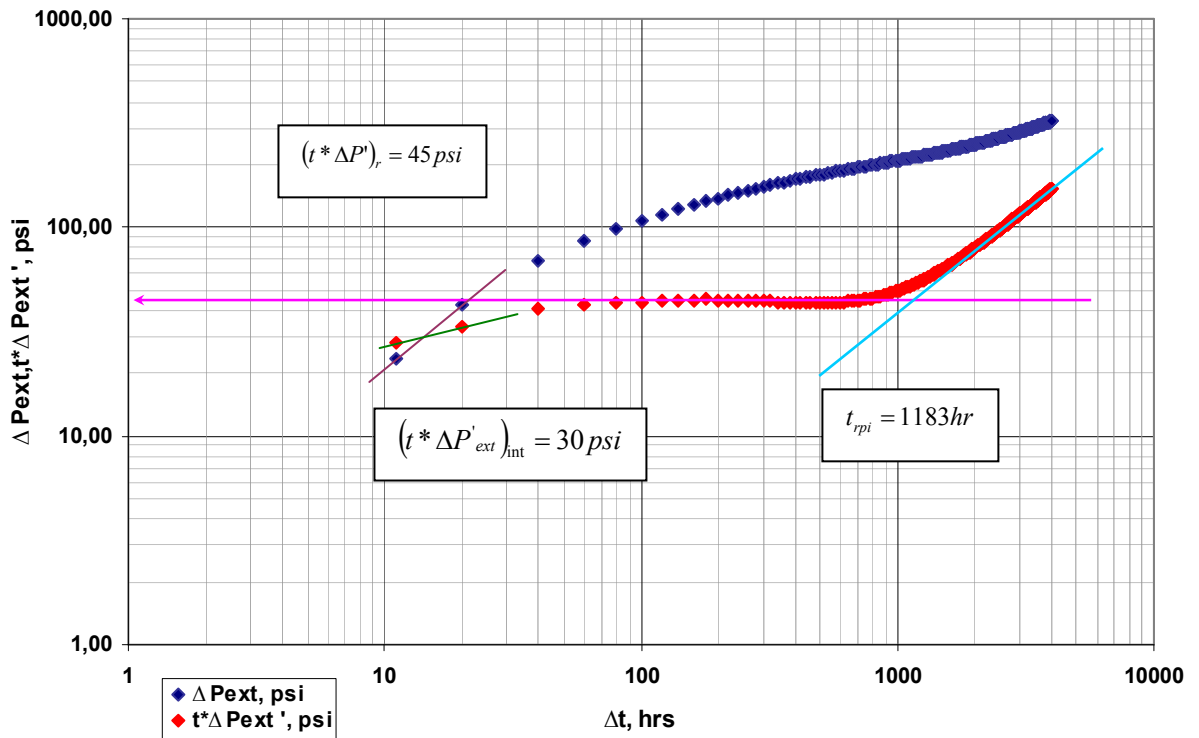
$$t_{rpi} = 753.09 \text{ hrs.}$$

Reemplazando el valor hallado t_{rpi} en la ecuación 22:

$$A = \frac{(27.59 \times 753.09)}{(301.77 \times 0.2 \times 2 \times (2 \times 10^{-06}))}$$

$$\text{Área} = 1975.57 \text{ Ac.}$$

Gráfica 4. Gráfico Log-Log de la Presión y derivada de Presión contra el tiempo a partir de los datos corregidos caso con tres pozos.



Fuente software TDST. V. 3.0, 2006[©].

El Gráfico 4 presenta la presión y la derivada en función del tiempo para los datos corregidos y extrapolados que son presentados en la tabla 1, en esta se puede observar con claridad el régimen de flujo radial, antes de desarrollar el estado pseudoestable. El punto característico es:

$$(\Delta P_{ext})_{int} = (t^* \Delta P_{ext}')_{int} = 30 \text{ psi}$$

De la ecuación 19

$$k = 45.705 \frac{(250 \times 1.2 \times 2)}{(30 \times 30)}$$

$$k = 30.47 \text{ md}$$

El software TDST. V. 3.0, 2006[©] es utilizado para hallar los puntos característicos y estimar la permeabilidad y el Área:

$$(t^* \Delta P)_r = 45.1082 \text{ psi}$$

Utilizando la ecuación 21 es determinado el valor de la permeabilidad:

$$k = 70.6 \frac{(250 \times 1.2 \times 2)}{(30 \times 45.1082)}$$

$$k = 31.30 \text{ md}$$

Reemplazando el valor de t_{rpi} en la ecuación 22:

$$t_{rpi} = 1183.53 \text{ hrs}$$

$$A = \frac{(31.3 \times 1183.53)}{(301.77 \times 1.2 \times 2 \times (2 \times 10^{-06}))}$$

$$\text{Área} = 3522.65 \text{ Ac}$$

Cuadro 1. Comparación de los resultados del análisis de la Prueba de Interferencia y los datos corregidos, caso con tres pozos.

PARÁMETRO	DATOS DE LA PRUEBA		DATOS CORREGIDOS		VALOR REAL
	TDST PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA	TDST	TDST PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA	TDST	
k (md)	31,52	27. 59	30,47	31. 30	30
A (Ac)		1978. 68		3522. 65	3533,93

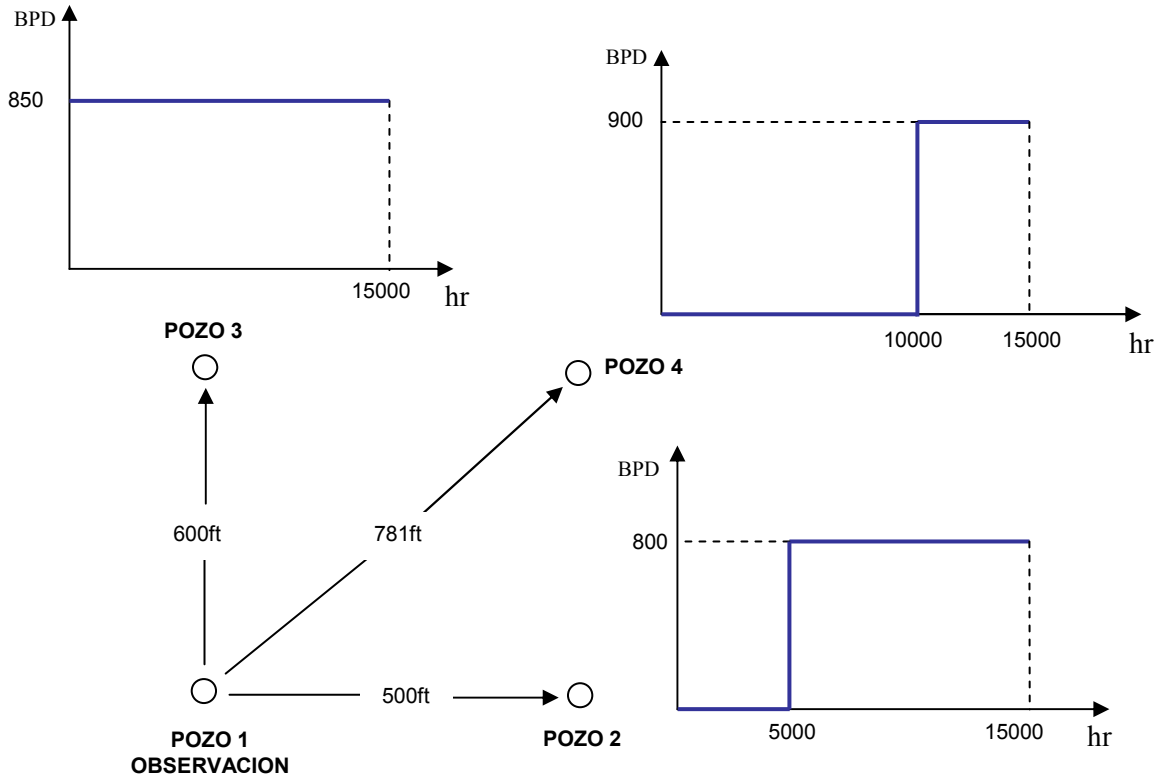
3.2 Ejemplo simulado caso con cuatro pozos. Para este caso se presentan cuatro pozos verticales dentro de un yacimiento circular de un área de 3533,9 Ac, el pozo 1 de observación estará cerrado durante la prueba de interferencia y se encuentra en el centro de dicho yacimiento. Un pozo 3 ubicado a 600 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° al noreste del pozo de observación a 781 ft y es abierto cuando el pozo 3 lleva 10000 hrs. fluyendo, para producir 900 BPD.

$P_i = 4000$
 $TVD = 4000$
 $h = 100$ ft
 $s = 0$

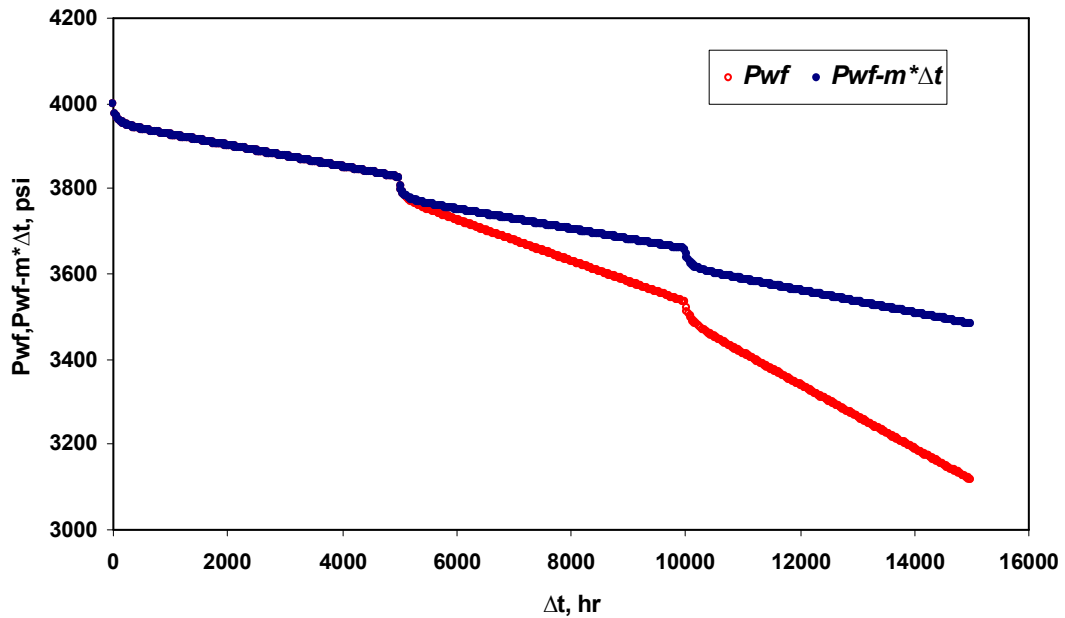
$\phi = 30$ %
 $S_o = 1$
 $\mu = 2$ cp

$B_o = 1.2$ bb/STB
 $r_w = 0.5$ ft
 $c_t = 2 \times 10^{-6}$

Figura 4. Pruebas de interferencia para el caso con cuatro pozos.



Grafica 5. Prueba de interferencia para el caso con cuatro pozos.



Fuente: Weltest 200.

En el Gráfico 5 son presentados los resultados de la simulación que se obtuvo del software comercial Weltest200 y la corrección de la presión mediante el principio de superposición. En este caso se realizó la extrapolación al estado pseudoestable en dos ocasiones, con anterioridad a la apertura del pozo 2 y el pozo 4:

$$m_1^* = -0.024884 \text{ psi/ciclo}$$

La pendiente m_1^* fue determinada con los últimos puntos antes de ser abierto el pozo 2.

$$m_2^* = -0.02342 \text{ psi/ciclo}$$

La pendiente m_2^* fue determinada con los últimos puntos antes de ser abierto el pozo 4.

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

Tabla 2. Datos de la prueba de Interferencia caso con cuatro pozos.

Δt , hrs	P_{wf} psi	ΔP_{wf} psi	$t^* \Delta P'_{wf}$ psi	$P_{ext} = (P_{wf} - m^* \Delta t)$, psi	ΔP_{ext} psi	$t^* \Delta P'_{ext}$ psi
0	3533.45	0	0	3657.87	0.00	0.00
10	3527.65	5.80	8.37	3652.19	5.68	8.30
20	3519.63	13.82	11.374	3645.02	12.85	10.367
40	3510.48	22.97	14.967	3636.84	21.04	12.953
60	3504.18	29.27	16.751	3631.5	26.37	13.73
80	3499.25	34.2	17.958	3627.54	30.34	13.93
100	3495.16	38.29	18.892	3624.41	33.46	13.858
120	3491.67	41.78	20.001	3621.89	35.98	13.96
140	3488.59	44.86	20.923	3619.78	38.1	13.875
160	3485.76	47.69	21.859	3617.91	39.96	13.804
180	3483.16	50.29	22.858	3616.28	41.59	13.796
200	3480.77	52.68	23.835	3614.85	43.02	13.766
220	3478.48	54.97	24.896	3613.53	44.34	13.82
240	3476.34	57.11	25.942	3612.36	45.52	13.859
260	3474.29	59.16	27.027	3611.27	46.6	13.937
280	3472.26	61.19	28.117	3610.21	47.66	14.02
300	3470.4	63.05	29.257	3609.32	48.56	14.154
320	3468.54	64.91	30.462	3608.42	49.45	14.352
340	3466.68	66.77	31.642	3607.53	50.35	14.525
360	3464.94	68.51	32.848	3606.75	51.12	14.724
380	3463.21	70.24	34.123	3605.99	51.88	14.992
400	3461.49	71.96	35.383	3605.24	52.64	15.245
420	3459.77	73.68	36.678	3604.48	53.39	15.533
440	3458.13	75.32	37.981	3603.81	54.06	15.829
460	3456.5	76.95	39.28	3603.14	54.73	16.121
480	3454.86	78.59	40.66	3602.47	55.4	16.494
500	3453.23	80.22	42.028	3601.81	56.07	16.855
520	3451.61	81.84	43.406	3601.15	56.72	17.226
540	3450.04	83.41	44.773	3600.55	57.32	17.587
560	3448.46	84.99	46.15	3599.94	57.94	17.956
580	3446.89	86.56	47.582	3599.33	58.54	18.382
600	3445.31	88.14	49.013	3598.72	59.16	18.806
620	3443.74	89.71	50.438	3598.11	59.76	19.224
640	3442.19	91.26	51.875	3597.53	60.34	19.654
660	3440.65	92.8	53.315	3596.96	60.92	20.087
680	3439.11	94.34	54.755	3596.38	61.49	20.52
700	3437.57	95.88	56.21	3595.81	62.06	20.968
720	3436.03	97.42	57.681	3595.23	62.64	21.433
740	3434.49	98.96	59.164	3594.66	63.21	21.909
760	3432.96	100.49	60.648	3594.1	63.78	22.386
780	3431.43	102.02	62.127	3593.53	64.34	22.857

<<continuación de la Tabla 2>>

800	3429.91	103.54	63.598	3592.98	64.89	23.322
820	3428.4	105.05	65.082	3592.44	65.44	23.799
840	3426.88	106.57	66.571	3591.88	65.99	24.281
860	3425.36	108.09	68.057	3591.33	66.55	24.76
880	3423.85	109.6	69.577	3590.78	67.09	25.273
900	3422.33	111.12	71.084	3590.23	67.64	25.773
920	3420.81	112.64	72.591	3589.68	68.2	26.273
940	3419.3	114.15	74.104	3589.13	68.74	26.779
960	3417.79	115.66	75.617	3588.59	69.28	27.286
980	3416.28	117.17	77.123	3588.04	69.83	27.785
1000	3414.78	118.67	78.631	3587.51	70.36	28.286
1020	3413.28	120.17	80.142	3586.98	70.9	28.79
1040	3411.77	121.68	81.666	3586.43	71.44	29.307
1060	3410.27	123.18	83.194	3585.9	71.97	29.828
1080	3408.76	124.69	84.727	3585.36	72.52	30.354
1100	3407.26	126.19	86.249	3584.82	73.05	30.87
1120	3405.75	127.7	87.782	3584.28	73.6	31.395
1140	3404.25	129.2	89.315	3583.74	74.13	31.921
1160	3402.74	130.71	90.837	3583.2	74.67	32.436
1180	3401.25	132.2	92.37	3582.68	75.2	32.962
1200	3399.75	133.7	93.902	3582.14	75.73	33.487
1220	3398.25	135.2	95.425	3581.61	76.27	34.003
1240	3396.75	136.7	96.963	3581.07	76.8	34.535
1260	3395.25	138.2	98.501	3580.54	77.33	35.065
1280	3393.75	139.7	100.031	3580.01	77.87	35.588
1300	3392.25	141.2	101.573	3579.47	78.4	36.124
1320	3390.76	142.69	103.108	3578.95	78.92	36.652
1340	3389.26	144.19	104.659	3578.42	79.46	37.196
1360	3387.76	145.69	106.199	3577.88	79.99	37.729
1380	3386.26	147.19	107.742	3577.35	80.53	38.265
1400	3384.76	148.69	109.281	3576.81	81.06	38.797
1420	3383.27	150.18	110.822	3576.29	81.58	39.332
1440	3381.77	151.68	112.37	3575.76	82.12	39.872
1460	3380.27	153.18	113.911	3575.22	82.65	40.406
1480	3378.78	154.67	115.456	3574.7	83.18	40.944
1500	3377.28	156.17	116.99	3574.16	83.71	41.472
1520	3375.79	157.66	118.536	3573.64	84.23	42.011
1540	3374.29	159.16	120.076	3573.11	84.77	42.544
1560	3372.8	160.65	121.627	3572.58	85.29	43.088
1580	3371.3	162.15	123.168	3572.05	85.82	43.622
1600	3369.81	163.64	124.718	3571.53	86.35	44.165
1620	3368.31	165.14	126.261	3570.99	86.88	44.701
1640	3366.82	166.63	127.818	3570.47	87.41	45.251
1660	3365.32	168.13	129.364	3569.93	87.94	45.791
1680	3363.83	169.62	130.921	3569.41	88.46	46.341

<<continuación de la Tabla 2>>

1700	3362.33	171.12	132.464	3568.88	89	46.877
1720	3360.84	172.61	134.015	3568.35	89.52	47.42
1740	3359.34	174.11	135.562	3567.82	90.06	47.96
1760	3357.85	175.6	137.115	3567.29	90.58	48.507
1780	3356.35	177.1	138.655	3566.76	91.11	49.04
1800	3354.86	178.59	140.212	3566.24	91.64	49.59
1820	3353.37	180.08	141.757	3565.71	92.16	50.128
1840	3351.87	181.58	143.308	3565.18	92.69	50.672
1860	3350.38	183.07	144.856	3564.66	93.22	51.213
1880	3348.88	184.57	146.409	3564.12	93.75	51.759
1900	3347.39	186.06	147.95	3563.6	94.28	52.293
1920	3345.9	187.55	149.505	3563.07	94.8	52.842
1940	3344.4	189.05	151.058	3562.54	95.33	53.388
1960	3342.91	190.54	152.616	3562.02	95.86	53.939
1980	3341.41	192.04	154.165	3561.48	96.39	54.481
2000	3339.92	193.53	155.72	3560.96	96.92	55.029
2020	3338.43	195.02	157.267	3560.43	97.44	55.569
2040	3336.93	196.52	158.824	3559.9	97.97	56.119
2060	3335.44	198.01	160.37	3559.38	98.5	56.659
2080	3333.94	199.51	161.927	3558.84	99.03	57.209
2100	3332.45	201	163.475	3558.32	99.55	57.749
2120	3330.96	202.49	165.031	3557.79	100.08	58.298
2140	3329.46	203.99	166.578	3557.26	100.61	58.838
2160	3327.97	205.48	168.139	3556.74	101.14	59.393
2180	3326.48	206.97	169.691	3556.21	101.66	59.938
2200	3324.98	208.47	171.248	3555.68	102.19	60.488
2220	3323.49	209.96	172.795	3555.16	102.72	61.028
2240	3322	211.45	174.352	3554.63	103.24	61.578
2260	3320.5	212.95	175.898	3554.1	103.78	62.117
2280	3319.01	214.44	177.455	3553.57	104.3	62.667
2300	3317.52	215.93	179.002	3553.05	104.82	63.207
2320	3316.02	217.43	180.562	3552.52	105.36	63.761
2340	3314.53	218.92	182.115	3551.99	105.88	64.307
2360	3313.04	220.41	183.672	3551.47	106.4	64.857
2380	3311.54	221.91	185.219	3550.93	106.94	65.397
2400	3310.05	223.4	186.774	3550.41	107.46	65.945
2420	3308.56	224.89	188.327	3549.89	107.99	66.49
2440	3307.06	226.39	189.889	3549.35	108.52	67.047
2460	3305.57	227.88	191.436	3548.83	109.04	67.586
2480	3304.08	229.37	192.995	3548.31	109.57	68.138
2500	3302.58	230.87	194.548	3547.77	110.1	68.684
2520	3301.09	232.36	196.104	3547.25	110.63	69.233
2540	3299.6	233.85	197.654	3546.72	111.15	69.776
2560	3298.1	235.35	199.217	3546.19	111.68	70.332
2580	3296.61	236.84	200.767	3545.67	112.21	70.876

<<continuación de la Tabla 2>>

2600	3295.12	238.33	202.324	3545.14	112.73	71.426
2620	3293.63	239.82	203.875	3544.62	113.25	71.97
2640	3292.13	241.32	205.434	3544.08	113.79	72.522
2660	3290.64	242.81	206.984	3543.56	114.31	73.065
2680	3289.15	244.3	208.543	3543.04	114.84	73.617
2700	3287.65	245.8	210.097	3542.5	115.37	74.164
2720	3286.16	247.29	211.655	3541.98	115.89	74.715
2740	3284.67	248.78	213.202	3541.46	116.42	75.256
2760	3283.17	250.28	214.761	3540.92	116.95	75.807
2780	3281.68	251.77	216.315	3540.4	117.48	76.355
2800	3280.19	253.26	217.87	3539.87	118	76.903
2820	3278.69	254.76	219.424	3539.34	118.53	77.45
2840	3277.2	256.25	220.985	3538.82	119.06	78.004
2860	3275.71	257.74	222.532	3538.29	119.58	78.544
2880	3274.22	259.23	224.087	3537.77	120.1	79.092
2900	3272.72	260.73	225.646	3537.23	120.64	79.643
2920	3271.23	262.22	227.2	3536.71	121.16	80.191
2940	3269.74	263.71	228.751	3536.19	121.69	80.735
2960	3268.24	265.21	230.314	3535.65	122.22	81.291
2980	3266.75	266.7	231.867	3535.13	122.74	81.837
3000	3265.26	268.19	233.423	3534.61	123.27	82.386
3020	3263.76	269.69	234.977	3534.07	123.8	82.933
3040	3262.27	271.18	236.525	3533.55	124.33	83.475
3060	3260.78	272.67	238.078	3533.02	124.85	84.021
3080	3259.28	274.17	239.627	3532.49	125.38	84.562
3100	3257.79	275.66	241.174	3531.97	125.91	85.102
3120	3256.3	277.15	242.727	3531.44	126.43	85.648
3140	3254.81	278.64	244.28	3530.92	126.95	86.193
3160	3253.31	280.14	245.832	3530.38	127.49	86.739
3180	3251.82	281.63	247.381	3529.86	128.01	87.28
3200	3250.33	283.12	248.928	3529.34	128.54	87.82
3220	3248.83	284.62	250.481	3528.8	129.07	88.366
3240	3247.34	286.11	252.031	3528.28	129.59	88.909
3260	3245.85	287.6	253.578	3527.76	130.12	89.449
3280	3244.35	289.1	255.13	3527.22	130.65	89.993
3300	3242.86	290.59	256.682	3526.7	131.18	90.539
3320	3241.37	292.08	258.235	3526.17	131.7	91.084
3340	3239.88	293.57	259.785	3525.65	132.22	91.627
3360	3238.38	295.07	261.332	3525.12	132.76	92.167
3380	3236.89	296.56	262.884	3524.59	133.28	92.711
3400	3235.4	298.05	264.436	3524.07	133.8	93.256
3420	3233.9	299.55	265.982	3523.53	134.34	93.795
3440	3232.41	301.04	267.532	3523.01	134.86	94.338
3460	3230.92	302.53	269.085	3522.49	135.39	94.884
3480	3229.42	304.03	270.638	3521.95	135.92	95.43

<<continuación de la Tabla 2>>

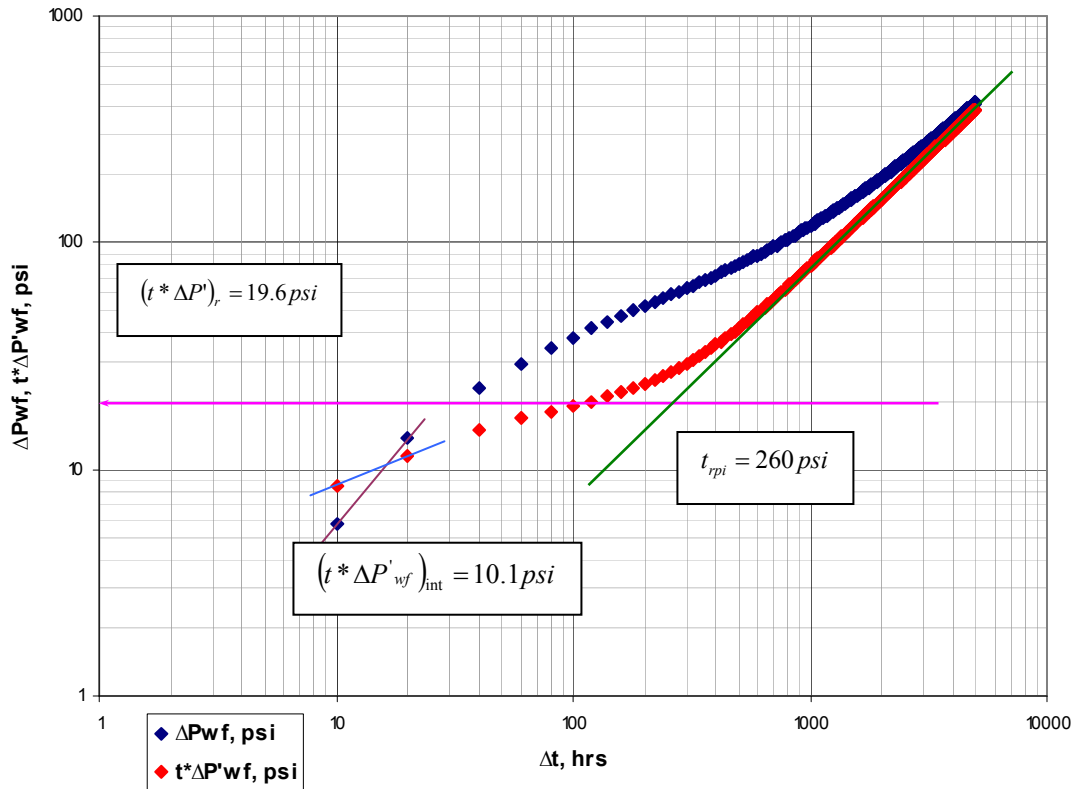
3500	3227.93	305.52	272.189	3521.43	136.44	95.974
3520	3226.44	307.01	273.736	3520.91	136.97	96.514
3540	3224.95	308.5	275.287	3520.38	137.49	97.057
3560	3223.45	310	276.839	3519.85	138.03	97.602
3580	3221.96	311.49	278.392	3519.32	138.55	98.148
3600	3220.47	312.98	279.943	3518.8	139.07	98.692
3620	3218.97	314.48	281.49	3518.27	139.61	99.232
3640	3217.48	315.97	283.041	3517.74	140.13	99.775
3660	3215.99	317.46	284.594	3517.22	140.66	100.321
3680	3214.49	318.96	286.147	3516.68	141.19	100.866
3700	3213	320.45	287.697	3516.16	141.71	101.41
3720	3211.51	321.94	289.244	3515.64	142.24	101.95
3740	3210.02	323.43	290.795	3515.11	142.76	102.493
3760	3208.52	324.93	292.348	3514.58	143.29	103.039
3780	3207.03	326.42	293.901	3514.06	143.82	103.585
3800	3205.54	327.91	295.451	3513.53	144.34	104.128
3820	3204.04	329.41	296.998	3513	144.88	104.668
3840	3202.55	330.9	298.549	3512.47	145.4	105.212
3860	3201.06	332.39	300.102	3511.95	145.92	105.757
3880	3199.56	333.89	301.655	3511.42	146.46	106.303
3900	3198.07	335.38	303.205	3510.89	146.98	106.846
3920	3196.58	336.87	304.752	3510.37	147.51	107.386
3940	3195.09	338.36	306.304	3509.84	148.03	107.93
3960	3193.59	339.86	307.856	3509.31	148.56	108.476
3980	3192.1	341.35	309.409	3508.79	149.09	109.021
4000	3190.61	342.84	310.959	3508.26	149.61	109.564
4020	3189.11	344.34	312.506	3507.73	150.14	110.104
4040	3187.62	345.83	314.058	3507.21	150.67	110.649
4060	3186.13	347.32	315.611	3506.68	151.19	111.194
4080	3184.63	348.82	317.164	3506.15	151.73	111.74
4100	3183.14	350.31	318.713	3505.62	152.25	112.282
4120	3181.65	351.8	320.26	3505.1	152.77	112.822
4140	3180.16	353.29	321.812	3504.58	153.3	113.367
4160	3178.66	354.79	323.365	3504.04	153.83	113.913
4180	3177.17	356.28	324.918	3503.52	154.36	114.458
4200	3175.68	357.77	326.467	3502.99	154.88	115
4220	3174.18	359.27	328.014	3502.46	155.41	115.54
4240	3172.69	360.76	329.566	3501.94	155.94	116.085
4260	3171.2	362.25	331.119	3501.41	156.46	116.631
4280	3169.7	363.75	332.672	3500.88	156.99	117.177
4300	3168.21	365.24	334.225	3500.35	157.52	117.722
4320	3166.72	366.73	335.777	3499.83	158.04	118.268
4340	3165.23	368.22	337.324	3499.31	158.57	118.808
4360	3163.73	369.72	338.873	3498.77	159.1	119.349
4380	3162.24	371.21	340.426	3498.25	159.62	119.895

<<continuación de la Tabla 2>>

4400	3160.75	372.7	341.979	3497.73	160.15	120.441
4420	3159.25	374.2	343.531	3497.19	160.68	120.986
4440	3157.76	375.69	345.078	3496.67	161.21	121.526
4460	3156.27	377.18	346.628	3496.14	161.73	122.068
4480	3154.77	378.68	348.18	3495.61	162.26	122.613
4500	3153.28	380.17	349.733	3495.09	162.79	123.159
4520	3151.79	381.66	351.285	3494.56	163.31	123.704
4540	3150.3	383.15	352.832	3494.04	163.83	124.244
4560	3148.8	384.65	354.382	3493.5	164.37	124.786
4580	3147.31	386.14	355.935	3492.98	164.89	125.332
4600	3145.82	387.63	357.487	3492.46	165.42	125.877
4620	3144.32	389.13	359.039	3491.92	165.95	126.422
4640	3142.83	390.62	360.586	3491.4	166.47	126.962
4660	3141.34	392.11	362.136	3490.88	167	127.504
4680	3139.84	393.61	363.689	3490.34	167.53	128.05
4700	3138.35	395.1	365.242	3489.82	168.06	128.596
4720	3136.86	396.59	366.795	3489.29	168.58	129.141
4740	3135.37	398.08	368.347	3488.77	169.1	129.687
4760	3133.87	399.58	369.897	3488.24	169.64	130.229
4780	3132.38	401.07	371.444	3487.71	170.16	130.769
4800	3130.89	402.56	372.996	3487.19	170.68	131.314
4820	3129.39	404.06	374.549	3486.65	171.22	131.86
4840	3127.9	405.55	376.102	3486.13	171.74	132.406
4860	3126.41	407.04	377.651	3485.61	172.27	132.947
4880	3124.91	408.54	379.197	3485.07	172.8	133.487
4900	3123.42	410.03	380.75	3484.55	173.32	134.032
4920	3121.93	411.52	382.303	3484.03	173.85	134.578
4940	3120.44	413.01	383.856	3483.5	174.37	135.124
4960	3118.94	414.51	385.405	3482.97	174.91	135.665
4980	3117.45	416	386.952	3482.44	175.43	136.205
5000	3115.96	417.49	388.505	3481.92	175.95	136.751

A continuación los resultados son graficados y analizados.

Gráfica 6. Gráfico Log-Log de la Presión y derivada de Presión contra el tiempo a partir de los datos tomados directamente de la prueba caso con cuatro pozos.



Fuente Software TDST. V. 3.0, 2006[®].

$$(\Delta P_{wf})_{int} = (t^* \Delta P'_{wf})_{int} = 10.1 \text{ psi}$$

De la ecuación 19

$$k = 45.705 \frac{(900 \times 1.2 \times 2)}{(100 \times 10.1)}$$

$$k = 97.74 \text{ md}$$

Los resultados obtenidos utilizando el software TDST. V. 3.0, 2006[®] emplea puntos característicos para la estimación de características del yacimiento y la ecuación 21²:

$$(t^* \Delta P')_r = 19.6317 \text{ psi}$$

$$k = 70.6 \frac{(900 \times 1.2 \times 2)}{(100 \times 19.6317)}$$

$$k = 77.67 \text{ md}$$

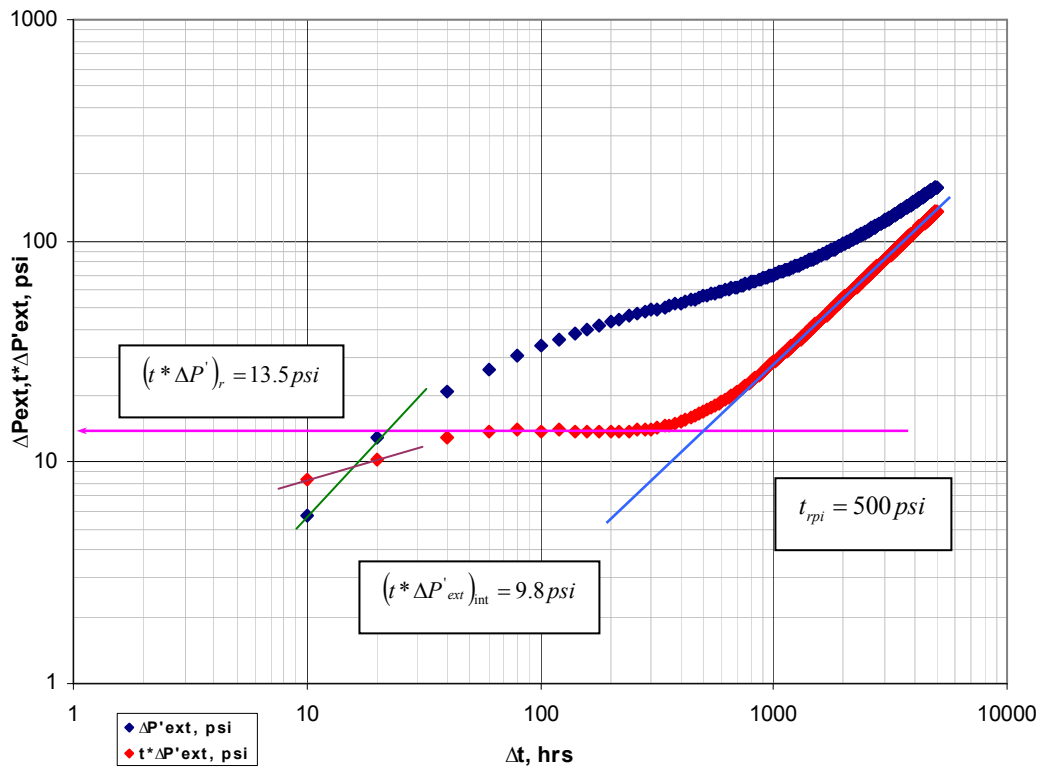
Reemplazando el valor hallado en el Gráfico en la ecuación 22:

$$t_{rpi} = 260 \text{ hrs.}$$

$$A = \frac{(77.67 \times 260)}{(301.77 \times 0.3 \times 2 \times (2 \times 10^{-06}))}$$

$$\text{Área} = 1281.8841 \text{ Ac.}$$

Gráfica 7. Gráfico Log-Log de la Presión y derivada de Presión contra el tiempo a partir de los datos corregidos caso con cuatro pozos.



Fuente software TDST. V. 3.0, 2006[©]

$$(\Delta P_{ext})_{int} = (t^* \Delta P'_{ext})_{int} = 9.8 \text{ psi}$$

De la ecuación 19:

$$k = 45.705 \frac{(900 \times 1.2 \times 2)}{(100 \times 9.8)}$$

$$k = 100.73 \text{ md}$$

Los resultados obtenidos utilizando el software TDST. V. 3.0, 2006[®]:

$$(t^* \Delta P)_r = 13.5825 \text{ psi}$$

Utilizando la ecuación 21 es determinado el valor de la permeabilidad:

$$k = 70.6 \frac{(900 \times 1.2 \times 2)}{(100 \times 13.5825)}$$

$$k = 112.27 \text{ md}$$

Reemplazando el valor hallado en el Gráfico en la ecuación 22:

$$t_{rpi} = 500 \text{ hrs.}$$

$$A = \frac{(112.27 \times 500)}{(301.77 \times 0.3 \times 2 \times (2 \times 10^{-06}))}$$

$$\text{Área} = 3558.67 \text{ Ac.}$$

Cuadro 2. Comparación de los resultados del análisis de la Prueba de Interferencia y los datos corregidos, caso con cuatro pozos.

PARAMETRO	DATOS DE LA PRUEBA		DATOS CORREGIDOS		VALOR REAL
	TDST PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA	TDST	TDST PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA	TDST	
k (md)	97.74	77.67	100.73	112.27	100
A (Ac)	1281,88			3558.67	3533,93

4. CONCLUSIONES

- 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.
- En el Gráfico de la derivada de presión construido a partir de los datos tomados directamente de la prueba, se puede apreciar ausencia del régimen de flujo radial caracterizado por la pendiente cero, desarrollándose el flujo pseudoestable a tiempos tempranos.
- En el Gráfico de la derivada de presión construido a partir de los datos depurados mediante el principio de superposición, se puede observar claramente el régimen de flujo radial, lo que permite determinar parámetros del yacimiento con facilidad mediante el método TDST.
- Al aumentar los pozos cuya producción afectan la presión tomada en pozo de observación, el régimen de flujo pseudoestable se desarrolla mas rápidamente, con ausencia clara del régimen de flujo radial
- Se recomienda tener en cuenta el efecto de superposición en el análisis de las pruebas de Interferencia realizadas en yacimientos desarrollados.

NOMENCLATURA

A	Área de drene ft ³
B	Factor volumétrico de la formación, res.bbl/STB.
c_t	Compresibilidad total del sistema, psi ⁻¹
h	Espesor neto de la formación, ft
k	Permeabilidad, md
q	Rata de producción o inyección, STB/D
r	Distancia radial entre pozos, ft
r_D	Distancia radial adimensional
r_w	Radio del pozo, ft
t	Tiempo, horas
t_D	Tiempo adimensional
x,y	Ejes del sistema de coordenadas.
P	Presión, psi
P'	Derivada de presión con respecto al tiempo, $\partial p / \partial t$, psi/hr
P_D	Presión adimensional
$t^*P'_D$	Derivada de presión adimensional
ΔP	Cambio de presión
S_t	Almacenamiento, $\phi h c_t$, ft/psi
T_r	Transmisibilidad, $\bar{k}h/\mu$, md-ft/cp
t_{int}	Tiempo de intercepción, horas
t_D	Tiempo adimensional.
μ	Viscosidad, cp
ϕ	Porosidad, % ó fracción.
$P_{wo}(t)$	Caída de presión esperada psi
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo psi
Δ	Cambio, caída
P_{ws}	Presión de cierre de pozo psi
$\Delta P_{\Delta t}$	Caída de presión esperada psi
P^*	Diferencia de presión entre la presión observada y la presión extrapolada, psi
P_i	Presión inicial psi
m	pendiente psi/*ciclo
m^*	pendiente en el plano cartesiano durante el estado pseudoestable psi/hr

Subíndices:

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

BIBLIOGRAFÍA

1. J. A. LESCARBOURA, H. C. WALTHER, Jr., and P. L. WILSON: Design and Analysis of Interference Tests, SPE California Regional Meeting, 2-4 April, Ventura, California (1975).
2. ESCOBAR, FREDDY H., Análisis Moderno de Pruebas de Presión, Universidad Surcolombiana, Neiva, 2006.
3. OUANDLOUS, A.: Interpretation of Interference Tests by Tiab's Direct Synthesis Technique, Tesis de maestría, Universidad de Oklahoma, Norman, OK (1999).
4. ESCOBAR, FREDDY H., MONTEALEGRE, MATILDE, CANTILLO, JOSE, Pressure and Pressure Derivate Analysis for Depleted Reservoirs without Type Curve Matching, Universidad Surcolombiana-Ecopetrol, 2006.
5. EARLOUGHER, R.C. Jr. "Advances in Well Test Analysis". SPE Monograph Volume 5. 2ª edición. 1977.
6. COLLINS, R.E., "Flow of Fluids through Porous materials", Segunda edición, Research & Engineering Consultants Inc., Englewood, Colorado, 1990.
7. TIAB, D. "Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching: 1- Skin and Wellbore Storage". Paper SPE 25426 presentado el simposio de operaciones de producción en Oklahoma City, OK, Mar. 21-23, 1993. P. 203-216. También en, Journal of Petroleum Science and Engineering 12 (1995), p. 171-181.
8. EARLOUGHER, R.C., Jr., and KERSCH, K.M.: "field examples of automatic transient test analysis". J. Pet. Tech. (oct 1972) 1271-1277

ANEXOS

ANEXO A PRUEBAS DE INTERFERENCIA³.

Existen dos formas de desarrollar pruebas de interferencia. La forma mas simple de pruebas de interferencia involucra un pozo productor (o inyector) y otro pozo de observación; mientras que la prueba de interferencia multipozos involucra un pozo productor o inyector y varios pozos de observación.

Para desarrollar las pruebas de interferencia todos los pozos involucrados están cerrados bajo una presión estable. Mientras la presión dentro del pozo de observación es baja, el pozo productor se abre a producción a flujo constante; si el pozo hace interferencia se registra una caída (o aumento) de presión en el pozo de observación a un determinado tiempo.

Si existen discontinuidades en el yacimiento causadas por fallas o estratificaciones del yacimiento entre el pozo productor y el de observación no hay registro de caída de presión en el pozo de observación.

En un yacimiento isotrópico y homogéneo el área mínima investigada durante una prueba de interferencia entre dos pozos localizados a una distancia r , se obtiene construyendo dos círculos de radio r centrados en cada pozo (Figura 7). La idea es que en un yacimiento homogéneo e isotrópico el principio de reciprocidad puede aplicarse. Este principio formula que los resultados de la prueba serian iguales si el pozo activo y el de observación se intercambiaran.

Efectos de Almacenamiento:

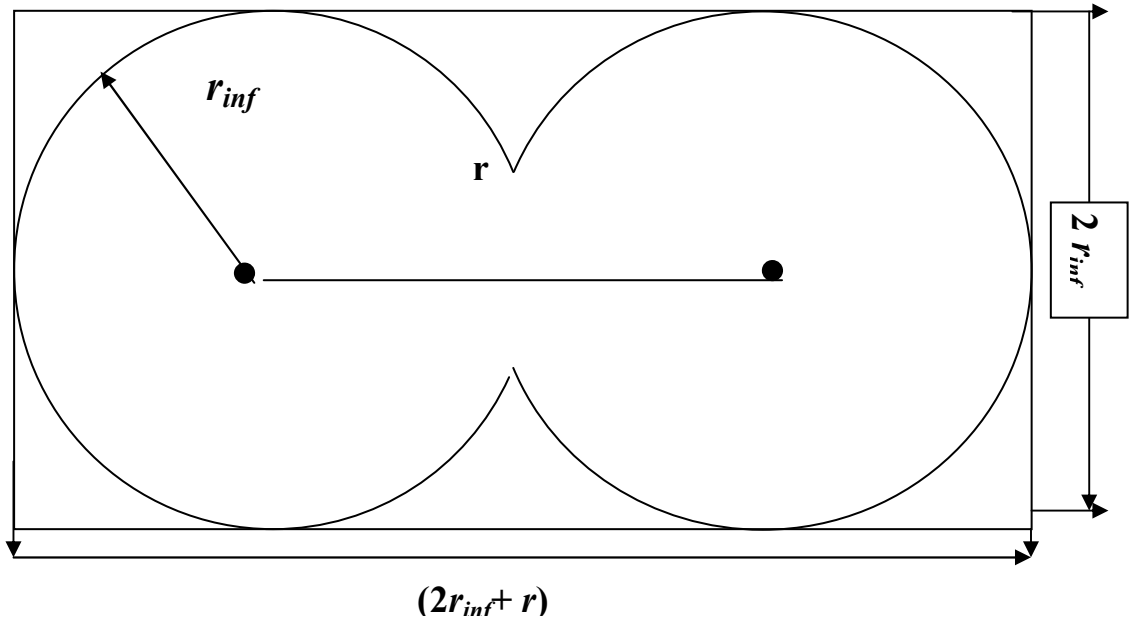
En conclusión, a menos que el yacimiento sea homogéneo e isotrópico, la interpretación de datos de una prueba de interferencia es ambigua. Sin embargo, aun cuando el yacimiento sea homogéneo e isotrópico y contenga líquidos de compresibilidad baja, la interpretación de los datos de presión observados podrían resultar inciertos. La ambigüedad podría aliviarse un poco a través del uso de toda la información disponible: geología, sísmica, registro de pozos, análisis de corazones, y los datos de pruebas de pozos individuales.

Efectos de Daño y Almacenamiento Sobre los Datos de Pruebas de Interferencia:

Asumiendo que existe daño positivo (S_+) en el pozo activo; así, al producir el pozo activo a flujo constante, q , la caída de la presión de flujo (P_{wf}) observada en el pozo sería mayor que la caída de presión en la cara del pozo, fuera de la zona de daño. La diferencia entre las dos caídas de presión sería iguales al ΔP_{skin} . En caso que el ΔP_{skin} sea igual a cero, la caída de presión dentro de la cara del pozo sería igual a la caída de presión en la zona fuera de la zona de daño. En cualquier caso, sin embargo, la caída de presión en la zona no dañada es sólo función del caudal (q), mientras que la presión de flujo (P_{wf}) es una

función del caudal (q) y daño (s). En concordancia, la presencia de un daño positivo en el pozo activo no cambia la caída de presión observada en el pozo de observación.

Figura 5: área de influencia de una prueba de interferencia o de pulso en un medio isotrópico.



Esta conclusión también puede hacerse si el daño es negativo considerando que el daño influye en el radio aparente del pozo (r_{wa}), de acuerdo con la relación (ecuación A-1) donde se muestra que un daño positivo o negativo influye en el radio r_{wa} .

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \tag{A-1}$$

Por consiguiente, la presencia de un daño positivo o negativo en el pozo activo no afecta el resultado en el pozo de observación.

Ahora si el daño se encuentra en el pozo de observación, por la ecuación anterior la presencia de un daño positivo o negativo aumentaría o disminuiría r_w . La presencia de una zona con daño sustancialmente positivo en la cara del pozo ocasiona que la onda de presión tarde en llegar al pozo de observación. Así los datos de presión versus tiempo del pozo de observación serían cambiados hacia la derecha con respecto al eje de tiempo, causando una disminución en la permeabilidad del yacimiento calculada por ajuste de curvas tipo. En la presencia de una zona con daño negativa, ocurre lo contrario.

Por otro lado, si la distancia r entre los pozos activo y de observación son grandes, entonces el retraso en la llegada de la respuesta de presión en el pozo de observación debido al daño positivo no será significativo.

Cuando el efecto de almacenamiento esta presente en el pozo activo, la caída de presión (aumento) causado por la producción (inyección) no sería transmitida instantáneamente dentro del yacimiento; sería retrazada y modificada por el efecto del almacenamiento. Así los datos de presión tomados en el pozo de observación estarán cambiados hacia la derecha con respecto al eje del tiempo y verticalmente hacia abajo con respecto al eje ΔP .

Jargon estudio los efectos combinados de almacenamiento y daño en el pozo activo y mostró que mientras exista presencia solamente de daño este no afecta los resultados pero si los dos efectos se encuentran presentes los datos tomarían valores más grandes. El no estudió los efectos de almacenamiento y daño en el pozo de observación porque es razonable concluir que el problema sería mas grave cuando estos dos efectos se encuentran en ambos pozos. El efecto del almacenamiento es insignificante cuando la prueba de interferencia es realizada por tiempos muy largos.

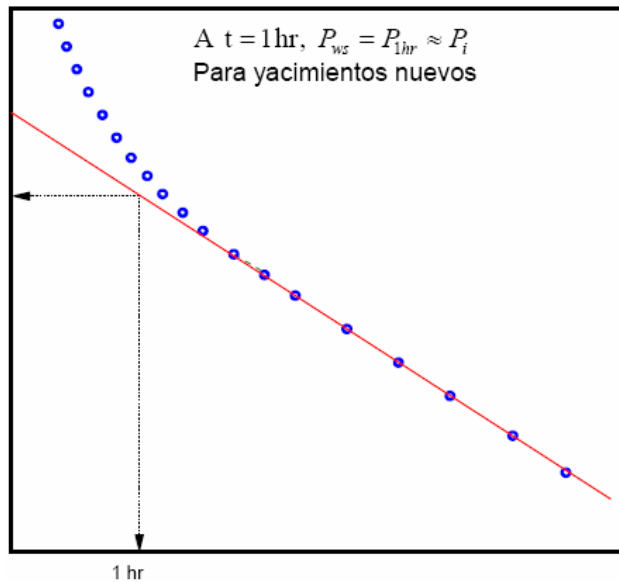
ANEXO B MÉTODO DE EARLOUGHER²

Considerando dos pozos, uno activo (inyector o productor) y el otro de observación preferiblemente cerrado. La presión en el pozo de observación es:

$$P_{ws} = P_{1hr} + m \log t$$

Cuando $t = 1$ hr, $P_{ws} \approx P_{1hr} \approx P_i$ para yacimientos nuevos. La Ec. (B-1) es válida si $t_D/r_D^2 > 100$ ($\alpha < 0.0025$). Siendo r la distancia entre pozos. La restricción de $t_D/r_D^2 > 100$ se aplica con un error del 1 %.

Figura 6. Gráfico semilog de una prueba de interferencia.



Fuente: Referencia 3

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_i r^2}$$

Cuando se grafica P_{ws} vs. $\log t$, se debería obtener una línea recta de cuya pendiente y corte se obtiene la transmisibilidad y la porosidad. La transmisibilidad, T , se halla de:

$$T = \frac{kh}{\mu} = \frac{162.6q\beta}{m}$$

$$P_{1hr} = P_i + m \left(\log \frac{k}{\phi\mu c_i r^2} - 3.2275 \right)$$

Note que el factor de daño no aparece en esta ecuación puesto únicamente hay flujo de fluidos en el pozo activo y no en el pozo de observación. Sin embargo, se presentan excepciones cuando el pozo está muy estimulado. El almacenamiento también es minimizado en las pruebas múltiples pero no del todo.

$$S_t = \phi \mu c_t = \frac{T}{r^2} e^{\left(2.302 \frac{P_i - P_{1hr}}{m} - 7.41316\right)}$$

Considerando dos pozos ambos cerrados:

$$P_{ws} = P_i + m \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t}$$

t es el tiempo total de producción en el pozo activo. Efectúe un gráfico Horner y de la pendiente obtenga la transmisibilidad:

$$T = \frac{162.6q\beta}{m}$$

Calcula el factor de almacenaje de:

$$S_t = \frac{T}{r^2} e^{\left(2.302 \frac{P_i - P_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \ln\left(1 + \frac{1}{t}\right) 7.41316\right)}$$