

**EFFECTOS DE EXTENDER SUPERPOSICIÓN DEL FLUJO RADIAL A OTROS
REGIMENES DE FLUJO**



PRESENTADO POR:

HERNÁN DARÍO ALZATE VANEGAS

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE POZOS

2013

**EFFECTOS DE EXTENDER SUPERPOSICIÓN DEL FLUJO RADIAL A OTROS
REGIMENES DE FLUJO**



**PRESENTADO POR:
HERNÁN DARÍO ALZATE VANEGAS**

**Proyecto de Grado presentado como requisito para optar
al título de Ingeniero de Petróleos**

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

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE POZOS**

Neiva, Huila

2013

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

Dedicado a todos los Ingenieros de Petr6leos:

“Tu piel siempre curtida
Tus ojos cansados con sueño
Tus manos fuertes y callosas
Tus sufridas manos de Petrolero
Siempre prestas al duro trabajo diario
A luchar contra la nieve, escarcha y frío
Pero que también saben ser suaves
cuando pr6digas caricias a tus hijos.
porque ni el campo, ni el clima han logrado
endurecer tu corazón de Padre y Amigo.
Tu llegaste a este lugar
para entregarles tus sudores y alegrías,
tus logros y tus tropiezos
en tantos veranos e inviernos.
No son diferentes Domingos y Feriados
y en muchas Navidades
y también para Año Nuevo
debiste continuar siempre fiel
a tu labor junto al trépano
extrayendo de la yerma tierra,
con cuidado y amor, su fruto negro.
Porque esta obra no entiende de asuetos,
no sabe de cansancios ni tampoco de sueños.
Es como una mujer pronta a ser madre
que requiere solicitud y denuedo.
Cuantos sacrificios y anhelos
transparentan tus blandas pupilas.
Cuantas horas bajo el sol
y palpando nieve, lluvia y hasta hielo.
Pero tu eres Feliz
y te sientes orgulloso de todo ello
porque de tu boca mil veces
he oído que has dicho
que nunca es vasto el sacrificio
para dejar un buen legado
a la vida y a tus hijos.
Y como no devolver a manos llenas
todo lo que esta Patria te ha dado.
Cómo no agradecer entonces a Dios
Por sentirte parte de la tierra,
tanto como el labrador y su arad”.

Gladys Margot Navarro

AGRADECIMIENTOS

Al profesor, compañero y amigo ***Freddy Humberto. Escobar Macualo***, por sus aportes científicos, pero principalmente por todas las enseñanzas que día a día aportan en mi formación como persona y profesional.

A mi familia por el apoyo que han dado todo el tiempo, alentándome siempre a salir adelante y no desfallecer en este duro camino que estoy terminando.

A la Universidad, al programa y a todos los profesores que cada uno, con sus cualidades forjan en los estudiantes y en mí, los futuros profesionales de nuestra industria.

Al profesor ***Jairo Antonio Sepúlveda Gaona***, por la evaluación y corrección de esta investigación, además por las enseñanzas brindadas en toda la carrera.

Al profesor ***Javier Andrés Martínez Pérez*** por la evaluación y corrección de esta investigación.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
CAPITULO 1. REVISIÓN DE LA LITERATURA	15
1.1 TIPOS DE PRUEBA DE PRESIÓN	15
1.2 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN	17
CAPITULO 2. APLICACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN EN TIEMPO	24
2.1 CASO 1 TIEMPO Y CAUDAL DESCONTROLADOS	25
2.2 CASO 2 TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL DESCONTROLADO	27
2.3 CASO 3. TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL CONTROLADO ASCENDENTE	29
2.4 CASO 4. TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL CONTROLADO DESCENDENTE	31
2.5. CASO 5 FRACTURA HIDRÁULICA	32
2.6 CASO 6 POZO HORIZONTAL	33
CAPITULO 3. COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN	35
3.1 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 1. TIEMPO Y CAUDAL DESCONTROLADOS	35
3.2 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 2. TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL DESCONTROLADO	37

3.3 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 3. TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL CONTROLADO ASCENDENTE	39
3.4 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 4. TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL CONTROLADO DESCENDENTE	40
3.5 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 5. FRACTURA HIDRÁULICA	41
3.6 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 6. POZO HORIZONTAL	43
CAPITULO 4. EJEMPLOS DE APLICACIÓN	45
4.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIA EN UNA PRUEBA DE PRESIÓN MULTI-TASA	45
4.2 CÁLCULO DE LONGITUD DE FRACTURA, PRUEBA DE PRESIÓN MULTI-TASA	47
CONCLUSIONES	49
NOMENCLATURA	50
REFERENCIAS	51

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura. 1. Esquema para ilustrar la aplicación de la ecuación en superposición en tiempo	18
Figura 2. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión a caudal constante, en un yacimiento alargado. (Log-Log)	24
Figura 3. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa frente a diferentes tiempos equivalentes radial, lineal y pseudo-estable, en un yacimiento alargado. (Log-Log)	26
Figura 4. Tiempos y Caudales descontrolados para los casos 1, 5 y 6	27
Figura 5. Tiempo isócrono y Caudales descontrolados para el caso 2	27
Figura 6. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal incontrolado y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, lineal y pseudo-estable, en un yacimiento alargado. (Log-Log)	29
Figura 7. Tiempo isócrono y Caudal ascendente	29
Figura 8. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal controlado ascendente y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, lineal y pseudo-estable, en un yacimiento alargado. (Log-Log)	30
Figura 9. Tiempo isócrono y Caudal descendente	31

Figura 10. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal controlado descendente y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, lineal y pseudo-estable, en un yacimiento alargado. (Log-Log)	32
Figura 11. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal aleatorio y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, bilineal y parabólico, en un yacimiento alargado con pozo descentrado fractura hidráulica y fronteras mixtas. (Log-Log)	33
Figura 12. Esquema de Yacimiento simulado para el caso 5	33
Figura 13. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal aleatorio y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, y elíptico, en un yacimiento alargado con pozo horizontal. (Log-Log)	34
Figura 14. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, antes del proceso de filtrado, Caso 1. (Cartesiana)	35
Figura 15. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 1. (Cartesiana)	37
Figura 16. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial – lineal y radial pseudo-estable, en la derivada, Caso 1 (Cartesiano)	38
Figura 17. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 2. (Cartesiana)	38
Figura 19. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 3. (Cartesiano)	39

Figura 20. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial – lineal y radial pseudo-estable, en la derivada, Caso 3 (Cartesiano)	40
Figura 21. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 4. (Cartesiano)	40
Figura 22. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial – lineal y radial pseudo-estable, en la derivada, Caso 4 (Cartesiano)	41
Figura 23. Derivada flujo radial, bilineal y parabólico frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 5. (Cartesiano)	42
Figura 24. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial –bilineal y radial parabólico, en la derivada, Caso 5 (Cartesiano)	42
Figura 25 Derivada flujo radial- elíptico frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 6. (Cartesiano)	43
Figura 26. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial - elíptico, en la derivada, Caso 6 (Cartesiano)	44
Figura 27, Presión y derivada de la presión para prueba multi-tasa, con tiempo equivalente radial y pseudo-estable. Ejemplo 1. (Log-Log)	45
Figura 28, Presión y derivada de la presión para prueba multi-tasa, con tiempo equivalente radial y lineal. Ejemplo 2. (Log-Log)	47

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. Datos de yacimiento y fluido, para ejemplos y simulaciones	25
TABLA 2. Tiempo y caudal aleatorios para caso 1, caso 5 y caso 6	26
TABLA 3. Tiempo controlado y caudal incontrolado, controlado creciente y controlado decreciente para caso 2, caso 3 y caso 4	28
TABLA 4. Resumen de los errores promedios entre el valor de la derivada de las diferentes casos y funciones de superposición	44
TABLA 5. Resultados de presión promedio y factor de forma, ejemplo 1.	46

RESUMEN

En este estudio se presenta el análisis de los efectos que se generan en la aplicación de la metodología de superposición, al extender la solución de la ecuación que gobierna al flujo radial a los otros regímenes de flujo, en pruebas de presión multi-tasa en pozos verticales que fluyen con fronteras cerradas o mixtas, y en yacimientos homogéneos.

El trabajo consiste en analizar por medio de simulaciones, pruebas de presión multi-tasa, donde el caudal y el tiempo en que varía el caudal se ponen en juego para tener diferentes combinaciones como: tiempo aleatorio vs caudal variables, tiempo isócrono vs caudal variable, tiempo isócrono vs caudal ascendente; y tiempo isócrono vs caudal descendente, y aplicar a cada flujo su respectiva función de superposición, y comparar cuales son los resultados de extender la función de superposición del flujo radial con respecto a los arrojados por las otras funciones de superposición de cada flujo (lineal, elíptico, bilineal, esférico y el estado pseudoestable). Se simularon un número significativo de pruebas con parámetros definidos utilizando el programa *Ecrin V 4.02.04 (Kappa Saphir)* de la compañía *Kappa Engenering*. Los resultados de estas pruebas se corrieron en un programa desarrollado para esta tesis, que permite determinar la función de superposición apropiado a los mencionados regímenes de flujo.

Al final del estudio se logra determinar que los efectos que se generan al usar la función de superposición radial a otros regímenes de flujo, en general, no son muy significativos en el análisis de las pruebas de presión, pero en el caso de los yacimientos con fractura hidráulica se percibe un cambio considerable del comportamiento normal de estos tipos de yacimiento.

ABSTRACT

The analysis of the generated effects by the application of superposition methodology is presented in this study by extending the solution of the radial-flow governing equation to other flow regimes occurring in multirate tests run in vertical wells located in homogeneous systems with either open or closed boundaries.

This work consists of analyzing multirate pressure tests by reservoir simulations where the conditions of flow rate and time are adjusted to different scenarios to have such cases as: randomical time variations versus variable flow rate, isochronal time versus variable rate, isochronal time versus ascending changing rate and isochronal time versus descending changing flow rate. Then, the respective superposition function is applied to each flow regime so a comparison of radial flow superposition to other flow regime superposition functions (linear, elliptical, bilinear, spherical and pseudosteady state) was established. A significant number of pressure tests with several defined parameters. The software *Ecrin V 4.02.04 (Kappa Saphir)* from the Kappa Engineering firm was used for the simulations. The results of such simulations were used into another program which allows to determine the appropriate superposition function of the above mentioned flow regimes.

It was found at the end of this study that the generated effects created by extending the use of the radial superposition function to other flow regimes are generally not significant while interpreting well-pressure tests. However, an effect is notorious on pressure tests run on hydraulically fractured wells.

INTRODUCCIÓN

Las pruebas de caídas de presión (pruebas de flujo) han sido ampliamente utilizadas en la industria de los hidrocarburos que tiene más de un siglo. Para tal caso, el caudal se ajusta a una velocidad de flujo constante. Sin embargo, en los casos en que no es posible mantener el caudal constante, se utilizan las pruebas de múltiples caudales, en las cuales tiene que ser aplicada la metodología de superposición en tiempo, como lo describen en sus estudios - Matthews y Russell (1967), Odeh y Jones (1965), y-Russell (1963) y Doyle y Sayegh (1970). Esta última técnica ha sido nombrada recientemente como análisis de la tasa transitoria que es muy común para las pruebas de formaciones de gas en esquisto. En todas ellas, la superposición en tiempo tiene que ser aplicada para dar solución a la ecuación difusividad.

El principio de superposición está basado en la generación de una solución de un problema complejo con una combinación lineal de soluciones simples caídas de presión teniendo diferentes tiempos de inicio. Generalmente, el principio de la superposición es usado para corregir el tiempo o las escalas de presiones. Las funciones del tiempo de superposición con ayuda de la normalización del flujo se usan para el análisis de la tasa variable, los datos de producción de presión variable.

El comportamiento de las funciones de tiempo de superposición ha sido un tema de escepticismo por algún tiempo. Las observaciones han sido hechas por diferentes autores como Anderson, D.M., Stotts, G.W.J., Mattar, L. et al. (2006); Nobakht y Mattar (2009), Anderson et al. (2010), Odeh y Jones (1965) y esas observaciones están vinculadas a fluctuaciones de tasas que hicieron que la función de tiempo de superposición estuviera errada. Siempre que los datos de tasa tuvieran valores atípicos, distinguir sus efectos del régimen común es difícil si las funciones del tiempo de superposición no están siendo usadas. Esa presencia errónea de esos regímenes de flujo define parámetros erróneos de yacimiento. Recientemente, el tema ha recibido atención por Ilk, D., Anderson, D.M., Stotts, G.W.J. et al (2010) y Ammar Agnia, Ahmad Alkough and R. A. Wattenbarger. 2012.

En este trabajo, se presenta la función de superposición y sus aplicaciones, que ayudarán a explicar si extender la solución de la ecuación que gobierna el tiempo el flujo radial a otros regímenes de flujo genera un análisis erróneo o no de una prueba de presión multi-tasa.

CAPITULO 1. REVISIÓN DE LA LITERATURA

Las pruebas de presión, al igual que otras pruebas de pozo son utilizadas para proporcionar las características del yacimiento, el análisis de las pruebas de pozo son uno de los métodos más poderosos que posee el ingeniero de yacimientos para caracterizar su reservorio y hallar parámetros como permeabilidad, daño, área de drene, tipos de fronteras, características de yacimientos de doble porosidad e hidráulicamente fracturados.

Según Escobar (2010) las pruebas de presión pueden entenderse por la aplicación de la tercera ley de Newton, *“toda acción conlleva a una reacción”*, en este caso, el yacimiento es sometido a una acción de cambio de caudal y el yacimiento responde a esta acción mostrando un cambio en su presión.

1.1 TIPOS DE PRUEBA DE PRESIÓN

Prueba de restauración de presión

Las pruebas de restauración de presión han sido una técnica muy popular usada en la industria petrolera. Este tipo de pruebas no necesitan una supervisión muy estricta, estima los valores de permeabilidad, daño y además permite calcular la presión promedio del yacimiento.

Para correr este tipo de pruebas el pozo se encuentra produciendo a una tasa constante por un periodo de tiempo, se baja un registrador de presión al pozo, inmediatamente antes de cerrarlo, en este momento el registrador de presión toma datos de la forma como la presión del yacimientos se incrementa a medida que el tiempo transcurre.

Prueba de declinación de presión

Las pruebas de declinación de presión son realizadas en pozos productores, comenzando idealmente desde la presión uniforme del yacimiento y disminuyendo la presión a lo largo de la prueba, una característica fundamental de esta prueba es que el caudal se mantenga constante.

Los pozos exploratorios son los mayores candidatos para este tipo de pruebas, para determinar principalmente el área de drenaje del pozo y calcular el volumen de hidrocarburos.

En este tipo de pruebas se cierra el pozo por un periodo de tiempo suficiente para lograr que el yacimiento alcance una presión estable, luego, se ubica la herramienta de registro de presión por encima de los perforados, se procede a abrir el pozo a un caudal constante y registrar los datos de presión.

Pruebas DST

Una prueba DST *drillstem test* es una prueba de presión de corta duración, se realiza por medio de la tubería de perforación, generalmente está formada por pruebas de restauración presión y de caída de presión consecutivas. Para realizar este tipo de pruebas se monta una herramienta especializada en sarta de perforación, el objetivo de esta herramienta es aislar la zona a probar con el anular de la tubería para evitar el contacto entre el lodo de perforación y el fluido de la formación que se está probando, y continuamente se van tomando datos de presión..

Estas pruebas tienen como propósito tomar una muestra del fluido de yacimiento, además de determinar si el objetivo es rentable o no, además también sirve en la determinación de los parámetros del yacimiento.

Pruebas de abatimiento de presión en pozos inyectores (*fall-off test*)

Son pruebas de presión que se utilizan como herramienta para el seguimiento de pozos inyectores de agua utilizados como pozos de disposición o asociados a proyectos de recuperación mejorada. Básicamente se utilizan para estimar propiedades y condiciones en las zonas cercanas al pozo inyector.

Estas pruebas son útiles para determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, determinar si existe daño de formación (causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, entre otros), el cual origina una disminución en la inyectabilidad del pozo. También permiten determinar la presión de fractura del yacimiento y determinar el régimen de inyección bajo el cual se están inyectando fluidos a la formación.

Las pruebas de abatimiento de presión consisten básicamente en dos etapas principales, la primera etapa en la cual se inyecta agua a un caudal constante y luego una segunda etapa en la cual se detiene la inyección de agua, entonces ocurrirá una disminución progresiva de la presión de fondo estática del pozo. En este caso, el nivel de líquido dentro del pozo se reducirá progresivamente hasta alcanzar una condición de equilibrio entre la presión estática de la formación y la presión dentro del pozo.

La inyección de fluidos en un yacimiento generalmente origina la formación de uno o más bancos de fluidos dentro del yacimiento, especialmente en tiempos tempranos de la inyección, cuando la saturación de petróleo en el yacimiento aun es relativamente alta. Por otro lado, en este tipo de proyectos es posible que se tenga una diferencia de movilidades importante entre el fluido inyectado y los fluidos contenidos en el yacimiento.

En el caso en que esta diferencia de movilidades se haga significativa probablemente habría que utilizar datos adicionales en el proceso de interpretación, tales como curvas de permeabilidades relativas. Además, cuando existe una diferencia de movilidades apreciable es importante tener en cuenta, sobre todo a la hora de definir la viscosidad de los fluidos a utilizar en la interpretación.

Prueba de presión multi-tasa

La variación ordenada del caudal en una prueba de presión es conocida como prueba multi-tasa, se caracteriza porque a lo largo del tiempo el caudal es variado a determinados momentos.

Las razones del porqué se utilizan este tipo de pruebas son:

- A menudo es impráctico mantener a tasa constante por mucho tiempo para efectuar una prueba de caída de presión completa.
- Cuando el pozo no se cerró el tiempo suficiente para alcanzar la presión estática antes de que iniciara la prueba de caída de presión.
- Cuando no es económicamente rentable cerrar un pozo para hacer una prueba de restauración de presión.

Ya sea que las tasas sean constantes o no durante periodos los periodos de flujo, existen principalmente 3 tipos de pruebas multi-flujo:

- Tasa variable incontrolada
- Series de tasas constantes
- Tasa de flujo variable con presión de fondo constante. Esta prueba es común en pozos gasíferos produciendo de formaciones muy apretada

En otras ocasiones como en los yacimientos de gas de esquisto, normalmente las pruebas en estos reservorios son pruebas de caudal es decir en cada instante el caudal está variando, esto es debido a que el yacimientos no es capaz de mantener un caudal constante, al interpretar este tipo de pruebas es necesario utilizar de la metodología de superposición en tiempo que se explica a continuación.

1.2 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN

La solución más útil para la ecuación de difusividad parece ser la solución función-Ei , que se describe como aplicable solamente para la distribución de presión en un yacimiento infinito y para un pozo que inicia su producción a tasa constante a un tiempo cero y la mantiene constante en el tiempo. Veremos cómo con el principio de superposición podemos omitir estas restricciones y simplificar el cálculo modelando el comportamiento de un pozo que produce a tasas variables. Este enfoque del problema

hace posible crear funciones que respondan a yacimientos con situaciones complejas, usando solamente modelos básicos simples. Para el propósito de este trabajo plantea el función de superposición de la siguiente manera: La caída total de presión en algún punto en un yacimiento es la suma de las caídas de presiones a ese punto causado por el flujo en cada uno de los pozos del yacimiento.

SUPERPOSICION EN TIEMPO:

La más importante aplicación del principio de superposición es modelar pozos produciendo con tasas variables. Para ilustrar esta aplicación, se considera el caso en el cual un pozo produce a tasa q_1 desde un tiempo 0 a un tiempo t_1 ; en t_1 , la tasa es cambiada a q_2 ; y en t_2 , la tasa es cambiada a q_3 (Fig. 1). Lo que deseamos conocer es cuál es la presión, para tiempos $t > t_2$. Para resolver este problema, se usa el principio de superposición como se menciona anteriormente, en este caso, cada pozo que contribuye a la caída de presión total estará en la misma posición en el yacimiento. Los pozos simplemente serán “encendidos” a tiempos diferentes.

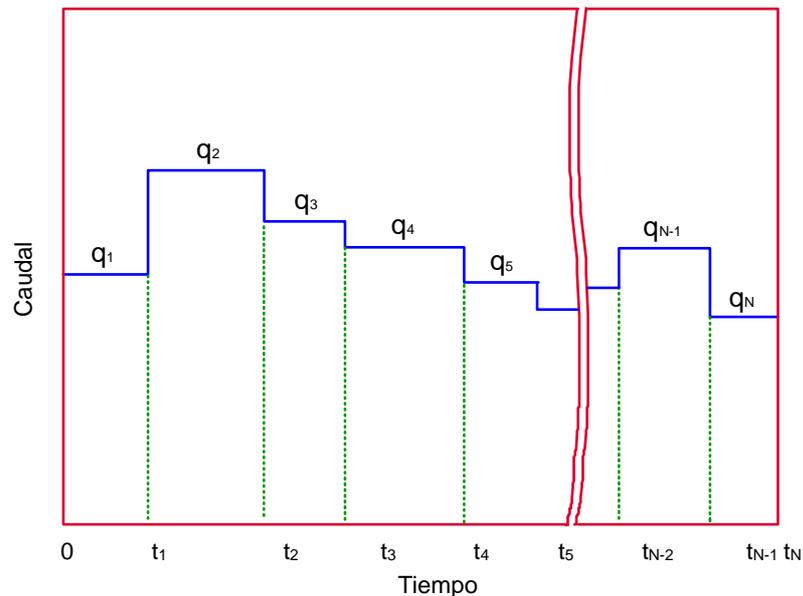


Figura. 1. Esquema para ilustrar la aplicación de la ecuación en superposición en tiempo, original texto guía “Análisis Moderno de Pruebas de Presión”. Escobar (2009)

La primera contribución a la caída de presión en un yacimiento es por un pozo produciendo a una tasa q_1 que empieza a fluir a un tiempo $t = 0$. Este pozo, en general, estará dentro de la zona de permeabilidad alterada; así, su contribución a la caída de presión del yacimiento es:

$$(\Delta P)_1 = (P_i - P_{wf})_1 = -70.6 \frac{q_1 B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k t} \right) - 2s \right] \quad (1)$$

Aquí se considera que

$$E_i(-x) = Ln(1.781x)$$

Nótese que este primer pozo no sólo produce por tiempo t_1 sino por todo el tiempo t . Empezando a un tiempo t_1 , la nueva tasa total real es q_2 . Se introduce ficticiamente un pozo 2, que produce a una tasa $(q_2 - q_1)$ que empieza a un tiempo t_1 , así que la tasa total real después de t_1 es la requerida q_2 . Note que el tiempo total transcurrido desde que empezó a producir es $(t - t_1)$, note además que este pozo está todavía dentro de la zona de permeabilidad alterada. Así, la contribución del pozo 2 a la caída de presión del yacimiento es:

$$(\Delta P)_2 = (P_i - P_{wf})_2 = -70.6 \frac{(q_2 - q_1) B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k (t - t_1)} \right) - 2s \right] \quad (2)$$

Similarmente, la contribución del tercer pozo es:

$$(\Delta P)_3 = (P_i - P_{wf})_3 = -70.6 \frac{(q_3 - q_2) B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k (t - t_2)} \right) - 2s \right] \quad (3)$$

Así, la caída total para el pozo con dos cambios en la tasa es:

$$P_i - P_{wf} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 \quad (4)$$

$$\begin{aligned} P_i - P_{wf} = & -70.6 \frac{q_1 B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k t} \right) - 2s \right] \\ & - 70.6 \frac{(q_2 - q_1) B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k (t - t_1)} \right) - 2s \right] \\ & - 70.6 \frac{(q_3 - q_2) B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k (t - t_2)} \right) - 2s \right] \end{aligned} \quad (5)$$

Procediendo de manera similar, se puede modelar un pozo actual con docenas de cambios en su historia; también se puede modelar la historia de tasas para un pozo con tasa continuamente variable (con una secuencia de períodos de tasa constante a una tasa promedio durante el período) pero, muchos casos resultan en una larga ecuación, tediosa para cálculo manual. Note, sin embargo, que tal procedimiento sólo es válido si la ecuación es válida para el tiempo total transcurrido desde que el pozo empezó a fluir en su tasa inicial es decir, que para el tiempo t , (r_i) debe ser menor o igual a (r_e) .

Como se observa anteriormente el principio de superposición en tiempo es aplicado principalmente para cuando existe flujo radial, y para que su análisis sea más rápido se extiende esta función para los demás flujos presentes en la prueba generando un posible error el cual es de estudio en este trabajo.

A continuación se expone las ecuaciones las cuales se utilizan para calcular el tiempo de superposición, estas ecuaciones son utilizadas dentro de este trabajo para determinar el tiempo de superposición de cada régimen de flujo, por medio de ellas se determina si existe un riesgo considerable en el análisis de una prueba con caudal variable cuando se interpreta toda la prueba solo con el tiempo de superposición para el flujo radial en comparación con usar tiempo de superposición para cada régimen de flujo.

Radial. Se presenta al inicio de la prueba con pendiente en la curva de derivada de presión adimensional igual a cero y con corte en $t_D * P_D' = 0.5$. Principalmente se utiliza para calcular la permeabilidad de la formación y el factor de daño mecánico, la ecuación que se muestra a continuación, es la ecuación usada para el cálculo del tiempo radial de superposición, la cual proviene de arreglar la ecuación (5)

$$\frac{P_i - P_{wf}(t)}{q_N} = \frac{162.6\mu B}{kh} \left\{ \sum_{j=1}^N \left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \right) \log(t - t_{j-1}) + \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.2275 + 0.8686s \right\} \quad (6)$$

Luego,

$$m' = \frac{162.6\mu B}{kh} \quad (7)$$

Y,

$$b' = \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \quad (8)$$

Entonces la ecuación se convierte en:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \right) \log(t - t_{j-1}) + b' \quad (9)$$

En el que la ecuación del tiempo de superposición radial está definida como:

$$X_{n_rad} = \sum_{j=1}^n \left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \right) \log(t - t_{j-1}) \quad (10)$$

Entonces el tiempo equivalente de superposición radial se ajusta para que sea:

$$t_{eq_rad} = 10^{X_{n_rad}} \quad (11)$$

De manera muy similar las funciones para los flujos bilineal, lineal, esférico, elíptico y pseudo-estable de superposición de derivan respectivamente y se presentan a continuación.

Flujo Bilineal

Régimen de flujo resultante de flujos lineales simultáneos combinados en direcciones perpendiculares. Este régimen de flujo ocurre con más frecuencia en pruebas de pozos fracturados hidráulicamente y ocurre para fracturas de conductividad finita donde existe flujo lineal tanto en la fractura como en el plano de la fractura. Este régimen de flujo se reconoce por una pendiente de 1/4 en la derivada de la presión en el gráfico de diagnóstico logarítmico. Su presencia permite la determinación de la conductividad de la fractura.

La superposición en tiempo para este flujo está definido como:

$$X_{n_bil} = \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \sqrt{t - t_{j-1}} \quad (12)$$

Y el tiempo equivalente es representado por la misma expresión anterior:

$$t_{eq_bil} = X_{n_bil}^4 \quad (13)$$

Flujo Dual-lineal. El flujo dual lineal, denominado en la literatura doble flujo lineal o flujo lineal en dos direcciones, se presenta en todas las gráficas con una pendiente de 1/2 en la curva de derivada de presión. Es el régimen más característico para el yacimiento rectangular planteado, y se muestra con mayor claridad cuando el pozo se ubica en el centro del mismo.

Flujo Lineal. Es el flujo lineal en una sola dirección o lineal puro, se presenta solo en el grupo de gráficas de pozo cerca de la frontera cerrada con pendiente en la curva de derivada de presión igual a 1/2, y se muestra con mayor claridad cuando el pozo se ubica sobre una frontera. En las gráficas se observa que cuando el pozo tiende a acercarse a la frontera cerrada, el flujo lineal aumenta y el flujo dual lineal disminuye y que existe un periodo de transición entre estos dos flujos.

Estos dos flujos que se presentan anteriormente están definidos por la siguiente ecuación:

$$X_{n_lin} = \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \sqrt{t - t_{j-1}} \quad (14)$$

Y el tiempo equivalente es calculado de la siguiente manera

$$t_{eq_lin} = X_{n_lin}^2 \quad (15)$$

Flujo Esférico

Ocurre cuando las líneas de corriente convergen a un punto. Este régimen ocurre en pozos que han sido parcialmente completados o formaciones parcialmente penetradas. Para el caso de completamiento parcial o penetración parcial cerca al tope o la base de la formación, la capa impermeable más cercana impone un flujo hemisférico. Tanto el flujo esférico como el hemisférico son vistos en la curva de la derivada como una pendiente negativa con valor de 0.5. Una vez determinada la permeabilidad del flujo radial, esta puede usarse con la permeabilidad horizontal para determinar la permeabilidad vertical. Esta última es importante para predecir conificación de gas o agua.

La superposición en este tipo de flujo está gobernada por la ecuación:

$$X_{n_sph} = \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \frac{1}{\sqrt{t - t_{j-1}}} \quad (16)$$

El tiempo equivalente corresponde a:

$$t_{eq_sph} = 1 / X_{n_sph}^2 \quad (17)$$

Las ecuaciones (16) y (17) se extienden al flujo parabólico y al flujo hemisférico.

Flujo Elíptico

Se presente en pozos horizontales o en pozos hidráulicamente fracturados exhibiendo una pendiente positiva de 0.36. Este se presenta en fracturas largas y pozos horizontales donde la geometría de las líneas de corriente son de naturaleza elíptica.

La superposición en tiempo para este flujo está definido como:

$$X_{n_ell} = \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} (t - t_{j-1})^{0.36} \quad (18)$$

Y el tiempo equivalente es representado por la misma expresión anterior:

$$t_{eq_ell} = X_{n_ell}^{25/9} \quad (19)$$

Flujo Pseudo-estable. Este período de flujo se origina en el grupo de pozos cerca de la frontera de no flujo cuando la onda de presión toca la frontera lejana de no flujo y se reconoce por una pendiente unitaria en la curva de derivada de presión, a tiempos muy tardíos la curva de presión se aproxima a la de la derivada de presión formando una sola línea. Cuando en una prueba de presión se alcanza este flujo, se espera que se presenten en totalidad los regímenes de flujo anteriormente mencionados. Para el grupo de gráficas

cuando el pozo se acerca a la frontera abierta, y la frontera lejana es cerrada, la línea de pendiente 1 de flujo pseudo-estable no se presenta, aquí se observa que la curva de derivada de presión se levanta un poco hasta un punto máximo y luego cae, debido a la influencia de la frontera de presión constante.

La superposición en tiempo para este flujo está definido como:

$$X_{n_pss} = \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} (t - t_{j-1}) \quad (20)$$

Y el tiempo equivalente es representado por la misma expresión anterior:

$$t_{eq_pss} = X_{n_pss} \quad (21)$$

CAPITULO 2. APLICACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN EN TIEMPO

El análisis de los efectos que se generan al superponer flujo radial a otros regímenes de flujo se realiza en este trabajo por medio de simulaciones de pruebas de presión (multi-tasa) realizadas en un software comercial, donde se establecen parámetros de yacimiento y de fluidos los cuales se muestran a continuación en la tabla 1. En este trabajo se elaboran diferentes simulaciones de pruebas de presión (multi-tasa) para analizar las diferentes funciones de superposición mencionadas en el capítulo anterior.

En términos generales se selecciona una formación alargada para realizar las simulaciones de las pruebas de presión (multi-tasa), esto con el fin de en una misma prueba se observe los diferentes regímenes de flujo, lo primero que se realiza es la simulación de una prueba de presión a caudal constante (300 BPD) donde se observa los tiempos aproximados en que se presentan el flujo radial, flujo lineal y estado pseudoestable, Figura 2. Luego se preceden una serie de simulaciones en las cuales se varían los datos de yacimiento, fluido, tiempo y caudal para observar y analizar el comportamiento de diferentes funciones de superposición según el caso.

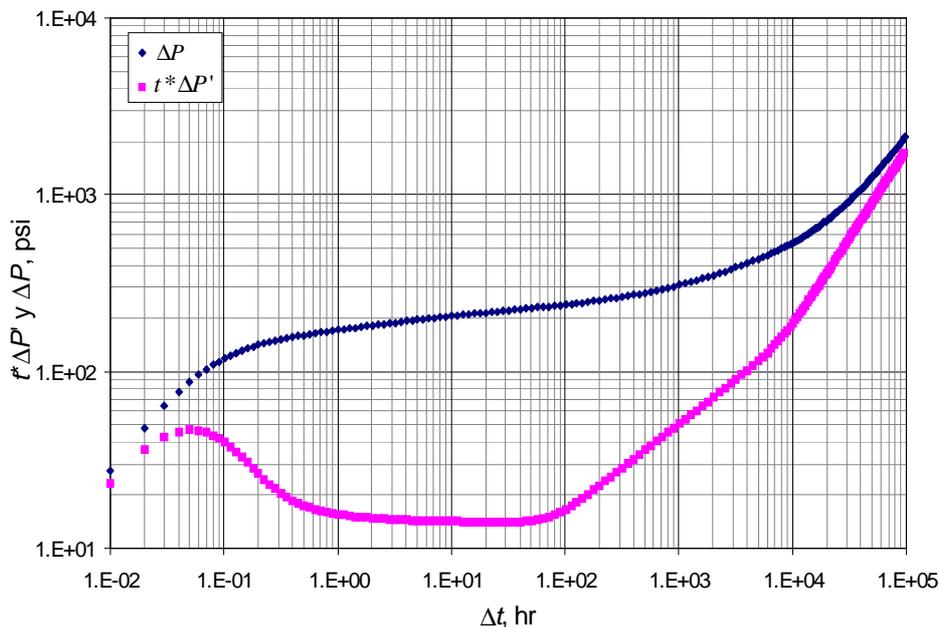


Figura 2. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión a caudal constante, en un yacimiento alargado. (Log-Log)

Tabla 1. Datos de Yacimiento y Fluido, para ejemplos y simulaciones

Parámetro	Casos 1-4	Fractura Hidráulica Caso 5	Pozo Horizontal Caso 6
P_i , psi	3000	3000	3000
B , bbl/STB	1,3	1,3	1,3
h , ft	30	30	100
r_w , ft	0,3	0.3	0.3
c_t , 1/psi	$1,9 \times 10^{-5}$	$1,9 \times 10^{-5}$	$1,9 \times 10^{-5}$
k , md	200	200	44
μ , cp	3	3	3
ϕ , %	0.1	0.1	0.1
X_E , ft	3000	4000	4000
Y_E , ft	30000	15000	15000
C , bbl/psi	0,005	0,005	0,005
x_f , md	---	200	---
k_{fW_E} , md- ft	---	5000	---
Z_w , ft	---	---	50
L_w , ft	---	---	700

2.1 CASO 1. TIEMPO Y CAUDAL DESCONTROLADOS

En esta simulación de la prueba de presión (multi-tasa) los tiempos de variación de caudal y el caudal son incontrolados, es decir, que no se tiene ningún tipo de manejo en estas variables, dichos valores de tiempos y de caudales fueron tomados de manera aleatoria. Tabla 2.

En la figura 3. Se observa el comportamiento de la simulación de la prueba de presión (multi-tasa), con los parámetros de fluido y yacimiento establecidos en la tabla 1, y utilizando los datos de tiempo y caudal de la tabla 2. En este caso se inicia con el proceso de aplicar las diferentes funciones de superposición para cada régimen de flujo.

Se observa que en la gráfica existe un ruido generado por (1) los cambios de caudal y (2) el final que cada periodo de flujo; la presión como la derivada de la presión se alejan muy poco de su comportamiento normal, en términos generales se puede distinguir los diferentes regímenes de flujo. Dado que hasta el momento se utiliza la función de superposición de flujo radial a los otros regímenes de flujo, este comportamiento es el

que se toma como punto de comparación y como objetivo primordial se establece si se acepta o no realizar esta aproximación.

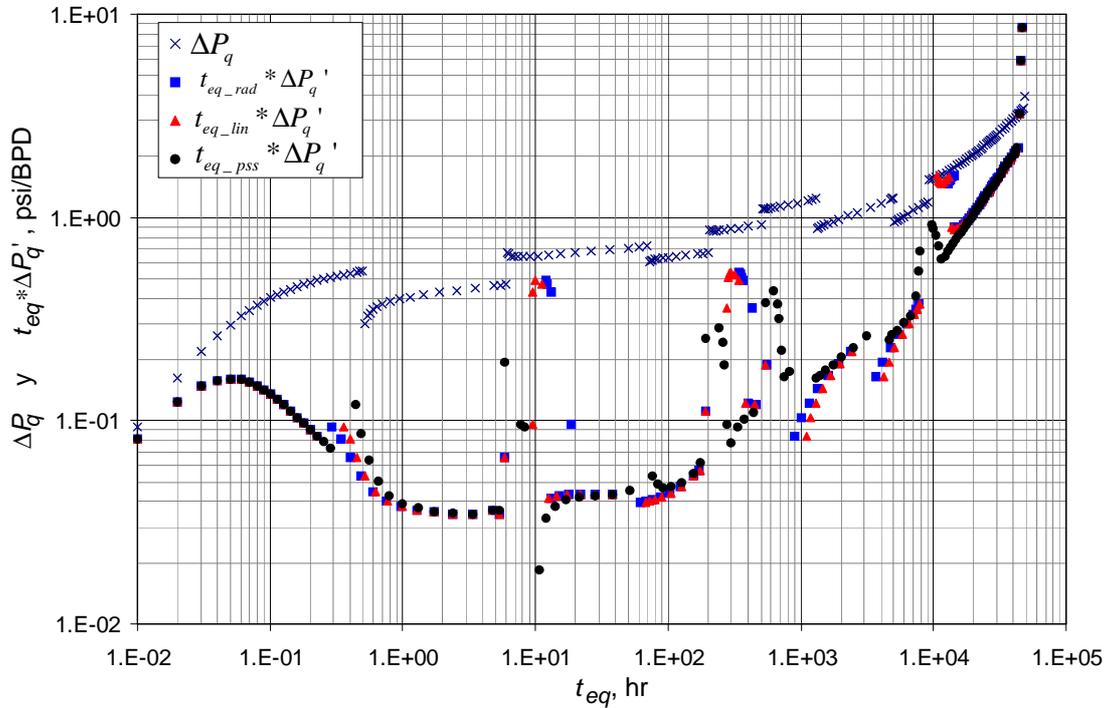


Figura 3. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa frente a diferentes tiempos equivalentes radial, lineal y pseudo-estable, en un yacimiento alargado. (Log-Log)

Tabla 2. Tiempo y Caudal Aleatorios para Caso 1, Caso 5 y caso 6

t , hr	q , BPD	t , hr	q , BPD
0,5	300	3700	350
5,5	430	4000	425
64	330	6000	360
130	380	8000	315
300	310	20000	225
800	270	60000	306

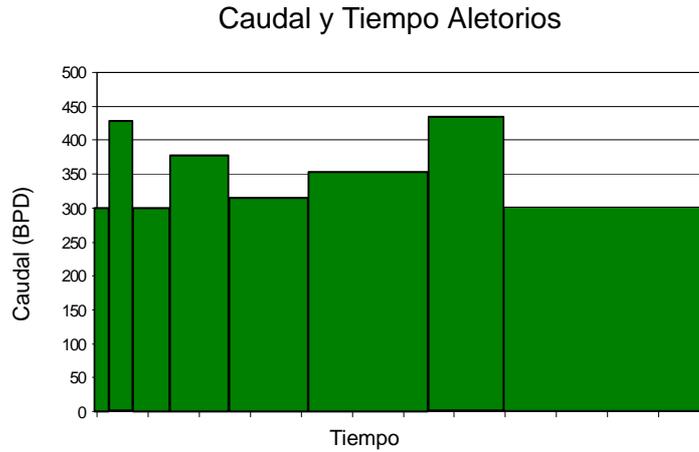


Figura 4. Tiempos y Caudales descontrolados para los casos 1, 5 y 6

.2 CASO 2. TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL DESCONTROLADO

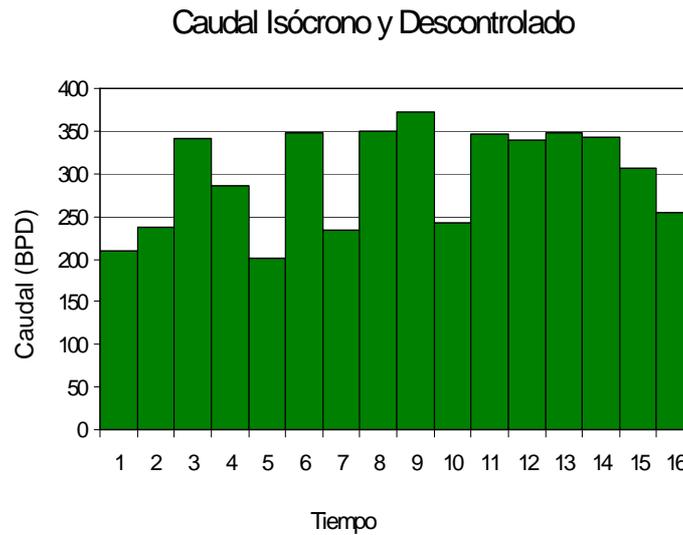


Figura 5. Tiempo isócrono y Caudales descontrolados para el caso 2

En esta simulación de la prueba de presión (multi-tasa) los tiempos de variación del caudal son controlados, en este caso es llamado tiempo isócrono, pero la magnitud y la forma como varía el caudal es incontrolado, estos valores de caudal fueron tomados de forma aleatoria y se encuentran plasmados en la tabla 3.

Tabla 3. Tiempo controlado y caudal incontrolado, controlado creciente y controlado decreciente para Caso 2, Caso 3 y Caso 4

<i>t</i> , hr	<i>q</i> , BPD		
	Cambio incontrolado	Creciente	Decreciente
0,5	209	300	440
3	237	303	418
6	341	318,15	397,1
9	285	321,33	377,25
30	201	337,4	358,39
60	348	340,8	340,46
90	233	357,8	323,44
300	349	361,4	307,27
600	373	379,46	291,9
900	242	383,25	277,31
3000	346	402,41	263,44
6000	339	406,44	250,27
9000	348	426,76	237,76
30000	342	431,03	225,87
60000	307	452,6	214,58
90000	254	457,1	203,85

En la figura 6 se puede observar el comportamiento de este caso, como se espera la presión y la derivada de la presión se presentan algo ruidosas en los tiempos de cambio de caudal incontrolado, pero se puede observar los diferentes regímenes de flujo.

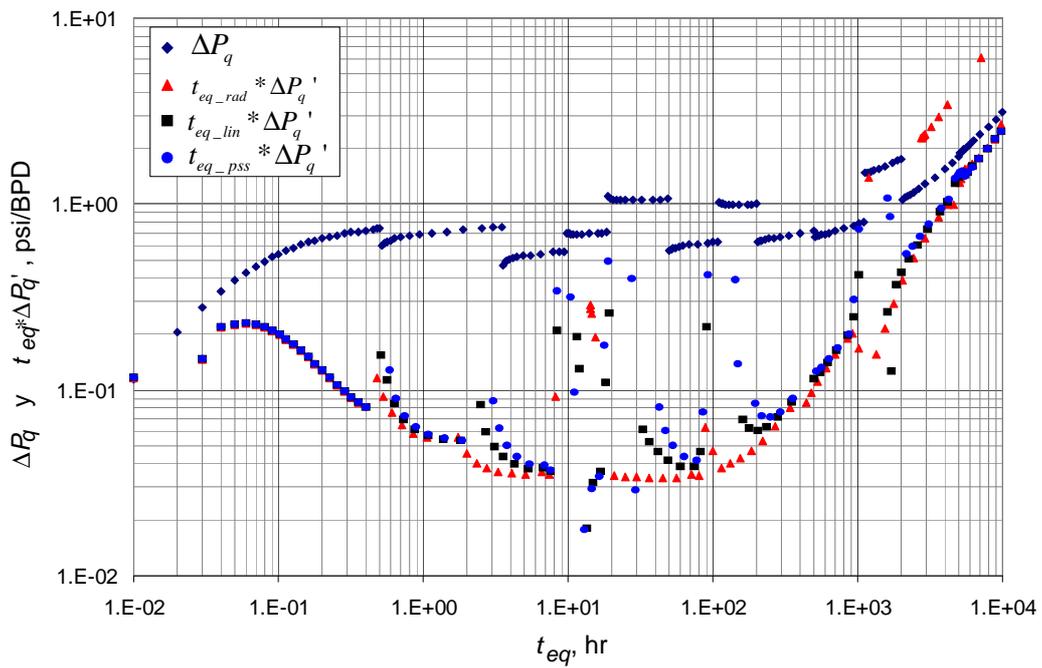


Figura 6. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal incontrolado y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, lineal y pseudo-estable, en un yacimiento alargado. (Log-Log)

2.3 CASO ·3. TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL CONTROLADO ASCENDENTE

Caudal Isocrono y Ascendente

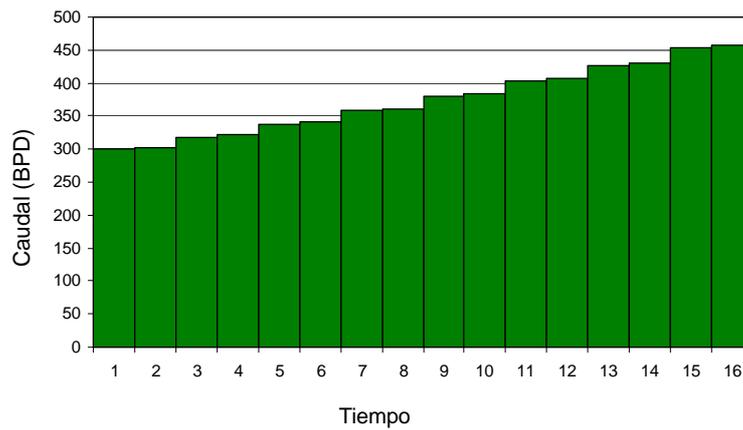


Figura 7. Tiempo isócrono y Caudal ascendente

En esta simulación de la prueba de presión (multi-tasa) los tiempos de variación del caudal son controlados, en esta ocasión se controla la magnitud del caudal, en este caso crece de manera porcentual al paso del tiempo. Tabla 3.

La figura 8, ilustra la presión y la derivada de la presión frente al tiempo equivalente de cada régimen de flujo, el caudal en este caso tiene un crecimiento promedio porcentual frente al caudal anterior, este inicia en 300 BPD y a tiempos isócronos se genera su aumento. Puede observarse que los cambios de caudal en este caso no generan un ruido que excesivo, además las tres funciones de superposición son muy semejantes.

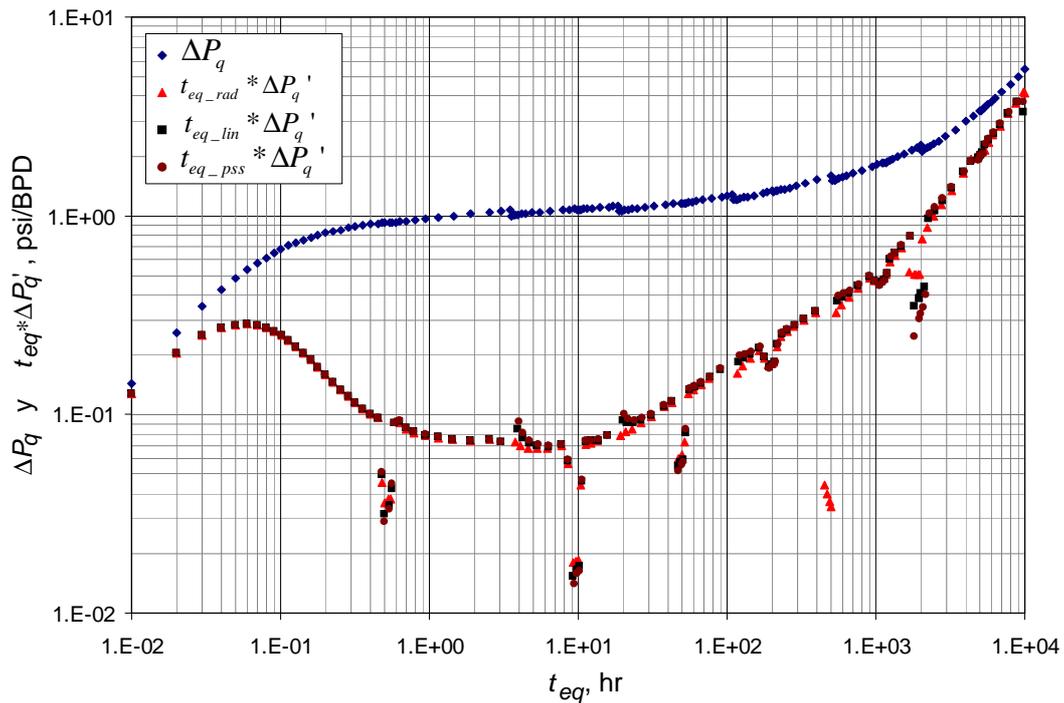


Figura 8. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal controlado ascendente y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, lineal y pseudo-estable, en un yacimiento alargado. (Log-Log)

2.4 CASO 4. TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL CONTROLADO DESCENDENTE

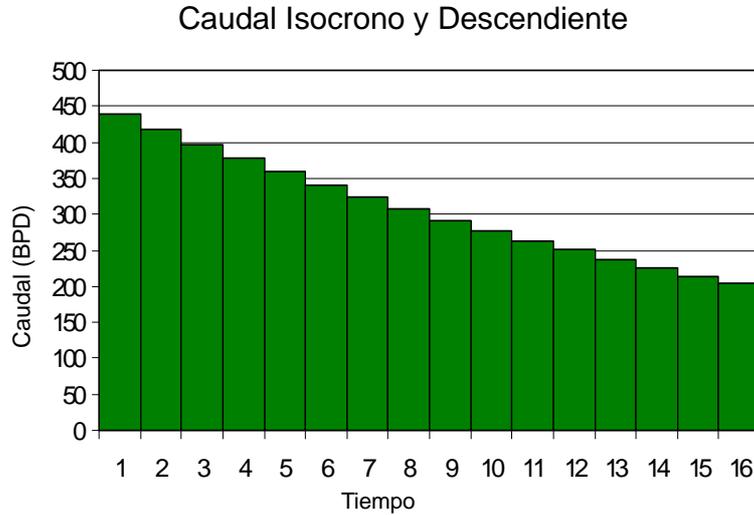


Figura 9. Tiempo isócrono y Caudal descendente

En esta simulación de la prueba de presión (multi-tasa), los tiempos de variación del caudal son controlados de una forma isócrona, y en este caso el caudal es controlado de una forma descendente con un decrecimiento promedio de 5% (ver. Tabla 3), iniciando el caudal en 440 BPD y a tiempos isócronos se genera el decrecimiento

En la figura 10, se ilustra la presión y derivada de la presión frente al tiempo equivalente de cada régimen de flujo como en todos los casos se presenta con ruido en los momentos de la variación del caudal, aunque se alcanza a visualizar los diferentes regímenes de flujo; las diferentes funciones de superposición se presentan muy semejantes en los momentos intermedios de los cambios de flujo.

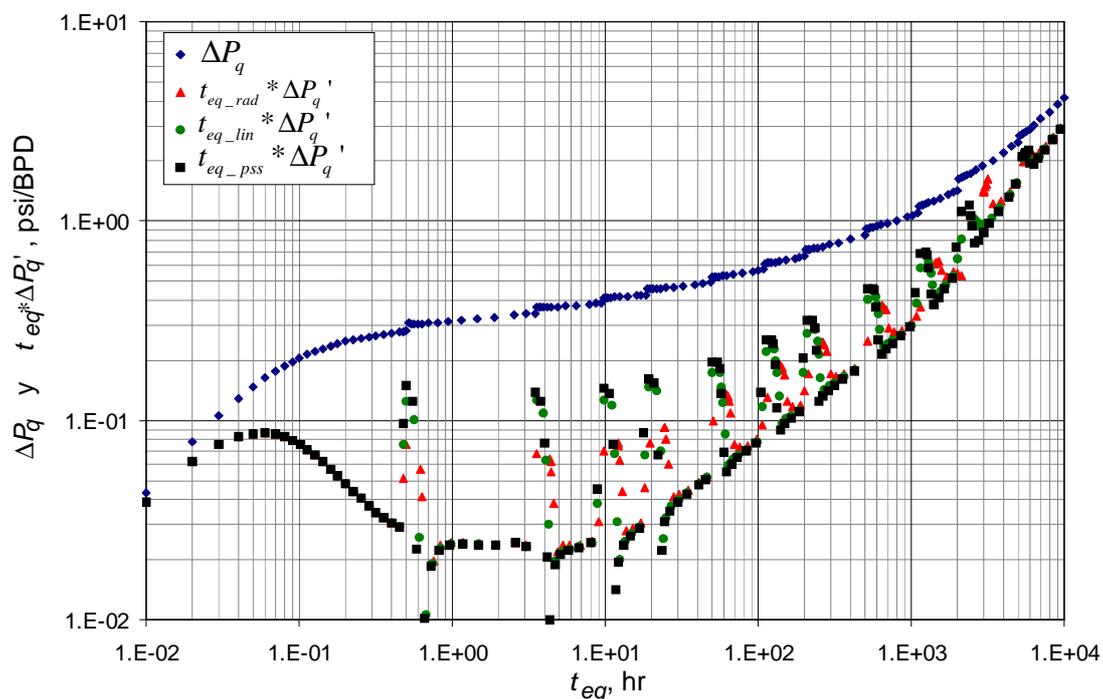


Figura 10. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal controlado descendente y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, lineal y pseudo-estable, en un yacimiento alargado. (Log-Log)

2.5 CASO 5. FRACTURA HIDRÁULICA

En esta simulación de la prueba de presión se realiza una prueba multi-tasa en un pozo vertical con fractura hidráulica según los parámetros de la tabla 1. En este caso el tiempo es controlado de forma isócrona y el caudal es seleccionado de forma aleatoria, son utilizados los datos de tiempo y caudal plasmados en la 2 columna de la Tabla 3, el yacimiento es de forma alargada con pozo descentrado como se muestra en la tabla 1.

En la figura 11 se observa la presencia del régimen de flujo bilineal característico de un yacimiento con fractura hidráulica. Por tener un yacimiento como se muestra en la figura 12, se observa que se presenta el flujo parabólico descrito años atrás por Escobar, Muñoz, Sepúlveda, y Montealegre (2005). Para este caso el punto de comparación también es la función de superposición radial, que se compara con las funciones de superposición del flujo bilineal y parabólico

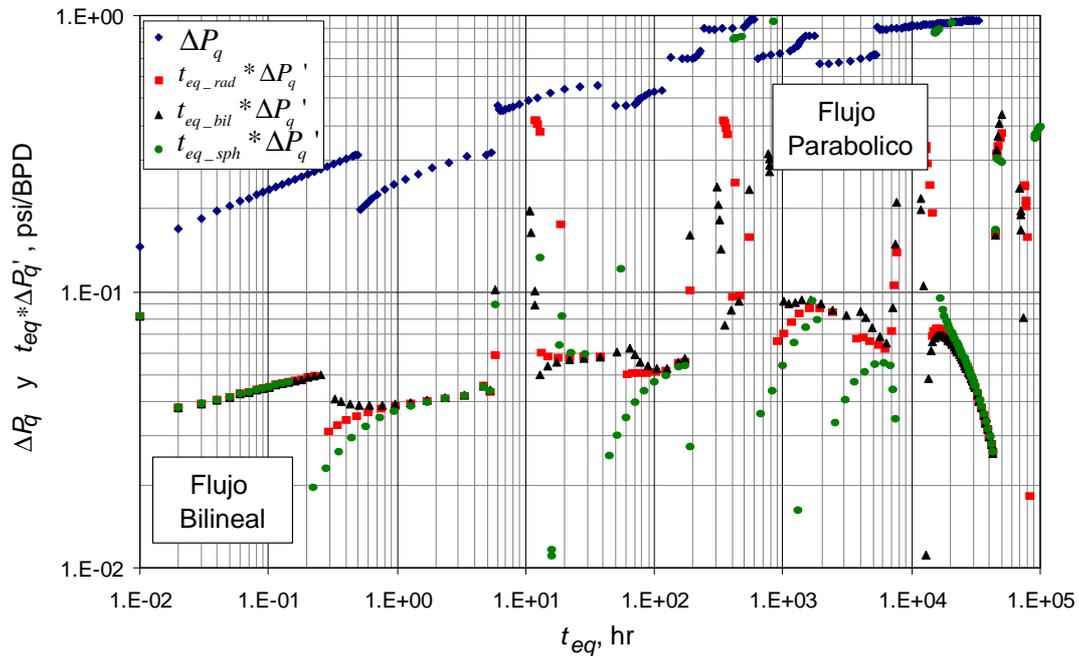


Figura 11. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal aleatorio y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, bilineal y parabólico, en un yacimiento alargado con pozo descentrado fractura hidráulica y fronteras mixtas. (Log-Log)



Figura 12. Esquema de Yacimiento simulado para el caso 5

2.6 CASO 6. POZO HORIZONTAL

En esta simulación de la prueba de presión (multi-tasa) se realiza una prueba en un pozo horizontal, según parámetros señalados en la tabla 1, en este caso el tiempo tiene un control isócrono, mientras el caudal no tiene ningún tipo de control, es decir se determina de forma aleatoria, estos datos también corresponden a los del caso 2. Tabla 3.

En la figura 13, se observa el flujo elíptico característico de los pozos horizontales, en este caso el análisis de los efectos de superposición se realiza también entre la función de superposición del flujo radial y la función de superposición del flujo elíptico. Como se observa en la mayoría del tiempo la derivada tiene efectos de ruido principalmente en los momentos de variación de caudal y en los momentos de cambio de flujo

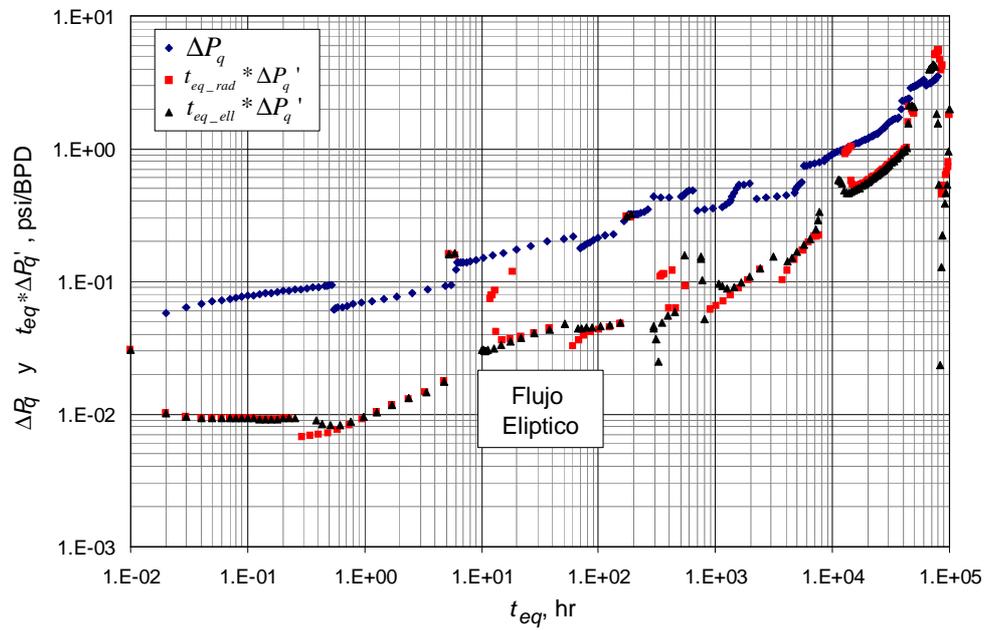


Figura 13. Presión y derivada de la presión de una prueba de presión multi-tasa con caudal aleatorio y tiempo isócrono frente a diferentes tiempos equivalentes radial, y elíptico, en un yacimiento alargado con pozo horizontal. (Log-Log)

CAPITULO 3. COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN

En el proceso de comparación de las funciones de superposición se tiene como referente la función de superposición de flujo radial, la cual a lo largo del tiempo ha sido utilizada para interpretar por completo las pruebas de presión multi-tasa sin discriminar el régimen de flujo, generando un error en la interpretación que se cuantifica a continuación.

3.1 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 1. TIEMPO Y CAUDAL DESCONTROLADOS

Dentro del proceso de comparación de las funciones de superposición, el primer paso se realiza un proceso de filtrado de la prueba, la cual consiste en suprimir los datos más ruidosos debido a los cambios de caudal y continuamente graficar la derivada respecto al número de datos. En la figura 14, se observa cómo los datos del caso 1 antes de ser filtrados y en orden del número de dato.

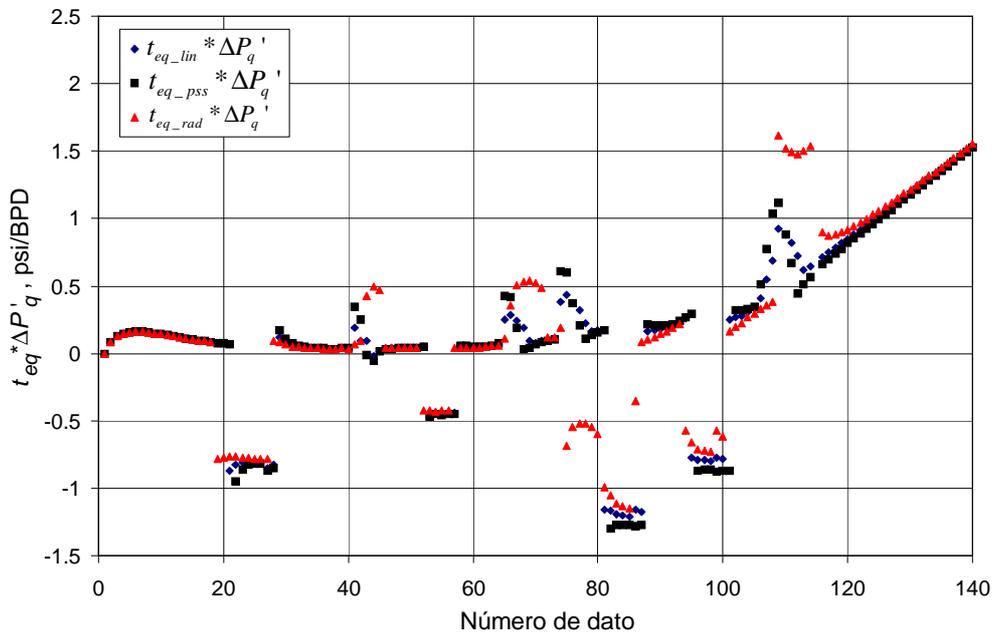


Figura 14. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, antes del proceso de filtrado, Caso 1. (Cartesiana)

En la figura 15, se plasman los datos después del proceso de filtración, seguidamente se les realiza un proceso de comparación según la magnitud entre las diferentes funciones de superposición.

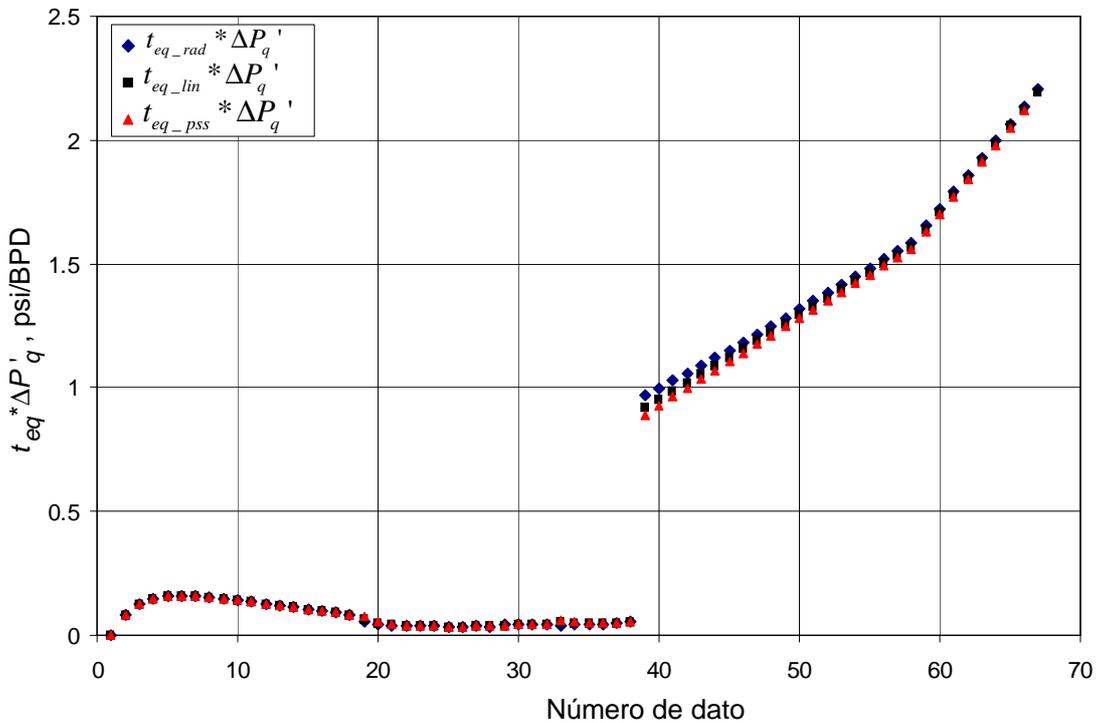


Figura 15. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 1. (Cartesiana)

Al calcular diferencia en el valor entre la función de superposición del flujo radial con respecto a la función de superposición del flujo lineal tenemos un valor promedio de 0.0014 psi/BPD, mientras el valor de la diferencia entre la función de superposición del flujo radial y la función de superposición del estado pseudo-estable equivale a 0.0024 psi/BPD, en la figura 16 se grafica esta diferencia, como se puede observar en este caso la diferencia entre las funciones de superposición no es significativa, en los demás casos que se presentan a continuación se omiten el gráfico de los datos antes del filtrado, y además se presente de manera breve el análisis de cada caso.

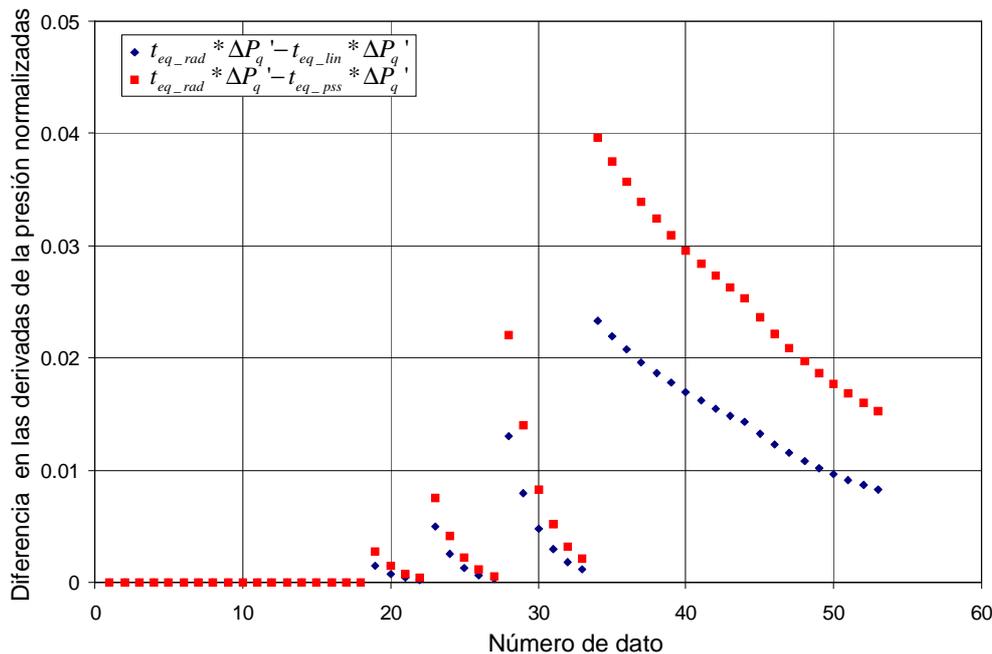


Figura 16. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial – lineal y radial pseudo-estable, en la derivada, Caso 1 (Cartesiano)

Se puede percibir en la figura anterior que las diferencias entre las funciones de superposición van en aumento con el paso del tiempo, además las diferencias son mayores mientras existe el cambio de caudal o de flujo como se percibe antes de realizar el filtrado, aun así el error es muy pequeño comparado con la magnitud del valor de la derivada.

3.2 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 2. TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL DESCONTROLADO

Luego del filtrado de los datos tenemos la figura 17, en la que se ilustra el número de dato contra la derivada, se observa como son congruentes los datos en los diferentes regímenes de flujo.

Al calcular diferencia en el valor entre la función de superposición del flujo radial con respectó a la función de superposición del flujo lineal tenemos un valor promedio de 0.0099 psi/BPD, y entre la función de superposición del flujo radial y la función de superposición del estado pseudo-estable equivale a 0.017 psi/BPD, como se muestra en la figura 18.

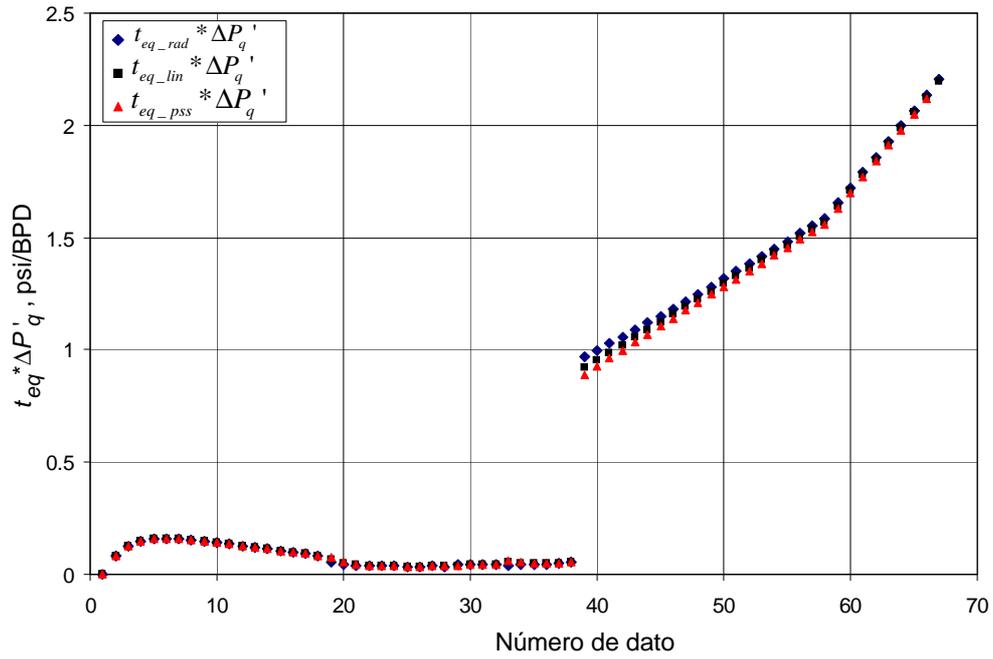


Figura 17. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 2. (Cartesiana)

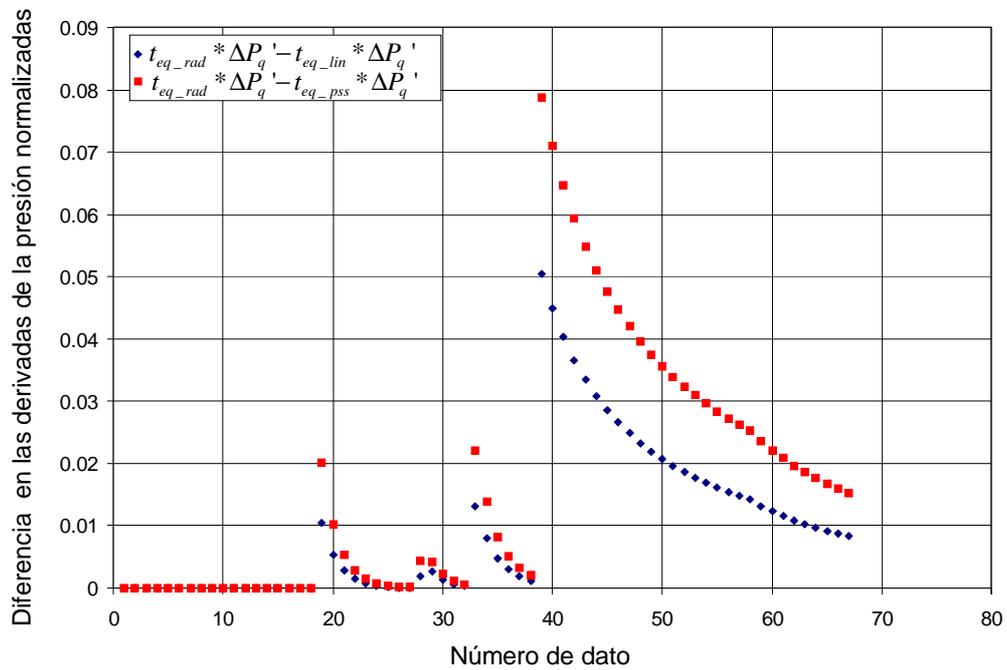


Figura 18. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial – lineal y radial pseudo-estable, en la derivada, Caso 2 (Cartesiano)

3.3 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO ·3, TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL CONTROLADO ASCENDENTE

La figura 19 presenta los datos de este caso después de ser filtrados, se observa que al tener cambios de caudal ascendente con tiempo isócrono, después del proceso del filtrado en comparación con las pruebas anteriores, el número de datos es mayor, esto debido a que el ruido ha sido disminuido como consecuencia al control que se tiene en los datos de caudal y tiempo.

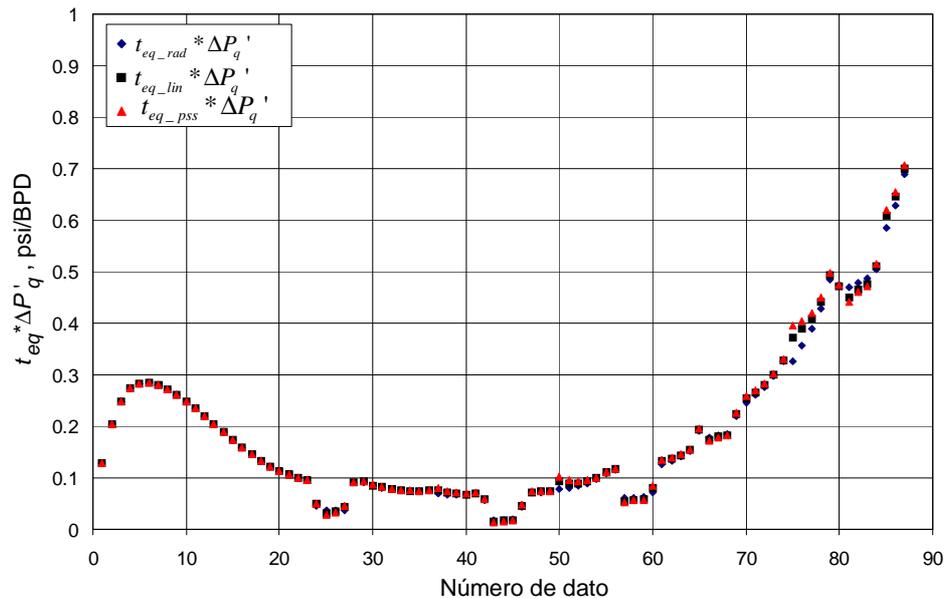


Figura 19. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 3. (Cartesiano)

Al calcular diferencia en el valor entre la función de superposición del flujo radial con respectó la función de superposición del flujo lineal tenemos un valor promedio de 0.0078 psi/BPD, y entre la función de superposición del flujo radial y la función de superposición del estado pseudo-estable equivale a 0.0011 psi/BPD, como se muestra en la figura 20.

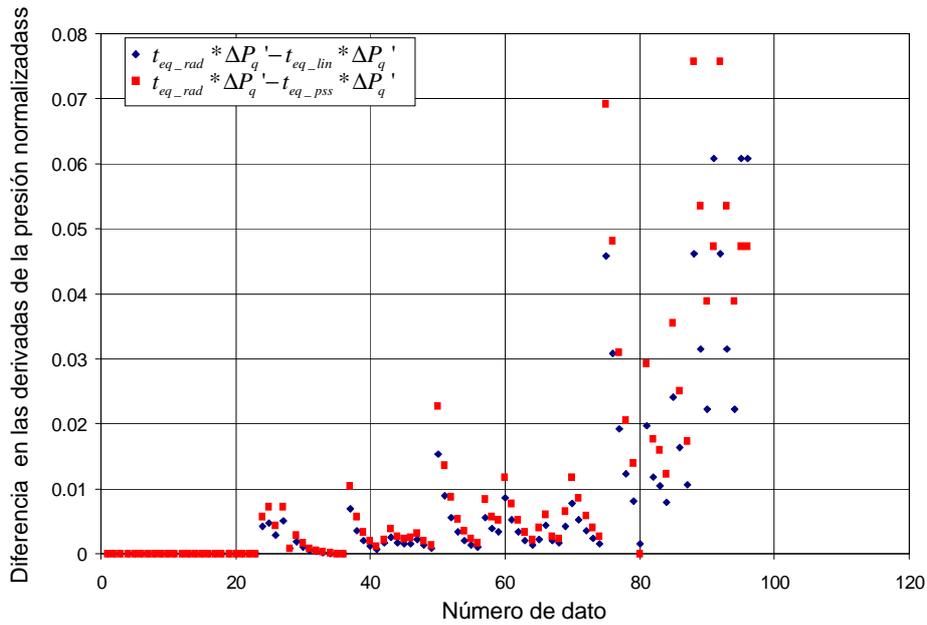


Figura 20. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial – lineal y radial pseudo-estable, en la derivada, Caso 3 (Cartesiano)

3.4 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 4, TIEMPO ISÓCRONO Y CAUDAL CONTROLADO DESCENDENTE

En la figura 21 se plasman los datos filtrados para este caso

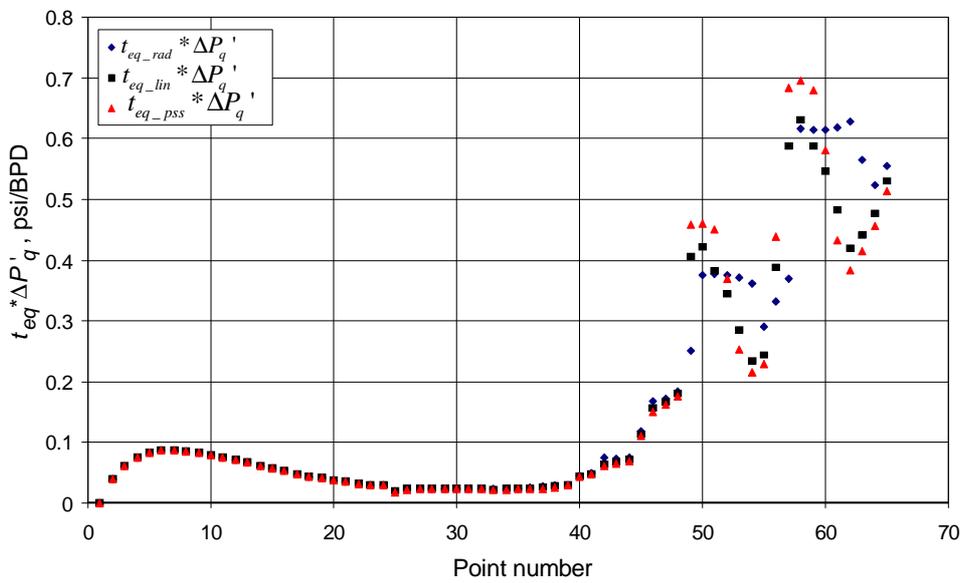


Figura 21. Derivada flujo radial, lineal y pseudo-estable frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 4. (Cartesiano)

Se percibe un comportamiento normal de los datos antes del flujo pseudo-estable, aun así al calcular diferencia en el valor entre la función de superposición del flujo radial con respectó a la función de superposición del flujo lineal tenemos un valor promedio de 0.023 psi/BPD, y entre la función de superposición del flujo radial y la función de superposición del estado pseudo-estable equivale a 0.032 psi/BPD, como se muestra en la figura 22, en este caso los valores de la diferencias al parecer son altos pero al compararlos con los valores de la derivada no representa mayor diferencia entre las funciones, si se retoma a la figura 10, se puede ver que se percibe muy bien el comportamiento de los diferentes flujos.

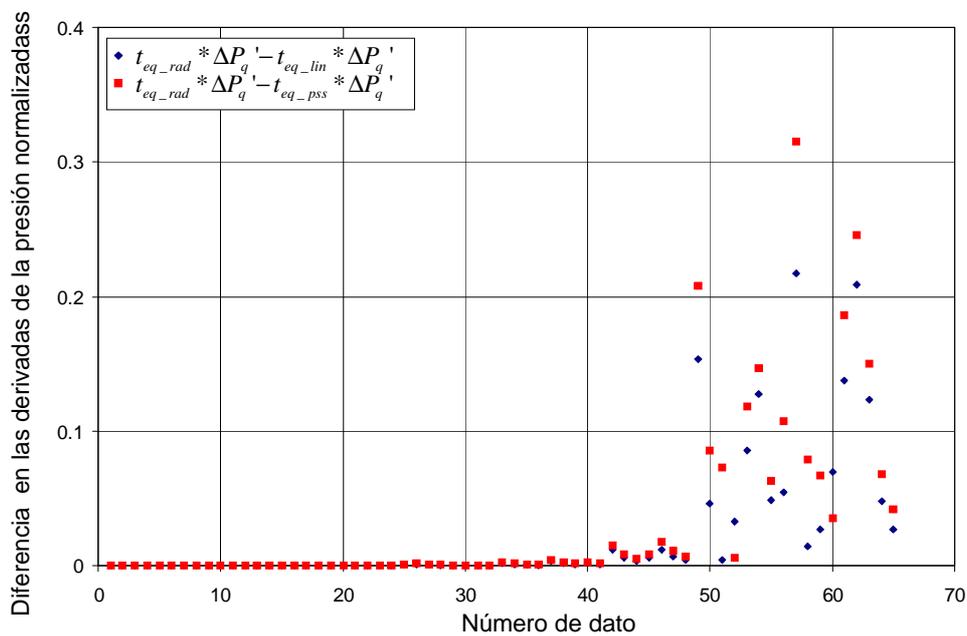


Figura 22. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial – lineal y radial pseudo-estable, en la derivada, Caso 4 (Cartesiano)

3.5 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 5. FRACTURA HIDRÁULICA

En este caso de un pozo vertical con fractura hidráulica donde encontramos dos flujos característicos bilineal y parabólico se presenta alto ruido tanto en la figura de la presión y la derivada frente al tiempo, como en la figura de la derivada frente al número de dato después del proceso de filtrado, este efecto de dispersión es el más alto observando en los diferentes casos.

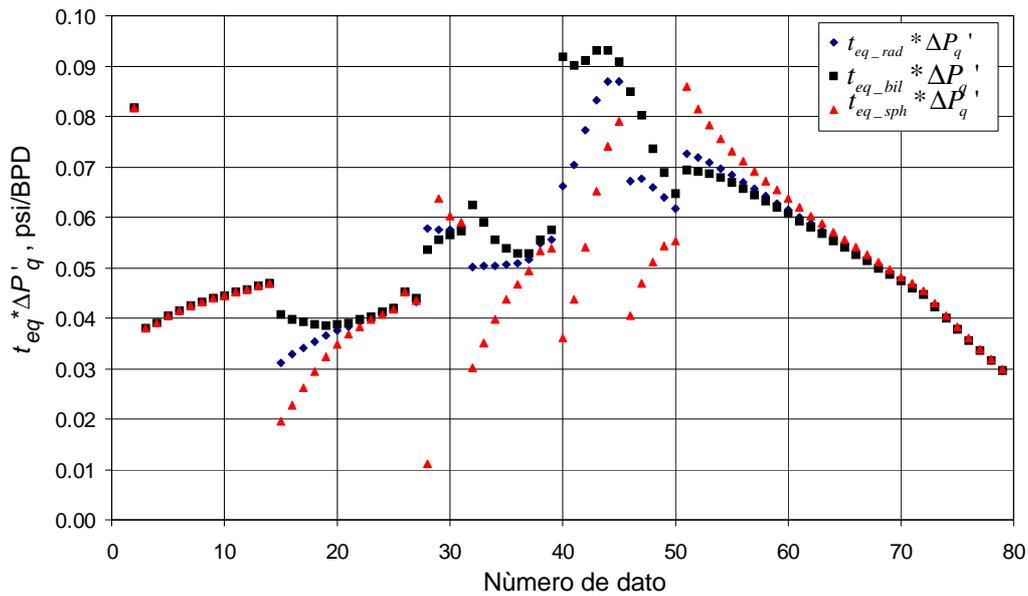


Figura 23. Derivada flujo radial, bilineal y parabólico frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 5. (Cartesiano)

Al proceder a calcular la diferencia entre la función de superposición de flujo radial y la función de superposición de flujo bilineal se tiene un valor de error promedio de 0.002858 y entre la función de superposición flujo radial y la función de superposición de flujo parabólica se tiene un valor de error promedio de 0.00563419.

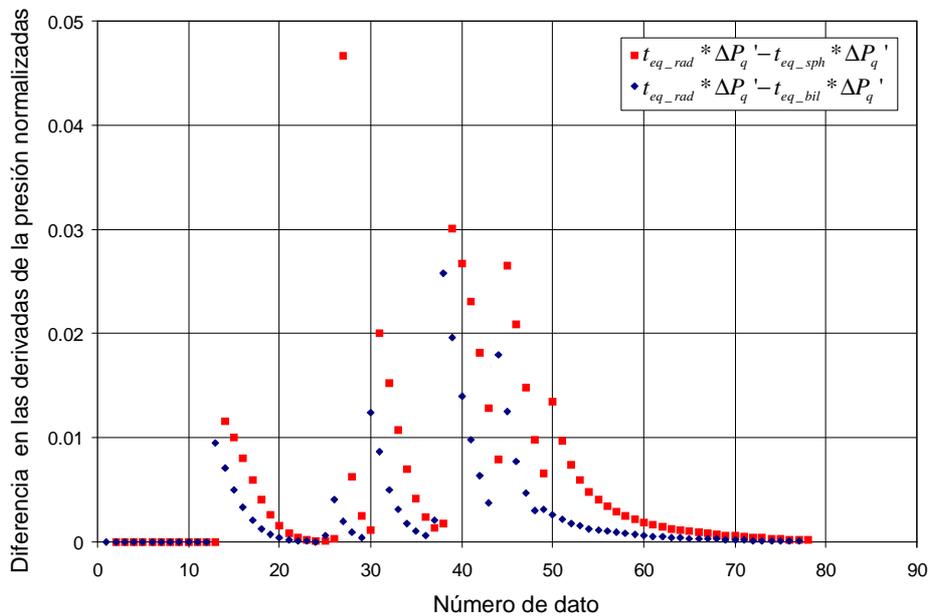


Figura 24. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial –bilineal y radial parabólico, en la derivada, Caso 5 (Cartesiano)

3.6 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SUPERPOSICIÓN, CASO 6. POZO HORIZONTAL

Aunque en la figura 13. Se observa como la derivada presenta de forma ruidosa, aun así cuando los datos se pasan por el proceso de filtrado, el número de datos no se ve muy reducido. La figura 25, muestra los datos después del proceso de filtrado.

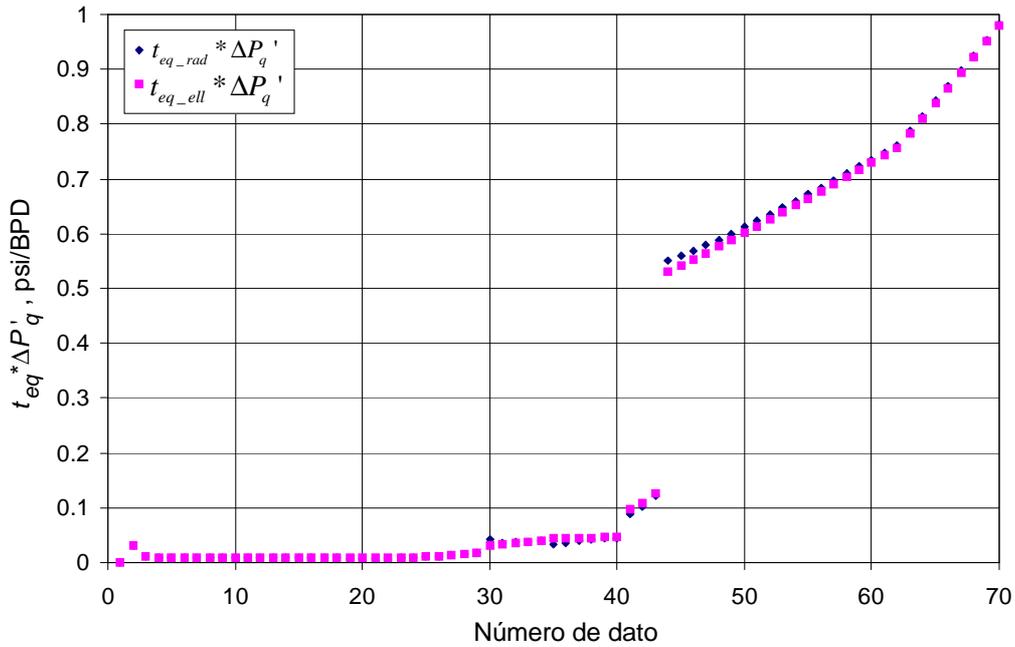


Figura 25 Derivada flujo radial- elíptico frente al número de dato, después del proceso de filtrado, Caso 6. (Cartesiano)

Al calcular la diferencia figura 26, entre la función de superposición del flujo radial con respecto a la de flujo elíptico el valor promedio es 0.00428172, siendo un valor muy pequeño con respecto al valor de las derivada, ratificando de nuevo que las funciones en sí no presentar mayor diferencia, en la figura 26 se observan los valores del error con respecto al número de dato.

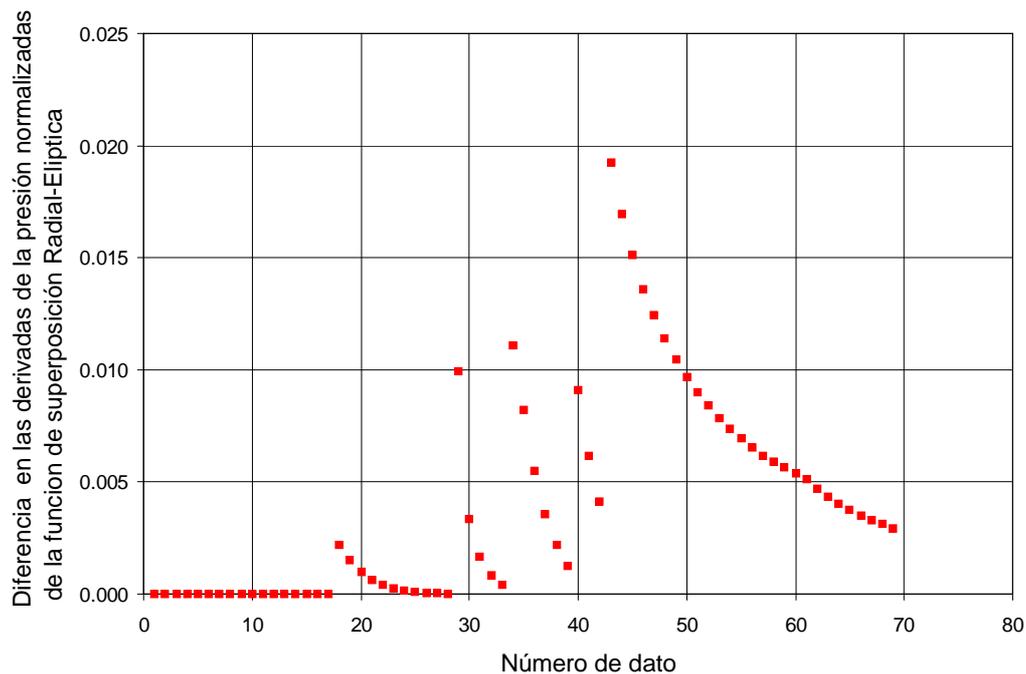


Figura 26. Diferencias entre la función de superposición del flujo radial - elíptico, en la derivada, Caso 6 (Cartesiano)

La tabla 4, que se presenta a continuación, presenta en resumen los valores de los errores promedios de los diferentes casos que son de análisis en este trabajo.

Tabla 4. Resumen de los errores promedios entre el valor de la derivada de las diferentes casos y funciones de superposición

CASO	Radial-Lineal	Radial - Pseudoestable
1	0.00143238	0.00244249
2	0.00999592	0.01701252
3	0.00787595	0.01094802
4	0.02292843	0.03215965
	Radial - Bilineal	Radial-Parabolico
5	0.002858	0.00563419
	Radial – Elíptico	
6	0.00428172	

CAPITULO 4. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Dos ejemplos se presentan en este trabajo uno para calcular la presión promedio del yacimiento y el otro para el cálculo de la longitud de fractura en un pozo fracturado hidráulicamente, en ambos casos se tienen pruebas de presión multi-tasa, y se utilizan las diferentes funciones de superposición para observar los efectos que se generan al extender la función de superposición del flujo radial a toda la prueba, al comparar con los resultados obtenidos al discriminar cada régimen de flujo y aplicar su respectiva función de superposición.

4.1 Calculo de la Presión Promedia en una Prueba de Presión Multi-tasa

Una prueba de presión multi-tasa se simula con la información suministrada en la segunda columna de la tabla 1. En la figura 27 se presenta la presión y la derivada de la presión, y algunos puntos característicos.

Se pide calcular la presión promedio del yacimiento utilizando la función de superposición del flujo radial para toda la prueba y comparar el resultado al aplicar a cada flujo su respectiva función de superposición.

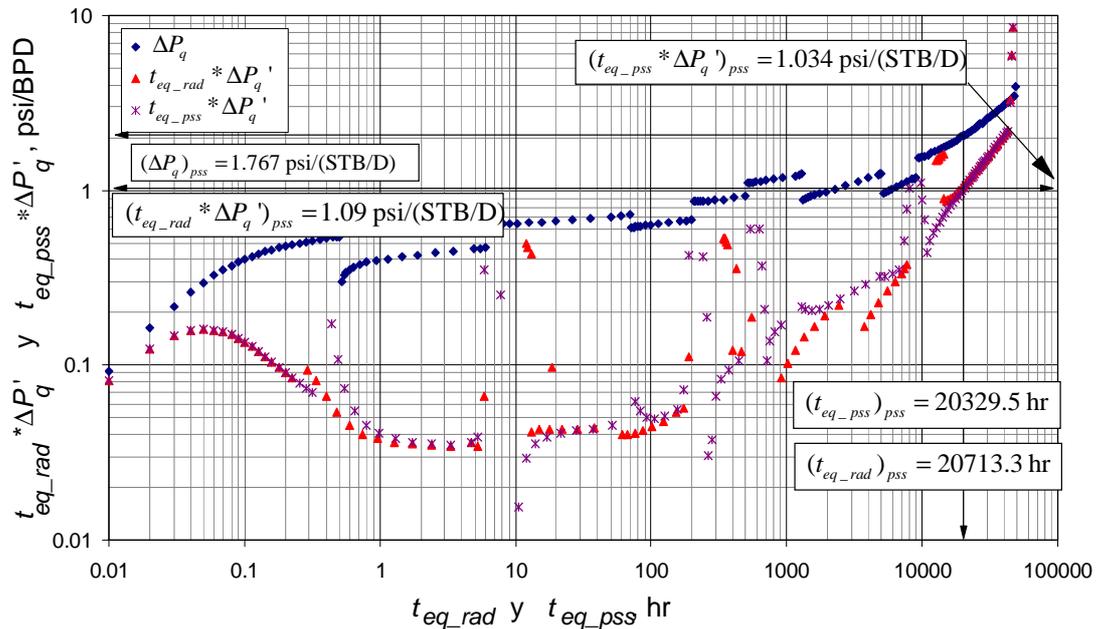


Figura 27, Presión y derivada de la presión para prueba multi-tasa, con tiempo equivalente radial y pseudo-estable. Ejemplo 1. (Log-Log)

SOLUCIÓN

Para el cálculo de la presión promedio en este tipo de pruebas Escobar, Ibagón y Montealegre (2007) presentan una metodología para la estimación de mencionado parámetro aplicado a la técnica *TDS*, Tiab (1993). El factor de Forma y la presión promedio se estiman utilizando un punto arbitrario en el estado pseudo-estable con las siguientes expresiones.

La siguiente información es leída de la figura 27.

$$(t_{eq_rad})_{pss} = 20713.3 \text{ hr} \quad (t_{eq_rad} * \Delta P_q')_{pss} = 1.09 \text{ psi/BPD}$$

$$(t_{eq_pss})_{pss} = 20239.5 \text{ hr} \quad (t_{eq_pss} * \Delta P_q')_{pss} = 1.034 \text{ psi/BPD}$$

$$(\Delta P_q)_{pss} = 1.767 \text{ psi/BPD}$$

Los parámetros anteriores son utilizados en las ecuaciones que se presentan a continuación, para estimar el factor de forma y la presión promedio del yacimiento.

$$C_A = \frac{2.2458A}{r_w^2} \left\{ \exp \left[\frac{\pi 0.001055 k t_{pss}}{\phi \mu c_t A} \left(\frac{(\Delta P_q)_{pss}}{(t * \Delta P_q')_{pss}} - 1 \right) \right] \right\}^{-1}$$

$$\bar{P} = P_i - \frac{70.6 q_n \mu B}{kh} \left[\left(\frac{(t * \Delta P_q')_{pss}}{(\Delta P_q)_{pss} - (t * \Delta P_q')_{pss}} \right) \ln \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right) \right]$$

Tabla 5. Resultados de Presión Promedia y Factor de Forma, Ejemplo 1.

Parámetro	Tiempo equivalente de función	
	Radial	Pseudoestable
C_A	135.71	18.4
\bar{P}	2557.9	2566.1

Aunque el factor de forma presenta valores muy diferentes, el valor estimado de la presión promedio entre las dos metodologías presenta tan solo una diferencia de 0.1%, cabe aclarar que el factor de forma al encontrarse dentro de un logaritmo afecta muy poco la estimación de la presión promedio como se puede ver en la ecuación.

4.2 Calculo de Longitud de Fractura, Prueba de Presión Multi-tasa

Una prueba de presión multi-tasa se simula para un pozo vertical con fractura hidráulica, según la información de la tercera columna de la tabla 1, para el caso de fractura hidráulica, para este caso entra en comparación los tiempos equivalentes lineal y radial calculados cada uno con su función de superposición, los datos de tiempo y caudal están expresados en la tabla 3. Caso 2, también se simula la prueba a un caudal constante de 300 BPD para observar la desviación que se presenta por el cambio de flujo.

En la figura 28 se presenta la presión y la derivada de la presión respecto a cada tiempo equivalente para la prueba multi-tasa y además la presión y la derivada de una prueba de presión a caudal constante para observar la variación generada por los cambios de caudal, además de los puntos característicos para el cálculo de la longitud de la fractura.

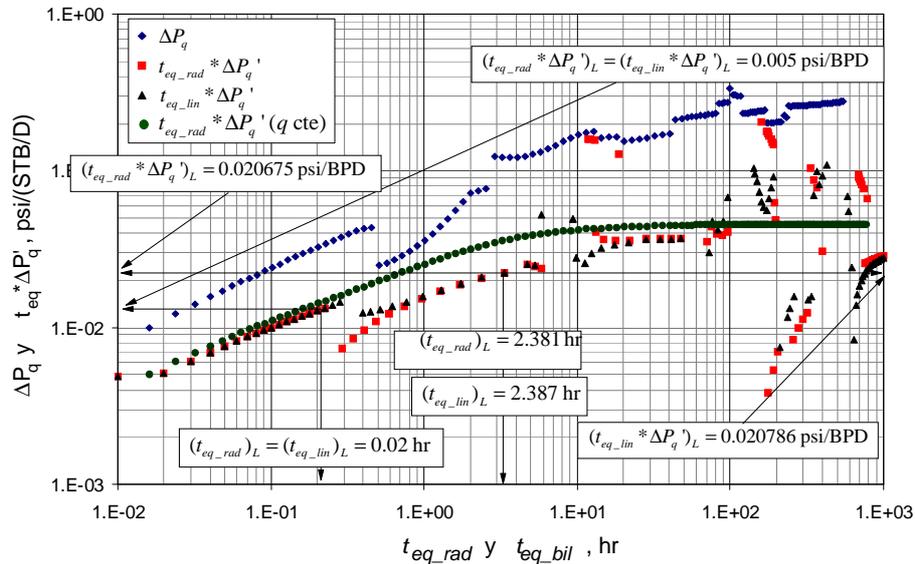


Figura 28, Presión y derivada de la presión para prueba multi-tasa, con tiempo equivalente radial y lineal. Ejemplo 2. (Log-Log)

Cuando el caudal es contante tenemos los siguientes datos:

$$(t_{eq})_L = 0.032 \text{ hr}$$

$$(t_{eq} * \Delta P_q')_L = 0.007 \text{ psi/BPD}$$

Una ligera variación de una expresión proporcionado por Tiab, Azzougen, Escobar y Berumen (1999) para estimar la longitud media de la fractura se da de la siguiente manera:

$$x_f = \frac{2.032B}{h(t^* \Delta P_q')_L} \sqrt{\frac{\mu t_L}{\phi c_i k}}$$

Se obtiene un resultado de la longitud media fractura-media longitud de 199,94 m. Esto concuerda muy bien con el valor de entrada de 200 pies

Lectura puntos antes del primer cambio de caudal:

$$(t_{eq_rad})_L = (t_{eq_lin})_L = 0.02 \text{ hr}$$

$$(t_{eq_rad} * \Delta P_q')_L = (t_{eq_lin} * \Delta P_q')_L = 0.005 \text{ psi/BPD}$$

Lo que da una longitud media de la fractura de 221.3 pies. Al leer los puntos después del primer cambio de caudal:

$$(t_{eq_rad})_L = 2.381 \text{ hr}$$

$$(t_{eq_lin})_L = 2.387 \text{ hr}$$

$$(t_{eq_rad} * \Delta P_q')_L = 0.020786 \text{ psi/BPD}$$

$$(t_{eq_rad} * \Delta P_q')_L = 0.020675 \text{ psi/BPD}$$

Los valores de fractura son 583,9 y 581,5 pies son encontradas con los datos anteriormente mencionados utilizando funciones de tiempo equivalente radial y lineal, respectivamente. En ambos casos la fractura se sobreestima desde el cambio de tasa en el régimen de flujo lineal, aunque no se presenta en este trabajo, al utilizar una ecuación que utiliza puntos sobre los datos de ΔP_q mejora de forma muy buena el cálculo de la

longitud media de la fractura

5. CONCLUSIONES

Extender la metodología de superposición del flujo radial a otros regímenes de flujo genera efectos insignificantes en comparación con discriminar cada flujo y aplicar la función de superposición respectiva, por consiguiente los efectos en los resultados del análisis de las pruebas no son muy considerables.

La ecuación presentada por Escobar, Ibagón y Montealegre (2007) para estimar la presión promedio arroja resultados muy parecidos utilizando un punto en el estado pseudo-estable, ya sea con datos procesados con la función de superposición de flujo radial o la función de superposición del estado pseudo-estable. Entre los dos valores se calculó un error absoluto de 0.1%, afirmando que la utilización de la metodología de extender el flujo radial a otros regímenes de flujo no presenta cambios considerables.

Para el caso de fracturas hidráulicas se debe tener cuidado en el procesamiento, pues la variación del caudal afecta de manera significativa el valor de la presión y está directamente afecta el valor de la derivada, generando una desviación en los flujos bilineal y lineal que en el momento de estimar parámetros conduce de manera inexacta las propiedades de la fractura.

NOMENCLATURA

A	Área de drenaje, ft ²
B	Factor de volumen de formación del aceite, rb/ST
c_t	Compresibilidad, 1/psi
h	Espesor de la formación, ft
k	Permeabilidad de la formación, md
$1/q$	Recíproco del caudal, D/STB
$1/q_D'$	Derivada del recíproco del caudal adimensional
$1/q_D$	Recíproco del caudal adimensional en el pozo
P_i	Presión inicial del yacimiento, psia
P_{wf}	Presión de fondo fluyente, psi
P	Presión, psi
r_e	Radio de drenaje, ft
r_w	Radio de pozo, ft
s	Factor de daño
t	Tiempo de prueba, hr

Griego

Δ	Cambio
ϕ	Porosidad, fracción
ρ	Densidad, lbm/ft ³
μ	Viscosidad del aceite, cp

Sufijos

D	Adimensional
l	Lineal
m	Mecánico
max	Máximo
min	Mínimo
r	Radial o pseudorradial
S_T	Almacenaje total, $(\phi c_t)_m + (\phi c_t)_f$
w	Pozo

REFERENCIAS

Ammar Agnia, Ahmad Alkough and R. A. Wattenbarger. 2012. “*Bias in Rate Transient Analysis Methods - Shale Gas Wells*”. Artículo SPE 159710 presentando en la SPE ATCE 2012 celebrada en San Antonio, TX, EE.UU.

Anderson, D.M., Stotts, G.W.J., Mattar, L. et al. 2006. Production Data Analysis - Challenges, Pitfalls, Diagnostics. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA. 102048

Doyle, R.E. and Sayegh, E.F. 1970. Real Gas Transient Analysis of Three Rate Flow tests. JPT (Nov.). p. 1347-1356.

Escobar, F.H., Munoz, O.F., Sepulveda, J.A. and Montealegre, M. 2005. New Finding on Pressure Response In Long, Narrow Reservoirs. CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol. 2, No. 6. P. 151-160.

Escobar, F.H., Ibagón, O.E. and Montealegre-M, M. 2007. Average Reservoir Pressure Determination for Homogeneous and Naturally Fractured Formations from Multi-Rate Testing with the TDS Technique. Journal of Petroleum Science and Engineering. ISSN 0920-4105. Vol. 59, p. 204-212.

Escobar, F.H., 2009. “Análisis Moderno de Pruebas de Presión”. Editorial Universidad Surcolombiana. 19, 25. Agosto.

Ilk, D., Anderson, D.M., Stotts, G.W.J. et al. 2010. Production Data Analysis--Challenges, Pitfalls, Diagnostics. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 13 (3). 102048-PA.

Matthews, C.S. and Russell, D. G. 1967. Pressure Buildup and Flow Tests in wells. Monograph series. Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, TX. 1, chap. 6.

Nobakht, M. and Mattar, L. 2009. Diagnostics of Data Quality for Analysis of Production Data. Paper presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta. 2009-137

Odeh, A.S., and Jones, L.G. 1965. Pressure Drawdown Analysis, Variable Rate Case. JPT (Aug.). p. 960-964; Trans. AIME 234.

Russell, D.G. 1963. Determination of Formation Characteristics from Two-Rate Flow Tests. JPT (Dec.). p. 1347-1355; Trans. AIME 228.

Tiab, D. 1993. Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching: 1- Skin and Wellbore Storage. Journal of Petroleum Science and Engineering. 12. 171-181.