

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CONVENCIONAL DE ANÁLISIS DE
PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES CON ZONAS AISLADAS



ALBA ROLANDA MENESES STERLING
LILIANA MARCELA LOSADA MEDINA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE POZOS
NEIVA-HUILA
2013

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CONVENCIONAL DE ANÁLISIS DE
PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES CON ZONAS AISLADAS

ALBA ROLANDA MENESES STERLING
LILIANA MARCELA LOSADA MEDINA

Trabajo 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

Neiva, 30 de Enero de 2013

DEDICATORIA

Esta tesis va dedicada principalmente a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y darme la salud para lograr un objetivo más en mi vida.

En especial a mis padres Orlando Meneses y Rosita Sterling a mis hermanos, Edna rocío Meneses S. y Alber Rene Meneses, mi sobrina hermosa Tany Carvajal y a Diego Moreno, por la paciencia y fuerza para alcanzar esta meta que me llena de orgullo y felicidad.

Alba Rolanda

Dedico ésta tesis a mi familia porque siempre me alentaron a seguir adelante, creyeron en mí y oraron para que ésta meta pudiera cumplirse, principalmente a mis padres y hermanos por su amor y confianza; y a Dios por regalarme la vida y por estar presente acompañándome en todos mis proyectos.

Igualmente agradezco a Tatiana Chavarro, Pilar Gómez, Laura Vega, Victoria Medina, David Olaya y David García, por ser mi apoyo durante este trayecto y por brindarme su amistad de manera incondicional e ilimitada.

Liliana Marcela

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D, Director y tutor de esta tesis, por su paciencia, dedicación, esfuerzo y confianza que nos brindó durante todo este proceso, estamos muy agradecidas porque además de ser un gran tutor de tesis, es un gran ser humano y gran Docente.

Javier Martínez, y Jairo Sepúlveda, jurados de esta tesis, a Amigos como Maiver Diaz y Sonia Collazos, por estar siempre dispuestos a colaborarnos en el proceso de este proyecto de tesis, a evaluadores de este proyecto por su colaboración y tiempo prestado.

RESUMEN

Es común en la industria petrolera completar los pozos en forma selectiva. Incluso, la naturaleza lo hace así puesto que la heterogeneidad del yacimiento podría causar comportamiento segmentado del pozo. La segmentación podría estar parcialmente abierta al flujo en virtud al alto factor de daño y bajas vetas de permeabilidad. Ellas pueden tratarse como una distribución no uniforme del factor de daño. Algunos pocos modelos se han introducido para capturar estos detalles especiales. Las metodologías de interpretación existentes usan análisis de regresión no lineal y la técnica *TDS*. En este estudio se desarrolla el método convencional para la interpretación de pruebas de presión en pozos horizontales con zonas aisladas de modo que se puedan estimar las permeabilidades y los factores de daño. Las expresiones desarrolladas se probaron satisfactoriamente con varios problemas encontrados en la literatura y se compararon con los resultados procedentes de otras fuentes.

PALABRAS CLAVE: Pozo horizontal, zonas aisladas, completamiento parcial, regímenes de flujo.

ABSTRACT

It is common in the oil industry to complete horizontal wells selectively. Even, nature does so since reservoir heterogeneity may cause segmented well performance. Segmentation may be partially open to flux due to high skin factor or low permeability bands. They can be treated as a nonuniform skin distribution. Some few models have been introduced to capture these especial details. Existing interpretation methodologies use non-linear regression analysis and the *TDS* technique. In this study, the conventional method is developed for the analysis of pressure transient tests in horizontal wells with isolated zones so directional permeabilities and skin factors can be obtained. The developed expressions were tested successfully with several examples reported in the literature and compared to results from other sources.

KEY WORDS: Horizontal well, isolation zones, partial completion, flow regimes.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
OBJETIVOS	13
1. Capítulo 1. Bases teóricas	14
1.1.Razones para perforar un pozo Horizontal	15
1.2.Regímenes de flujo característicos	16
1.3.Pozos Horizontales Parcialmente Completados	18
1.4.Permeabilidad Anisotrópica Horizontal Kh	19
2. Capítulo 2. Desarrollo del Análisis Convencional	20
2.1.Ecuación General de Pozos horizontales con Zonas aisladas	20
2.2.Regímenes de flujo en Pozos Horizontales con zonas aisladas	21
2.3.Regímenes de flujo en Pozos Horizontales sin zonas aisladas	22
2.4.Ecuaciones gobernantes para los diferentes regímenes de Flujo aplicando Método Convencional.	22
2.5.Régimen de flujo radial temprano	22
2.6.Régimen de flujo radial intermedio	23
2.7.Régimen de flujo hemisférico	23
2.8.Lineal temprano	24
2.9.Sistema de flujo lineal temprano	25
2.10.Flujo pseudoradial	26
2.11.Ecuaciones de Daño	28
2.12.Factor de Daño Total	29
2. Capítulo 3. Aplicaciones y Ejemplos	32
3. SOTFWARE	47
4. CONCLUSIONES	48
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	49
6. NOMENCLATURA	50
7. SÍMBOLOS Y SUFIJOS	51
8. ANEXO 1.	52
9. ANEXO 2.	65
10. ANEXO 3.	68

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Geometría del pozo horizontal.	14
Figura 2. Influencia de la permeabilidad anisotrópica durante los tres regímenes de flujo característicos.	16
Figura 3. Flujo radial temprano.	17
Figura 4. Flujo lineal temprano.	17
Figura 5. Flujo radial tardío.	18
Figura 6. Pozo horizontal encabezado por una zona aislada.	18
Figura 7. Flujo radial intermedio para pozos horizontales con zonas aisladas. (vista de planta).	23
Figura 8. Flujo pseudo-esférico para pozos horizontales con zonas aisladas. (vista de planta).	24
Figura 9. Sistema de flujo lineal temprano para pozos horizontales con zonas aisladas.	26
Figura 10. Flujo pseudorradial para pozos horizontales con zonas aisladas. (vista de planta).	27

LISTA DE GRÁFICAS

		Pág.
Gráfica 1.	Presión y derivada de presión para los datos del ejemplo 1.	33
Gráfica 2.	P vs. $t^{0.5}$ (flujo lineal temprano).	34
Gráfica 3.	Semilog P vs. t. (flujo radial intermedio).	34
Gráfica 4.	Gráfica de presión y derivada de presión para los datos del ejemplo 2.	37
Gráfica 5.	P vs. $t^{0.5}$ (flujo lineal temprano).	38
Gráfica 6.	Semilog P vs. t. (flujo radial intermedio).	38
Gráfica 7.	Gráfica de presión y derivada de presión para los datos del ejemplo 3.	43
Gráfica 8.	Semilog P vs. t. (flujo radial temprano).	43
Gráfica 9.	P vs. $t^{0.5}$ (flujo lineal temprano).	44
Gráfica 10.	Semilog P vs. t. (flujo radial intermedio).	44
Gráfica 11.	Una zona de perforados y una zona aislada. Yacimiento infinito; $L_D=1$	51
Gráfica 12.	Una zona de perforados y una zona aislada. Yacimiento infinito; $L_D=2$	51
Gráfica 13.	Una zona de perforados y una zona aislada. Yacimiento infinito; $L_D=4$	52
Gráfica 14.	Una zona de perforados y una zona aislada. Yacimiento infinito; $L_D=8$	52
Gráfica 15.	Dos zonas de perforados y dos zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=1$	53
Gráfica 16.	Dos zonas de perforados y dos zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=2$	53
Gráfica 17.	Dos zonas de perforados y dos zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=4$	54
Gráfica 18.	Dos zonas de perforados y dos zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=8$	54
Gráfica 19.	Tres zonas de perforados y tres zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=1$	55
Gráfica 20.	Tres zonas de perforados y tres zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=2$	55
Gráfica 21.	Tres zonas de perforados y tres zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=4$	56
Gráfica 22.	Tres zonas de perforados y tres zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=8$	56

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.	Datos de prueba de declinación de presión de un pozo horizontal. Ejemplo 1.	32
Tabla 2.	Porcentaje de error del método convencional según método de Tiab.	35
Tabla 3.	Datos de prueba de declinación de presión de un pozo horizontal. Ejemplo 2.	36
Tabla 4.	Porcentaje de error del método convencional según método de Tiab.	39
Tabla 5.	Datos de prueba de declinación de presión de un pozo horizontal. Ejemplo 3.	40
Tabla 6.	Porcentaje de error del método convencional según método de Tiab.	46

INTRODUCCIÓN

Cada año existen pozos con secciones horizontales más largas. Esto ayuda a que se perforen menos pozos verticales y direccionales. Además, los pozos horizontales más largos podrían evitar invadir ecosistemas sensibles. La decisión de perforar un pozo horizontal depende de la producción diaria ya que estos pueden aumentar las tasas de producción 3 a 4 veces por encima de los pozos verticales.

Los pozos horizontales con zonas aisladas pueden ser una solución práctica para los problemas que se presentan en las diferentes formaciones, tales como conificación de agua, producción de arena y producción de asfalto, sin embargo, tiene un gran impacto en el factor skin.

Actualmente la caracterización de yacimientos es indispensable debido a que es una muy buena herramienta que permite determinar el mejor esquema de explotación, ya que predice el mejor comportamiento del yacimiento, de ahí la necesidad de poder guiar una investigación que se base en la aplicación de la metodología convencional de análisis de pruebas de presión en pozos horizontales con zonas aisladas.

Las investigaciones del comportamiento de la presión y derivada de presión en yacimientos horizontales con zonas aisladas ha sido objeto de estudio en muy pocas partes del mundo. Por consiguiente en esta investigación (se asume que el yacimiento es homogéneo, teniendo constante y uniforme el tope y la base de las capas impermeables de la formación, la permeabilidad y la porosidad son constantes en cada dirección, pero la formación es anisotrópica, los efectos de gravitacionales y de fricción son despreciables, el pozo es simétrico, solo fluye una fase con compresibilidad, viscosidad y factor volumétrico constante, flujo del yacimiento al wellbore).

En este estudio, se desarrolla el método convencional para el análisis del transiente de presión en pozos horizontales con zonas aisladas y se compararan los resultados con la técnica Tiab's Direct Synthesis, para generar las ecuaciones por el método convencional para calcular permeabilidad en la dirección x, y, z; junto con las ecuaciones para calcular el daño. Las ecuaciones propuestas se verificaron exitosamente mediante el análisis de casos de campo reportados en la tesis de Salam 2012 y pruebas simuladas. El porcentaje de error relativo que presentan las ecuaciones generadas no supera el 5%, comparando los resultados de las ecuaciones para pozos horizontales con zonas aisladas con la TDS expuesta en la tesis de Salam 2012.

Además se desarrolló un software en Visual Basic, donde se hicieron varias simulaciones para observar el comportamiento de la presión y la derivada de presión en pozos horizontales con zonas aisladas variando longitud y número de zonas aisladas. (Ver Anexos).

OBJETIVOS

General:

1. Extender la metodología convencional de la línea recta para interpretar pruebas de presión en pozo horizontales con zonas aisladas.

Específicos:

1. Determinar los parámetros adimensionales usados dentro de la solución que permita simular los efectos de las zonas aisladas sobre el comportamiento de la presión.
2. Programar una solución en Visual Basic que permita estimar el efecto del número y la longitud de las zonas aisladas sobre el comportamiento de la presión en pozos horizontales.
3. Simular y comparar el comportamiento de los pozos horizontales segmentados con diferente número de zonas aisladas y longitud desigual.
4. Aplicación a casos simulados y casos de campo (si se encuentran).

CAPÍTULO 1.

BASES TEÓRICAS

Los pozos horizontales han sido ampliamente aplicados para aumentar la productividad del pozo, El gran incremento del área de superficie del pozo permite que los fluidos fluyan libremente desde el yacimiento hacia el pozo.

A través de los pozos horizontales se obtiene una gran mejora en la productividad del pozo. Ésta es la mayor ventaja para perforar pozos horizontales en yacimientos delgados y/o apretados con fracturas verticales. Los pozos con completamiento a hueco abierto podría costar menos que otros tipos de completamiento; este modo de completamiento es efectivo en yacimientos que son delgados o yacimientos con alta permeabilidad vertical, yacimientos donde la conificación de agua y/o gas evitan la operación eficiente de pozos verticales y yacimientos que son naturalmente fracturados.

El desarrollo de pozos horizontales puede estar fuertemente influenciado por la penetración parcial y la anisotropía de la permeabilidad horizontal y vertical. Factores como la permeabilidad horizontal, permeabilidad vertical y longitud efectiva del pozo entre otros pueden afectar el comportamiento de presión de un pozo horizontal.

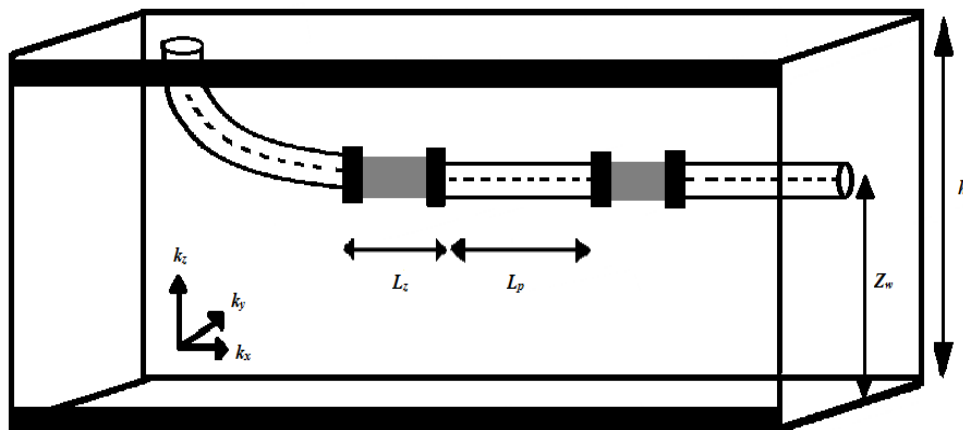


Figura 1. Geometría del pozo horizontal, Ref. [1].

- L : Longitud media efectiva del pozo horizontal
- z_w : Distancia entre el pozo y el límite inferior de la formación
- k_h : Permeabilidad horizontal
- k_v : Permeabilidad vertical
- L_z : Longitud de la zona aislada.
- L_p : Longitud de la zona cañoneada.

RAZONES PARA PERFORAR UN POZO HORIZONTAL

Varios casos teóricos han sido investigados para ilustrar las diferencias entre los pozos verticales y horizontales, tales como la cantidad de aceite que puede ser producido desde el mismo yacimiento bajo las mismas condiciones de flujo para cada tipo de pozo. Las condiciones típicas de yacimiento que benefician un pozo horizontal son:

- Permeabilidades horizontales y verticales (1 md)
- Presión inicial de yacimiento. (5000 psia - 34.5 kPa)
- Area de drenaje (40 acres – 161520 m²)
- Espesor (50 pies – 15.24 m)
- Porosidad (22%)

El pozo horizontal tiene lugar en el centro de la formación, y el pozo vertical perfora completamente los 50 pies (15.24 m) de espesor. Cuando se consideran formaciones delgadas el pozo horizontal tiene una pequeña mejora en la razón de productividad cuando el espesor es mayor a 200 ft. Por lo tanto se tiene una mejora en el índice de productividad con respecto a la que se obtendría de un pozo vertical cuando el espesor de la formación es menor a 200 ft.

En sistemas naturalmente fracturados algunos pozos horizontales inicialmente producen varios cientos de veces más que los pozos verticales vecinos, y la recuperación desde los pozos horizontales puede ser de 5 veces la recuperación que se tiene con los pozos verticales. En formaciones con baja permeabilidad con anisotropía k_v/k_h mayores que 0.25, un pozo horizontal no tiene mejoras significativas en la producción. Una permeabilidad vertical 0.25 veces mayor que la permeabilidad horizontal es ideal para considerar un pozo horizontal para esta formación.

Cuando las formaciones presentan capa de gas y/o acuífero los pozos horizontales proveen una nueva técnica para reducir la conificación de agua o gas, para estas formaciones los pozos horizontales pueden producir a ratas que son tres a seis veces mayor que en los pozos verticales.

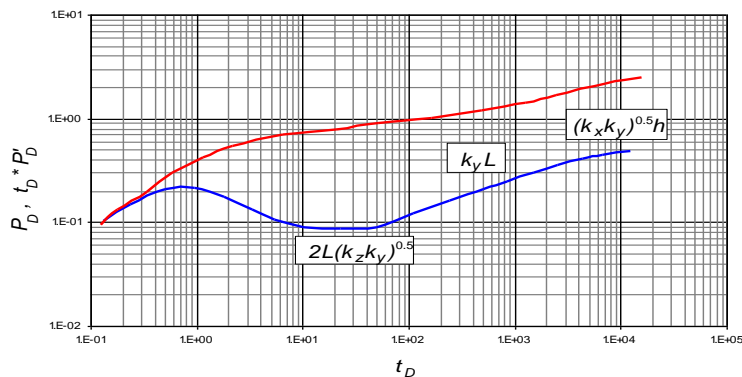


Figura 2. Influencia de la permeabilidad anisotrópica durante los tres regímenes de flujo característicos.

REGIMENES DE FLUJO CARACTERÍSTICOS

El análisis del transiente de presión de pozos horizontales es más complejo que los pozos verticales debido a las siguientes razones:

- La mayoría de los modelos de pozos horizontales asumen que los pozos horizontales son perfectamente horizontales y son paralelos al tope y a la base de los límites verticales del yacimiento. En general los pozos horizontales son raramente horizontales, con muchas variaciones en el plano vertical a lo largo de la longitud del pozo afectando las mediciones de presión.
- Es difícil estimar exactamente la longitud de producción de un pozo horizontal largo.

El uso de pruebas de transiente de presión para determinar parámetros de yacimiento y productividad de pozos horizontales ha venido haciéndose común debido al aumento en los últimos años de las perforaciones horizontales. Inicialmente, las pruebas de pozos horizontales eran analizadas con técnicas convencionales diseñadas para pozos verticales; pero durante las últimas dos décadas, las soluciones analíticas han sido desarrolladas y presentadas para comportamientos de presión de pozos horizontales.

Se han identificado nuevos regímenes de flujo con sus respectivas ecuaciones, que se utilizan frecuentemente para estimar las permeabilidades horizontales y verticales del yacimiento, daño del pozo y presión del yacimiento.

Sin embargo, las herramientas existentes y las técnicas de interpretación podrían ser suficientes para sistemas simples. La innovación y el mejoramiento de la tecnología actual son aún esenciales para pruebas de pozos horizontales en muchos yacimientos con diferentes ambientes geológicos y diferentes condiciones de completamiento del pozo.

Considerando un pozo horizontal completado en un yacimiento anisotrópico el cual es infinito en las direcciones x y y . Las permeabilidades de la formación en las principales direcciones son definidas $k_x = k_y = k_h$ y $k_z = k_v$.

Existen múltiples efectos de frontera y varios regímenes de flujo con diferentes tiempos debido a la penetración parcial, en pozos horizontales.

En teoría, los cinco regímenes de flujo podrían aparecer durante el transiente de flujo de un pozo horizontal. Sin embargo la existencia de estos regímenes de flujo está muy relacionada con las dimensiones del volumen de drenaje del yacimiento, la longitud del pozo y la permeabilidad anisotrópica, así que es común que de acuerdo a la variación de los diferentes factores algunos regímenes de flujo no estén presentes.

En técnicas de análisis convencional cada régimen de flujo es descrito por una expresión analítica, la cual indica la relación entre presión o derivada de presión versus tiempo.

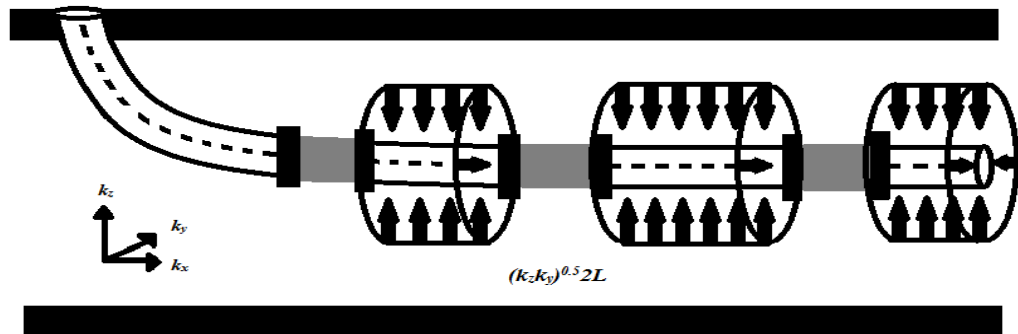


Figura 3. Flujo radial temprano. Ref. [1].

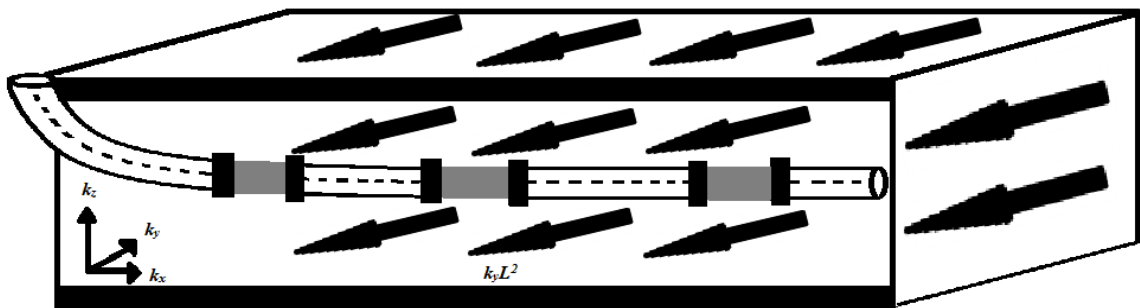


Figura 4. Flujo lineal temprano. Ref. [1].

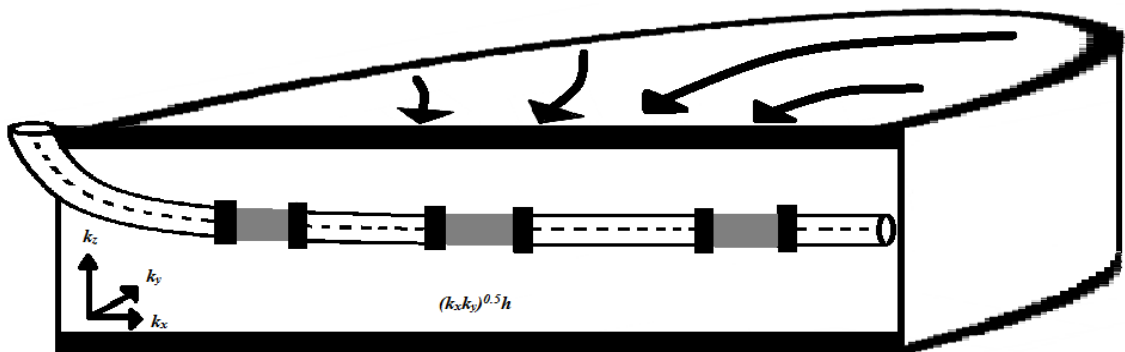


Figura 5. Flujo radial tardío Ref. [1].

POZOS HORIZONTALES PARCIALMENTE COMPLETADOS

La razón por la cual se utiliza pozos horizontales con secciones aisladas es porque ayuda al control de la entrega del pozo y elimina los efectos de las zonas dañadas, zonas de producción de arena y sectores de conificación de agua y gas; de este modo las zonas aisladas proveen soluciones a muchos problemas de producción pero también tiene efectos

indeseables tales como el incremento del factor de daño (*skinfactor*) y al mismo tiempo el uso de zonas aisladas tiene un efecto significativo sobre la respuesta de presión de los pozos horizontales y el tipo de regímenes de flujo en el área de drenaje cercana al pozo.

Cuando sólo algunas secciones están abiertas al flujo, la primera respuesta corresponde a un pozo horizontal con la longitud total de los segmentos produciendo, después cada segmento actúa como un pozo horizontal y varios regímenes de flujo radial horizontal se establecen hasta que los efectos de interferencia entre las secciones productoras son sentidos. Luego un régimen de flujo radial horizontal tardío es alcanzado para completar el drenaje.

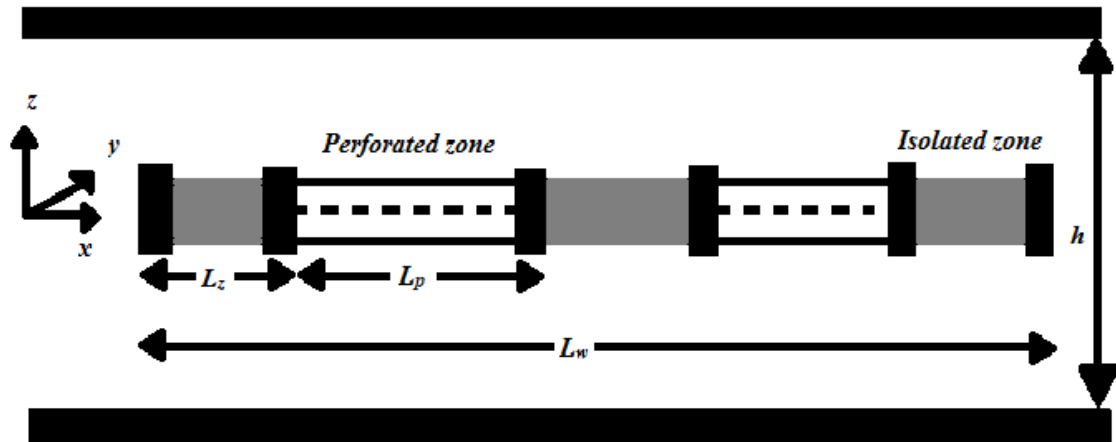


Figura 6. Pozo horizontal encabecado por una zona aislada. Ref. [1].

PERMEABILIDAD ANISOTRÓPICA HORIZONTAL k_h

En yacimientos anisotrópicos, las respuestas de los pozos horizontales son sensibles a la orientación del pozo. El régimen de flujo radial tardío define la permeabilidad horizontal promedio $k_h = (k_x k_y)^{0.5}$. Durante el régimen de flujo lineal, sólo la permeabilidad k_y está actuando, y a tiempos tempranos la permeabilidad promedio durante el flujo radial es $(k_z k_y)^{0.5}$.

Considerando un pozo que produce a una tasa constante; el régimen de flujo radial temprano ocurre antes de que el área de drenaje o el transiente de presión causado por esa producción encuentre cualquiera de los límites del yacimiento.

Cuando el pozo está más cerca de uno de los límites verticales del yacimiento, se puede obtener otro régimen de flujo, llamado flujo hemirradial. Este flujo ocurre inmediatamente después de que ha finalizado el régimen de flujo radial temprano.

Eventualmente, el área afectada por la producción incluirá el espesor entero del yacimiento, cuando esto sucede, el patrón de flujo lineal podría desarrollarse una vez el patrón de flujo

ha encontrado el tope y la base del yacimiento, el fluido empezará a fluir linealmente dentro del pozo.

Luego, en algún momento el flujo comenzará a venir de más adentro del pozo desde zonas cercanas a la frontera, una vez los efectos se vayan haciendo importantes seguirá un periodo de transición y después empezará un régimen de flujo pseudorradial tardío.

La evaluación confiable de la productividad y el análisis razonable de pruebas de pozos depende del modelo desarrollado. El modelo hace referencia a la solución que gobierna la ecuación parcial diferencial prescribiendo el flujo de fluidos en medios porosos junto con condiciones iniciales y de frontera.

Con la solución del modelo, la productividad del pozo puede ser evaluada para varios periodos de flujo, pero en general se enfoca principalmente sobre la productividad durante el flujo estabilizado, tales como el estado pseudo-estable y el flujo de estado estable.

CAPÍTULO 2.

DESARROLLO DEL ANÁLISIS CONVENCIONAL

Se supone lo siguiente para el desarrollo del modelo:

1. El yacimiento es homogéneo, teniendo constante y uniforme el tope y la base de las capas impermeables de la formación.
2. La permeabilidad y la porosidad son constantes en cada dirección, pero la formación es anisotrópica.
3. Los efectos de gravitacionales y de fricción son despreciables.
4. El pozo es simétrico.
5. Solo fluye una fase con compresibilidad, viscosidad y factor volumétrico constante, flujo del yacimiento al wellbore.

ECUACIÓN GENERAL DE POZOS HORIZONTALES CON ZONAS AISLADAS.

Se usó la solución propuesta por Salam (2012).

$$P_D(x_D, y_D, z_D, t_D) = \frac{\sqrt{\pi}}{2nL_{pD}} \int_0^{\tau_D} e^{-\frac{y_D^2}{4t_D}} \left[\sum_{n=1}^{n=\infty} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{x_D - nL_{zD} - (n-1)L_{pD}}{2\sqrt{\tau_D}} \right) + \operatorname{erf} \left(\frac{x_D - n(L_{zD} + L_{pD})}{2\sqrt{\tau_D}} \right) \right] \right] \times \left[1 + 2 \sum_{N=1}^{N=\infty} e^{(-N^2\pi^2 L_D^2 \tau_D)} \cos(N\pi z_{wD}) \operatorname{cox}(N\pi(\bar{z}_D + z_{wD})) \right] d\tau_D \quad (1)$$

Donde:

$$x_D = \frac{x - x_w}{L_w} \quad (2)$$

$$y_D = \frac{y - y_w}{L_w} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} = \frac{r_w}{L_w} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \quad (3)$$

$$z_D = \frac{z - z_w}{L_w} \sqrt{\frac{k_x}{k_z}} \quad (4)$$

$$z_{wD} = \frac{z_w}{h} \quad (5)$$

$$\bar{z}_D = \frac{z - z_w}{h} = z_D L_D \quad (6)$$

$$L_D = \frac{L_w}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \quad (7)$$

$$L_{zD} = \frac{L_z}{L_w} \quad (8)$$

$$L_{pD} = \frac{L_p}{L_w} \quad (9)$$

$$t_D = \frac{0.0002637 k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \quad (10)$$

$$P_D = \frac{\sqrt{k_x k_y} \times h \times \Delta P}{141.2 \times q_t \times \mu \times B} \quad (11)$$

El modelo se deriva asumiendo lo siguiente:

Asumir tasa de flujo constante en los intervalos perforados.

$$q_i = \frac{q_t}{nL_p} \quad (12)$$

Donde n es el número de intervalos productores.

La caída de presión en cualquier punto del yacimiento es:

$$\Delta P_t = \sum \Delta P_i \quad (13)$$

La ecuación 1 se programó en lenguaje VisualBasic 6.0 cuyo código se da en el anexo 1 y ejemplo de ejecución en el anexo 2.

REGIMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES CON ZONAS AISLADAS

1. Radial temprano
2. Transición o lineal
3. Pseudo-esférico
4. Pseudorradial.

REGIMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES SIN ZONAS AISLADAS

1. Radial temprano
2. Pseudo-esférico
3. Pseudorradial.

ECUACIONES GOBERNANTES PARA LOS DIFERENTES REGÍMENES DE FLUJO. APLICANDO METODO CONVENCIONAL.

Régimen de flujo radial temprano:

Para pozos horizontales cortos ($L_D=20$) con o sin zonas aisladas el flujo radial temprano se desarrolla según la solución propuesta por Salam (2012), de la siguiente forma:

$$P_D = \frac{1}{4nL_{pD}L_D} \left[\ln \left(\frac{t_D}{y_D^2 + z_D^2} \right) + 0.80907 \right] + \frac{s_m}{nL_{pD}L_D}, Ei \left(-\frac{y_D^2 + z_D^2}{4t_D} \right) \leq 0.01 \quad (14)$$

Desde $Z=0$ la ecuación puede escribirse:

$$P_D = \frac{1}{4nL_{pD}L_D} \left[\ln \left(\frac{t_D}{y_D^2 + z_D^2} \right) + 0.80907 + 4s_m \right] \quad (15)$$

Remplazando los parámetros adimensionales en la ecuación (15), se tiene:

$$\frac{\sqrt{k_x k_y} h \Delta P}{141.2 q_i \mu B} = \frac{L_w h}{4nL_p L_w \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}} \left[\ln \left(\frac{0.0002637 k_x t}{\phi \mu c_i L_w^2 \left[\left(\frac{r_w}{L_w} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \right)^2 + \left(\frac{z - z_w}{L_w} \sqrt{\frac{k_x}{k_z}} \right)^2 \right]} \right) + 0.80907 + 4s_m \right] \quad (16)$$

Se dividen todos los términos de la ecuación (16) entre $\ln 10$.

$$P_{wf} = P_i - \frac{81.28 q_i \mu B}{nL_p \sqrt{k_y k_z}} \left[\log \left(\frac{t}{\phi \mu c_i \left[\left(r_w \sqrt{\frac{1}{k_y}} \right)^2 + \left(z - z_w \sqrt{\frac{1}{k_z}} \right)^2 \right]} \right) - 3.2275 + 4s_m \right] \quad (17)$$

La ecuación (17) puede ser usada para calcular $(k_y k_z)^{0.5}$, conociendo la pendiente m_{ER} de un gráfico semilog:

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{81.28 q_i \mu B}{n L_p m_{ER}} \quad (18)$$

Régimen de flujo radial intermedio:

Este régimen de flujo se desarrolla para el caso de pozos horizontales largos que tiene múltiples zonas aisladas largas.

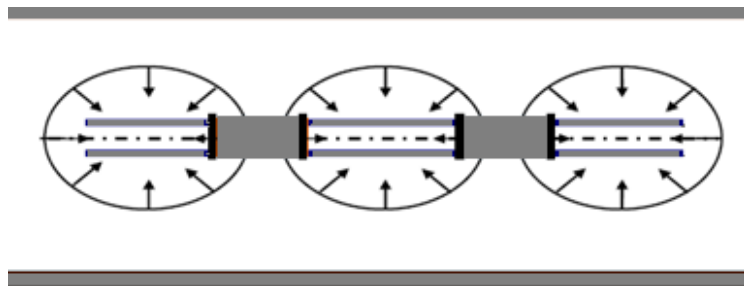


Figura 7. Flujo radial intermedio para pozos horizontales con zonas aisladas (vista de planta). Ref. [1].

La ecuación gobernante para este régimen de flujo es:

$$(t_D * P_D') = \frac{0.5}{n} \quad (19)$$

A partir de la Ecuación (19) se integra en función de t_D . La Ecuación 20 se puede utilizar para hallar $(k_x k_y)^{0.5}$, en unidades de campo se tiene:

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162.6 q_i \mu B}{n h m_{IR}} \quad (20)$$

Régimen de flujo hemisférico:

Este régimen de flujo se desarrolla cuando la longitud de la zona perforada es muy corta comparado con el ancho de la formación.



Figura 8. Flujo pseudo-esférico para pozos horizontales con zonas aisladas. (vista en planta). Ref. [1].

Este régimen de flujo es gobernado por la siguiente ecuación (Slimani and Tiab 2006):

$$(t * P_D')_{hs} = \frac{1}{4\sqrt{\pi t_D}} \quad (21)$$

Integrando la ecuación (21) se obtiene la ecuación adimensional de P_D :

$$P_D = \frac{1}{2\sqrt{\pi t_D}} \quad (22)$$

Remplazando los términos adimensionales se tiene:

$$\frac{\sqrt{k_x k_y} h \Delta P}{141.2 q \mu} = \frac{1}{2\sqrt{\frac{\pi \times 0.0002637 k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2}}} \quad (23)$$

La ecuación (23) se puede usar para calcular $(k_x)^{0.5}$, conociendo m_{PS} de un gráfico cartesiano.

$$k_x = \frac{2453 q \mu B L_w}{h m_{PS}} \sqrt{\frac{\phi \mu c_t}{k_y t}} \quad (24)$$

Régimen de flujo Lineal temprano:

En pozos horizontales largos ($L_D > 20$) el flujo radial es apenas observable, mientras que el flujo lineal temprano es el dominante en las cercanías al pozo. La ecuación gobernante para este flujo lineal temprano según Salam (2012) es:

$$(t_D * \Delta P_D')_{EL} = \frac{\sqrt{\pi t_D}}{2nL_{pD}} \quad (25)$$

Integrando la ecuación (25) se obtiene la ecuación adimensional de P_D :

$$P_D = \frac{\sqrt{\pi t_D}}{nL_{pD}} + s_t \quad (26)$$

Remplazando los términos adimensionales se tiene:

$$\frac{\sqrt{k_x k_y h \Delta P_t}}{141.2 q \mu B} = \frac{\sqrt{\frac{0.0002637 \pi k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2}}}{n \times L_p} L_w + s_t \quad (27)$$

En unidades de campo:

$$\frac{\sqrt{k_y h \Delta P_t}}{q \mu B} = \frac{4.064 \sqrt{\frac{t}{\phi \mu c_t}}}{n L_p} + s_t \quad (28)$$

La ecuación (29) puede ser usada para calcular $k_y^{0.5}$, conociendo m_{EL} de un gráfico cartesiano.

$$\sqrt{k_y} = \frac{4.064 q \mu B}{n L_p h m_{EL}} \sqrt{\frac{t}{\phi \mu c_t}} \quad (29)$$

Sistema de flujo lineal temprano:

Este régimen de flujo sistema lineal temprano ocurre en pozos horizontales largos ($L_D > 20$), con varias zonas aisladas.

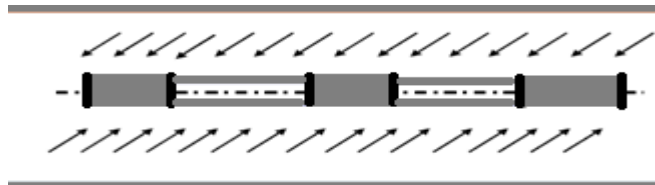


Figura 9. Sistema de flujo lineal temprano para pozos horizontales con zonas aisladas. Ref. [1].

La ecuación gobernante para este flujo sistema lineal temprano según Salam (2012) es:

$$(t_D * \Delta P_D')_{EL} = \frac{\sqrt{\pi t_D}}{2nL_{zD}} \quad (30)$$

Integrando la ecuación (30) se obtiene la ecuación adimensional de P_D :

$$P_D = \frac{\sqrt{\pi t_D}}{nL_{zD}} + s_t \quad (31)$$

Remplazando los términos adimensionales se tiene:

$$\frac{\sqrt{k_x k_y} h \Delta P_t}{141.2 q \mu B} = \frac{\sqrt{\frac{0.0002637 \pi k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2}}}{nL_z} L_w + s_t \quad (32)$$

En unidades de campo, evaluado a 1 hr:

$$\frac{\sqrt{k_y} h \Delta P_t}{q \mu B} = \frac{4.064 \sqrt{\frac{1}{\phi \mu c_t}}}{nL_z} + s_t \quad (33)$$

La ecuación (34) puede ser usada para calcular $k_y^{0.5}$, conociendo m_{SEL} de un gráfico cartesiano.

$$\sqrt{k_y} = \frac{4.064 q \mu B}{nL_p h m_{SEL}} \sqrt{\frac{1}{\phi \mu c_t}} \quad (34)$$

Flujo pseudorradial:

Este régimen de flujo aparece a tiempos tardíos.

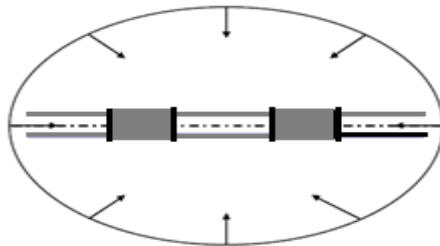


Figura 10. Flujo pseudorradial para pozos horizontales con zonas aisladas. (vista en planta). Ref. [1].

Aproximación de la ecuación para tiempos tardíos, según Salam (2012):

$$P_D(x_D, y_D, z_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[\ln t_D + \frac{2s_t}{L_p D L_D} \right] \quad (35)$$

Este régimen de flujo es caracterizado por una línea horizontal en la curva de derivada de presión como:

$$(t_D * P_D')_{PR} = 0.5 \quad (36)$$

Remplazando los parámetros adimensionales en la ecuación (35) y dividiendo cada término de la ecuación entre $\ln 10$:

$$\frac{\sqrt{k_x k_y} h \Delta P}{141.2 q_i \mu B \ln 10} = \frac{1}{2} \left[\frac{\ln \left(\frac{0.0002637 k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right)}{\ln 10} + \frac{2s_t h}{\ln 10 L_p \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}} \right] \quad (37)$$

En unidades de campo se tiene:

$$\frac{\sqrt{k_x k_y} h \Delta P}{162.6 q_i \mu B} = \frac{1}{2} \left[\log \left(\frac{0.0002637 k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) + \frac{0.8686 s_t h}{L_p \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}} \right] \quad (38)$$

Simplificando variables se tiene:

$$\frac{\sqrt{k_x k_y} h \Delta P}{162.6 q_i \mu B} = \frac{1}{2} \left[\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) + \frac{0.8686 s_t h}{L_p \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}} - 3.5789 \right] \quad (39)$$

Ecuación general en forma dimensional:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6q_i\mu B}{\sqrt{k_x k_y} h} \left[\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) + \frac{0.8686 s_t h}{L_p \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}} - 3.5789 \right] \quad (40)$$

La ecuación (41) sirve para calcular $(k_x k_y)^{0.5}$, conociendo la pendiente m_{PR} de un gráfico semilog:

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162.6q_i\mu B}{hm_{PR}} \quad (41)$$

ECUACIONES DE DAÑO:

El factor de daño (s) representa la sumatoria de todos los efectos que representan caídas adicionales de presión en el sistema de producción yacimiento/pozo. El factor de daño “*skin factor*” (s) es una variable adimensional y compuesta.

$$\Delta P_t = \Delta P_{producción} + \Delta P_{skin} \quad (42)$$

El daño puede ocurrir durante las operaciones de perforación, terminación o producción y puede ser el resultado de hinchamiento de partículas arcillosas en arenas limosas, invasión de partículas del lodo de perforación, precipitación química, formación de emulsiones, desarrollo bacteriano, aumento en agua innata y depósitos de parafina o asfaltenos.

El factor de daño (*skin factor*) será positivo o negativo en los siguientes casos:

- ✓ Invasión de fluidos s (+)
- ✓ Mini fracturas s (-)
- ✓ Disparos Parciales s (+)
- ✓ Pozos inclinados s (-)
- ✓ Perforación Parcial s (+)
- ✓ Fracturas hidráulicas s (-)
- ✓ Pozo Horizontal s (-)
- ✓ Flujo turbulento s (+)
- ✓ Fluido de inyección s (+)
- ✓ Si hay producción de tres fases s (+)
- ✓ Cuando $P_e - P_{wf} > 1000$ psi s (+)
- ✓ Cuando haya altas tasas de flujo (Turbulencia) s (+)
- ✓ Cuando se cañonea a $<$ de 4 TPP s (+)

De la ecuación (17) para flujo radial se tiene según ecuación propuesta en éste trabajo

$$P_{wf} = P_i - \frac{81.28q_t \mu B}{nL_p \sqrt{k_y k_z}} \left[\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu C_t \left[(r_w)^2 + \left(\frac{k_x}{k_y} + \frac{k_x}{k_z} \right) \right]} \right) - 3.2275 + 4s_m \right] \quad (43)$$

Asumiendo $P_{wf}=1$ hora se tiene:

$$\frac{\Delta P_t n L_p \sqrt{k_y k_z}}{81.28 q_t \mu B} + 3.2275 = 4s_m \quad (44)$$

Con la ecuación (45) se puede calcular el daño mecánico.

$$s_m = \frac{\Delta P_t n L_p \sqrt{k_y k_z}}{325.12 q_t \mu B} + 0.8068 \quad (45)$$

FACTOR DE DAÑO TOTAL:

El factor de daño total puede ser definido como la suma del factor de daño mecánico y la composición del factor de daño resultado de la penetración parcial en la dirección vertical, la penetración parcial en la dirección horizontal y el efecto del flujo invadido en la formación. El factor de daño total puede ser calculado basado en el régimen de flujo.

Basado en un régimen de flujo pseudorradial.

Usando la aproximación de la ecuación (35) para tiempos tardíos se tiene según la solución propuesta por Salam (2012):

$$P_D(x_D, y_D, z_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[\ln t_D + \frac{2s_t}{L_p L_{pD}} \right] \quad (46)$$

Remplazando los parámetros adimensionales se tiene:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6q_t \mu B}{\sqrt{k_x k_y} h} \left[\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) + \frac{0.8686 s_t h}{L_p \sqrt{k_x}} - 3.5789 \right] \quad (47)$$

Asumiendo $P_{wf} = 1$ hora se tiene:

$$P_i = \frac{162.6q_t \mu B}{\sqrt{k_x k_y} h} \left[\frac{0.8686 s_t h}{L_p \sqrt{k_x}} - 3.5789 \right] \quad (48)$$

En unidades de campo:

$$\frac{P_i \sqrt{k_x k_y} h}{162.6q_t \mu B} + 3.5789 = \left[\frac{0.8686 s_t h}{L_p \sqrt{k_x}} \right] \quad (49)$$

La ecuación (50) se puede utilizar para calcular el daño total.

$$s_t = \frac{L_p \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left(\frac{P_i \sqrt{k_x k_y} h}{162.6q_t \mu B} + 3.5789 \right)}{0.8686 h} \quad (50)$$

Para flujo lineal basado en la ecuación (28):

$$\frac{\sqrt{k_y} h \Delta P_t}{q \mu B} = \frac{4.064 \sqrt{\frac{t}{\phi \mu c_t}}}{n L_p} + s_t \quad (51)$$

Para un tiempo=0, reemplazando en la ecuación (51):

Usando flujo Lineal.

$$s_i = \frac{\sqrt{K_y} h \Delta P_i}{q \mu B} \quad (52)$$

CAPÍTULO 3.

APLICACIONES Y EJEMPLOS

Ejemplo 1.

Los datos de una prueba de declinación de presión de un pozo horizontal están dados en la tabla 1. También se dan otros datos del yacimiento y el pozo que son conocidos:

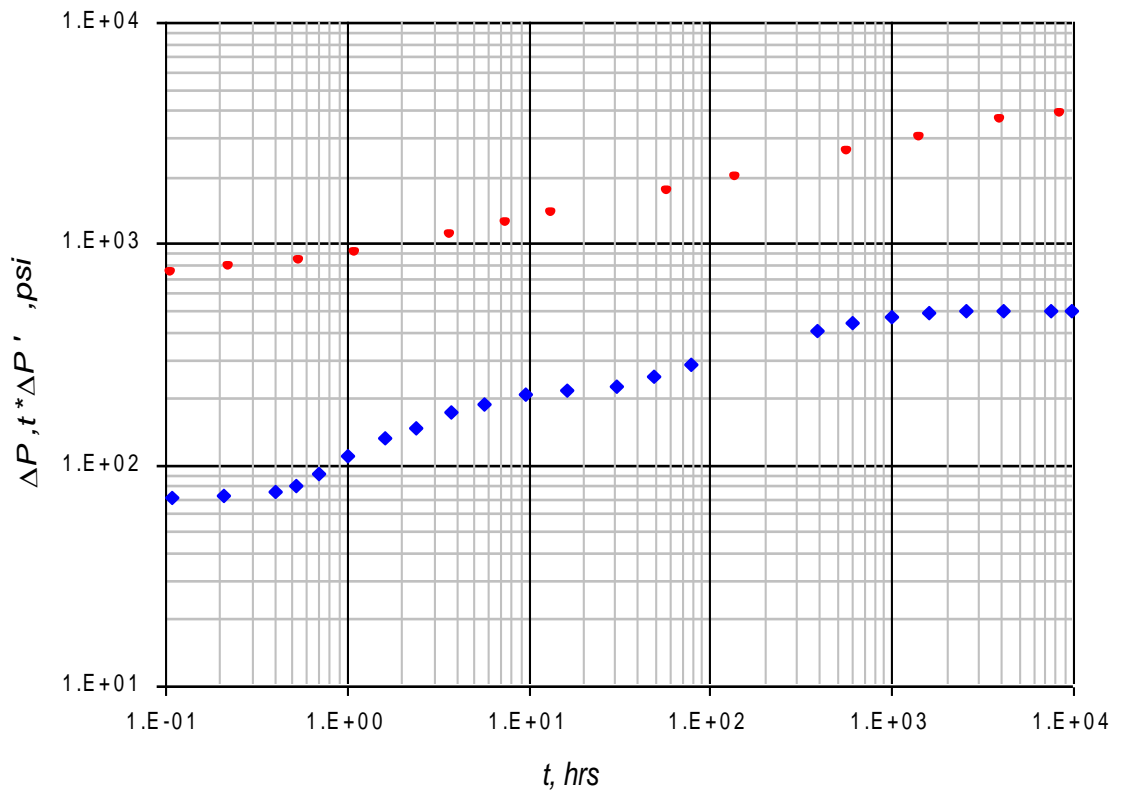
$q = 4000$ BPPD
 $L_w = 4000$ ft
 $\phi = 0.1$
 $r_w = 0.566$ ft
 $\mu = 1$ cp
 $L_p = 800$ ft

$P_i = 5000$ psia
 $c_t = 0.000002$ psi⁻¹
 $B = 1.125$ rb/STB
 $h = 125$ ft
 $n = 2$
 $k_x = 8$ md

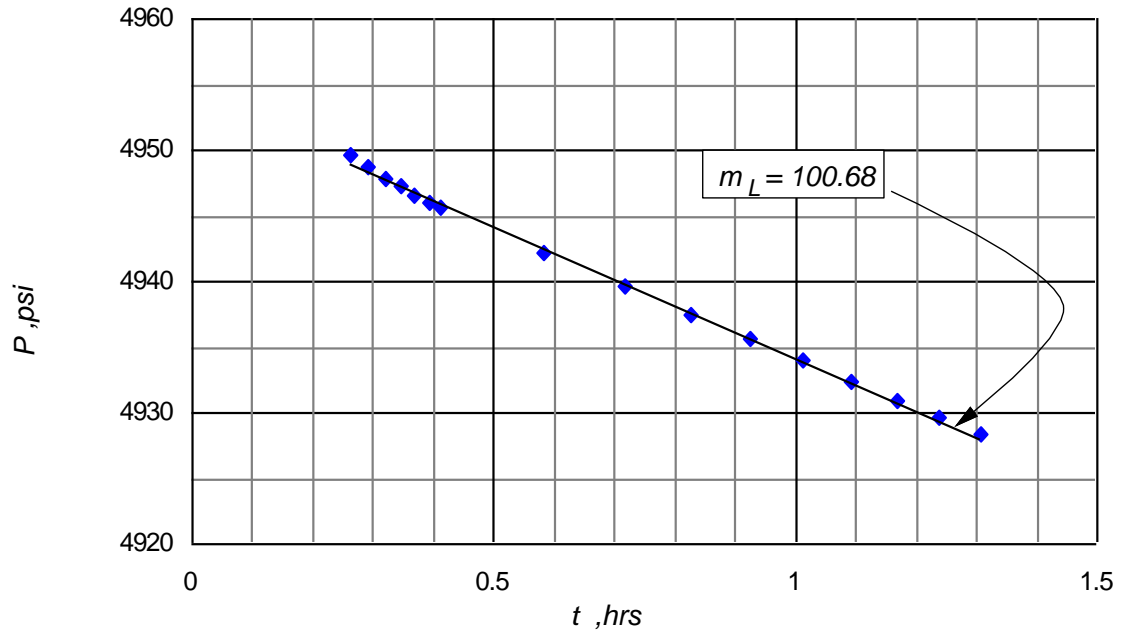
Tabla 1. Datos de prueba de declinación de presión de un pozo horizontal. Ejemplo 1.

t , hrs	P , Psi	$\log t$	$t^{0.5}$	t , hrs	P , Psi	$\log t$	$t^{0.5}$
0	5000	-	0	0.683	4937.47	-0.16558	0.8264381
0.0017	4965.95	-2.76955	0.0412311	0.853	4935.6	-0.06905	0.92358
0.0034	4962.89	-2.46852	0.0583095	1.024	4933.92	0.0103	1.0119289
0.0051	4961.1	-2.29243	0.0714143	1.195	4932.36	0.077368	1.0931606
0.0068	4959.83	-2.16749	0.0824621	1.365	4930.92	0.135133	1.1683321
0.0085	4958.85	-2.07058	0.0921954	1.536	4929.57	0.186391	1.2393547
0.0102	4958.04	-1.9914	0.100995	1.706	4928.29	0.231979	1.3061393
0.0119	4957.36	-1.92445	0.1090871	3.413	4918.13	0.533136	1.8474306
0.0137	4956.77	-1.86328	0.117047	5.119	4910.7	0.709185	2.2625207
0.0154	4956.25	-1.81248	0.1240967	6.826	4904.71	0.834166	2.6126615
0.0171	4955.73	-1.767	0.130767	8.532	4899.61	0.931051	2.9209587
0.0341	4952.73	-1.46725	0.1846619	10.239	4895.13	1.010258	3.1998437
0.0512	4950.94	-1.29073	0.2262742	11.945	4891.08	1.077186	3.4561539
0.0683	4949.67	-1.16558	0.2613427	13.652	4887.38	1.135196	3.6948613
0.0853	4948.69	-1.06905	0.2920616	15.358	4883.95	1.186335	3.9189284
0.1024	4947.88	-0.9897	0.32	17.065	4880.75	1.232106	4.1309805
0.1195	4947.2	-0.92263	0.3456877	34.13	4856.39	1.533136	5.8420887
0.1365	4946.61	-0.86487	0.3694591	51.195	4839.57	1.709228	7.1550681
0.1536	4946.08	-0.81361	0.3919184	68.259	4826.64	1.83416	8.2619005
0.1706	4945.6	-0.76802	0.4130375	85.324	4816.12	1.931071	9.2370991
0.3413	4942.12	-0.46686	0.5842089	102.39	4807.26	2.010258	10.118794
0.512	4939.59	-0.29073	0.7155418	119.45	4799.61	2.077186	10.929318

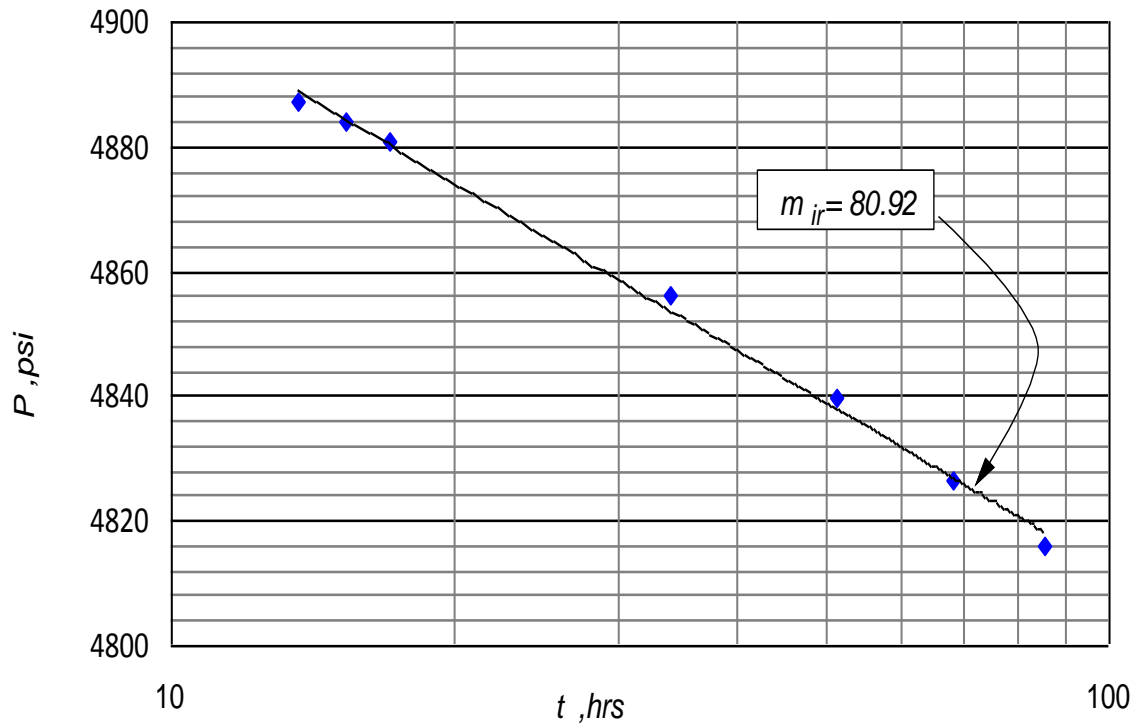
t , hrs	P , Psi	$\log t$	$t^{0.5}$	t , hrs	P , Psi	$\log t$	$t^{0.5}$
136.52	4792.86	2.135196	11.684177	5119.45	4591.59	3.709223	71.550332
153.58	4786.84	2.186335	12.39274	6825.94	4575.34	3.834162	82.619247
170.65	4781.39	2.232106	13.063307	8532.42	4562.73	3.931072	92.371099
341.3	4744.54	2.533136	18.474306	10238.91	4552.44	4.010254	101.1875
511.95	4721.64	2.709228	22.626312	11945.39	4543.73	4.0772	109.29497
682.59	4705.39	2.83416	26.126423	13651.88	4536.19	4.135192	116.84126
853.24	4692.78	2.931071	29.210272	15358.36	4529.54	4.186345	123.92885
1023.89	4682.49	3.010253	31.998281	17064.85	4523.58	4.232102	130.6325
1194.54	4673.78	3.077201	34.562118	34129.69	4484.44	4.533132	184.74223
1365.19	4666.24	3.135193	36.948478	51194.54	4461.54	4.709224	226.2621
1535.84	4659.59	3.186346	39.189795	68259.39	4445.29	4.834162	261.26498
1706.48	4653.63	3.232101	41.309563	85324.23	4432.68	4.931072	292.10312
3412.97	4614.49	3.533132	58.42063				



Gráfica 1. Gráfica de presión y derivada de presión para los datos del ejemplo 1.



Gráfica 2. P vs. $t^{0.5}$ (flujo lineal temprano)



Gráfica 3. Semilog P vs. t (flujo radial intermedio)

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{81.28 q_t \mu B}{m_{1R} n L_p}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{81.28 \times 4000 \times 1 \times 1.125}{80.92 \times 2 \times 800}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = 2.82 \text{ md}$$

$$k_y = \left(\frac{4.064 q_t B \mu}{m_L n L_p h} \right)^2 \left(\frac{1}{\phi \mu c_t} \right)$$

$$k_y = \left(\frac{4.064 \times 4000 \times 1.125 \times 1}{2 \times 800 \times 125 \times 100.68} \right)^2 \left(\frac{1}{0.1 \cdot 1 \cdot 0.0000002} \right)$$

$$k_y = 4.12 \text{ md}$$

$$k_z = \frac{(\sqrt{k_z k_y})^2}{k_y}$$

$$k_z = \frac{(2.82)^2}{4.12}$$

$$k_z = 1.94 \text{ md}$$

Tabla 2. Porcentaje de error del método convencional según método de Tiab.

Parámetro	Método convencional desarrollado	Método de Tiab	% error
k_y	4.12	4.02	2.49
k_z	1.93	1.99	2.76

Ejemplo 2

Los datos de una prueba de declinación de presión de un pozo horizontal están dados en la tabla 2. También se dan otros datos del yacimiento y el pozo que son conocidos:

$$q = 1000 \text{ BPPD}$$

$$L_w = 6000 \text{ ft}$$

$$\phi = 0.1$$

$$r_w = 0.7 \text{ ft}$$

$$\mu = 1 \text{ cp}$$

$$L_p = 450 \text{ ft}$$

$$P_i = 5000 \text{ psi}$$

$$c_t = 0.000002 \text{ psi}^{-1}$$

$$B = 1.25 \text{ bbl/STB}$$

$$h = 53 \text{ ft}$$

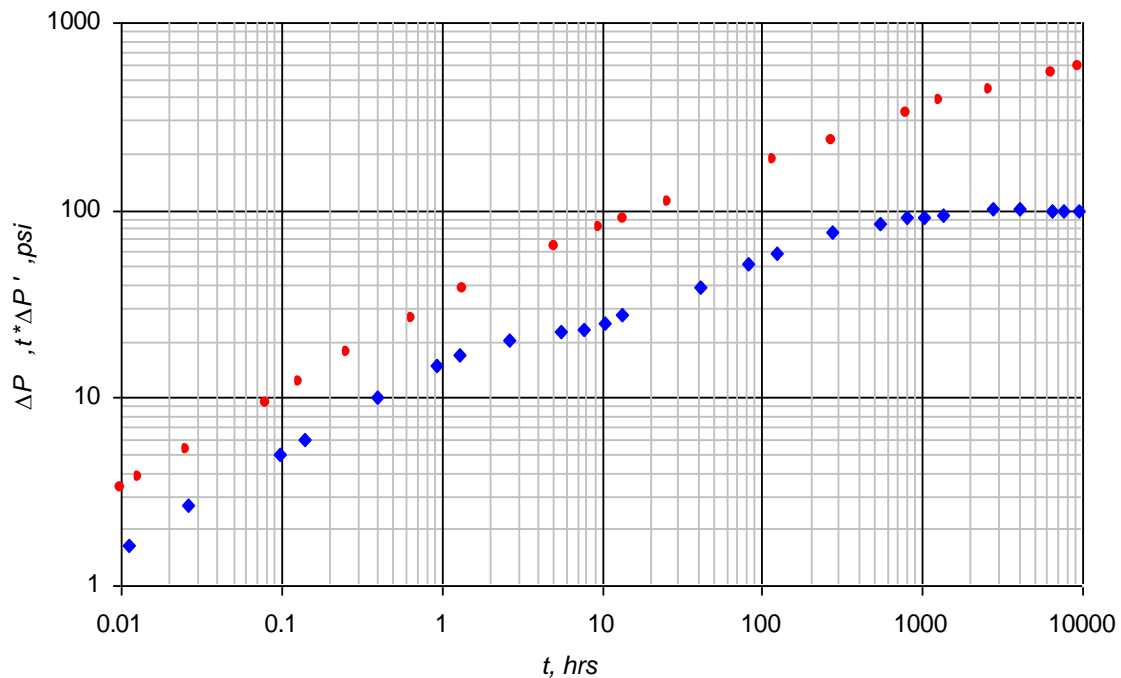
$$n = 4$$

$$k_z = 10 \text{ md}$$

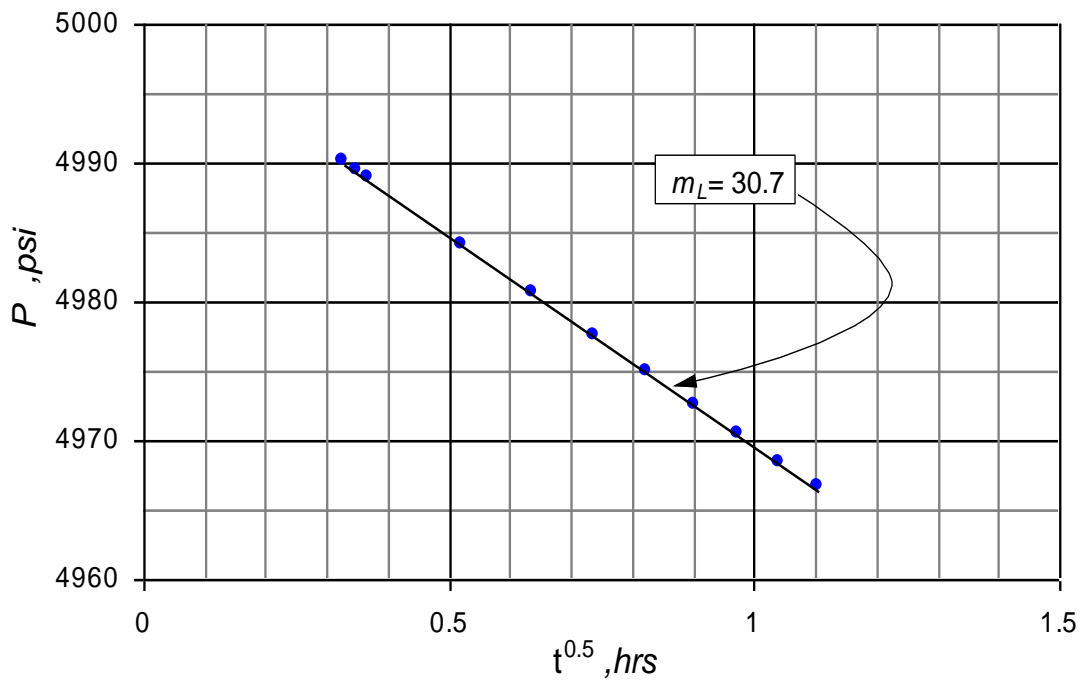
Tabla 3. Datos de prueba de declinación de presión de un pozo horizontal. Ejemplo 2.

t , hrs	P , psi	$\log t$	$t^{0.5}$	t , hrs	P , psi	$\log t$	$t^{0.5}$
0	5000	-	0	0.819	4972.41	-0.08672	0.904986
0.0014	4998.96	-2.85387	0.037417	0.956	4970.26	-0.01954	0.977753
0.0027	4998.49	-2.56864	0.051962	1.092	4968.3	0.038223	1.044988
0.0041	4998.13	-2.38722	0.064031	1.229	4966.49	0.089552	1.108603
0.0055	4997.83	-2.25964	0.074162	1.365	4964.8	0.135133	1.168332
0.0068	4997.56	-2.16749	0.082462	2.73	4952.38	0.436163	1.652271
0.0082	4997.32	-2.08619	0.090554	4.096	4944.23	0.61236	2.023858
0.0096	4997.1	-2.01773	0.09798	5.461	4938.13	0.737272	2.336878
0.0109	4996.89	-1.96257	0.104403	6.826	4933.22	0.834166	2.612661
0.0123	4996.69	-1.91009	0.110905	8.191	4929.07	0.913337	2.861992
0.0137	4996.51	-1.86328	0.117047	9.556	4925.45	0.980276	3.091278
0.0273	4995.02	-1.56384	0.165227	10.922	4922.22	1.038302	3.304845
0.041	4993.88	-1.38722	0.202485	12.287	4919.28	1.089446	3.505282
0.0546	4992.92	-1.26281	0.233666	13.652	4916.57	1.135196	3.694861
0.0683	4992.07	-1.16558	0.261343	27.304	4896.34	1.436226	5.225323
0.0819	4991.31	-1.08672	0.286182	40.956	4882.03	1.612318	6.399687
0.0956	4990.6	-1.01954	0.309192	54.61	4870.45	1.737272	7.389858
0.1092	4989.95	-0.96178	0.330454	68.26	4860.52	1.834166	8.261961
0.1229	4989.33	-0.91045	0.350571	81.91	4851.74	1.913337	9.050414
0.1365	4988.75	-0.86487	0.369459	95.56	4843.82	1.980276	9.77548
0.273	4984.05	-0.56384	0.522494	109.22	4836.57	2.038302	10.45084

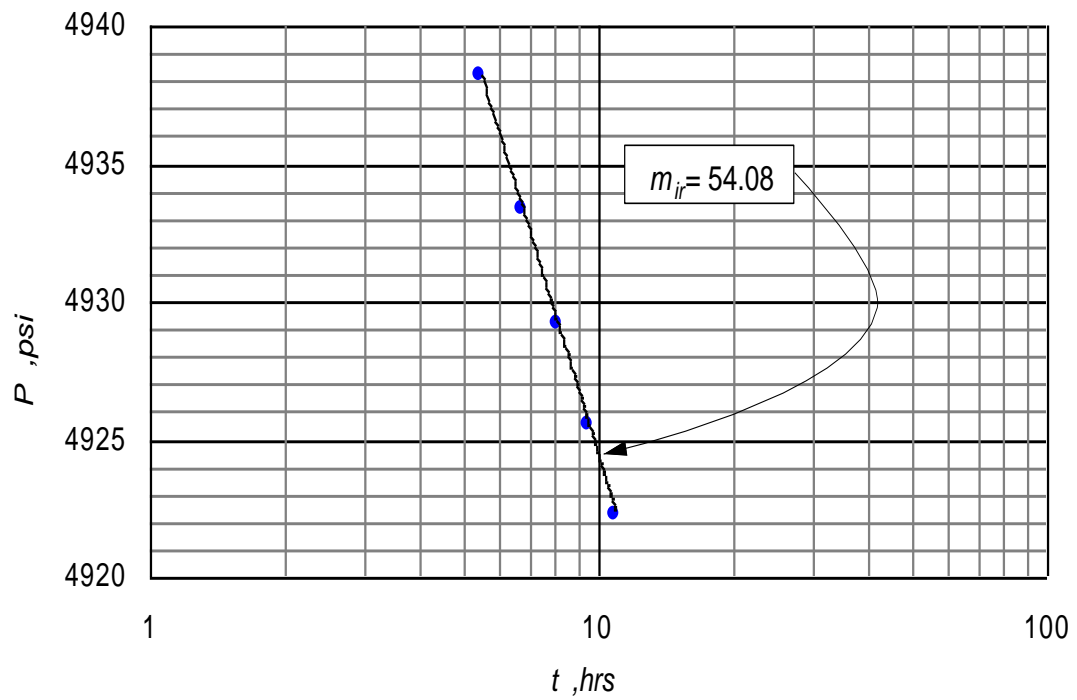
t , hrs	P , psi	$\log t$	$t^{0.5}$	t , hrs	P , psi	$\log t$	$t^{0.5}$
0.41	4980.45	-0.38722	0.640312	122.87	4829.88	2.089446	11.08467
0.546	4977.42	-0.26281	0.738918	136.52	4823.65	2.135196	11.68418
0.683	4974.77	-0.16558	0.826438	273.04	4777.17	2.436226	16.52392
546.08	4722.59	2.737256	23.36835	9556.31	4454.52	3.98029	97.75638
682.59	4703.7	2.83416	26.12642	10921.5	4441.69	4.038282	104.506
819.11	4687.88	2.913342	28.6201	12286.69	4430.37	4.089435	110.8453
955.63	4674.27	2.98029	30.91327	13651.88	4420.25	4.135192	116.8413
1092.15	4662.31	3.038282	33.04769	27303.75	4353.66	4.436222	165.2385
1228.67	4651.64	3.089435	35.05239	40955.63	4314.7	4.612314	202.375
1365.19	4642	3.135193	36.94848	54607.51	4287.06	4.737252	233.6825
2730.38	4576.38	3.436223	52.25304	68259.39	4265.63	4.834162	261.265
4095.56	4535.92	3.612313	63.99656	81911.26	4248.11	4.913344	286.2014
5460.75	4508.28	3.737252	73.89689	95563.14	4233.3	4.98029	309.1329
6825.94	4486.84	3.834162	82.61925	109215	4220.47	5.038282	330.477
8191.13	4469.33	3.913344	90.50486				



Gráfica 4. Gráfica de presión y derivada de presión para los datos del ejemplo 2.



Gráfica 5. P vs $t^{0.5}$ (Flujo lineal temprano)



Gráfica 6. Semilog P vs t (Flujo radial intermedio)

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162.6 q_t \mu B}{m_{2R} n h}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162.6 \times 1000 \times 1 \times 1.25}{54.08 \times 4 \times 54}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 17.73 \text{ md}$$

$$k_y = \left(\frac{4.064 q_t B \mu}{m_L n L_p h} \right)^2 \left(\frac{1}{\phi \mu c_t} \right)$$

$$k_y = \left(\frac{4.064 \times 1000 \times 1.25 \times 1}{4 \times 450 \times 53 \times 30.71} \right)^2 \left(\frac{1}{0.1 \times 1 \times 0.0000002} \right)$$

$$k_y = 15.04 \text{ md}$$

$$k_x = \frac{(\sqrt{k_x k_y})^2}{k_y}$$

$$k_x = \frac{(17.73)^2}{15.04}$$

$$k_x = 20.9 \text{ md}$$

Tabla 4. Porcentaje de error del método convencional según método de Tiab.

Parámetro	Método convencional desarrollado	Método de Tiab	% error
K _x	20.9	19.87	5.18
K _y	15.04	15.14	0.66

Ejemplo 3

Los datos de una prueba de declinación de presión de un pozo horizontal están dados en la tabla 3. También se dan otros datos del yacimiento y el pozo que son conocidos:

$q = 1000$ BPPD
 $L_w = 4000$ ft
 $\phi = 0.1$
 $r_w = 0.462$ ft
 $\mu = 1$ cp
 $L_p = 600$ ft

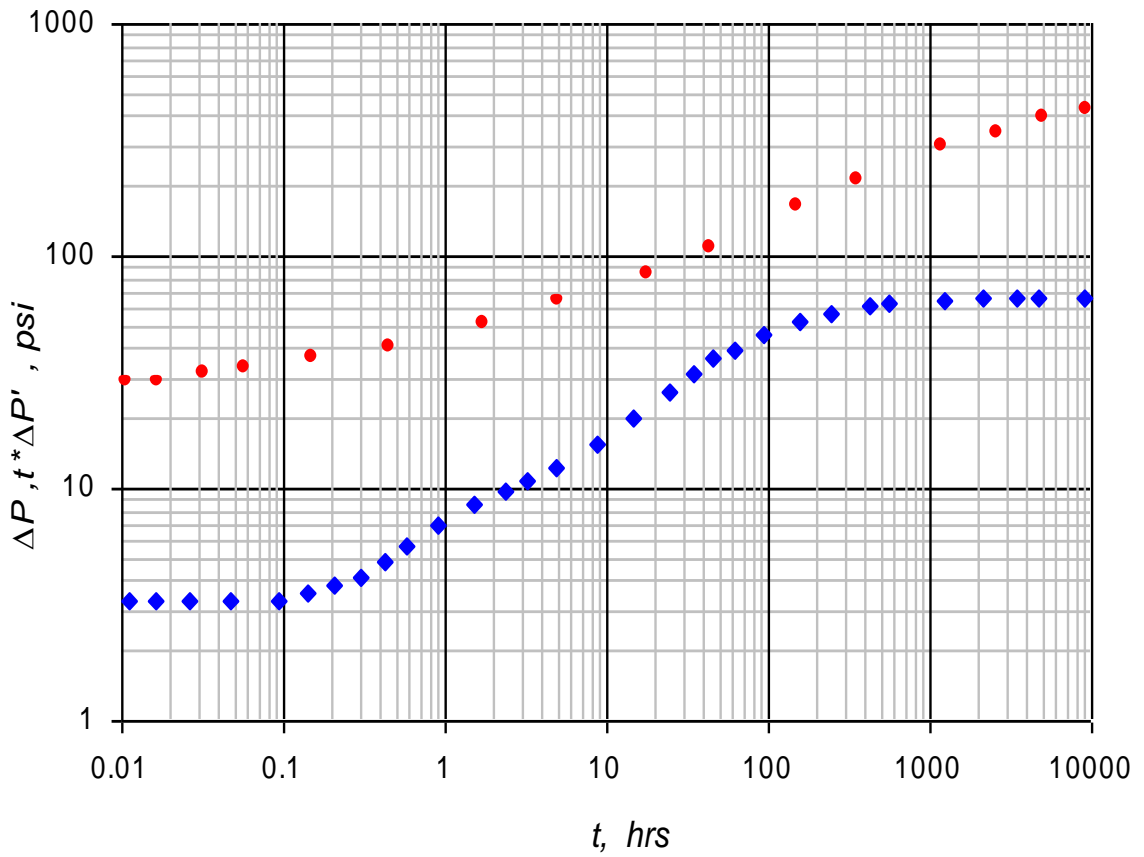
$P_i = 5000$ psi
 $c_i = 0.000002$ psi⁻¹
 $B = 1.25$ bbl/STB
 $h = 79$ ft
 $n = 4$

Tabla 5. Datos de prueba de declinación de presión de un pozo horizontal. Ejemplo 3.

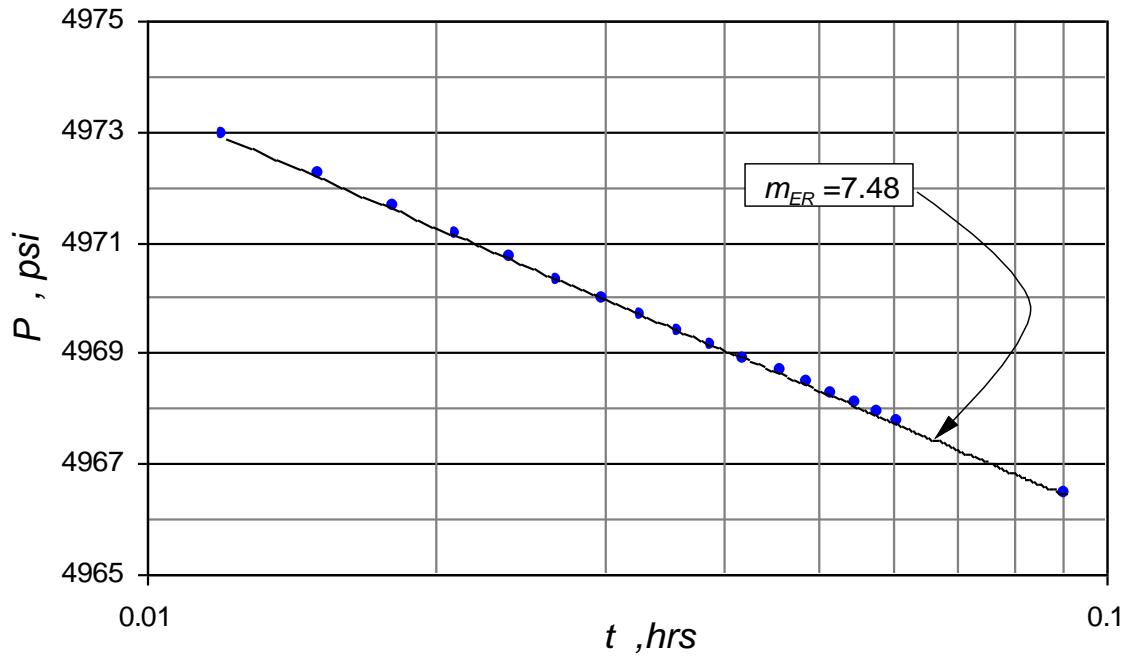
t , hrs	P , psi	$\log t$	$t^{0.5}$	t , hrs	P , psi	$\log t$	$t^{0.5}$
0	5000	-	0	0.0212	4971.1	-1.67366	0.145602
0.0006	4982.55	-3.22185	0.024495	0.024	4970.67	-1.61979	0.154919
0.0009	4981.25	-3.04576	0.03	0.027	4970.29	-1.56864	0.164317
0.0012	4980.32	-2.92082	0.034641	0.03	4969.95	-1.52288	0.173205
0.0015	4979.6	-2.82391	0.03873	0.033	4969.64	-1.48149	0.181659
0.0018	4979.01	-2.74473	0.042426	0.036	4969.36	-1.4437	0.189737
0.0021	4978.52	-2.67778	0.045826	0.039	4969.1	-1.40894	0.197484
0.0024	4978.09	-2.61979	0.04899	0.042	4968.86	-1.37675	0.204939
0.0027	4977.71	-2.56864	0.051962	0.046	4968.64	-1.33724	0.214476
0.003	4977.37	-2.52288	0.054772	0.049	4968.43	-1.3098	0.221359
0.0033	4977.06	-2.48149	0.057446	0.052	4968.24	-1.284	0.228035
0.0036	4976.78	-2.4437	0.06	0.055	4968.05	-1.25964	0.234521
0.0039	4976.52	-2.40894	0.06245	0.058	4967.88	-1.23657	0.240832
0.0039	4976.28	-2.40894	0.06245	0.061	4967.71	-1.21467	0.246982
0.0042	4976.06	-2.37675	0.064807	0.091	4966.41	-1.04096	0.301662
0.0046	4975.85	-2.33724	0.067823	0.121	4955.47	-0.91721	0.347851
0.0052	4975.66	-2.284	0.072111	0.152	4964.65	-0.81816	0.389872
0.0055	4975.47	-2.25964	0.074162	0.182	4963.99	-0.73993	0.426615
0.0058	4975.3	-2.23657	0.076158	0.212	4963.43	-0.67366	0.460435
0.0061	4975.13	-2.21467	0.078102	0.243	4962.92	-0.61439	0.49295
0.0091	4973.83	-2.04096	0.095394	0.273	4962.46	-0.56384	0.522494

<i>t</i> , hrs	<i>P</i> , psi	log <i>t</i>	<i>t</i> ^{0.5}	<i>t</i> , hrs	<i>P</i> , psi	log <i>t</i>	<i>t</i> ^{0.5}
0.0152	4972.18	-1.81816	0.123288	0.334	4961.62	-0.47625	0.577927
0.0182	4971.59	-1.73993	0.134907	0.364	4961.24	-0.4389	0.603324
0.394	4960.87	-0.4045	0.627694	273.04	4809.55	2.436226	16.52392
0.425	4960.52	-0.37161	0.65192	303.38	4803.53	2.481987	17.41781
0.46	4960.18	-0.33724	0.678233	333.71	4798.01	2.523369	18.26773
0.49	4959.85	-0.3098	0.7	364.05	4792.92	2.561161	19.08009
0.52	4959.53	-0.284	0.72111	394.49	4788.19	2.596036	19.86177
0.55	4959.22	-0.25964	0.74162	424.73	4783.77	2.628113	20.60898
0.58	4958.93	-0.23657	0.761577	455.06	4779.63	2.658069	21.33214
0.61	4958.63	-0.21467	0.781025	485.4	4775.73	2.6861	22.0318
0.91	4956.07	-0.04096	0.953939	515.74	4772.04	2.712431	22.70991
1.21	4953.96	0.082785	1.1	546.08	4768.55	2.737256	23.36835
1.52	4952.15	0.181844	1.232883	576.46	4765.22	2.760769	24.00958
1.82	4950.56	0.260071	1.349074	606.75	4762.05	2.78301	24.6323
2.12	4949.15	0.326336	1.456022	910.13	4736.47	2.959103	30.16836
2.43	4947.87	0.385606	1.558846	1213.5	4717.74	3.08404	34.83533
2.73	4946.7	0.436163	1.652271	1516.88	4704.69	3.180951	38.94714
3.03	4945.63	0.481443	1.74069	1820.25	4692.94	3.260131	42.66439
3.34	4944.63	0.523746	1.827567	2123.63	4683	3.327079	46.08286
3.64	4943.69	0.561101	1.907878	2427	4674.4	3.38507	49.26459
3.94	4942.81	0.595496	1.984943	2730.38	4666.81	3.436223	52.25304
4.25	4941.98	0.628389	2.061553	3033.75	4660.02	3.48198	55.07949
4.55	4941.19	0.658011	2.133073	3337.13	4653.87	3.523373	57.7679
4.85	4940.43	0.685742	2.202272	3640.5	4648.27	3.561161	60.33656
5.16	4939.7	0.71265	2.271563	3934.88	4643.11	3.594931	62.72862
5.46	4939.01	0.737193	2.336664	4247.25	4638.33	3.628108	65.17093
5.76	4938.33	0.760422	2.4	4550.63	4633.88	3.658072	67.45836
6.07	4937.68	0.783189	2.463737	4854	4629.73	3.6861	69.67065
9.1	4932.05	0.959041	3.016621	5157.38	4625.82	3.712429	71.8149
12.14	4927.36	1.084219	3.48425	5460.75	4622.13	3.737252	73.89689
15.17	4923.21	1.180986	3.894868	5764.13	4618.65	3.760734	75.92187
18.2	4919.43	1.260071	4.266146	6067.5	4615.34	3.78301	77.89416
21.24	4915.92	1.327155	4.608687	9101.25	4589.21	3.959101	95.40047
24.27	4912.64	1.38507	4.926459	12135	4570.67	4.08404	110.159

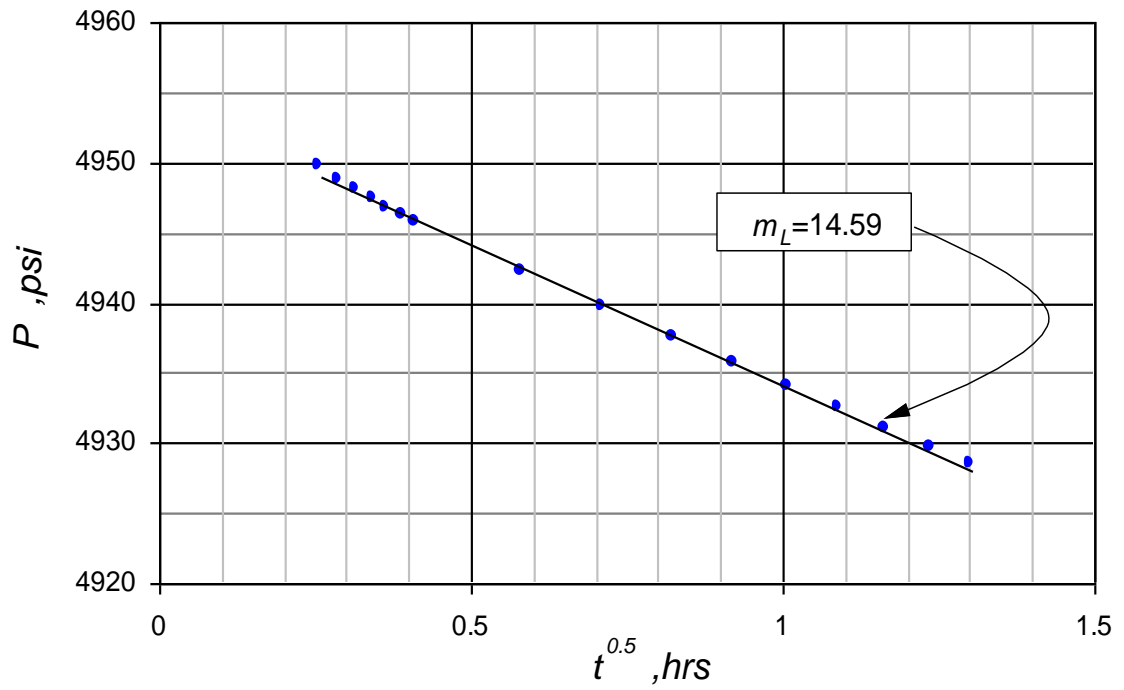
<i>t</i> , hrs	<i>P</i> , psi	log <i>t</i>	<i>t</i> ^{0.5}	<i>t</i> , hrs	<i>P</i> , psi	log <i>t</i>	<i>t</i> ^{0.5}
27.3	4909.54	1.436163	5.22494	15168.75	4556.29	4.18095	123.1615
30.34	4906.6	1.482016	5.508176	18202.5	4544.54	4.260131	134.9166
33.37	4903.81	1.523356	5.776677	21236.25	4534.6	4.327078	145.7266
36.41	4901.14	1.561221	6.03407	24270	4526	4.38507	155.7883
39.44	4898.58	1.595937	6.280127	27303.75	4518.41	4.436222	165.2385
42.47	4896.13	1.628082	6.516901	30337.5	4511.62	4.48198	174.1766
45.51	4893.77	1.658107	6.74611	33371.26	4505.47	4.523373	182.678
48.54	4891.49	1.6861	6.967065	36405.01	4499.87	4.561161	190.801
51.57	4889.3	1.712397	7.181226	39438.76	4494.71	4.595923	198.5919
54.61	4887.18	1.737272	7.389858	42472.51	4489.93	4.628108	206.0886
57.64	4885.13	1.760724	7.592101	45506.26	4485.49	4.658071	213.322
60.68	4883.14	1.783046	7.789737	48540.01	4481.33	4.6861	220.318
91.01	4866.05	1.959089	9.539916	51573.76	4477.42	4.712429	227.0986
121.35	4852.56	2.08404	11.0159	54607.51	4473.74	4.737252	233.6825
151.69	4841.39	2.180957	12.31625	57641.26	4470.25	4.760733	240.0859
182.03	4831.86	2.260143	13.49185	60675.01	4466.95	4.78301	246.323
212.36	4823.55	2.327073	14.57258	91012.51	4440.81	4.959101	301.6828
242.7	4816.17	2.38507	15.57883				



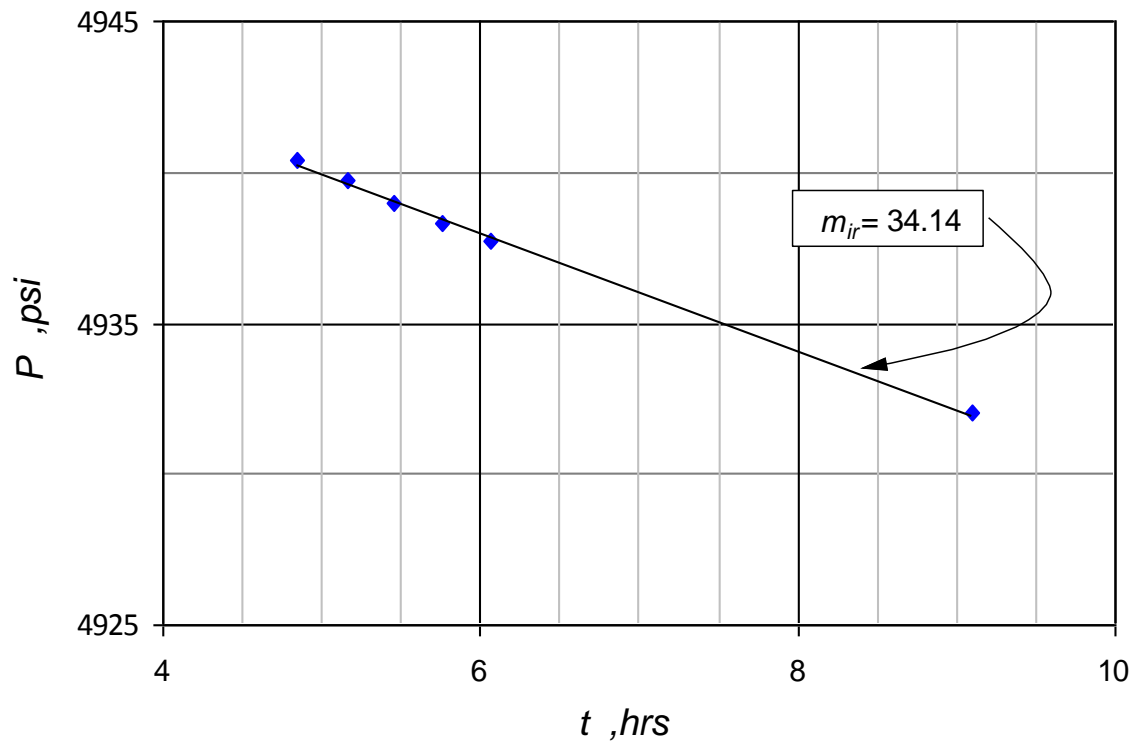
Gráfica 7. Gráfica de presión y derivada de presión para los datos del ejemplo 3.



Gráfica 8. Semilog P vs t (Flujo radial temprano)



Gráfica 9. Gráfica P vs $t^{0.5}$ (Flujo lineal temprano)



Gráfica 10. Semilog P vs t (Flujo radial intermedio)

-Flujo radial temprano:

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{81.28 q_t \mu B}{m_{1R} n L_p}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{81.2810001 \times 1.125}{7.5 \times 4 \times 600}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = 5.66 \text{ md}$$

-Flujo lineal:

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162.6 q_t \mu B}{m_{1L} n h}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162.6 \times 1000 \times 1 \times 1.25}{34.14 \times 4 \times 79}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 18.84 \text{ md}$$

Para hallar la permeabilidad en la dirección (y) se utiliza la Ec. (29).

$$k_y = \left(\frac{4.064 \times 1000 \times 1.25}{2 \times 600 \times 79 \times 14.6} \right)^2 \left(\frac{1}{0.1 \times 1 \times 0.0000002} \right)$$

$$k_y = 16.85 \text{ md}$$

$$k_x = \frac{(\sqrt{k_x k_y})^2}{k_y}$$

$$k_x = \frac{(18.84)^2}{16.85}$$

$$k_x = 21.06 \text{ md}$$

$$k_z = \frac{(\sqrt{k_z k_y})^2}{k_y}$$

$$k_z = \frac{(5.66)^2}{16.85}$$

$$k_z = 1.901 \text{ md}$$

Tabla 6. Porcentaje de error del método convencional según método de Tiab.

Parámetro	Método convencional desarrollado	Método de Tiab	% error
k_x	21.06	20	5.3
k_y	16.85	15	12.33
k_z	1.901	2	4.95

SOFTWARE

Utilidad del Programa realizado en Visual Basic 6.0

La Ecuación (1) se programó en lenguaje VisualBasic 6.0 cuyo código se da en el Anexo 1 y ejemplo en el Anexo 2.

El programa en Visual Basic 6.0 se ha desarrollado para obtener una solución que permita estimar el efecto del número y la longitud de las zonas aisladas sobre el comportamiento de la presión y derivada de presión en pozos horizontales con zonas aisladas.

El programa permite ingresar parámetros básicos de un pozo horizontal, número y longitud de las zonas aisladas y de las zonas cañoneadas, para simular y comparar el comportamiento de los pozos horizontales segmentados. El análisis de la gráfica logarítmica de la presión y la derivada de la presión y la gráfica semilog nos dan las herramientas necesarias para evaluar los regímenes que se presentan para cada caso.

En el Anexo 3 se encuentran las gráficas de varias simulaciones que se realizaron combinando diferentes longitudes de zonas aisladas, número de zonas aisladas y distintas longitudes de wellbore.

CONCLUSIONES

Se presentan las ecuaciones del método convencional para hallar k_x , k_y y k_z de los flujos radial temprano, lineal, pseudo-esférico y Pseudorradial. Además se definió el parámetro adimensional skin por el método convencional para cada régimen de flujo, permitiendo la simulación del comportamiento y efectos que implica el completamiento de pozos horizontales con zonas aisladas, que principalmente se traduce en caídas de presión (*skin factor*) adicionales y mayores a las caídas de presión presentes en pozos horizontales sin zonas aisladas. Éstas se verificaron satisfactoriamente con ejemplos que se realizaron con el método de Tiab, expuestos en la tesis de Salam 2012.

La principal influencia de las zonas aisladas se observa en los regímenes de flujo: radial temprano y lineal temprano.

En pozos horizontales con una zona aislada a medida que aumenta L_D disminuye el tiempo de flujo radial y aumenta la caída de presión. A medida que aumentan el número de zonas aisladas y L_D , el tiempo de flujo radial empieza a disminuir con una caída de presión constante hasta cuando se alcanza el flujo lineal el cual hace que la caída de presión sea mayor.

Con el software en Visual Basic 6.0 “PRESSURE TEST ANALYSIS OF HORIZONTAL WELLS WITH ZONAL ISOLATIONS” es posible simular e interpretar el comportamiento de presión y derivada de presión para diferentes escenarios de pozos horizontales con zonas aisladas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Al Rbeawi, S. Interpretation of Pressure Transient Tests of Horizontal Wells With Multiple Hydraulic Fractures and Zonal Isolations. PhD Dissertation. The University of Oklahoma. Norman, OK, USA. 2012.

Bourdet, D. 2002. “*Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretations Models*”. Handbook of Petroleum Exploration and Production 3, Elsevier Science. pp. 57-68.

Chaudhry, A. U. 2004. “*Oil Well Testing Handbook*”. Gulf Professional Publishing. ISBN 0-7506-7706-6. pp. 44.

Cheng, Y. “*Pressure Transient Testing and Productivity Analysis for Horizontal Wells*”. PhD Dissertation, Universidad de Texas A&M, Agosto 2003.

Engler, T. W. 1995. “*Interpretation of Pressure Test in Naturally Fractured Reservoirs by the Direct Synthesis Technique*”. PhD Dissertation, Universidad de Oklahoma, 1995.

Halliburton. “*Halliburton Horizontal Completions Seminar*”.

Kuchuk, F. J. 1995. “*Well Testing and Interpretation for Horizontal Wells*”. Paper SPE 25232. Enero 1995. pp. 36-41.

Ozkan, E. 1987. “*Performance of Horizontal Wells*”. PhD. Dissertation, Universidad de Tulsa, Tulsa, OK. 1987.

Salam, J. H. 2012. “*Interpretation of Pressure Transient Test of Horizontal Wells with Multiple Hydraulic Fractures and Zonal Isolations*”. PhD. Dissertation, Universidad de Oklahoma, Mayo 2012.

NOMENCLATURA.

B	Factor de volumen de formación del aceite, rb/STB
c_t	Compresibilidad total, 1/psi
h	Espesor de la formación, ft
K_x	Permeabilidad de la formación en la dirección x, md
k_v	Permeabilidad de la formación en la dirección y, md
K_z	Permeabilidad de la formación en la dirección z, md
L	Longitud total del pozo horizontal, ft
L_p	Longitud de las zonas perforadas, ft
L_z	Longitud de las zonas aisladas, ft
P_{wf}	Presión de fondo fluyente (pruebas de declinación de presión), psi
P_i	Presión de fondo estática (pruebas de restauración de presión), psi
P_D	presión adimensional
P_D'	Derivada de presión adimensional aritmética
q_t	Caudal de flujo total, STB/D
r	Radio, ft
r_e	Radio de drenaje, ft
r_w	Radio del pozo, ft
s	Daño (skin factor)
t	Tiempo, hr
t_D	Tiempo adimensional
$t_D * P_D'$	Derivada de presión adimensional
$t * \Delta P'$	Derivada de presión, psi
m_{ER}	Pendiente de la línea de flujo radial temprano
m_{EL}	Pendiente de la línea de flujo lineal temprano
m_{hs}	Pendiente de la línea de flujo Pseudo-Esférico
m_{PR}	Pendiente de la línea de flujo PseudoRadial
n	Número de zonas aisladas
ΔP_t	Caída de presión total, psi
x_w	Coordenada cartesiana-x del punto de producción
x_y	Coordenada cartesiana-y del punto de producción
x_z	Coordenada cartesiana-z del punto de producción
x'	La posición en la dirección-x de un solo intervalo productor
y'	La posición en la dirección-y de un solo intervalo productor
z'	La posición en la dirección-z de un solo intervalo productor

SIMBOLOS

\emptyset	Porosidad
μ	Viscosidad
H	Espesor de la formación, ft
τ	Variable de integración - tiempo

SUFIJOS

1, 1r, er	Primer regimen de flujo o temprano
D	Adimensional
L	Lineal
M	Mecánico
max	Máximo
Min	Mínimo
$L1$	Lineal temprano a 1 hr
$r1$	Radial a 1 hr
$pr1$	Pseudorradial a 1 hr
$2L1$	Flujo lineal tardío a 1 hr
R	Radial o pseudorradial
W	Pozo

ANEXO 1. CÓDIGO DEL PROGRAMA

“Se Programó la Ecuación 1 en Visual Basic 6.0”

' CONSTANTS USED TO ASSIST
IN PROGRAMMING WITH OLETRA
CHART

'
Dim TypePlot As Integer
Dim HoldP As Double
Const Closeness As Integer = 3

' VARIABLES FOR TRACKING
THE MOUSES COORDENATES

'
Dim px As Long
Dim py As Long

' VARIABLES FOR USER
INTERACTION VALUES

'
Dim Series As Long
Dim pnt As Long
Dim distance As Long
Dim Region As Long
Dim XVal As Double
Dim YVal As Double

'
Dim PubTest As Integer
Dim StartX As Long
Dim EndX As Long
Dim StartY As Long
Dim EndY As Long

' VARIABLES FOR MINIMUM
AND MAXIMUM AXES VALUES

'
Dim Xmin As Double, XMax As Double,
Ymin As Double, YMax As Double

'
' MINIMUM AND MAXIMUM
DATA VALUES

'
Dim XminD As Double, XMaxD As
Double, YminD As Double, YMaxD As
Double

' HUGEVALUE IS RETURNED IN
SOME API CALLS WHEN THE
CONTROL CAN'T DETERMINE AN
APPROPRIATE VALUE.

'
Private Const ocHugeValue As Double =
1E+308

' WINDOWS MESSAGES, TAKEN
OUT OF THE WINAPI.TXT FILE.
CONSTANTS FOR DEALING WITH
MOUSE EVENTS

'
Private Const WM_MOUSEFIRST =
&H200

Private Const WM_MOUSEMOVE =
&H200

Private Const WM_LBUTTONDOWN =
&H201

Private Const WM_LBUTTONUP =
&H202

Private Const WM_LBUTTONDBLCLK
= &H203

Private Const WM_RBUTTONDOWN =
&H204

Private Const WM_RBUTTONUP =
&H205

Private Const WM_RBUTTONDBLCLK
= &H206

Private Const WM_MBUTTONDOWN =
&H207

Private Const WM_MBUTTONUP =
&H208

```

Private Const
WM_MBUTTONDOWNBLCLK = &H209
Private Const WM_MOUSELAST =
&H209
'
'   FLAGS SET WHEN ONE OF THE
MOUSE EVENTS IS TRIGGERED
'
Private Const MK_LBUTTON = &H1
Private Const MK_MBUTTON = &H10
Private Const MK_RBUTTON = &H2
'
'   KEYBOARD EVENTS FOR
WHEN A KEY IS
PRESSED/RELEASED
'
Private Const WM_KEYDOWN =
&H100
Private Const WM_KEYUP = &H101
'
'   FLAGS SET WHEN A
KEYBOARD EVENT IS TRIGGERED
'
Private Const MK_ALT = &H20
Private Const MK_CONTROL = &H8
Private Const MK_SHIFT = &H4
'
'   THE VIRTUAL KEY CODES
'
Private Const VK_ESCAPE = &H1B
'The <Esc> key (ASCII Character 27)
Private Const VK_SHIFT = &H10
'The <Shift> key
Private Const VK_CONTROL = &H11
'The <Ctrl> key
'
'
'
'
'   OUTPUT CHART OPTIONS
'
Dim FileName As String
VARIABLE FOR IMAGE FILE NAME

Dim ImageLocation As Integer
'
VARIABLE TO DETERMINE THE
LOCATION OF IMAGE
Dim CurrentAction As Integer
'
SELECT ZOOM, SCALE OF CHART
MOVEMENT
'
'   Constants for the Common Dialog Box
'
Const cdiOFNLongNames = &H200000
Const cdiOFNPathMustExist = &H800&
Const cdiOFNOverWritePrompt = &H2&
Const cdiOFNHideReadOnly = &H4&
'
'   Holder for return codes
'
Dim Result As Boolean
'
'   Storage for the different chart values
'
Dim C2Height As Long
Dim C2Width As Long
Dim tDim() As Double, PresD() As
Double, PDP() As Double

Private Sub About1_Click()
Load Form4
Form4.Show
End Sub

Private Sub Clear1_Click()
Text1.Text = ""
Text2.Text = ""
Text3.Text = ""
Text4.Text = ""
Text5.Text = ""
Text6.Text = ""
Text7.Text = ""
Text8.Text = ""
Text9.Text = ""
Text10.Text = ""
End Sub

Private Sub CopiarCarta_Click()
Clipboard.Clear

```

```

Chart2D1.CopyToClipboard
(oc2dFormatEnhMetafile)
End Sub

```

```

Private Sub default1_Click()
Text1.Text = "1"
Text2.Text = "0.0001"
Text3.Text = "0"
Text4.Text = "0.5"
Text5.Text = "2"
Text6.Text = "0"
Text7.Text = "0"
Text8.Text = "0.5"
Text9.Text = "0.5"
Text10.Text = "16"
End Sub

```

```

Private Sub Exit1_Click()
Unload Me
End Sub

```

```

'          MAIN PROGRAM

```

```

Private Sub Plot1_Click()
Dim K As Double
Dim XD As Double, YD As Double, ZD
As Double, ZwD As Double, m As
Double, sm As Double
Dim sz As Double, LzD As Double, LpD
As Double, LD As Double, pk As
Double, pk1 As Double
Dim PfD() As Double, PfDD() As
Double, Tfd() As Double, TD1() As
Double, sum() As Double
Dim F() As Double, TD2() As Double,
sum11() As Double, sum22() As Double
Dim Cnt As Double
Label17.Visible = False
Label16.Visible = True

```

```

ReDim PfD(1000) As Double,
PfDD(1000) As Double, Tfd(1000) As
Double, TD1(1000) As Double,
sum(1000) As Double

```

```

ReDim F(1000) As Double, TD2(1000)
As Double, sum11(1000) As Double,
sum22(1000) As Double

```

```

XD = Text1.Text
YD = Text2.Text
ZD = Text3.Text
ZwD = Text4.Text
m = Text5.Text
sm = Text6.Text
sz = Text7.Text
LzD = Text8.Text
LpD = Text9.Text
LD = Text10.Text
LzD = LzD / m
LpD = LpD / m
j = 0
OD = ((3.14) ^ 0.5) / (2 * m * LpD)
OD1 = 1 / (4 * m * LD * LpD)
TD111 = 25 / 3 * (XD - m * LzD - (m -
1) * LpD) ^ 2
TD222 = 25 / 3 * (XD - m * (LzD +
LpD)) ^ 2
TD333 = 25 * YD ^ 2
TD444 = 5 / (3.14 ^ 2 * LD ^ 2)
TDlist1=[TD1,TD2,TD3,TD4];
TDmax=max(TDlist1);
tdmax = 2
TD555 = (XD - m * LzD - (m - 1) * LpD)
^ 2 / 20
TD777 = 1 / 5
TD888 = (ZD * LD + 2 * ZwD) ^ 2 / (20
* LD ^ 2)
TD999 = (ZD * LD + 2 * ZwD - 2) ^ 2 /
(20 * LD ^ 2)
'
If TD555 < TD777 And TD555 < TD888
And TD555 < TD999 Then
    TDmin = TD5
ElseIf TD777 < TD555 And TD777 <
TD888 And TD777 < TD999 Then
    TDmin = TD7
ElseIf TD888 < TD555 And TD888 <
TD777 And TD888 < TD999 Then
    TDmin = TD888

```

```

Else
    TDmin = TD999
End If
'
Cnt = 0
For i = -6 To 2
Cnt = Cnt + 1
ProgressBar1 = (Cnt / 9) * 100
Label14.Caption = (Cnt / 9) * 100
Label14.Refresh
    For tD = 1 * 10 ^ i To 9.5 * 10 ^ i Step
0.5 * 10 ^ i
        j = j + 1
        TfD(j) = tD
    '
        ' Dimensionless pressure
calculation for TD<=TDmin.
        If tD <= TDmin Then
            X = (YD ^ 2 + ZD ^ 2) / (4 * tD)
            If X <= 0.01 Then
                PD = OD1 * (Log(tD / (YD ^ 2 +
ZD ^ 2)) + 0.80907) + sm / (m * LpD *
LD)
                PfD(j) = PD
            Else
                n = 3000
                kl = 0
                For gh = 0 To tD / n Step tD / n / 6
                    kl = kl + 1
                    TD1(kl) = gh
                Next gh
                For M1 = 1 To 7
                    sum(M1) = 0
                    F(M1) = sum(M1) + Exp(-1 *
(YD ^ 2 + ZD ^ 2) / (4 * TD1(M1))) /
TD1(M1)
                    sum(M1) = F(M1)
                Next M1
                PD1 = tD / n / 20 * (11 * F(2) - 14 *
F(3) + 26 * F(4) - 14 * F(5) + 11 * F(6))
                kl = 0
                For gh = tD / n To tD Step ((tD - tD /
n) / n)
                    kl = kl + 1
                    TD2(kl) = gh
                Next gh
            '
            For M1 = 1 To (n + 1)
                sum(M1) = 0
                F(M1) = Exp(-1 * (YD ^ 2 + ZD ^
2) / (4 * TD2(M1))) / TD2(M1)
                sum(M1) = F(M1)
            Next M1
            sum1 = 0
            sum2 = 0
            For M1 = 2 To n Step 2
                sum11(M1) = sum1 + F(M1)
                sum1 = sum11(M1)
            Next M1
            '
            For M1 = 3 To (n - 1) Step 2
                sum22(M1) = sum2 + F(M1)
                sum2 = sum22(M1)
            Next M1
            PD2 = (tD - tD / n) / (3 * n) * (F(1) +
4 * sum1 + 2 * sum2 + F(n + 1))
            PD = (PD1 + PD2) * OD1 + sm / (m
* LpD * LD)
            PfD(j) = PD
        End If
    '
    Else
        'Dimensionless pressure calculation for
TDmin<TD<TDmax.
        'PDmin calculation.
        If tD <= tDmax Then
            TD11 = TDmin
            X = (YD ^ 2 + ZD ^ 2) / (4 *
TD11)
            If X <= 0.01 Then
                PDmin = OD1 * (Log(TD11 /
(YD ^ 2 + ZD ^ 2)) + 0.80907) + sm / (m
* LpD * LD)
            Else
                n = 3000
                kl = 0
                For gh = 0 To TD11 / n Step
TD11 / n / 6
                    kl = kl + 1

```

```

        TD1(kl) = gh
    Next gh

    For M1 = 1 To 7
        sum(M1) = 0
        F(M1) = sum(M1) + Exp(-1 *
(YD ^ 2 + ZD ^ 2) / (4 * TD1(M1))) /
TD1(M1)
        sum(M1) = F(M1)
    Next M1

    PD1 = TD11 / n / 20 * (11 * F(2) -
14 * F(3) + 26 * F(4) - 14 * F(5) + 11 *
F(6))

    For gh = TD11 / n To TD11 Step
(TD11 - TD11 / n) / n
        kl = kl + 1
        TD2(kl) = gh
    Next gh

    For M1 = 1 To (n + 1)
        sum(M1) = 0
        F(M1) = sum(M1) + Exp(-1 *
(YD ^ 2 + ZD ^ 2) / (4 * TD2(M1))) /
TD2(M1)
        sum(M1) = F(M1)
    Next M1

    sum1 = 0
    sum2 = 0
    For M1 = 2 To n Step 2
        sum11(M1) = sum1 + F(M1)
        sum1 = sum11(M1)
    Next M1

    For M1 = 3 To (n - 1) Step 2
        sum22(M1) = sum2 + F(M1)
        sum2 = sum22(M1)
    Next M1
    PD2 = (TD11 - TD11 / n) / (3 * n) *
(F(1) + 4 * sum1 + 2 * sum2 + F(n + 1))
    PDmin = (PD1 + PD2) * OD1 + sm /
(m * LpD * LD)
    End If

'
'
'PD calculation
    PDmin = PDmin
    TD11 = TDmin
    sum00 = 0
    For n1 = 1 To 1000
        super = sum00 + Exp(-1 * n1 ^ 2 *
3.14 ^ 2 * LD ^ 2 * TD11) * Cos(3.14 *
n1 * ZwD) * Cos(3.14 * n1 * ((ZD * LD)
+ ZwD))
        sum00 = super
    Next n1
    super = 1 + 2 * sum00
    sum00 = 0
    For kp = 1 To m
        pk = (XD - kp * (LzD + LpD)) / (2 *
(TD11) ^ 0.5)
        pk1 = (XD - kp * LzD - (kp - 1) *
LpD) / (2 * (TD11) ^ 0.5)
        If pk <= 0 And pk1 >= 0 Then
            pk = pk * -1
        If pk = 0 Then
            erft = sum00 + erf1(pk1)
        Else
            erft = sum00 + erf(pk) + erf1(pk1)
        End If
        ElseIf pk >= 0 And pk1 <= 0 Then
            pk1 = -1 * pk1
            erft = sum00 - erf(pk) - erf1(pk1)
        ElseIf pk <= 0 And pk1 <= 0 Then
            pk = -1 * pk
            pk1 = -1 * pk1
            erft = sum00 + erf(pk) - erf1(pk1)
        ElseIf pk >= 0 And pk1 >= 0 Then
            erft = sum00 - erf(pk) + erf1(pk1)
    'modifica
    End If
    sum00 = erft
    Next kp
    erft = sum00
    MD = Exp(-1 * YD ^ 2 / (4 *
TD11)) / (TD11) ^ 0.5
    F1 = super * erft * MD
    TD22 = tD

```



```

Next kp2
PD = PDmin + OD * (TD22 - TD11) /
n * ((F2 + F1) / 2 + F3)
PfD(j) = PD
Else
'Dimensionless pressure calculation
for TD>TDmax.
TD22 = tdmx
sum00 = 0
For N4 = 1 To 1000
super = sum00 + Exp(-1 * N4 ^ 2
* 3.14 ^ 2 * LD ^ 2 * TD22) * Cos(3.14 *
N4 * ZwD) * Cos(3.14 * N4 * ((ZD *
LD) + ZwD))
sum00 = super
Next N4
super = 1 + 2 * sum00
sum00 = 0
For kp = 1 To m
pk = (XD - kp * (LzD + LpD)) /
(2 * (TD22) ^ 0.5)
pk1 = (XD - kp * LzD - (kp - 1) *
LpD) / (2 * (TD22) ^ 0.5)
If pk <= 0 And pk1 >= 0 Then
pk = -1 * pk
If pk = 0 Then
erft = sum00 + erf(pk1)
Else
erft = sum00 + erf(pk) +
erf(pk1)
End If
ElseIf pk >= 0 And pk1 <= 0 Then
pk1 = -1 * pk1
erft = sum00 - erf(pk) -
erf1(pk1)
ElseIf pk <= 0 And pk1 <= 0 Then
pk = -1 * pk
pk1 = -1 * pk1
erft = sum00 + erf(pk) -
erf1(pk1)
ElseIf pk >= 0 And pk1 >= 0
Then
erft = sum00 - erf(pk) +
erf1(pk1)
End If

```

```

sum00 = erft
Next kp
erft = sum00
MD = Exp(-1 * YD ^ 2 / (4 *
TD22)) / (TD22) ^ 0.5
F2 = super * erft * MD
n = 5000
sum1 = 0
'
For kp4 = 1 To (n - 1)
TD33 = TD11 + kp4 * (TD22 -
TD11) / n
sum00 = 0
For N5 = 1 To 1000
super = sum00 + Exp(-1 * N5 ^
2 * 3.14 ^ 2 * LD ^ 2 * TD33) * Cos(3.14
* N5 * ZwD) * Cos(3.14 * N5 * ((ZD *
LD) + ZwD))
sum00 = super
Next N5
super = 1 + 2 * sum00
sum00 = 0
For kp5 = 1 To m
pk = (XD - kp5 * (LzD + LpD))
/ (2 * (TD33) ^ 0.5)
pk1 = (XD - kp5 * LzD - (kp5 -
1) * LpD) / (2 * (TD33) ^ 0.5)
If pk <= 0 And pk1 >= 0 Then
pk = -1 * pk
If pk = 0 Then
erft = sum00 + erf1(pk1)
Else
erft = sum00 + erf(pk) +
erf1(pk1)
End If
ElseIf pk >= 0 And pk1 <= 0
Then
pk1 = -1 * pk1
erft = sum00 - erf(pk) -
erf1(pk1)
ElseIf pk <= 0 And pk1 <= 0
Then
pk = -1 * pk
pk1 = -1 * pk1

```



```

    Print #NUMERO, "TD", " PD", "
TD*DP"
    ReDim tDim(1 To 154), PresD(1 To
154), PDP(1 To 154)

    For kp = 1 To 154
        Print #NUMERO, TfD(kp), PfD(kp),
PfDD(kp)
        tDim(kp) = TfD(kp)
        PresD(kp) = PfD(kp)
        PDP(kp) = PfDD(kp)
    Next kp
    Close #NUMERO
    Abrir = Shell("notepad.exe " &
App.Path & "\safefile.txt", 2)
    Plot.Enabled = True
End Sub
Private Sub Plotting()
    If TypePlot = 1 Then

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.NumSeries = 2

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.NumPoints(1) = 154

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.NumPoints(2) = 154
    Else

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.NumSeries = 1

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.NumPoints(1) = 154
    End If

Chart2D1.ChartArea.Axes("X").Font.Bold = True

Chart2D1.ChartArea.Axes("X").Font.Size = 9

Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").Font.Size = 9

```

```

Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").TitleRotation = oc2dRotate90Degrees

Chart2D1.ChartArea.Axes("x").LabelFormat.Scientific.DecimalPlaces = 0

Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").LabelFormat.Scientific.DecimalPlaces = 0
'
'
'           SETUP THE LEGEND
'
Chart2D1.IsBatched = True
With Chart2D1.Legend
    .Location.Height.Value = 1
    .Location.Top.Value = 1
    .Location.Left.Value = 1
    .Location.Width.Value = 1
    .Font.Name = "Arial"
    .Font.Size = 8
    .Font.Bold = True
    .Border = oc2dBorderShadow
    .Border.Width = 4
    .Interior.BackgroundColor = RGB(255, 255, 255)
End With
'
'           SETUP THE HEADER
'
With Chart2D1.Header
    If TypePlot = 1 Then
        .Text = "Dimensionless Pressure & Pressure Derivative"
    Else
        .Text = "Dimensionless Semilog Plot"
    End If
    .Border = oc2dBorderShadow
    .Border.Width = 4
    .Font.Name = "Arial"
    .Interior.ForegroundColor = RGB(255, 0, 0)
    .Font.Size = 10
    .Font.Bold = True

```

```

        .Interior.BackgroundColor =
RGB(255, 255, 255)
        End With
    '
    '         SETUP THE FOOTER
    '
    '
    With Chart2D1.Footer
        .Text = "Nowhere"
        .Border = oc2dBorderShadow
        .Border.Width = 4
        .Font.Name = "Arial"
        .Font.Size = 8
        .Font.Bold = False
        .Interior.BackgroundColor =
RGB(255, 255, 255)
        End With
    '
    '         MAKE SOME CHANGES TO
    '         THE X-AXIS
    '
    With Chart2D1.ChartArea.Axes("X")
        .Font.Name = "Arial"
        .Font.Size = 10
        .Font.Bold = True
        .AxisStyle.LineStyle.Width = 1
        .AxisStyle.TickLength = 2
    End With
    '
    If TypePlot = 1 Then

Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").Title.Text = "PD & tD*PD"

Chart2D1.ChartArea.Axes("X").IsLogarithmic = True

Chart2D1.ChartArea.Axes("y").IsLogarithmic = True

Chart2D1.ChartArea.Axes("X").MajorGrid.Spacing = 10

Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").MajorGrid.Spacing = 10
        Else
Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").Title.Text = "PD"

Chart2D1.ChartArea.Axes("X").IsLogarithmic = True

Chart2D1.ChartArea.Axes("y").IsLogarithmic = False

Chart2D1.ChartArea.Axes("X").MajorGrid.Spacing = 10

Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").MajorGrid.Spacing = 100
        End If

Chart2D1.ChartArea.Axes("X").Title.Text = "tD"

Chart2D1.ChartArea.Axes("X").TitleFont.Size = 12

Chart2D1.ChartArea.Axes("X").TitleFont.Bold = True

Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").TitleFont.Size = 12

Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").TitleFont.Bold = True
        Chart2D1.Interior.BackgroundColor =
RGB(255, 255, 255)

Chart2D1.ChartGroups(1).SeriesLabels.RemoveAll

Chart2D1.ChartGroups(1).PointLabels.RemoveAll
        Chart2D1.ChartGroups(1).Data.Layout = oc2dDataGeneral
    End If

```

```

    Xmin =
Chart2D1.ChartArea.Axes("X").Min
    XMax =
Chart2D1.ChartArea.Axes("X").Max
    Ymin =
Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").Min
    YMax =
Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").Max
    XminD =
Chart2D1.ChartArea.Axes("X").DataMin
    XMaxD =
Chart2D1.ChartArea.Axes("X").DataMax
    YminD =
Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").DataMin
    YMaxD =
Chart2D1.ChartArea.Axes("Y").DataMax
'
    dp
'

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(1).line.
Pattern = oc2dLineNone

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(1).Sym
bol.Shape = oc2dShapeStar

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(1).Sym
bol.Size = 6

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(1).Sym
bol.Color = RGB(0, 0, 255)

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(1).Fill.
Color = 12
'
    t*dp
'

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(2).line.
Pattern = oc2dLineNone

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(2).Sym
bol.Shape = oc2dShapeCircle

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(2).Sym
bol.Size = 6

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(2).Sym
bol.Color = RGB(255, 0, 0)

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Styles(2).Fill.
Color = 12

```

```

    If TypePlot = 1 Then

```

```

        With

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).SeriesLabels

```

```

        .Add "PD"

```

```

        .Add "tD*PD"

```

```

        End With

```

```

    Else

```

```

        With

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).SeriesLabels

```

```

        .Add "PD"

```

```

        End With

```

```

    End If

```

```

Chart2D1.IsBatched = False

```

```

    If TypePlot = 1 Then

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.CopyXV
ectorIn 1, tDim

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.CopyYV
ectorIn 1, PresD

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.CopyXV
ectorIn 2, tDim

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.CopyYV
ectorIn 2, PDP

```

```

    Else

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.CopyXV
ectorIn 1, tDim

```

```

Chart2D1.ChartGroups(1).Data.CopyYV
ectorIn 1, PresD

```

```

    End If

```

```

Chart2D1.Visible = True

```

```

End Sub

```

```

Private Sub Form_Resize()
    Chart2D1.Width = Me.Width
    Chart2D1.Height = Me.Height - 350
    Chart2D1.Top = 0
    Chart2D1.Left = 0
End Sub
Private Sub resetzoom_Click()
    Chart2D1.CallAction
oc2dActionReset, 0, 0
End Sub
Private Sub Form_Load()

    .Add WM_LBUTTONDOWN, 0, 0,
oc2dActionZoomStart
    .Add WM_MOUSEMOVE,
MK_LBUTTON, 0,
oc2dActionZoomUpdate
    .Add WM_LBUTTONUP, 0, 0,
oc2dActionZoomEnd
    .Add WM_KEYDOWN,
MK_LBUTTON, VK_ESCAPE,
oc2dActionZoomCancel
    End With
    CurrentAction = oc2dActionZoomStart
    Chart2D1.ActionMaps.Remove
WM_LBUTTONUP, 0, 0
'oc2dActionZoomEnd
    Chart2D1.ActionMaps.Add
WM_LBUTTONUP, 0, 0,
oc2dActionZoomAxisEnd
'
    DEFINE THE TYPE OF CHART
'
    Chart2D1.ChartGroups(1).ChartType =
oc2dTypePlot
'
    RESUME NORMAL UPDATING
OF THE CHART
'
Chart2D1.ChartArea.Axes("X").IsLogarit
hmic = True

Chart2D1.ChartArea.Axes("y").IsLogarit
hmic = True
    Chart2D1.ActionMaps.Remove
WM_LBUTTONUP, 0, 0
'oc2dActionZoomEnd
    Chart2D1.ActionMaps.Add
WM_LBUTTONUP, 0, 0,
oc2dActionZoomAxisEnd
    Chart2D1.IsBatched = False
    'Store the location values of the chart
' C2DTop = Chart2D1.Top /
Screen.TwipsPerPixelY
' C2DLeft = Chart2D1.Left /
Screen.TwipsPerPixelX

'
MAIN FORM -
SETTINGS
'
TypePlot = 1
Me.Top = 0
Me.Left = 0

Me.Width = 11430
Me.Height = 8900
'
    BATCH THE UPDATES TO
THE CHART SO ALL THE CHANGES
WILL OCCUR AT ONCE
'
Chart2D1.IsBatched = True
'
    PREVENT THE USER FROM
BRINGING UP THE PROPERTY
PAGES AT RUN-TIME
'
Chart2D1.AllowUserChanges = True
'
    SPECIFY ACTIONS FOR
ZOOMING WITHIN THE CHART
'
With Chart2D1.ActionMaps
    .RemoveAll ' REMOVE ALL
OF THE CURRENTLY DEFINED
ACTION MAPS FROM THE
ACTIONMAP STRUCTURE

```

```

' C2DWidth = Chart2D1.Width /
Screen.TwipsPerPixelX
' C2DHeight = Chart2D1.Height /
Screen.TwipsPerPixelY
'
' Store the original Chart Width and
Height for use when resizing the Chart
'
    C2Width = Chart2D1.Width
    C2Height = Chart2D1.Height
    Call default1_Click
    'Store the values for where the
chartarea begins
End Sub
Function erf(pk)
Dim n1 As Double
If pk >= 4.1 Then
erf = 1
Else
l = (2 / 3.14159265358979 ^ 0.5)
n1 = 100
erf = 0
nfac = 1

For ii = 0 To n1
    If ii = 0 Then
        nfac = 1
    Else
        nfac = nfac * ii
    End If
    erf = erf + (((-1) ^ ii) * pk ^ (2 * ii + 1)) /
(nfac * (2 * ii + 1))
Next ii
erf = 1 * erf
End If
End Function
Function erf1(pk1)
Dim n1 As Double
If pk1 >= 4.1 Then
erf1 = 1
Else
l = (2 / 3.14159265358979 ^ 0.5)
n1 = 100
erf1 = 0
nfac = 1

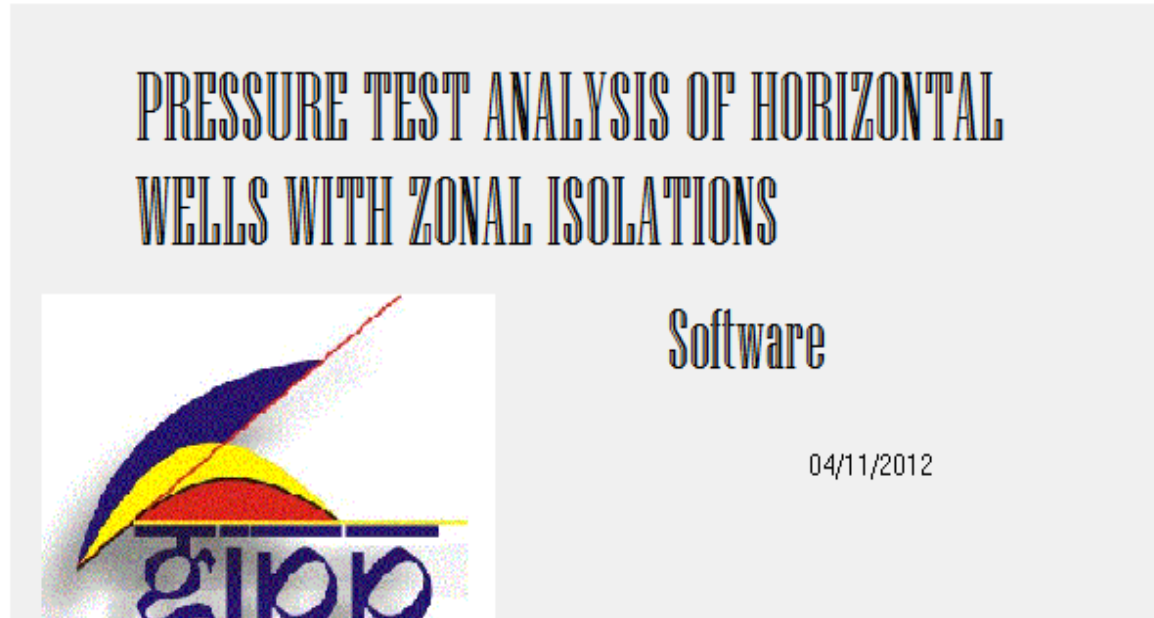
For ii = 0 To n1
    If ii = 0 Then
        nfac = 1
    Else
        nfac = nfac * ii
    End If
    erf1 = erf1 + (((-1) ^ ii) * pk1 ^ (2 * ii + 1)) /
(nfac * (2 * ii + 1))
Next ii
erf1 = 1 * erf1
End If
End Function

Private Sub Showdata_Click()
    Showdata.Visible = True
    Chart2D1.Visible = False
End Sub

Private Sub TipoGrafico_Click(Index As
Integer)
    Select Case Index
        Case 0
            TypePlot = 1
        Case 1
            TypePlot = 2
    End Select
    Call Plotting
    Chart2D1.Visible = True
    Frame1.Visible = False
End Sub

```


ANEXO 2. CORRIDAS DEL PROGRAMA



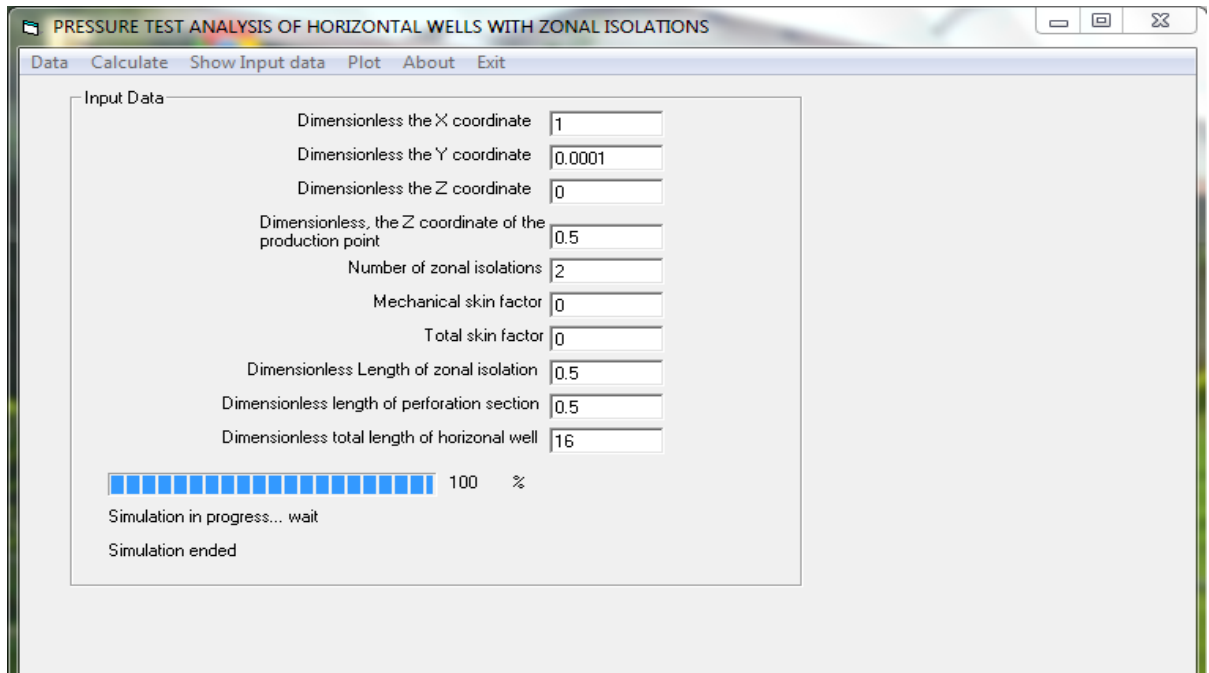
Parámetros iniciales:

The image is a screenshot of the software interface. The window title is "PRESSURE TEST ANALYSIS OF HORIZONTAL WELLS WITH ZONAL ISOLATIONS". The menu bar includes "Data", "Calculate", "Show Input data", "Plot", "About", and "Exit". The main area is titled "Input Data" and contains the following parameters, each with a corresponding input field:

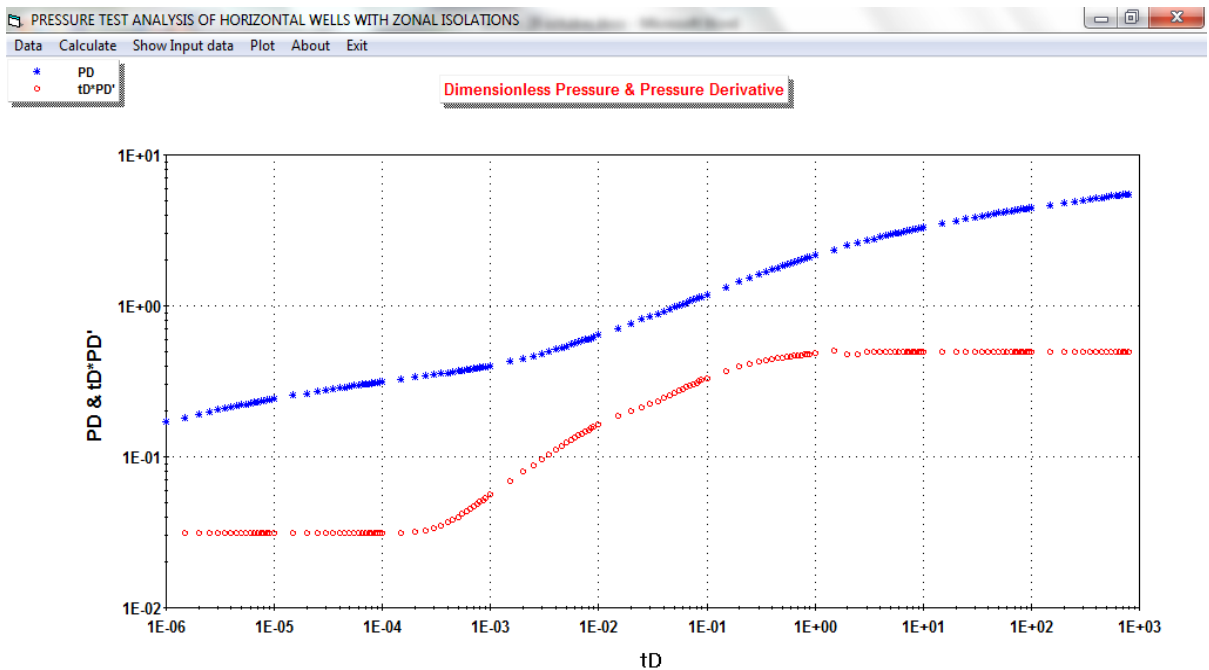
- Dimensionless the X coordinate
- Dimensionless the Y coordinate
- Dimensionless the Z coordinate
- Dimensionless, the Z coordinate of the production point
- Number of zonal isolations
- Mechanical skin factor
- Total skin factor
- Dimensionless Length of zonal isolation
- Dimensionless length of perforation section
- Dimensionless total length of horizontal well

At the bottom of the input area, there is a text input field containing "0.0" followed by a percentage symbol "%".

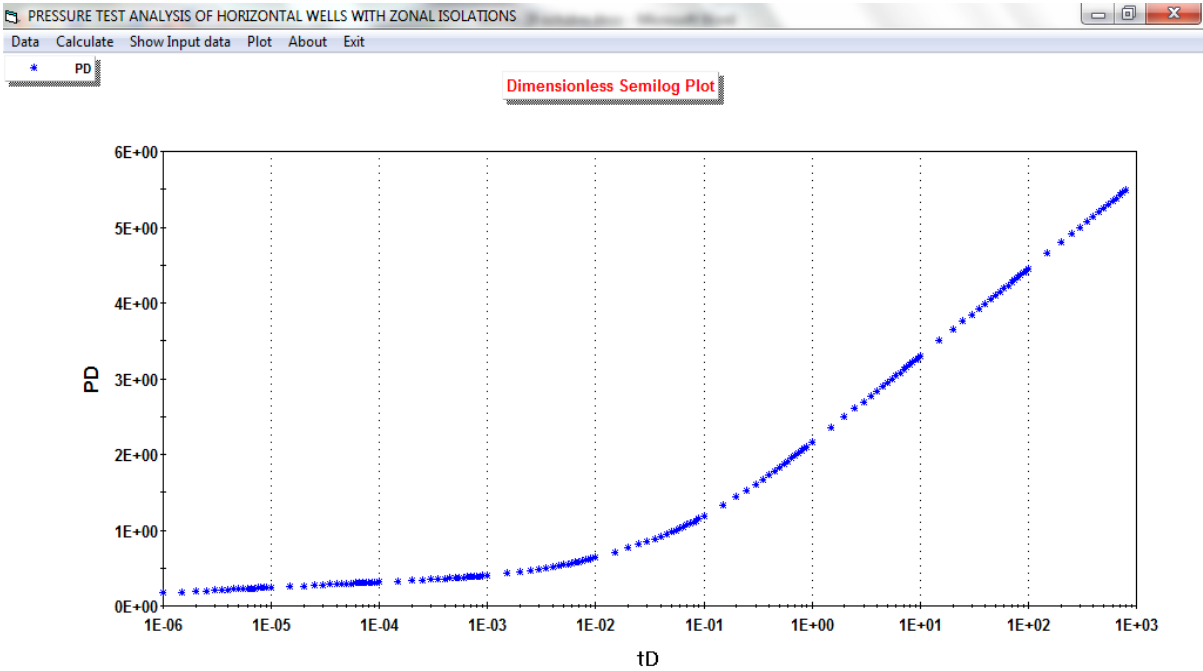
Parámetros predeterminados:



Grafica adimensional de Presión y derivada de presión. Para determinar los regímenes de Flujo.

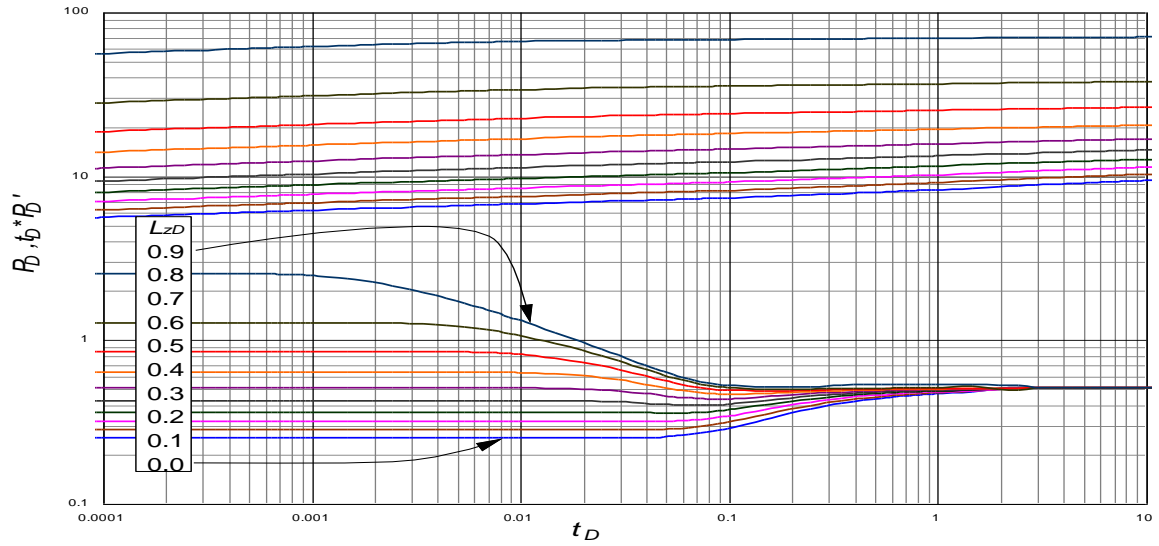


Grafica adimensional Semilog. Donde se puede observar el flujo radial al inicio de la grafica.

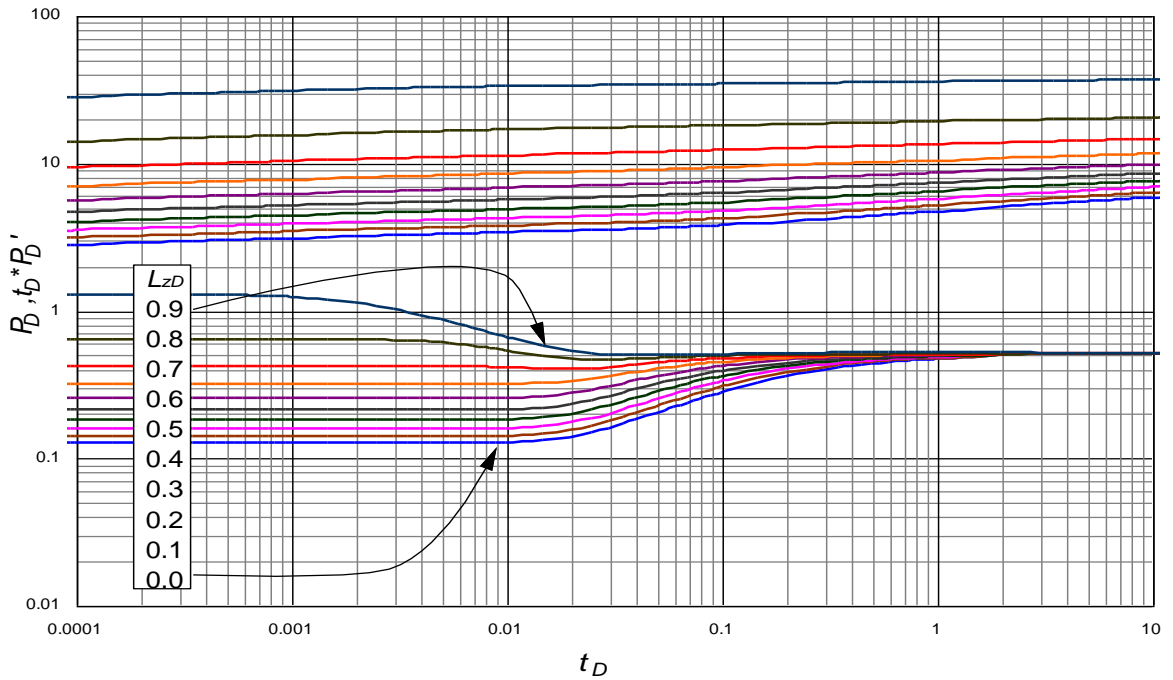


ANEXO 3.

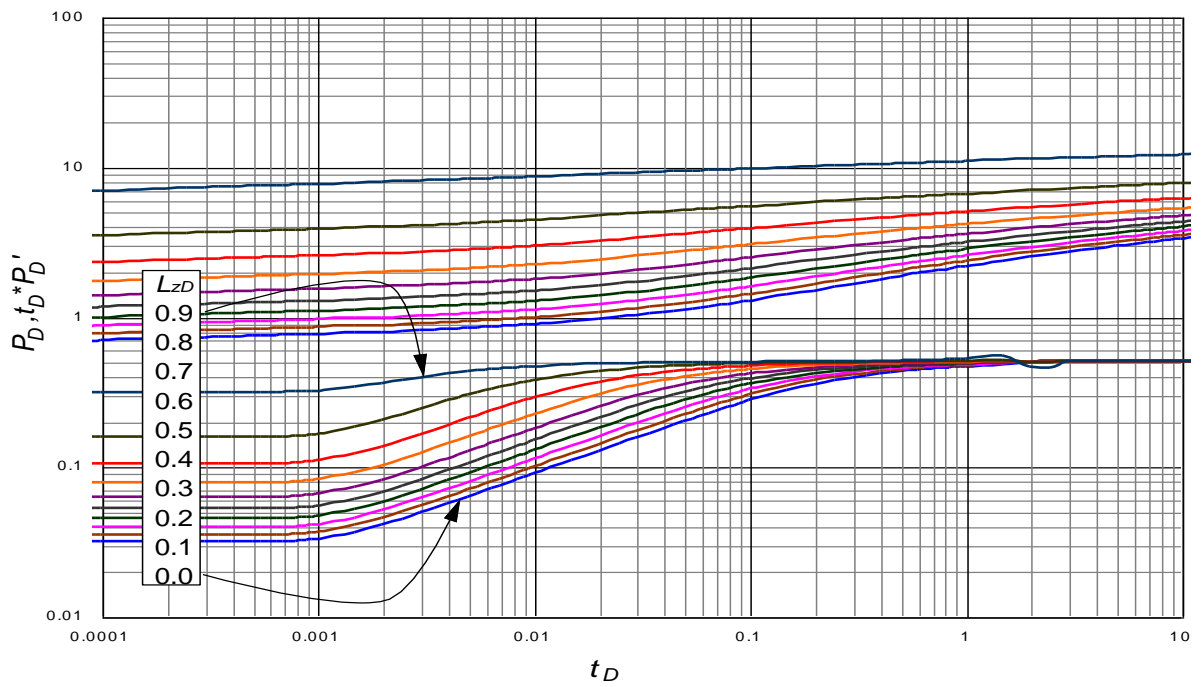
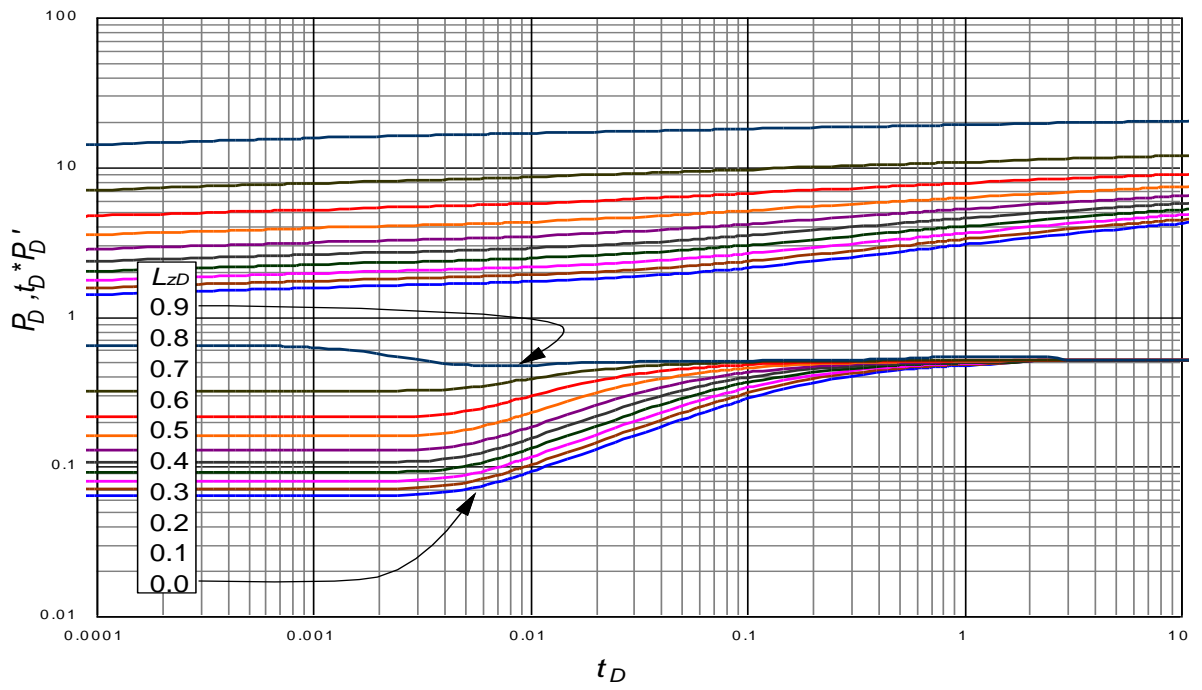
Gráficas del comportamiento de la presión y derivada de presión para diferentes escenarios de pozos horizontales con zonas aisladas.

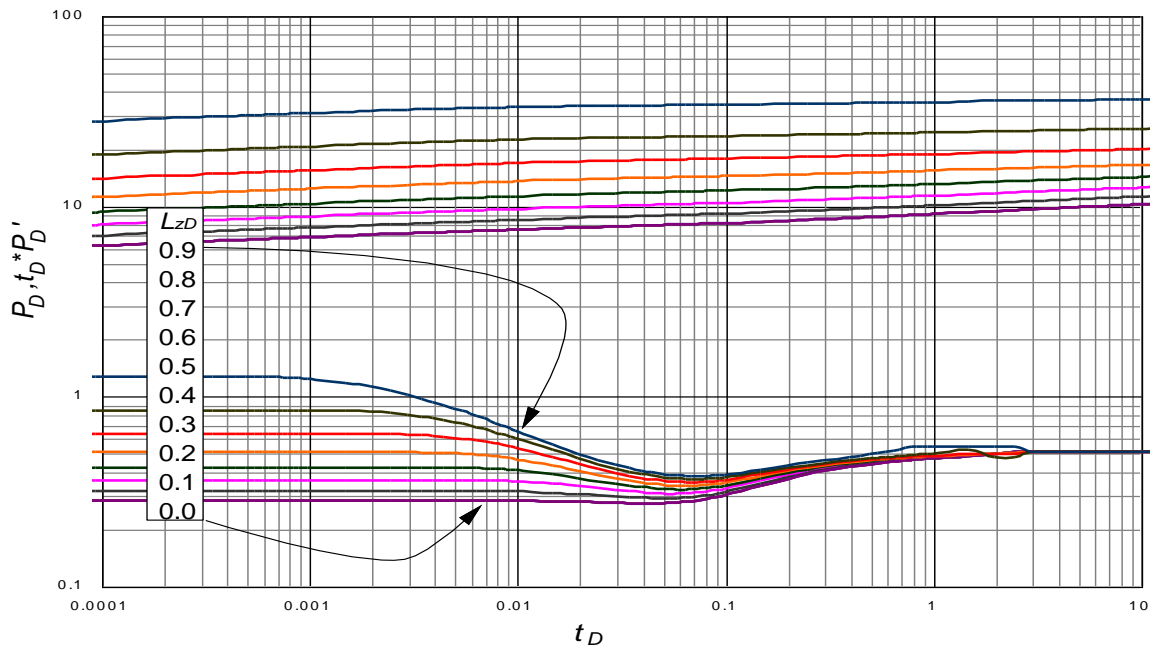


Gráfica 11. Una zona de perforados y una zona aislada. Yacimiento infinito; $L_D=1$

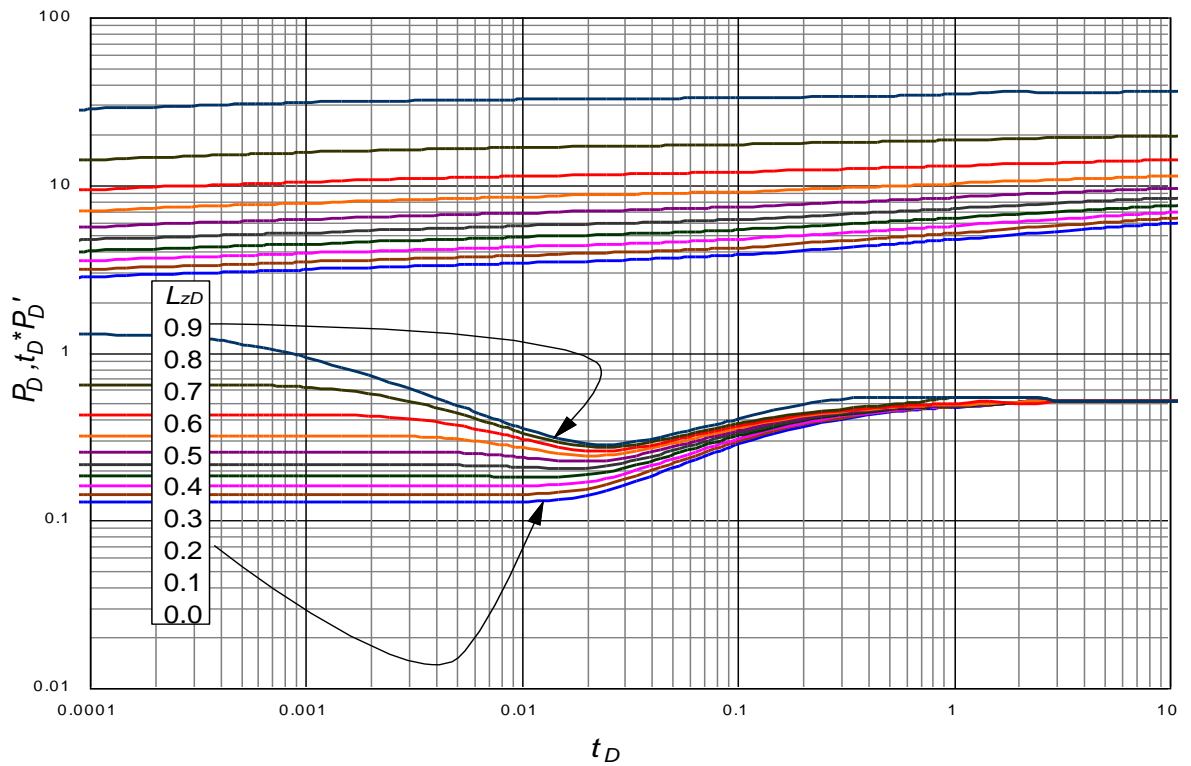


Gráfica 12. Una zona de perforados y una zona aislada. Yacimiento infinito; $L_D=2$

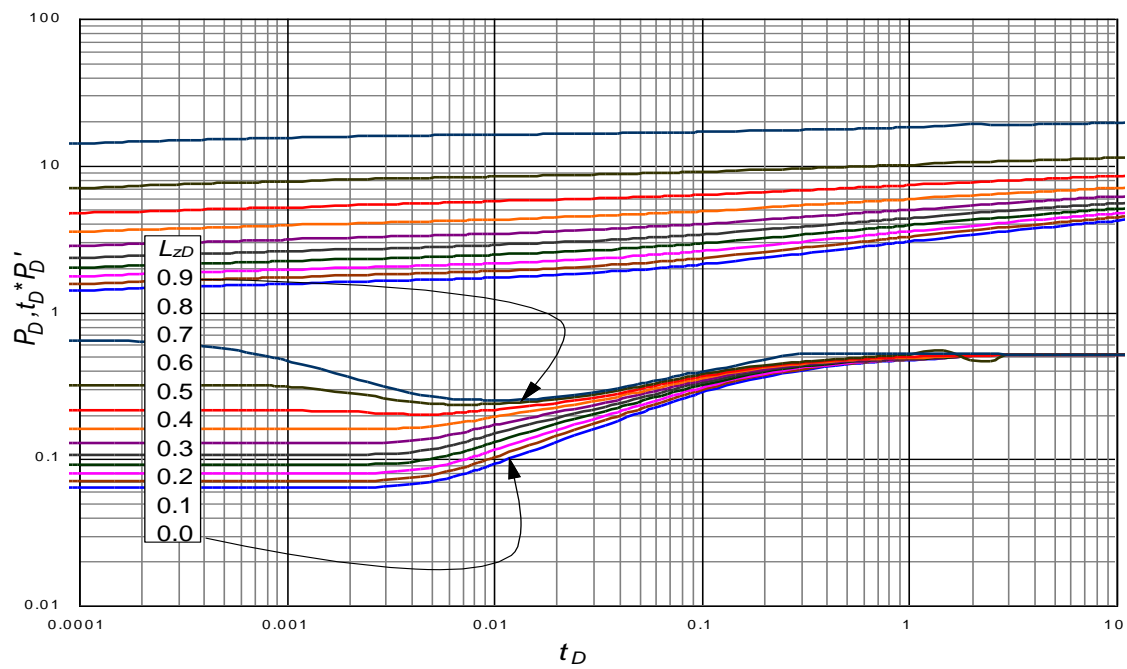




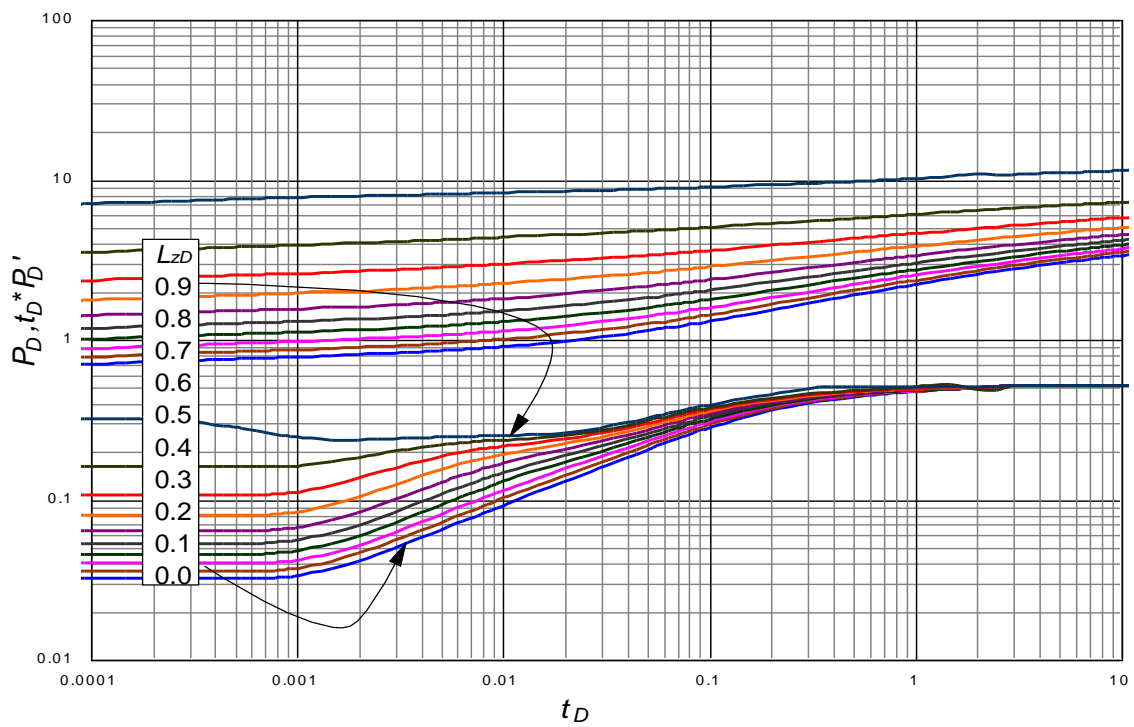
Gráfica 15. Dos zonas de perforados y dos zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=1$



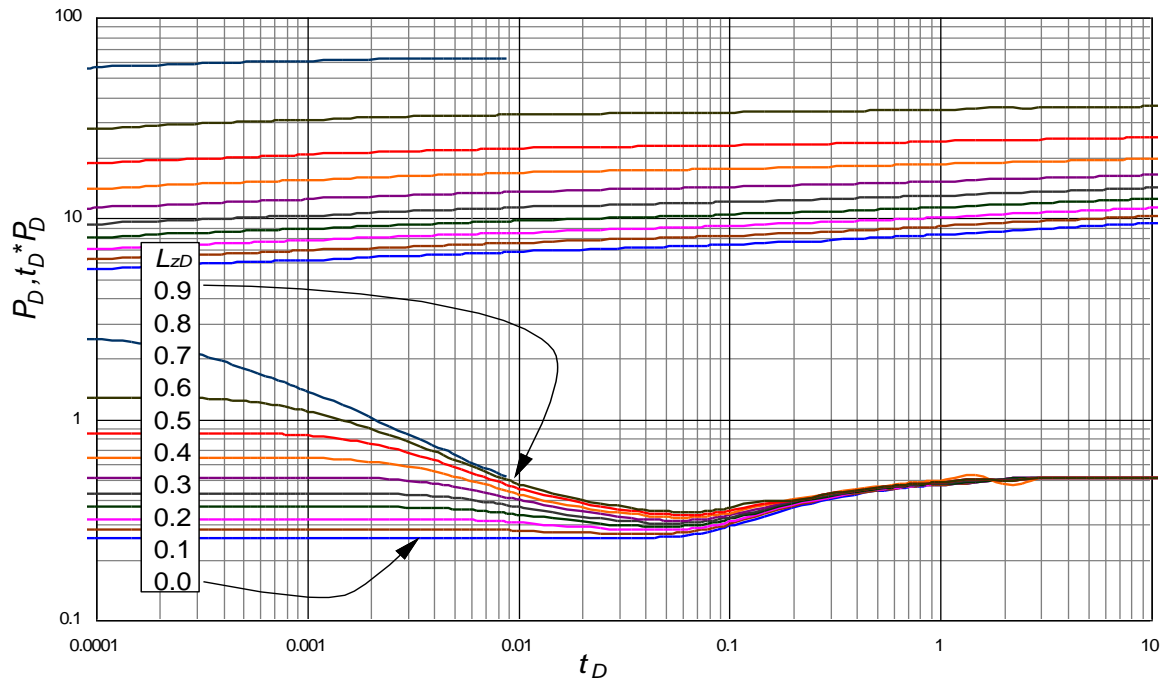
Gráfica 16. Dos zonas de perforados y dos zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=2$



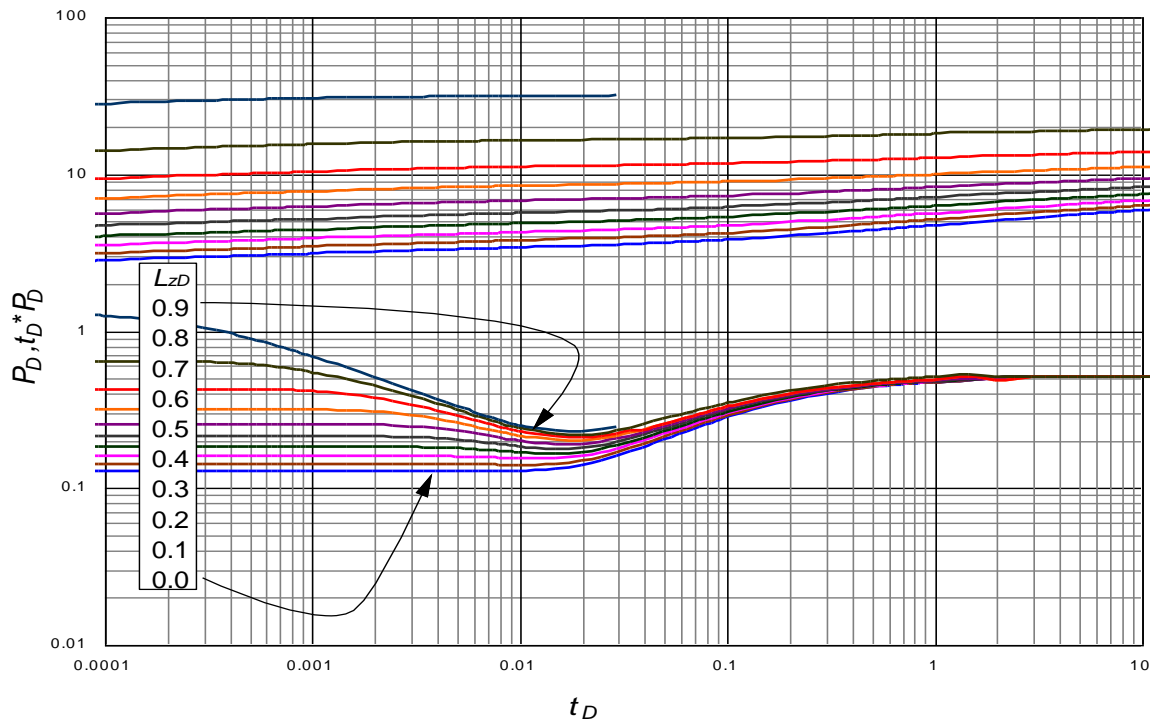
Gráfica 17. Dos zonas de perforados y dos zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=4$



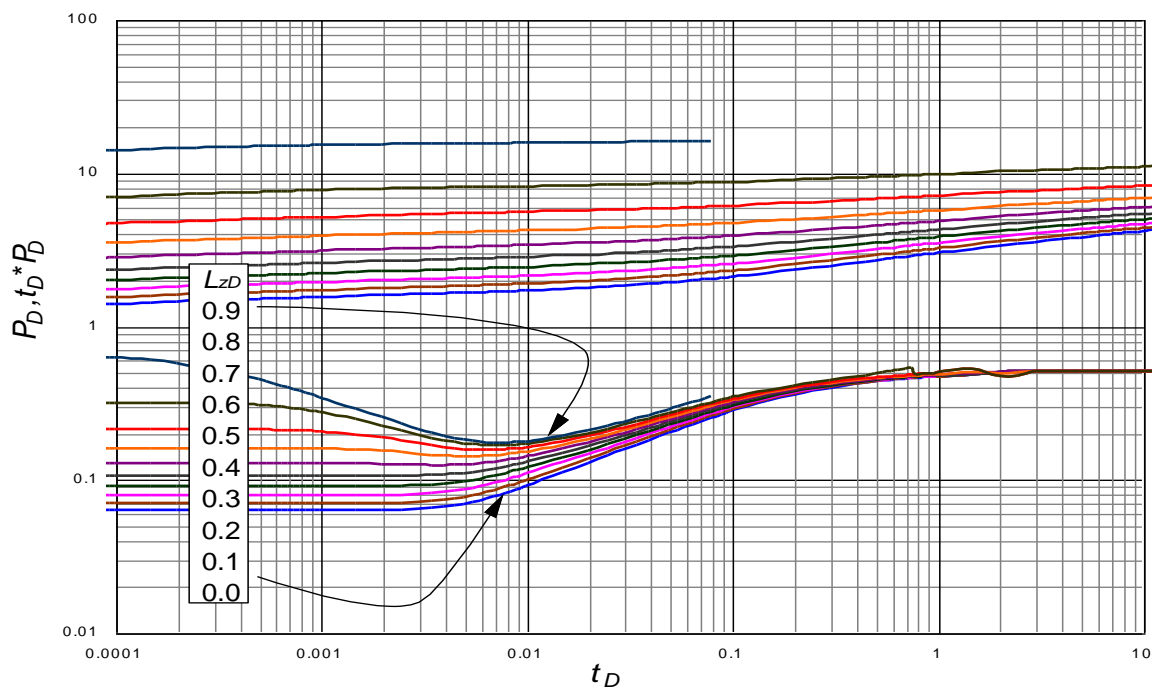
Gráfica 18. Dos zonas de perforados y dos zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=8$



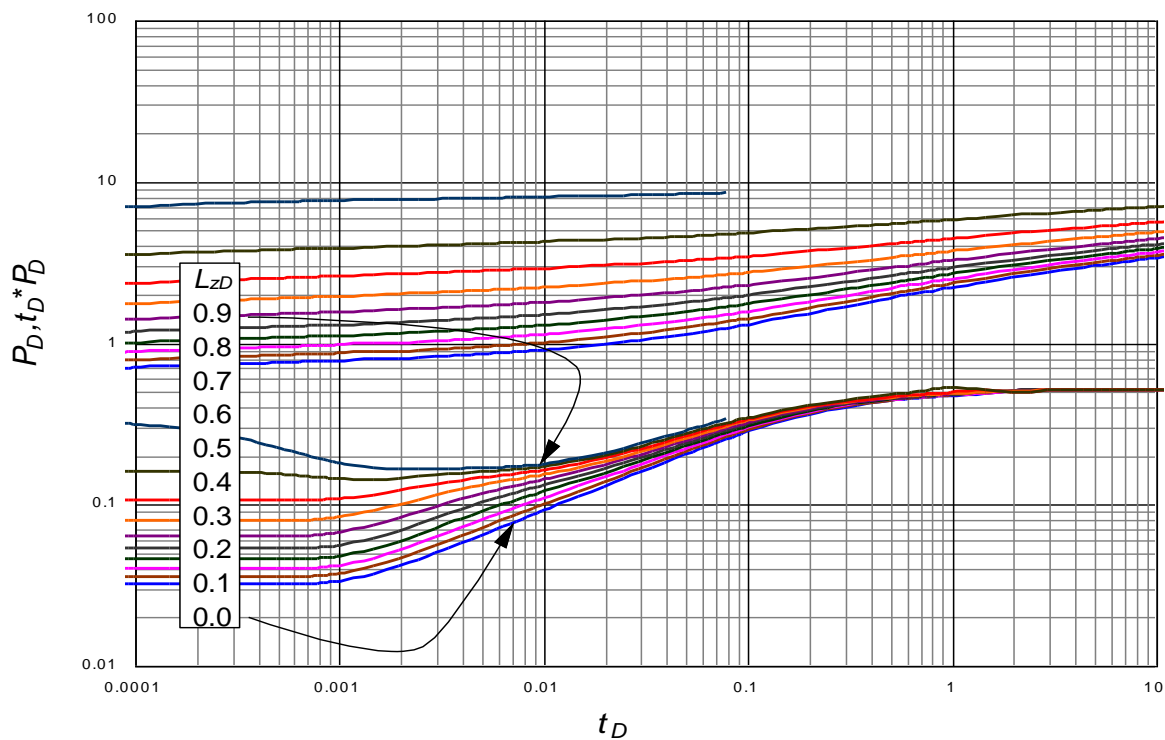
Gráfica 19. Tres zonas de perforados y tres zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=1$



Gráfica 20. Tres zonas de perforados y tres zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=2$



Gráfica 21. Tres zonas de perforados y tres zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=4$



Gráfica 22. Tres zonas de perforados y tres zonas aisladas. Yacimiento infinito; $L_D=8$

