



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 22 de Septiembre de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Esteban Rojas Borrego, con C.C. No. 1075296099

Neila Tatiana Alarcón Olaya, con C.C. No. 1075292447

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Análisis de pruebas de presión de interferencia para flujos esférico y lineal

Presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de

Ingeniero de petróleos

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Neila Tatiana Alarcón

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Esteban Rojas Borrego

Firma:

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Análisis de Pruebas de Presión de Interferencia Para Flujo Lineal y Esférico

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Alarcon Olaya	Neila Tatiana
Rojas Borrego	Esteban

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Escobar Macualo	Fredy Humberto

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonio
Martínez Perez	Javier Andrés

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017

NÚMERO DE PÁGINAS: 37

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros X



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

Inglés

- | | |
|-------------------------|--------------------------|
| 1. Interference testing | Pruebas de interferencia |
| 2. Linear flow | Flujo lineal |
| 3. Spherical flow | Flujo esférico |
| 4. Steady state | Estado estable |
| 5. Pseudosteady state | Estado Pseudoestable |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Normalmente, la interpretación de las pruebas de interferencia se realiza para sistemas bajo régimen flujo radial utilizando análisis convencional, curvas tipo y técnica *TDS*. Para los casos de flujo lineal y esférico, la interpretación de pruebas de interferencia se realiza mediante el método convencional y el ajuste con curvas tipo. Estos procedimientos no permiten verificación, lo que hace necesario la formulación de una nueva metodología en donde se evalúe con gran precisión y se logren resultados más confiables. Ello se logra, basados en la determinación de rasgos características en el gráfico de la presión y derivada de presión se desarrollaron expresiones para interpretar pruebas de interferencia en condiciones de flujos esférico y lineal. Estas ecuaciones se verificaron satisfactoriamente con pruebas sintéticas.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Often, interpretation of interference tests is performed for systems under radial flow regimen using conventional analysis, type-curve matching and *TDS* technique. For linear and spherical flow cases, the interpretation of interference tests is performed by the conventional method and type-curve matching. These procedures do not allow verification, which makes it necessary to formulate a more practical, useful and accurate methodology which is achieved based on the determination of characteristic features found on the pressure and pressure derivative curves with the purpose of developing expressions for the interpretation



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

of interference tests unde spherical and linear flow conditions. These equations were verified satisfactorily with synthetic tests.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez Perez

Firma:

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GEOSCIENCES, INFRAESTRUCTURE, PRODUCTIVITY AND
ENVIRONMENT**



**ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DE INTERFERENCIA
PARA FLUJOS LINEAL Y ESFÉRICO**

PRESENTADO POR:

**NEILA TATIANA ALARCÓN OLAYA
ESTEBAN ROJAS BORREGO**

Neiva, Huila Septiembre de 2017

**ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DE INTERFERENCIA PARA FLUJOS
LINEAL Y ESFÉRICO**

Director

Fredy Humberto Escobar Macualo, PhD.

Autores

Neila Tatiana Alarcón Olaya
Esteban Rojas Borrego

Modalidad de Grado:

Proyecto de Grado

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
SEPTIEMBRE DE 2017**

Nota de aceptación

Director del proyecto

Jurado

Jurado

Neiva, _____

Resumen

La interpretación de las pruebas de interferencia se realiza asumiendo un sistema con régimen de flujo radial, para el cual existe una metodología que se basa en la derivada de la presión. No obstante, en una prueba de interferencia en donde se presentan regímenes de flujo lineal o esférico existen métodos para el análisis como el convencional o el uso de curvas tipo, procedimientos que dan lugar al cálculo de variables sin ninguna verificación; generando parámetros desfasados indispensables en la caracterización del yacimiento; sin embargo tienden a seguir muchos pasos y están a criterio del evaluador, motivo por el cual se resuelven con alto grado de incertidumbre; lo que hace necesario la formulación de una nueva metodología en donde se evalúe con gran precisión y se logren resultados más reales.

La más reciente investigación realizada, presenta una extensión del método desarrollado para el análisis de las pruebas de interferencia de flujos lineal y esférico usando la derivada de la presión.

En este proyecto se formula la metodología Tiab's Direct Synthesis Analysis para flujo esférico y lineal basándose en el plano $\log -\log$ de presión y derivada de la presión contra el tiempo, con el fin de calcular los parámetros del pozo y del yacimiento; similar a la existente en el análisis de una prueba de interferencia para flujo radial, tomando como punto de partida las ecuaciones base de cada flujo

Para el desarrollo de estas ecuaciones se asume que el yacimiento a evaluar presenta las siguientes condiciones, produce a rata constante, presenta medio poroso isotrópico y homogéneo, la viscosidad del fluido es constante y ligeramente compresible. Para el desarrollo del modelo se realiza un software en el cual se introduce la ecuación gobernante determinada para cada flujo, de éste se extraen los datos que permiten generar las gráficas que posteriormente se ajustan para dar solución al mismo por medio de los puntos característicos de las curvas y se establece la ecuación solución a través del método desarrollado.

Palabras claves: Pruebas de interferencia, flujo lineal, flujo esférico, técnica *TDS*, conectividad hidráulica, estado estable, estado pseudoestable.

Tabla de Contenido

Resumen.....	4
Lista de Figuras.....	6
Lista de Tablas	7
Introducción	8
1. Fundamentos Teóricos	9
1.1 Pruebas de presión múltiple	9
1.2 Pruebas de interferencia	10
1.3 Flujo esférico	10
1.4 Flujo lineal	11
2. Desarrollo de Ecuaciones.....	12
2.1 Lineal	12
2.2 Esférico	16
2.3 Comportamiento tardío	19
3. Aplicaciones.....	23
3.1 Ejemplo 1 (lineal)	23
3.2 Ejemplo 2 (esférico).....	24
3.3 Ejemplo 3 (caso esférico).....	25
3.4 Ejemplo 4 (caso lineal)	25
4. Discusión de Resultados	27
4.1 Porosidad.....	28
4.2 Permeabilidad	29
4.3 Área de drene	29
5. Conclusiones y recomendaciones	31
Nomenclatura	32
Referencias.....	34
Apendice A. Ecuaciones de flujo de Gas.....	36

Lista de Figuras

Figura 1. Mapa del área de prueba multi-interferencia.....	9
Figura 2. Vista de planta de geometría de flujo esférico	11
Figura 3. Vista de planta de geometría de flujo lineal	11
Figura 4. Comportamiento de la presión adimensional y derivada de la presión adimensional para pruebas de interferencia bajo condiciones de flujo lineal.....	13
Figura 5. Comportamiento unificado de la derivada de la presión bajo condiciones de flujo lineal	14
Figura 6. Curvas de la presión adimensional y su derivada adimensional para flujo lineal	17
Figura 7. Comportamiento unificado de la derivada de la presión para flujo esférico.....	17
Figura 8. Comportamiento de la presión adimensional versus el tiempo adimensional basado en el área para flujo esférico en sistemas cerrados	20
Figura 9. Comportamiento de la presión adimensional versus el tiempo adimensional basado en el área para flujo lineal en sistemas cerrados	20
Figura 10. Comportamiento de presión adimensional versus tiempo adimensional basado en el área para régimen de flujo esférico en sistemas de presión constante	22
Figura 11. Comportamiento de presión adimensional versus el tiempo adimensional basado en el área para régimen de flujo lineal en sistemas de presión constante	22
Figura 12. Gráfica Log-log de la presión y derivada de la presión versus el tiempo para el ejemplo 1 (Caso lineal)	24
Figura 13. Gráfica Log-log de la presión y derivada de la presión versus el tiempo para el ejemplo 2 (Caso esférico)	24
Figura 14. Gráfica Log-log de la presión y derivada de la presión versus el tiempo para el ejemplo 3 (Caso esférico)	25
Figura 15. Gráfica Log-log de la presión y derivada de la presión versus el tiempo para el ejemplo 4 (Caso lineal)	26

Lista de Tablas

Tabla 1. Datos de entrada constantes al simulador flujo lineal para generar la Figura 4	12
Tabla 2. Datos de entrada variables al simulador flujo lineal para generar la Figura 4--	13
Tabla 3. Datos de entrada constantes al simulador flujo esférico para generar la Figura 6	16
Tabla 4. Datos de entrada variables al simulador flujo esférico para generar la Figura 6	16
Tabla 5. Datos de entrada para los ejemplos	23
Tabla 6. Resultados del ejemplo 1 y 2	23
Tabla 7. Resultados del ejemplo 3 y 4	26
Tabla 8. Datos de entrada casos para condiciones de flujo lineal	27
Tabla 9. Datos de entrada casos para condiciones de flujo esférico	28
Tabla 10. Resultados de la porosidad para casos sintéticos	28
Tabla 11. Resultados del ejemplo 1 y 2	29

Introducción

Normalmente, el método usado para el análisis de pruebas de interferencia es mediante ajuste de curvas tipo. En su estudio de flujo de agua en acuíferos y su influencia en pozos productores de agua, Jacob (1940) da los primeros pasos en el desarrollo de un método de análisis gráfico que se ajusta entre los datos de campo y los datos teóricos para ese flujo. Esto es lo que se conoce como método de curvas tipo. Más tarde Matthies (1964), Kamal (1983), Al-Marhoun (1985) mejoraron esta forma de análisis para las pruebas de interferencia. Sin embargo, al ser un método gráfico y de ajuste, da lugar a errores por parte del intérprete.

La primera aplicación de la derivada de la presión en pruebas de interferencia fue hecha por Tiab and Kumar (1980), este método no tuvo mucho impacto en primer lugar porque hace uso de la derivada aritmética y en segundo lugar el ruido se ve incrementado con la derivada y antes de los 90's no había mucha experiencia con la estimación de la derivada de la presión. Un posterior análisis fue desarrollado por El-Kathib (1987), tomando como referencia lo desarrollado por Tiab et al.

Martinez and Samaniego (2010) presentaron el modelo analítico para regímenes de flujo radial, lineal y esférico y usó el método de curvas tipo para la interpretación de pruebas. Martínez et al. siguieron la filosofía *TDS* para pruebas de interferencia usando el intersección entre la presión y la derivada de la presión. Más tarde los trabajos mencionados fueron aplicados por Escobar, Cubillos J. and Montealegre (2008) para determinar heterogeneidades de pruebas de interferencia. La técnica *TDS* tiene muchas aplicaciones, por nombrar unas pocas Escobar, Hernández D.P., Saavedra (2010) y Escobar, Rojas M.M., Cantillo (2012) extendieron esta metodología para interpretar pruebas de presión o caudal respectivamente, en sistemas elongados y Ouanlous (1999) desarrolló la técnica *TDS* para fluidos Bingham en yacimientos homogéneos.

Además de presentar la solución de interferencia para régimen de flujo radial, Martinez et al. presentaron las soluciones analíticas para flujo lineal y esférico, el primero, se presenta en yacimientos alargados producto de canales o fallas y el segundo en formaciones de gran espesor. Este trabajo toma como punto de partida la solución lineal y esférica de Martínez et al. para generar las curvas del comportamiento de la presión y de la derivada de presión y a partir de observaciones en puntos característicos, desarrollar expresiones analíticas que permitan interpretar pruebas de interferencia en forma sencilla, práctica y exacta. Adicionalmente, con base en los trabajos desarrollados por Brown and Ambastha (1991) y Foster, Wong D. W., Asgarpour, Cinco.Ley (1994) se hizo uso de la presencia del estado pseudoestable o estable para desarrollar expresiones para la determinación del área de drenaje del pozo cuando la duración de la prueba lo permite.

1. Fundamentos Teóricos

1.1 Pruebas de presión múltiple

Las pruebas de presión múltiples, son aquellas en donde se involucran mínimo dos pozos para su desarrollo, uno de observación y otro de producción. La principal idea de estos métodos es que mientras se produce en un pozo, se observa la caída de presión en otro que permanece cerrado. Un tipo de prueba múltiple, es la prueba de interferencia. La más sencilla es la que involucra dos pozos, sin embargo, existen las pruebas multi-interferencia, que generalmente está compuestas por un productor (inyector) y varios pozos de observación.

Las pruebas de interferencia se usan para determinar:

- Conectividad del yacimiento, transmisibilidad.
- Dirección de los patrones de flujo, esto se hace mediante apertura selectiva de pozos alrededor del pozo cerrado o en observación.
- Capacidad de almacenaje.
- Determinación de la naturaleza y magnitud de la anisotropía, se halla la permeabilidad del yacimiento en todas sus direcciones y el ángulo de anisotropía.

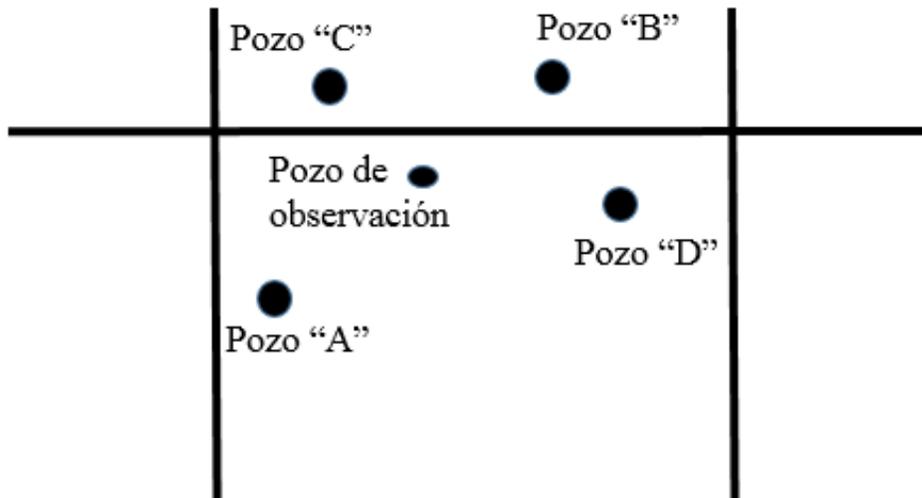


Figura 1. Mapa del área de prueba multi-interferencia (North Anderson Ranch (Wolf camp) field, Lea County, N. M. Matthies Peter. "Practical Application of Interference Test)

1.2 Pruebas de interferencia

Para desarrollar una prueba de interferencia se necesitan como mínimo dos pozos, se desarrolla poniendo a producir un pozo y midiendo la respuesta de presión en al menos un pozo de observación. El pozo de observación registra la presión a través del tiempo de la prueba mientras el otro produce. La rata de flujo para el pozo de observación es cero. Usualmente se asume que el daño del pozo productor no tiene influencia en la medida de presión obtenida desde el pozo observador.

- **Flujo Esférico:** Tomado de Chatas (1966)

$$\Delta P_{sph} = \alpha_{sph} \frac{qB\mu}{2kr} \operatorname{erfc} \left(\sqrt{\frac{\phi\mu c_i r^2}{4\beta k t_{sph}}} \right) \quad (1)$$

- **Flujo Lineal:** Tomado de Miller (1962)

$$\Delta P_L = 2\pi\alpha_L \frac{qB\mu}{kbh} \left\{ \sqrt{\frac{4\beta\eta t_L}{\pi}} \exp\left(-\frac{x^2}{4\beta\eta t_L}\right) - x \operatorname{erfc} \left(\sqrt{\frac{x^2}{4\beta\eta t_L}} \right) \right\} \quad (2)$$

Dónde

$$\eta = \frac{k}{\phi\mu C_i} \quad (3)$$

1.3 Flujo esférico

El flujo esférico se presenta cuando los vectores de flujo tienden a converger en un mismo punto, este tipo de régimen es evidenciado en pozos parcialmente completados o formaciones que han sido penetradas parcialmente. Se caracteriza en la curva de la derivada porque exhibe una pendiente negativa de 0.5. La ecuación de difusividad es la siguiente:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\phi\mu c_i} \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \quad (4)$$

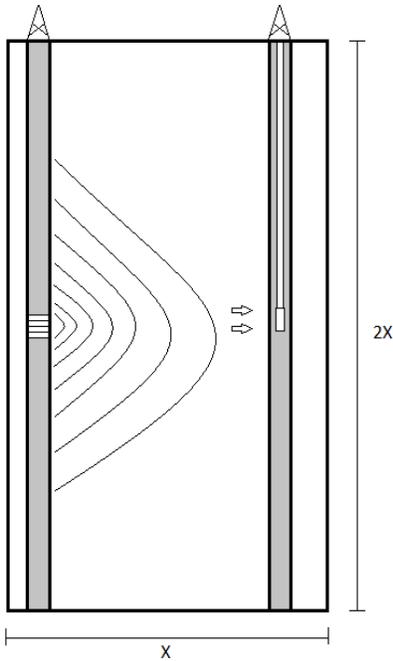


Figura 2. Vista de planta de geometría de flujo esférico

1.4 Flujo lineal

Este tipo de flujo presenta líneas de corriente paralelas, y se evidencia en el gráfico de la derivada por una pendiente positiva de 0.5. Es observado en pozos hidráulicamente fracturados, pozos horizontales y en yacimientos elongados; para los ejemplos realizados en este proyecto se ha supuesto que es un yacimiento alargado.

La ecuación de difusividad para este patrón de flujo se presenta a continuación

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\phi \mu c_i} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad (5)$$

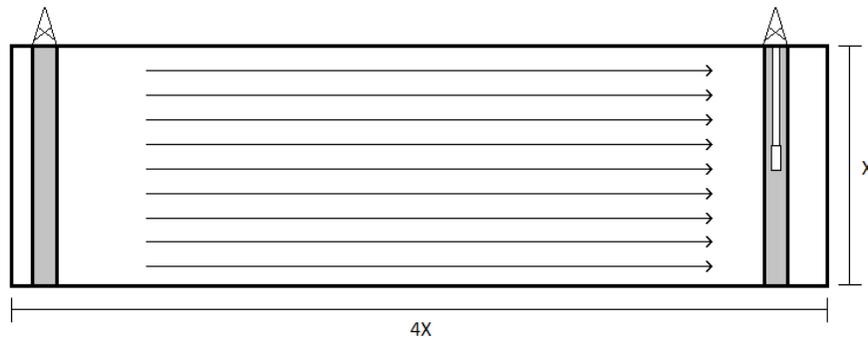


Figura 3. Vista de planta de geometría de flujo lineal

2. Desarrollo de Modelos

El desarrollo de esta metodología se fundamenta en la derivada de la presión por el tiempo. Se parte de la ecuación base para cada flujo para determinar las soluciones analíticas. Además, se trabaja en forma adimensional, dónde los parámetros adimensionales están dados por:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (6)$$

$$P_D = \frac{kh\Delta P}{141.2q\mu B} \quad (7)$$

$$t_D * P_D' = \frac{kh(t * \Delta P')}{141.2q\mu B} \quad (8)$$

Es importante resaltar que en la Ecuación 6, se puede cambiar el radio cuadrado del pozo por el área de drenaje, obteniendo el tiempo adimensional basado en el área t_{DA} .

2.1 Lineal

Miller (1962) presentó una solución para la distribución de la presión en sistemas lineales. Se considera esta solución para el caso de un pozo produciendo a caudal constante y sistema infinito, además para una prueba de interferencia, se supone que sólo la mitad de la rata de flujo del pozo activo se percibe en el pozo observador. La caída de presión para la condición descrita es:

$$\Delta P_L = 2\pi\alpha_L \frac{qB\mu}{kbh} \left\{ \sqrt{\frac{4\beta\eta t_L}{\pi}} \exp\left(-\frac{x^2}{4\beta\eta t_L}\right) - x \operatorname{erfc}\left(\sqrt{\frac{x^2}{4\beta\eta t_L}}\right) \right\} \quad (9)$$

Y la derivada de la presión por el tiempo es:

$$(t * \Delta P')_L = 2\pi\alpha_L \frac{qB\mu}{kbh} \sqrt{\frac{\beta\eta t_L}{\pi}} \exp\left(\frac{-x^2}{4\beta\eta t_L}\right) \quad (10)$$

Se simularon cinco casos hipotéticos, en los que los datos de entrada son:

Tabla 1. Datos de entrada constantes al simulador flujo lineal para generar la Figura 4

Parámetro	Valores
$ct, 1/\text{psi}$	1×10^{-6}
k, md	300
ϕ	0.20
q, BPD	400
$B, \text{rb/STB}$	1.1
μ, cp	5
r_w, ft	0.5

Tabla 2. Datos de entrada variables al simulador flujo lineal para generar la Figura 4

Parámetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
h , ft	30	45	68	101	152
b , ft	20	32	51	82	131
L , ft	300	450	675	1013	1519
x , ft	1000	1800	3240	5832	10498

Con las Ecuaciones 9 y 10 y los datos reportados en las Tablas 1 y 2 se simula un número establecido de puntos a través de la programación y se pasan al espacio adimensional mediante las Ecuaciones 6, 7 y 8; obteniendo cinco curvas para la presión adimensional y cinco curvas para la derivada de la presión adimensional para los cinco casos planteados, ilustradas en la Figura 4.

De acuerdo a simulaciones realizadas a cada una de las variables presentadas en la ecuación base en el que se determinó la afectación de estos parámetros en las curvas de presión, se dedujo que las variables influyentes son el ancho b , el espesor h , la distancia lineal entre el pozo productor y el pozo observador L y la distancia lineal desde el pozo hasta el límite del yacimiento x . Asimismo se estableció si el efecto de cada una es directa o inversa al aumento de la caída de presión. Se obtiene un único comportamiento de las curvas operando la presión adimensional, la derivada de la presión adimensional y el tiempo adimensional por ciertos parámetros adimensionales o dimensionales de acuerdo a la evaluación hecha previamente, como se muestra en la Figura 5.

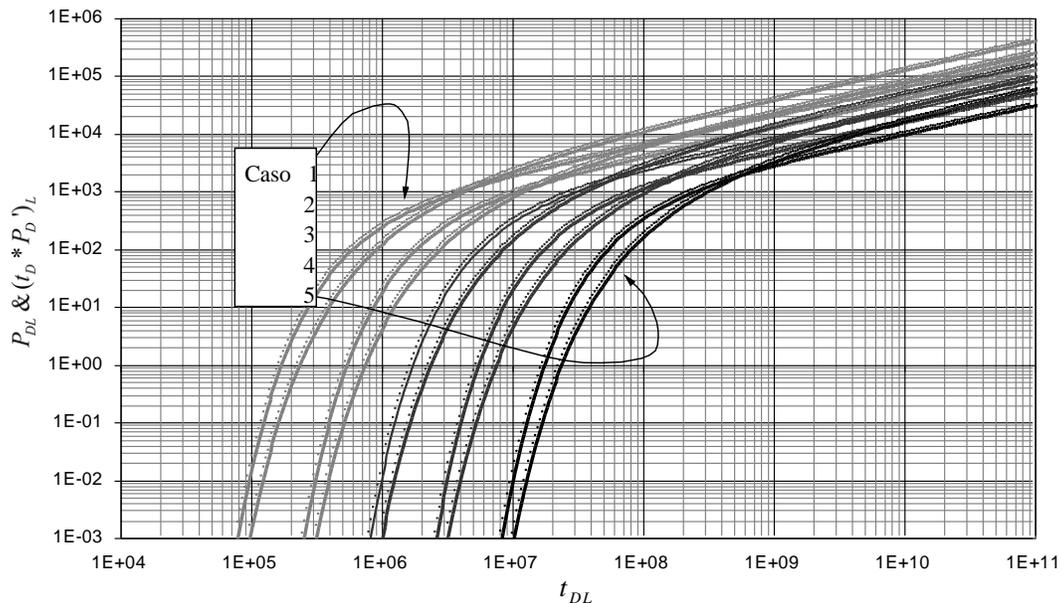


Figura 4. Comportamiento de la presión adimensional y derivada de la presión adimensional para pruebas de interferencia bajo condiciones de flujo lineal

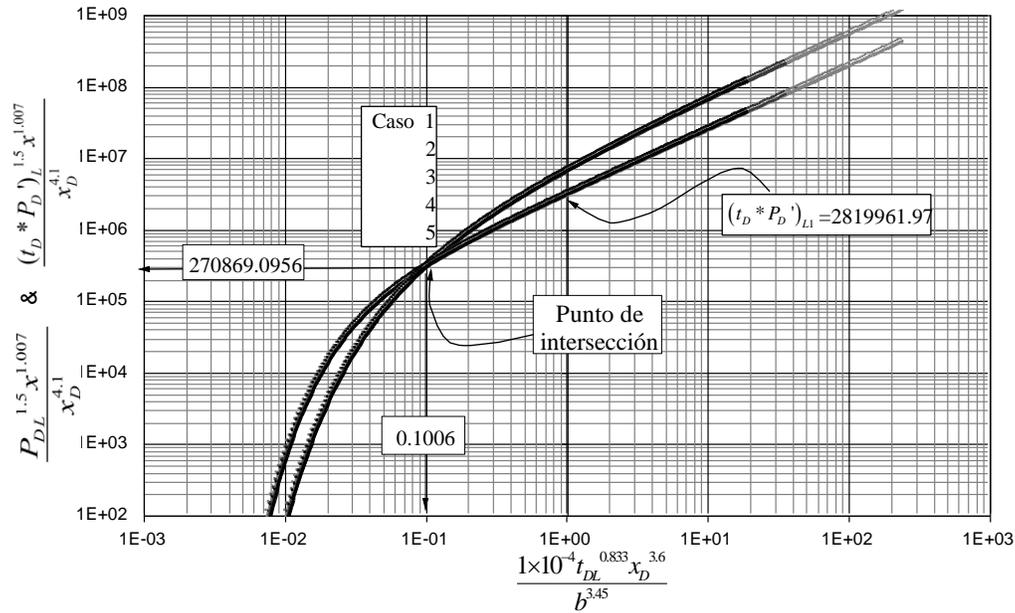


Figura 5. Comportamiento unificado de la derivada de la presión bajo condiciones de flujo lineal

De la Figura 5 se obtiene el punto de intersección de las curvas con coordenadas 0.1006, 270869.0956 y mediante este punto se obtiene las ecuaciones necesarias para hallar la transmisibilidad y almacenamiento del yacimiento.

Para el eje “x”:

$$\frac{1 \times 10^{-4} t_{DL}^{0.833} x_D^{3.6}}{b^{3.45}} = 0.1006 \quad (11)$$

Reemplazando la Ecuación 6 y x_D , se determina una expresión para obtener la porosidad a partir de la Ecuación 11:

$$\phi = \frac{kt_{Li}}{15239024 \mu c_i r_w^2} \left(\frac{x}{L} \right)^{4.32} \frac{1}{b^{4.14}} \quad (12)$$

Para el eje “y”:

$$\frac{P_{DL}^{1.5} x^{1.007}}{x_D^{4.1}} = 270869.0956 \quad (13)$$

Reemplazando la Ecuación 7 y x_D , se determina una expresión para obtener la permeabilidad a partir de la Ecuación 13:

$$k = \frac{591118.21 q \mu B x^{2.0620}}{h \Delta P_{Li} L^{2.7333}} \quad (14)$$

La ecuación gobernante para el régimen de flujo lineal fue obtenida a través de regresión, resultando:

$$y = bx^m \quad (15)$$

$$\frac{(t_D * P_D')_{L1}^{1.5} x^{1.007}}{x_D^{4.1}} = 2819961.97 \left(\frac{1 \times 10^{-4} t_{DL}^{0.833} x_D^{3.6}}{b^{3.45}} \right)^{0.5} \quad (16)$$

Al despejar el tiempo por la derivada de la presión adimensional, da como resultado:

$$(t_D * P_D')_{L1} = \delta t_{DL}^{0.2776} \quad (17)$$

$$\delta = 926.7489 \left(\frac{x^{3.2608}}{b^{1.1498} L^{3.9321}} \right)^{0.5} \quad (18)$$

Reemplazando los parámetros adimensionales en la Ecuación 16 es posible obtener una expresión para hallar la permeabilidad usando un punto arbitrario durante régimen de flujo lineal

$$k = 510255 \left(\frac{qB}{h(t * \Delta P')_L} \right)^{1.3844} \left(\frac{t_L}{\phi c_t r_w^2} \right)^{0.3844} \frac{x^{4.5159} \mu}{L^{5.4453} b^{1.5921}} \quad (19)$$

Debido al ruido es recomendado leer el valor de la derivada de la presión durante flujo lineal a un tiempo $t = 1$ hr, de tal manera que la Ecuación 19 se convierte en:

$$k = 510255 \left(\frac{qB}{h(t * \Delta P')_{L1}} \right)^{1.3844} \left(\frac{1}{\phi c_t r_w^2} \right)^{0.3844} \frac{x^{4.5159} \mu}{L^{5.4453} b^{1.5921}} \quad (20)$$

Despejando la derivada de la presión e integrándola, se obtiene:

$$P_{DL1} = \sigma t_{DL}^{0.2776} + s_L \quad (21)$$

$$\sigma = \frac{3338.41 x^{3.2608}}{b^{1.1498} L^{3.9321}} \quad (22)$$

Al relacionar la Ecuación 17 y 21, se encuentra la fórmula que permite determinar el daño para ese flujo.

$$s_L = \left(\frac{0.0002637 k t_L}{\phi \mu c_t r_w^2} \right)^{0.2776} \left(\frac{\Delta P_L \delta}{(t_D * P_D')_L} - \sigma \right) \quad (23)$$

2.2 Esférico

La ecuación de caída de presión suponiendo un pozo produciendo a caudal constante se toma de acuerdo a lo propuesto por Chatas (1966) para yacimientos en dónde debido a su geometría, se desarrolle un flujo esférico:

$$\Delta P_{sph} = \alpha_{sph} \frac{qB\mu}{2kr} \operatorname{erfc} \left(\sqrt{\frac{\phi\mu c_i r^2}{4\beta k t_{sph}}} \right) \quad (24)$$

Y la derivada por el tiempo es:

$$(t^* \Delta P')_{sph} = -\alpha_{sph} \frac{qB\mu}{2kr} \sqrt{\frac{\phi\mu c_i r^2}{4\beta k t_{sph}}} \exp \left(\frac{-\phi\mu c_i r^2}{4\beta k t_{sph}} \right) \quad (25)$$

Se simulan cuatro casos hipotéticos, cuyos datos se muestran a continuación:

Tabla 3. Datos de entrada constantes al simulador flujo esférico para generar la Figura 6

Parámetro	Valores
c_i , 1/psi	1×10^{-6}
k , md	300
ϕ	0.20
q , BPD	400
B , rb/STB	1.1
μ , cp	5

Tabla 4. Datos de entrada variables al simulador flujo esférico para generar la Figura 6

Parámetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
r_w , ft	0.45	0.3	0.5	0.54
h , ft	5000	2000	1000	700
r , ft	1000	500	300	250

Se usan las Ecuaciones 24 y 25 con los datos de entrada de las Tablas 3 y 4 y se obtiene un número determinado de puntos mediante la programación los cuales se convierten a forma adimensional por medio de las Ecuaciones 6, 7 y 8, generando un número de curvas de presión adimensional y de la derivada de la presión adimensional igual al número de casos planteados, ilustradas en la Figura 6.

Al igual que para el flujo lineal, se evalúa cada parámetro estableciendo que los más influyentes son el radio del pozo r_w , el espesor h , y la distancia radial r y se identifica la forma como afectan estas variables a la caída de presión. Se obtiene un único comportamiento de las curvas operando la presión adimensional, la derivada de la presión adimensional y el tiempo adimensional por estos parámetros en forma adimensional, como se muestra en la Figura 6.

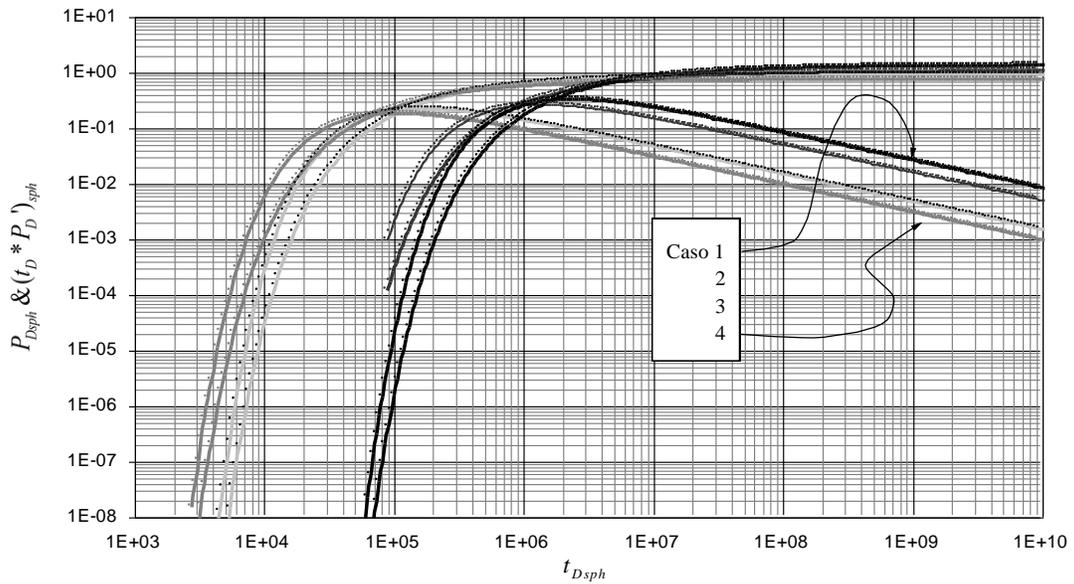


Figura 6. Curvas de la presión adimensional y su derivada adimensional para flujo esférico

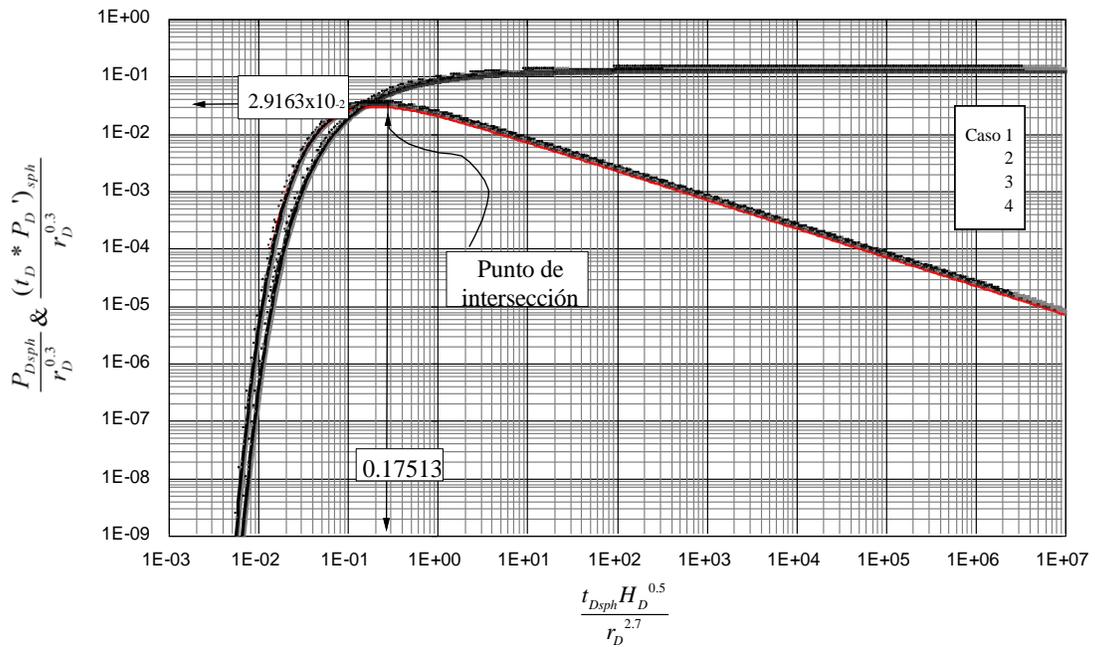


Figura 7. Comportamiento unificado de la derivada de la presión para flujo esférico

De la Figura 7 se obtiene un único punto de intersección con coordenadas $1.7513 \cdot 10^{-1}$, $2.9163 \cdot 10^{-2}$.

Para el eje “x”:

$$\frac{t_{D_{sph}} h_D^{0.5}}{r_D^{2.7}} = 0.17513 \quad (26)$$

Reemplazando la Ecuación 6, x_D y r_D , se determina una expresión para obtener la porosidad a partir de la Ecuación 26:

$$\phi = \frac{1.5 \times 10^{-3} k t_{sph} h^{0.5} r_w^{0.2}}{\mu c_t r^{2.7}} \quad (27)$$

Para el eje “y”:

$$\frac{P_{D_{sph}}}{r_D^{0.3}} = 2.9163 \times 10^{-2} \quad (28)$$

Reemplazando la Ecuación 7 y r_D , se determina una expresión para obtener la permeabilidad a partir de la Ecuación 28:

$$k = \frac{4.1178 q \mu B}{h \Delta P_{sph i}} \left(\frac{r}{r_w} \right)^{0.3} \quad (29)$$

La ecuación gobernante del flujo esférico obtenida por regresión lineal es:

$$\frac{(t_D * P_D')_{sph1}}{r_D^{0.3}} = 2.17 \times 10^{-2} \left[\frac{t_{D_{sph}} h_D^{0.5}}{r_D^{2.7}} \right]^{-0.5} \quad (30)$$

Despejando $t_D * P_D'$.

$$(t_D * P_D')_{sph1} = \delta t_{D_{sph}}^{-0.5} \quad (31)$$

$$\delta = 2.17 \times 10^{-2} \left[\frac{r^{0.3} r_w^{0.2}}{h^{0.5}} \right]^{0.5} \quad (32)$$

Reemplazando los parámetros adimensionales en la Ecuación 31 es posible obtener una expresión para hallar la permeabilidad usando un punto arbitrario del régimen de flujo esférico:

$$k = \frac{32.8972 \mu r^{1.1}}{r_w^{0.2667} h^{0.8334}} \left(\frac{\phi c_t}{t_{sph}} \right)^{0.3333} \left(\frac{qB}{(t * \Delta P')_{sph}} \right)^{0.6667} \quad (33)$$

Debido al ruido es recomendado leer el valor de la derivada de la presión para el flujo esférico a un tiempo $t = 1$ hr, convirtiendo la ecuación 33 en:

$$k = \frac{32.8972\mu r^{1.1}}{r_w^{0.2667} h^{0.8334}} (\phi c_t)^{0.3333} \left(\frac{qB}{(t * \Delta P')_{sph1}} \right)^{0.6667} \quad (34)$$

Despejando la derivada de la presión e integrándola, se obtiene:

$$P_{D_{sph1}} = \sigma t_{D_{sph}}^{-0.5} + s_{sph} \quad (35)$$

$$\sigma = \frac{-4.34 \times 10^{-2} r^{3.3}}{r_w^{2.8} h^{0.5}} \quad (36)$$

Al relacionar las Ecuaciones 31 y 35, se encuentra la fórmula que permite determinar el daño para ese flujo.

$$s_{sph} = \left(\frac{0.0002637kt_{sph}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right)^{-0.5} \left(\frac{\Delta P_{sph} \delta}{(t * P')_{sph}} - \sigma \right) \quad (37)$$

2.3 Comportamiento tardío

Como se observa en la Figura 8, una vez el flujo esférico desaparece, el estado pseudoestable obedece la siguiente ecuación para la derivada de presión:

$$(t_D * P_D')_{pss} = 6.4654t_{DA} \quad (38)$$

Reemplazando las cantidades adimensionales y resolviendo para el área de drene, resulta:

$$A = \frac{0.2407qBt_{pss}}{\phi c_t h(t * \Delta P')_{pss}} \quad (39)$$

Debido al ruido se recomienda leer el valor de la derivada de la presión a un tiempo $t_{pss} = 1$ hr, convirtiendo la Ecuación 39 en:

$$A = \frac{0.2407qB}{\phi c_t h(t * \Delta P')_{pss1}} \quad (40)$$

Como se observa en la Figura 9 una vez el flujo lineal desaparece, el estado pseudoestable obedece la siguiente ecuación para la derivada de la presión:

$$(t_D * P_D')_{pss} = 6.6212t_{DA} \quad (41)$$

La ecuación del área de drene está dada por

$$A = \frac{0.2465qBt_{pss}}{\phi c_t h(t * \Delta P')_{pss}} \quad (42)$$

Debido al ruido se recomienda leer el valor de la derivada de la presión a un tiempo $t_{pss} = 1$ hr, convirtiendo la Ecuación 42 en:

$$A = \frac{0.2465qB}{\phi c_i h(t^* \Delta P')_{pss1}} \quad (43)$$

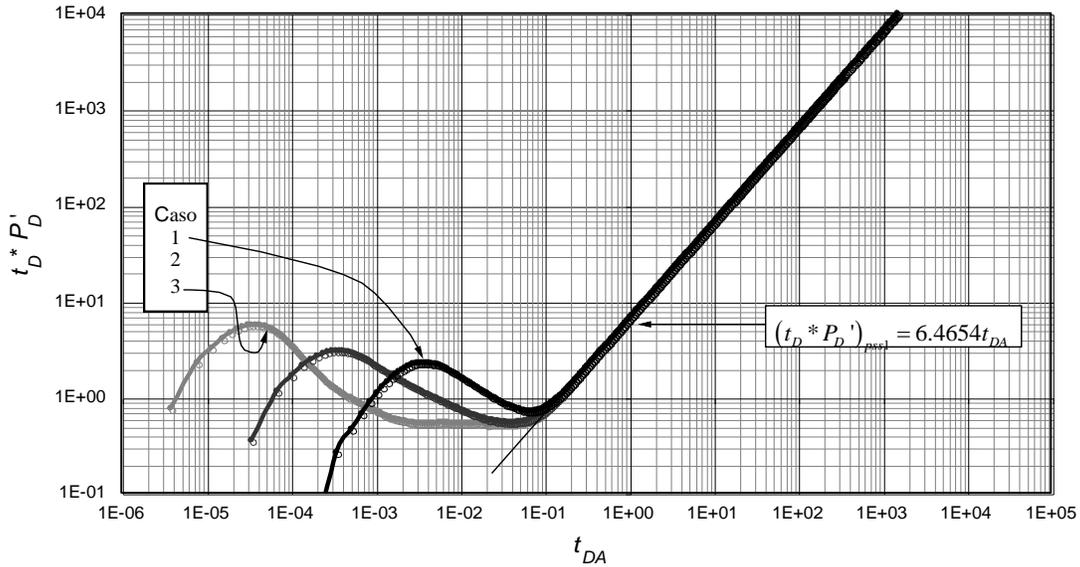


Figura 8. Comportamiento de la presión adimensional versus el tiempo adimensional basado en el área para flujo esférico en sistemas cerrados

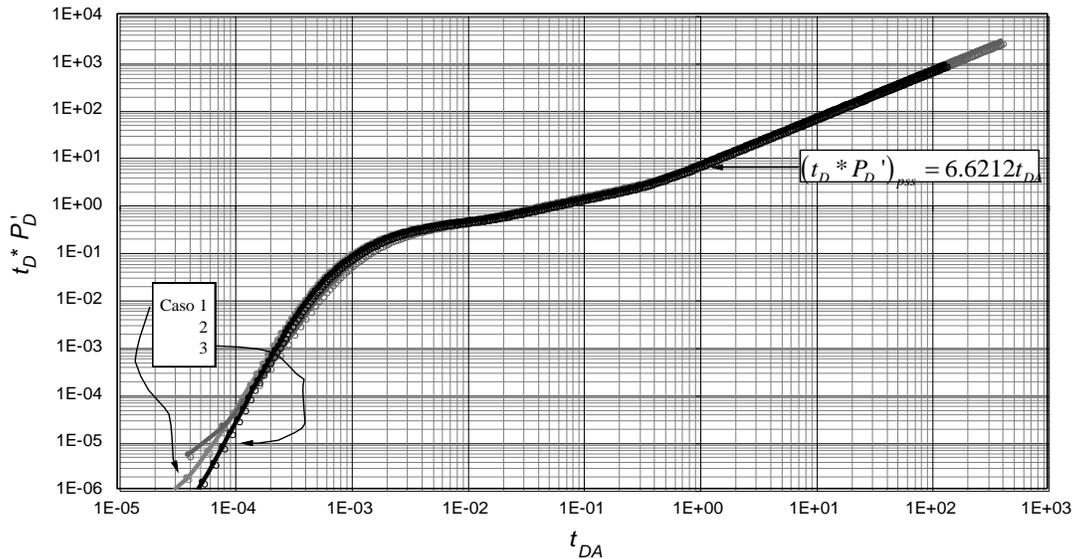


Figura 9. Comportamiento de la presión adimensional versus el tiempo adimensional basado en el área para flujo lineal en sistemas cerrados

Por otro lado, para sistemas con frontera abierta, Figuras 10 y 11, las ecuaciones que gobiernan el comportamiento tardío del flujo esférico y lineal esta dada respectivamente por

$$(t_D * P_D')_{SS} = \frac{0.532115}{t_{DA}} \quad (44)$$

Reemplazando las cantidades adimensionales y resolviendo para el área de drene resulta

$$A = \frac{3.5087 \times 10^{-6} k^2 h t_{SS} (t * \Delta P')_{SS}}{q \mu^2 \phi c_t B} \quad (45)$$

Debido al ruido se recomienda leer el valor de la derivada de la presión a un tiempo $t_{SS} = 1\text{hr}$, la Ecuación 45 se convierte en

$$A = \frac{3.5087 \times 10^{-6} k^2 h (t * \Delta P')_{SS1}}{q \mu^2 \phi c_t B} \quad (46)$$

Como se muestra en la Figura 11, una vez el flujo lineal desaparece, la ecuación de la derivada de la presión que rige el flujo estable está dada por:

$$(t_D * P_D')_{SS} = \frac{15.8574}{t_{DA}} \quad (47)$$

Reemplazando las cantidades adimensionales y resolviendo para el drenaje del área resulta:

$$A = \frac{0.011778 k^2 h t_{SS} (t * \Delta P')_{SS}}{q \mu^2 \phi c_t B} \quad (48)$$

Debido al ruido se recomienda leer el valor de la derivada de la presión a un tiempo $t_{SS} = 1\text{hr}$, convirtiendo la Ecuación 48 en:

$$A = \frac{0.011778 k^2 h (t * \Delta P')_{SS1}}{q \mu^2 \phi c_t B} \quad (49)$$

Estas ecuaciones se desarrollaron igualmente para yacimientos de gas, mostradas en el Apéndice A.

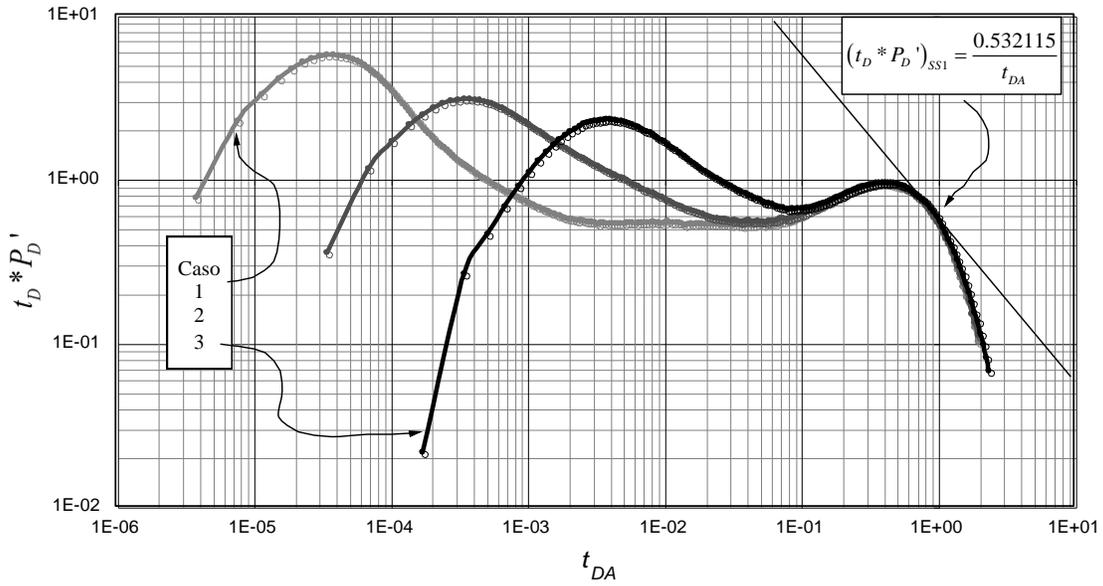


Figura 10. Comportamiento de presión adimensional versus tiempo adimensional basado en el área para régimen de flujo esférico en sistemas de presión constante

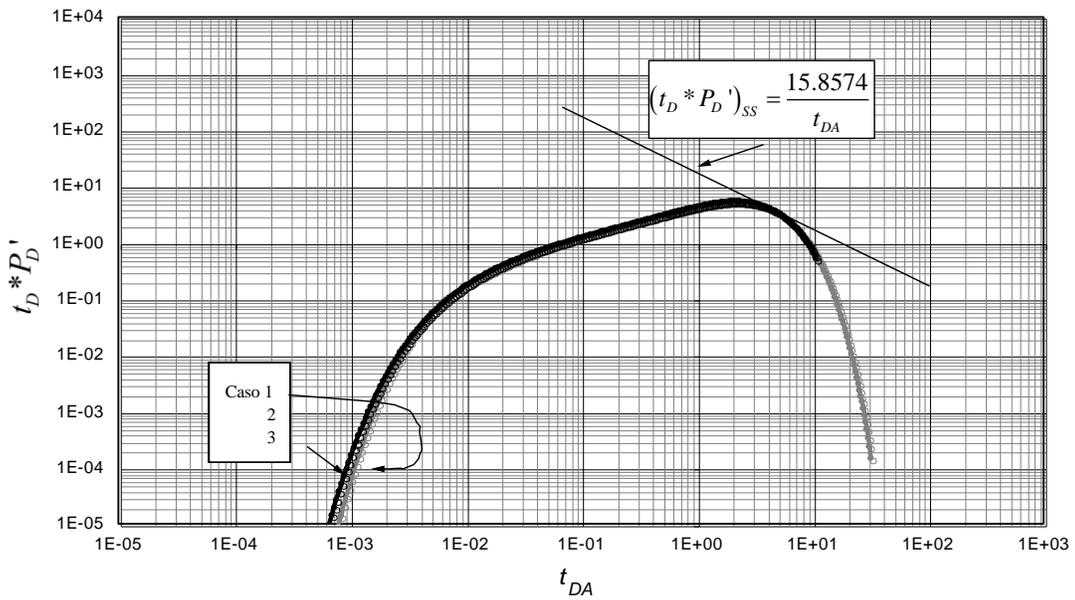


Figura 11. Comportamiento de presión adimensional versus el tiempo adimensional basado en el área para régimen de flujo lineal en sistemas de presión constante

3. Aplicaciones

Dos ejemplos sintéticos se generaron para validar las ecuaciones de la porosidad y la permeabilidad y otras dos pruebas sintéticas se crearon para verificar las ecuaciones del área de drenaje. La siguiente tabla contiene los datos de entrada para los ejemplos.

Tabla 5. Datos de entrada para los ejemplos

Parámetro	Ejemplo 1	Ejemplo 2	Ejemplo 3	Ejemplo 4
$c_t, 1/\text{psi}$	1.5×10^{-6}	1.1×10^{-6}	3×10^{-5}	3×10^{-6}
k, md	240	330	400	250
ϕ	0.16	0.22	0.12	0.12
q, BPD	320	440	100	100
$B, \text{rb/STB}$	1.15	1.21	1.1	1.1
μ, cp	4	5.5	2	3
r_w, ft	0.4	0.5	0.3	0.3
h, ft	36	5500	6000	20
b, ft	26	1100		
L, ft	360			
x, ft	1440			
A, ft^2			1×10^8	54×10^8

Tabla 6. Resultados del ejemplo 1 y 2

Parametro	Ecuación	Resultado	% Error
Ejemplo 1			
k, md	14	258.03	6.99
k, md	19	255.49	6.06
ϕ	12	0.1720	6.99
Ejemplo 2			
k, md	29	352.21	6.31
k, md	33	337.91	2.34
ϕ	27	0.2137	2.92

3.1 Ejemplo 1 (lineal)

La Figura 12 muestra el ejemplo simulado a partir de la información de la Tabla 6, de la cual se leyó la siguiente información:

$$t_{Li} = 45.71 \text{ hr}$$

$$\Delta P_{Li} = 31399.66 \text{ psi}$$

$$t_L = 3408 \text{ hr}$$

$$(t^* \Delta P)_L = 313006.65 \text{ psi}$$

Se estimó la permeabilidad con las Ecuaciones 14 y 19 y la porosidad con la Ecuación 12. Los resultados se reportaron en la Tabla 6.

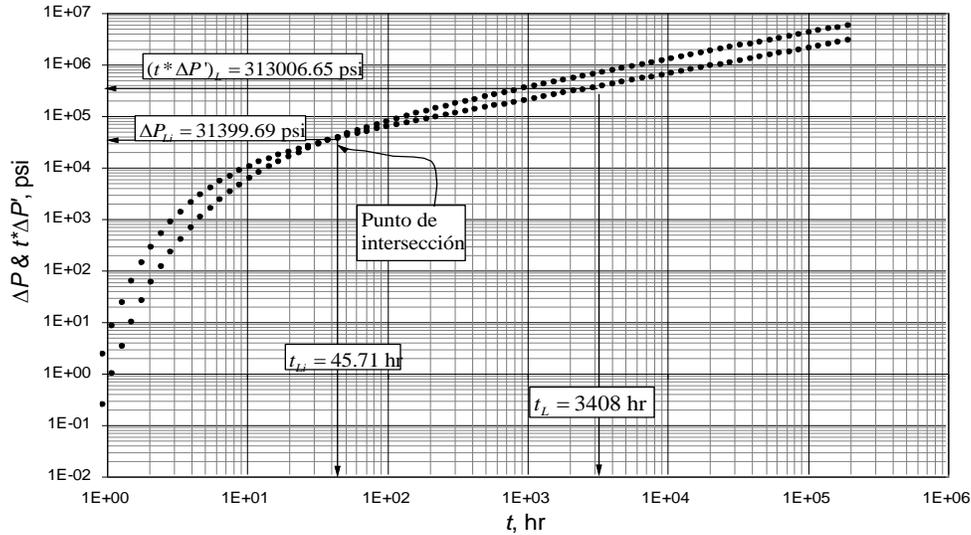


Figura 12. Gráfica Log-log de la presión y derivada de la presión versus el tiempo para el ejemplo 1 (Caso lineal)

3.2 Ejemplo 2 (esférico)

La Figura 13 presenta los datos de la presión y la derivada de la presión para una prueba sintética bajo condiciones de flujo esférico, donde se usaron los datos de entrada de la Tabla 5. Se leyó la siguiente información de dicha Figura.

$$t_{sphi} = 6.1502 \text{ hr}$$

$$t_{sph} = 926.12 \text{ hr}$$

$$\Delta P_{sphi} = 0.0626 \text{ psi}$$

$$(t * \Delta P')_{sph} = 0.0113 \text{ psi}$$

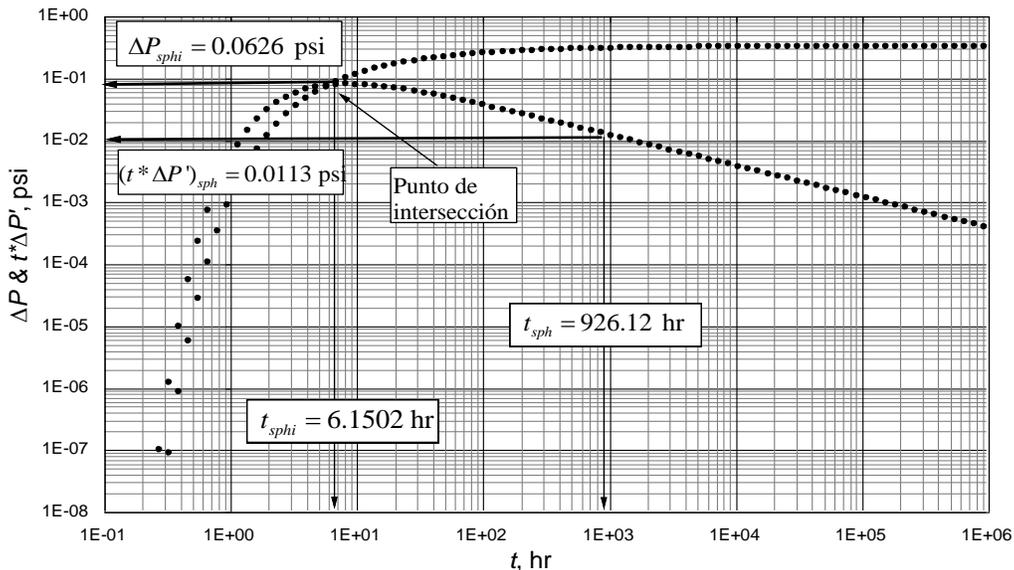


Figura 13. Gráfica Log-log de la presión y derivada de la presión versus el tiempo para el ejemplo 2 (Caso esférico)

Se estimó la permeabilidad con las Ecuaciones 29 y 33 y la porosidad con la Ecuación 27. Los resultados se reportaron en la Tabla 6.

3.3 Ejemplo 3 (caso esférico)

Se simuló igualmente una prueba de presión extensa con los datos de entrada reportados en la Tabla 5. Se reportaron la presión y la derivada de la presión para este ejemplo en la Figura 14, dónde se leyó el siguiente punto:

$$(t^* \Delta P')_{ss1} = 36 \text{ psi}$$

Se estimó el área de drenaje con la Ecuación 46 y su resultado se reportó en la Tabla 7.

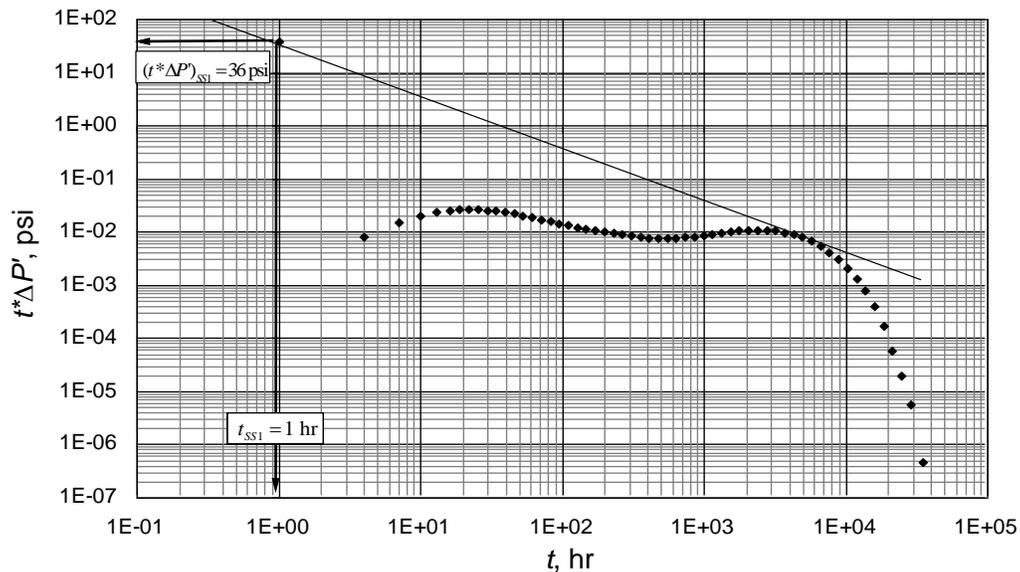


Figura 14. Gráfica Log-log de la derivada de la presión versus el tiempo para el ejemplo 3 (Caso esférico)

3.4 Ejemplo 4 (caso lineal)

Los datos de presión y derivada de presión reportados en la Figura 15 se obtuvieron igualmente de la Tabla 5. Se leyó la siguiente información de dicha Figura.

$$(t^* \Delta P')_{ps1} = 0.00075 \text{ psi}$$

Se estimó el área de drenaje con la Ecuación 43 y su resultado se reportó en la Tabla 7.

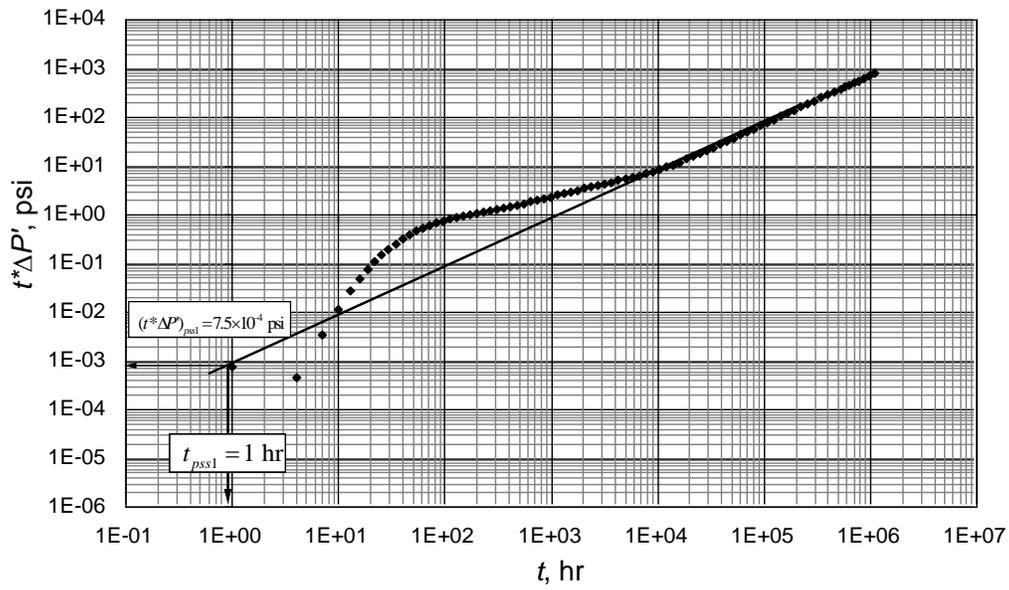


Figura 15. Gráfica Log-log de la derivada de la presión versus el tiempo para el ejemplo 4 (Caso lineal)

Tabla 7. Resultados del ejemplo 3 y 4

Parámetro	Ecuación	Resultado	% Error
Ejemplo 3			
A, ft^2	46	101050560	1.05
Ejemplo 4			
A, ft^2	43	5477777778	1.42

4. Discusión de Resultados

Las ecuaciones desarrolladas a lo largo de esta investigación fueron determinadas a partir de casos hipotéticos planteados en los cuales las condiciones del yacimiento fueron establecidas para que se generaran los flujos estudiados. Además de esto, se crearon dos ejemplos sintéticos con el fin de validar las ecuaciones de la porosidad y permeabilidad y otras dos pruebas sintéticas de presión extensas en los que se evidenciaron flujo estable o pseudoestable creadas para verificar las ecuaciones del área de drene. Se supuso $s = 0$

Es importante resaltar los pasos desarrollados para generar el estudio y análisis, presentados a continuación:

1. Se construyó el simulador con las expresiones obtenidas para cada flujo
2. Se introdujeron valores aleatorios a las variables. Cabe resaltar que las condiciones de la prueba simulada para el caso de aplicación son distintas a las establecidas en los casos para determinar las ecuaciones
3. Se generaron las curvas de la presión y la derivada de la presión contra el tiempo.
Se establecieron los puntos requeridos por las ecuaciones, siendo importante el punto de intersección de las curvas y el punto de corte a $t = 1$ hr.
4. Se analizaron los resultados obtenidos por las ecuaciones, asimismo se estableció el factor de error generado al compararlas con los datos introducidos a la programación.

A continuación se establece una breve comparación de los valores de las variables con las que se construyó el caso aplicativo y de las variables con la que se determinó la ecuación para cada condición

Tabla 8. Datos de entrada casos para condiciones de flujo lineal

Parámetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso Ej.
$C_t, 1/\text{psi}$	1×10^{-6}	1.5×10^{-6}				
k, md	300	300	300	300	300	240
ϕ	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.16
q, BPD	400	400	400	400	400	320
$B, \text{rb/STB}$	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.15
μ, cp	5	5	5	5	5	4
r_w, ft	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4
h, ft	30	45	68	101	152	36
b, ft	20	32	51	82	131	26
L, ft	300	450	675	1013	1519	360
x, ft	1000	1800	3240	5832	10498	1440

Tabla 9. Datos de entrada casos para condiciones de flujo esférico

Parámetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso Ej.
c_t , 1/psi	1×10^{-6}	1×10^{-6}	1×10^{-6}	1×10^{-6}	1.1×10^{-6}
k , md	300	300	300	300	330
ϕ , %	0.20	0.20	0.20	0.20	0.22
q , BPD	400	400	400	400	440
B , rb/STB	1.1	1.1	1.1	1.1	1.21
μ , cp	5	5	5	5	5.5
r_w , ft	0.45	0.3	0.5	0.54	0.5
h , ft	5000	2000	1000	700	5500
r , ft	1000	500	300	250	1100

4.1 Porosidad

Para determinar la porosidad de una prueba de interferencia cuándo exista presencia de flujo lineal mediante el método desarrollado en esta investigación se recurre al uso de la Ecuación 12, mientras que cuándo se existan condiciones del yacimiento por las cuales se presente flujo esférico se utiliza la Ecuación 27. Se estableció que la ecuación determinada para el eje “x” tanto para el flujo lineal como para el esférico sea la usada para hallar el valor de la porosidad. Cabe resaltar que estas dos ecuaciones se obtuvieron a partir de variar los factores de los ejes hasta que todos los casos hipotéticos convergieran en una curva y así hallar el punto de intersección con el que se despejaron las ecuaciones.

Para el flujo lineal, el punto de intersección determinado es $t = 45.71$ hr y $\Delta P = 31399.69$ psi. Con la Ecuación 12 se obtiene $\phi = 0.17$, al realizar una validación con lo introducido en el software al momento de realizar la curva $\phi=0.16$ se calcula un porcentaje de error de 6.99%.

Para el flujo esférico, el punto de intersección es $t = 6.1502$ hr y $\Delta P = 0.0626$ psi, dando como resultado $\phi=0.21$ obteniendo un porcentaje de error de 2.92% de acuerdo a la porosidad introducida en el software $\phi=0.22$.

Los resultados de los ejemplos para la porosidad se reportaron en la Tabla 10. Se encuentra un porcentaje de error apropiado para la metodología planteada, asimismo se establece que es causa de una lectura desfasada del punto de intersección.

Tabla 10. Resultados de la porosidad para casos sintéticos

Parámetro	Ecuación	Resultado	% Error
Ejemplo 1			
ϕ	12	0.1720	6.99
Ejemplo 2			
ϕ	27	0.2137	2.92

4.2 Permeabilidad

Para determinar el valor de la permeabilidad al momento de analizar una prueba de interferencia con flujo lineal se recurre a las Ecuación 14 y 19, mientras que para flujo esférico a las Ecuación 29 y 33. Se estableció el uso de los factores y el punto de intersección del eje “y” para hallar las ecuaciones que determinan la permeabilidad del sistema.

Para el flujo lineal, para el punto de intersección determinado a $t = 45.71$ hr y $\Delta P = 31399.69$ psi se obtiene $k = 258.03$ md, mientras que para un punto cualquiera del flujo lineal a $t = 3408$ hr y $(t*\Delta P') = 313006.65$ psi se obtiene $k = 255.49$ md. Al realizar una validación con lo introducido en el software al momento de realizar la curva $k = 240$ md, se calcula un porcentaje de error de 6.99% y 6.06% respectivamente.

Para el flujo esférico, para el punto de intersección a $t = 6.1502$ hr y $\Delta P = 0.0626$ psi, dando como resultado $k = 352.21$ md, mientras que para un punto cualquiera del flujo esférico a $t = 926.12$ hr y $(t*\Delta P') = 0.0113$ psi, dando como resultado $k = 337.91$ md obteniendo un porcentaje de error de acuerdo a la porosidad introducida en el software $k = 330$ md de 6.31% y 2.34% respectivamente.

Los resultados de los ejemplos para la permeabilidad se reportaron en la Tabla 11. Se encuentran porcentajes de error aceptables para cada flujo de la metodología planteada. Se observa y deduce que debido a una lectura desfasada del punto de intersección de las curvas, la ecuación que se tiene del punto de intersección arroja un porcentaje de error mayor que aquella determinada por regresión lineal.

Tabla 11. Resultados del ejemplo 1 y 2

Parámetro	Ecuación	Resultado	% Error
Ejemplo 1			
k , md	14	258.03	6.99
k , md	19	255.49	6.06
Ejemplo 2			
k , md	29	352.21	6.31
k , md	33	337.91	2.34

4.3 Área de drenaje

Se plantearon dos ejemplos para determinar el área de drenaje del yacimiento. En el ejemplo 1, se estableció un flujo esférico seguido de un flujo estable, permitiendo evaluar la Ecuación 46, mientras que para el ejemplo 2, se estableció un flujo lineal seguido de un flujo pseudoestable, evaluando así la Ecuación 43.

Los resultados obtenidos de estas ecuaciones reportados en la Tabla 7, determinan un porcentaje de error despreciable, validando la metodología planteada para el comportamiento tardío de una prueba.

Al momento de analizar una prueba de interferencia, y de acuerdo a lo obtenido en esta investigación, se observa que al tener un mayor número de datos, es posible aumentar la precisión de los resultados de las variables, además que debe ser una prueba con una duración tal, que los datos registrados en el pozo observador permitan una lectura correcta de valores con los que se determinarán los parámetros del yacimiento.

5. Conclusiones y Recomendaciones

- Se logró desarrollar una metodología analítica para pruebas de interferencia usando la metodología *TDS* para los casos con presencia de flujo lineal y esférico.
- Se identificaron los modelos matemáticos que gobiernan la presión y la derivada de la presión para flujos lineal y esférico.
- Se generaron curvas de presión y de la derivada de la presión para los casos estudiados, de los cuales se obtuvo las características específicas y únicas de cada patrón.
- Se establecieron las ecuaciones finales para desarrollar esta metodología y permitir una caracterización del yacimiento.
- Se evaluó y se analizó la metodología propuesta aplicándola a casos sintéticos.
- Se comprobó el método propuesto hallando la permeabilidad y la porosidad para un caso sintético
- Se desarrollaron y comprobaron ecuaciones para calcular el área de drenaje para ambos regímenes de flujo para sistemas de frontera cerrada o de presión constante
- Se desarrolló la metodología *TDS* para flujo lineal y esférico de yacimientos gasíferos.

Se debe tener en cuenta que para esta investigación se ha asumido que en el yacimiento hay dos pozos verticales, uno de producción y el otro de observación y únicamente se está evaluando formaciones monocapa.

Nomenclatura

b	Ancho del yacimiento, ft
B	Factor de volumen de formación del aceite, RB/STB
c_t	Compresibilidad total, 1/psi
h	Espesor de la formación, ft
h_D	Relación entre espesor de la formación y radio del pozo, (h/r_w)
k	Permeabilidad, md
L	Distancia lineal entre pozos, ft
$m(P)$	Pseudopresión, psi^2/cp
P	Presión, psi
P_D	Presión adimensional
q	Tasa de flujo, BOPD
q_g	Tasa de flujo de gas, Mscf/D
r	Distancia radial, ft
r_D	Radio adimensional, (r/r_w)
r_w	Radio del pozo, ft
s	Factor de daño
t	Tiempo, hr
T	Temperatura, °R
t_D	Tiempo adimensional basado en el radio del pozo
t_{DA}	Tiempo adimensional basado en el área de drene
$t_a(P)$	Pseudotiempo, $\text{hr-cp}/\text{psi}$
t_{Da}	Pseudotiempo adimensional
$t^*\Delta P'$	Derivada de presión, psi
$t_D^*\Delta P_D'$	Derivada de presión adimensional
x	Distancia lineal del yacimiento medida desde el pozo, ft
x_D	Relación entre la distancia lineal y la distancia entre pozos (x/L)

Sufijos

D	Adimensional
i	Intercepto
L	Lineal
Li	Intercepto de las curvas de la presión y derivada de la presión para flujo lineal
pss	Estado pseudoestable
$pss1$	Estado pseudoestable a 1 hr
sph	Esférico
$sph1$	Intercepto de las curvas de la presión y derivada de la presión para flujo esférico
SS	Estado estable
$SS1$	Estado estable a 1 hr
W	Pozo

Griego

Δ	Cambio
α_L	887.2
α_{sph}	70.6
β	0.0002637
η	Constante de difusividad
ϕ	Porosidad
μ	Viscosidad, cp

Referencias

- [1] Agarwal, R. G. (1979, January 1). Real Gas Pseudo-Time - A New Function For Pressure Buildup Analysis Of MHF Gas Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/8279-MS.
- [2] Al-Marhoun, M. A. 1985. Interference Testing: A New Analysis Approach. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13732-MS.
- [3] Brown, M. W., and Ambastha, A. K. (1991, January 1). Interference Test Analysis For Rectangular Reservoirs. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/91-45.
- [4] Chatas, A.T. 1966. Unsteady Spherical Flow in Petroleum Reservoir. SPE J. 6 (2): 102-114; Trans., AIME, 237. SPE-1305-PA. doi:10.2118/1305-PA.
- [5] El-Khatib, N.A.F. 1987. A New Approach to Interference Test. SPE Form Eval 2 (4): 609-610. SPE-13733-PA.
- [6] Escobar, F.H., Cubillos, J., Montealegre-M, M., 2008. Estimation of horizontal reservoir anisotropy without type-curve matching. Journal of Petroleum Science and Engineering 60, 31–38. doi:10.1016/j.petrol.2007.05.003.
- [7] Escobar, F.H., Hernandez, D.P. and Saavedra, J.A. 2010. Pressure and Pressure Derivative Analysis for Long Naturally Fractured Reservoirs Using the TDS Technique. Dyna, Year 77, Num.163, p. 102-114. Sept.
- [8] Escobar, F.H., Rojas, M.M., and Cantillo, J.H. 2012. Straight-Line Conventional Transient Rate Analysis for Long Homogeneous and Heterogeneous Reservoirs. Dyna, year 79, Num.172, pp. 153-163. ISSN 0012-7353. Abril.
- [9] Escobar, F.H. Recent Advances in Practical Applied Well Test Analysis. Nova publishers New York. Published by Nova Science Publishers, Inc. † New York. Nov. 2015.
- [10] Foster, G. A., Wong, D. W., Asgarpour, S., and Cinco-Ley, H. (1994, January 1). Interference Test Analysis In Limited Reservoirs Using the Pressure Derivative Approach: Field Example. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/94-30.
- [11] Jacob, C.E. 1940. On the Flow of Water in an Elastic Artesian Aquifer. American Geophysical Union 21: 574 – 588.

- [12] Kamal, M.M. 1983. Interference and Pulse Testing-A Review, J Pet Tech 35 (12): 2257-2270. SPE-10042-PA.
- [13] Martinez, N. R., and Samaniego, F. V. (2010, December 1). Advances in the Analysis of Pressure Interference Tests. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/141028-PA.
- [14] Martinez, J.A., Escobar, F.H., and Montealegre-M, M. 2011. Vertical Well Pressure and Pressure Derivative Analysis for Bingham Fluids in a Homogeneous Reservoirs. Dyna, Year 78, Num.166, p.21-28.
- [15] Matthies, E. P. (1964, March 1). Practical Application of Interference Tests. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/627-PA.
- [16] Miller, F.G. 1962. Theory of Unsteady-State Influx of Water in Linear Reservoirs. Journal Institute of Petroleum 48 (467): 365-379.
- [17] Ouandlous, A. Interpretation of Interference Test by Tiab's Direct Synthesis Technique, M.Sc. Thesis. University of Oklahoma. 1999.
- [18] Tiab, D., and Kumar, A. 1980. Application of the P'D Function to Interference Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/6053-PA.

Apendice A. Ecuaciones de flujo de Gas

Agarwal introdujo la función pseudotiempo, la cual depende tanto de la viscosidad del gas como de la compresibilidad total del sistema, mostrada a continuación:

$$t_a = \int_{t_0}^t \frac{dt}{\mu(t)c_t(t)} \quad (\text{A.1})$$

Esta función está mejor definida en función de la presión dada en hr psi/cp:

$$t_a(P) = \int_{P_0}^P \frac{(dt/dP)}{\mu(p)c_t(P)} dP \quad (\text{A.2})$$

Ahora μ and c_t son propiedades dependientes de la presión. Reescribiendo la Ecuación (A.3) queda:

$$t_D = \frac{0.0002637k\bar{t}}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} \quad (\text{A.3})$$

Incluyendo la función pseudotiempo $t_a(P)$, en la Ecuación A.3, la función pseudotiempo está dada por:

$$t_{Da} = \left(\frac{0.0002637k}{\phi r_w^2} \right) t_a(P) \quad (\text{A.4})$$

Multiplicando y luego dividiendo por $(\mu c_t)_i$, queda una ecuación general similar a la expresión del tiempo adimensional:

$$t_{Da} = \left(\frac{0.0002637k}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} \right) [(\mu c_t)_i \times t_a(P)] \quad (\text{A.5})$$

La pseudopresión adimensional y la derivada de la pseudopresión adimensional están definidas por:

$$m(P)_D = \frac{kh[m(P_i) - m(P)]}{1422.52q_g T} \quad (\text{A.6})$$

$$t_D * m(P)'_D = \frac{kh[t * \Delta m(P)]}{1422.52q_g T} \quad (\text{A.7})$$

Para el régimen del flujo lineal para gas, las Ecuaciones 7, 9 y 14 se convierten en:

$$\phi = \frac{k(t_a(P))_{Li}}{15239024 r_w^2} \left(\frac{x}{L} \right)^{4.32} \frac{1}{b^{4.14}} \quad (\text{A.8})$$

$$k = \frac{5955223x^{2.062}q_g T}{L^{2.7333}h[m(P_i) - m(P)]_L} \quad (\text{A.9})$$

$$k = 12492596 \left(\frac{(t_a(P))_L}{\phi r_w^2} \right)^{0.3844} \left(\frac{q_g T}{h [t^* \Delta m(P)]_L} \right)^{1.3844} \frac{x^{4.5159}}{L^{5.4453} b^{1.5921}} \quad (\text{A.10})$$

Para régimen de flujo esférico para gas, las Ecuaciones 21, 23 y 28 se convierten en:

$$\phi = \frac{1.5 \times 10^{-3} k (t_a(P))_{sphi} h^{0.5} r_w^{0.2}}{r^{2.7}} \quad (\text{A.11})$$

$$k = \frac{41.4850 q_g T}{h [m(P_i) - m(P)]_{sph}} \left(\frac{r}{r_w} \right)^{0.3} \quad (\text{A.12})$$

$$k = \frac{153.45 r^{1.1}}{h^{0.8334} r_w^{0.2667}} \left[\frac{\phi}{(t_a(P))_{sph}} \right]^{0.3333} \left[\frac{q_g T}{[t^* \Delta m(P)]_{sph}} \right]^{0.6667} \quad (\text{A.13})$$

Para analizar comportamientos de tiempos tardíos, las Ecuaciones 33, 34, 36, 37, 39, 40, 42 y 43 se convierten en:

$$A = \frac{2.4253 q_g T (t_a(P))_{pss}}{\phi h [t^* \Delta m(P)]_{pss}} \quad (\text{A.14})$$

$$A = \frac{2.4253 q_g T}{\phi h [t^* \Delta m(P)]_{pss1}} \quad (\text{A.15})$$

$$A = \frac{2.4837 q_g T (t_a(P))_{pss}}{\phi h [t^* \Delta m(P)]_{pss}} \quad (\text{A.16})$$

$$A = \frac{2.4837 q_g T}{\phi h [t^* \Delta m(P)]_{pss1}} \quad (\text{A.17})$$

$$A = \frac{k^2 h (t_a(P))_{SS} [t^* \Delta m(P)]_{SS}}{2870475 q_g \phi T} \quad (\text{A.18})$$

$$A = \frac{k^2 h [t^* \Delta m(P)]_{SS1}}{2870475 q_g \phi T} \quad (\text{A.19})$$

$$A = \frac{k^2 h (t_a(P))_{SS} [t^* \Delta m(P)]_{SS}}{85542164 q_g \phi T} \quad (\text{A.20})$$

$$A = \frac{k^2 h [t^* \Delta m(P)]_{SS1}}{85542164 q_g \phi T} \quad (\text{A.21})$$