



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, \_21 de Septiembre/2017\_\_

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Cristhian Eduardo Caicedo Franco \_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_1.075.275.103\_\_\_\_\_,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o \_\_\_\_\_

titulado Análisis de presión y derivada de presión en pozos verticales con fracturas asimétricas

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:

Firma:

Vigilada Mineducación



<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 3</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** Análisis de presión y derivada de presión en pozos verticales con fracturas asimétricas

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Caicedo Franco	Cristhian Eduardo

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

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

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

**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\_

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

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



**MATERIAL ANEXO:**

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

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Fractured Wells	Pozos Fracturados	6. _____	_____
2. TDS technique	Técnica TDS	7. _____	_____
3. Skin	Daño	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Este trabajo propone desarrollar un método directo para evaluar parámetros de fractura mediante el desarrollo de ecuaciones utilizando la metodología TDS. Esta técnica se basa en una nueva solución analítica para el comportamiento de la presión en un pozo vertical con fracturas asimétricas de conductividad finita, durante el período de flujo pseudolineal y radial tardío conocido.

La interpretación de las gráficas de presión generadas con un simulador se lleva a cabo usando la *Tiab's Direct Synthesis (TDS) Technique*, introducida por Tiab (1993), la cual nos permite desarrollar ecuaciones analíticas por medio de la obtención de líneas y puntos característicos hallados en los gráficos log-log de presión y derivada de presión para determinar en este caso parámetros de fracturas.

Por último, se desarrollan ejercicios sintéticos para pruebas de presión tanto para yacimientos de aceite como para yacimientos de gas, para verificar la confiabilidad de las ecuaciones desarrolladas a lo largo de este trabajo. Los resultados de la TDS fueron satisfactoriamente comparados con casos simulados y se observó que los datos poseían un alto grado de tolerancia con respecto a los valores reales, por lo tanto, las ecuaciones desarrolladas son confiables y pueden ser utilizadas en casos de campo.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

To start with, this work proposes the development of a direct method to evaluate the fracture parameters through the development of equations using the TDS methodology. This technique is based on a new analytical solution for pressure behavior in a vertical well with finite conductivity asymmetric fractures, during the known pseudolinear and radial flow period.

The interpretation of the pressure graphs generated with a simulator is carried out using the direct technique of Tiab synthesis (TDS), introduced by Tiab (1993), which allows us to develop analytical equations by obtaining lines and characteristic points found in the graphs log-log of pressure and pressure derivative to determine in this case the parameters of fractures.

Finally, synthetic exercises for pressure tests are developed for both oil and gas fields to verify the reliability of the equations developed in the length of this work. The results of the TDS were satisfactorily compared with simulated cases and it was observed that the data have a high degree of tolerance with respect to the real values, therefore, the developed equations are reliable and can be used in field cases.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Jurado: LUIS FERNANDO BONILLA

Firma:

Nombre Jurado: JAVIER ANDRES MARTÍNEZ

Firma:

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



**ANÁLISIS DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN POZOS VERTICALES  
CON FRACTURAS ASIMÉTRICAS**

**PRESENTADO POR:**

**CRISTHIAN EDUARDO CAICEDO FRANCO**

**DIRECTOR:**

**FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO**

**Neiva, Huila Julio de 2017**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

**Firma del presidente del jurado**

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

Neiva, 26 de Junio de 2017

## DEDICATORIA

*Primero que todo quiero dar gracias a Dios y a la Virgen por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos. A lo largo de estos años de carrera, se presentaron momentos de angustia, momentos difíciles en los que necesite de Él, sin embargo, Dios y la Virgen estuvieron siempre a mi lado dándome fuerzas para seguir adelante y no desfallecer ante las adversidades.*

*A mis padres José Eduardo Caicedo y Marisol Franco, a quienes les debo todo lo que soy hoy en día, por guiarme en la vida y por cada uno de sus sacrificios en este largo camino, también les agradezco por haberme tenido paciencia y ser mi soporte constante en cada momento de dificultad.*

*A mi abuela Lilia Montenegro de Franco y a mi tía Rubiela Franco quienes estuvieron durante toda la carrera apoyándome y estando pendiente de mí.*

*Agradezco también a mi excelente profesor y Director de tesis Freddy Humberto Escobar Macualo, gracias por su paciencia y por siempre darnos la mano cuando la necesitábamos, siento mucha gratitud hacia él por haber confiado en mí. Finalmente agradezco a cada uno de los profesores que han contribuido en mi formación personal y profesional, gracias, muchas gracias.*

## RESUMEN

El análisis de pruebas de presión ofrece al ingeniero una manera confiable de caracterizar el yacimiento, definiendo parámetros tales como: permeabilidad, área, presión promedio, daños, etc. El fracturamiento hidráulico es una técnica que permite producir ya sea petróleo y/o gas a un costo más bajo, debido a esto, esta técnica ha adquirido más auge en los últimos años, sin embargo, se evidencia la falta de métodos comprobados para el cálculo de parámetros de fracturas en pozos verticales fracturados hidráulicamente.

Muchos autores han desarrollado ecuaciones para determinar parámetros del yacimiento asumiendo fracturas simétricas, en el caso de ser un pozo fracturado hidráulicamente, teniendo en cuenta que una fractura simétrica es el caso menos probable en la realidad. Por lo tanto, no existe una metodología analítica directa que nos permita utilizando la derivada de presión determinar la asimetría de la fractura y otros parámetros característicos importantes, como la longitud media de la fractura y la posición de pozo con respecto al centro de la fractura.

Este trabajo propone desarrollar un método directo para evaluar parámetros de fractura mediante el desarrollo de ecuaciones utilizando la metodología TDS. Esta técnica se basa en una nueva solución analítica para el comportamiento de la presión en un pozo vertical con fracturas asimétricas de conductividad finita, durante el período de flujo pseudolineal y radial tardío conocido.

La interpretación de las gráficas de presión generadas con un simulador se lleva a cabo usando la *Tiab's Direct Synthesis (TDS) Technique*, introducida por Tiab (1993), la cual nos permite desarrollar ecuaciones analíticas por medio de la obtención de líneas y puntos característicos hallados en los gráficos log-log de presión y derivada de presión para determinar en este caso dichos parámetros de fracturas mencionados anteriormente.

Por último, se desarrollan ejercicios sintéticos para pruebas de presión tanto para yacimientos de aceite como para yacimientos de gas, para verificar la confiabilidad de las ecuaciones desarrolladas a lo largo de este trabajo. Los resultados de la TDS fueron satisfactoriamente comparados con casos simulados y se observó que los datos poseían un alto grado de tolerancia con respecto a los valores reales, por lo tanto, las ecuaciones desarrolladas son confiables y pueden ser utilizadas en casos de campo.

## ABSTRACT

The analysis of pressure tests offers the engineer a reliable way to characterize the reservoir, defining parameters such as: permeability, area, average pressure, damages, etc. Hydraulic fracturing is a technique that allows for the production of oil from the sea and / or gas at a lower cost, because of this, this technique has acquired more in the last years, however, evidences the lack of proven methods for the Calculation of fracture parameters in hydraulic fractured vertical wells.

Many authors have developed equations to determine some reservoir parameters assuming symmetric fractures, in the case of being a hydraulically fractured well, bearing in mind that a symmetric fracture is the less likely case in reality. Therefore, there is no direct analytical methodology that allows us to use pressure shunting to determine fracture asymmetry and other important characteristic parameters such as fracture mean length and well position with respect to the center of the fracture.

To start with, this work proposes the development of a direct method to evaluate the fracture parameters through the development of equations using the TDS methodology. This technique is based on a new analytical solution for pressure behavior in a vertical well with finite conductivity asymmetric fractures, during the known pseudolinear and radial flow period.

The interpretation of the pressure graphs generated with a simulator is carried out using the direct technique of Tiab synthesis (TDS), introduced by Tiab (1993), which allows us to develop analytical equations by obtaining lines and characteristic points found in the graphs log-log of pressure and pressure derivative to determine in this case the parameters of fractures previously.

Finally, synthetic exercises for pressure tests are developed for both oil and gas fields to verify the reliability of the equations developed in the length of this work. The results of the TDS were satisfactorily compared with simulated cases and it was observed that the data have a high degree of tolerance with respect to the real values, therefore, the developed equations are reliable and can be used in field cases.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
<b>1. CAPÍTULO I. ANTECEDENTES</b>	<b>9</b>
1.1 TIPOS DE PRUEBAS	9
1.1.1 PRUEBA DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN (DRAWDOWN TEST)	9
1.1.2 PRUEBA DE RESTAURACIÓN (BUILD-UP TEST)	10
1.1.3 PRUEBA MULTITASA	11
1.1.4 PRUEBA DE INTERFERENCIA	11
1.1.5 DRILL STEAM TEST (DST)	12
1.2 FLUJO PSEUDOLINEAL	13
1.3 FACTOR DE ASIMETRÍA	13
1.4 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA	15
<b>2. CAPÍTULO II. MODELO MATEMÁTICO</b>	<b>16</b>
2.1 TDS PARA POZOS DE PETRÓLEO	18
2.2 TDS PARA YACIMIENTOS DE GAS CON TIEMPO RIGUROSO	20
2.3 TDS PARA YACIMIENTOS DE GAS CON PSEUDOTIEMPO	22
<b>3. CAPÍTULO III. EJERCICIOS DE APLICACIÓN</b>	<b>24</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>34</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>35</b>
<b>NOMENCLATURA</b>	<b>36</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>37</b>

## LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
<b>Gráfica 1.</b> Transiente de presión generado con simulador Assymmetric	17
<b>Gráfica 2.</b> Comportamiento de la presión adimensional y derivada de la presión de un pozo vertical fracturado con baja conductividad, $C_{fD} = 1$	17
<b>Gráfica 3.</b> Ejercicio No. 01, Gráfica $t$ vs $\Delta P$ y $t^* \Delta P'$	28
<b>Gráfica 4.</b> Ejercicio No. 02, Gráfica $t$ vs $\Delta m(P)$ y $t^* \Delta m(P)'$	33

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Prueba de declinación de presión	10
<b>Figura 2.</b> Prueba de restauración	11
<b>Figura 3.</b> Formación del flujo Pseudolineal a lo largo de la fractura	13
<b>Figura 4.</b> Pozo fracturado asimétricamente; $0 < a < 1.0$	14
<b>Figura 5.</b> Pozo fracturado simétricamente; $a = 0.0$	14
<b>Figura 6.</b> Pozo fracturado asimétricamente; $a = 1.0$	14

## LISTA DE TABLA

	Pág.
<b>Tabla 3.1.a</b> Puntos característicos de los regímenes de flujo. Ejercicio No. 01	24
<b>Tabla 3.1.b</b> Resumen de los parámetros calculados. Ejercicio No. 01	26
<b>Tabla 3.2.a</b> Puntos característicos de los regímenes de flujo. Ejercicio No. 02	28
<b>Tabla 3.2.b</b> Resumen de los parámetros calculados. Ejercicio No. 02	30

## INTRODUCCIÓN

Los primeros pozos fracturados iniciaron en 1860 y se empleaban materiales explosivos como la nitroglicerina. Posteriormente se empezaron a utilizar ácidos, dejando a un lado dichos materiales, y finalmente en 1947 se estudia la posibilidad de utilizar agua y solo hasta 1952 en la Unión Soviética aparece el primer pozo fracturado hidráulicamente. Esta técnica permite posibilitar o aumentar la extracción de petróleo y gas en aquellos yacimientos con baja permeabilidad y tanto ha sido su auge que se dice que en el año 2015 aproximadamente el 60% de los pozos de extracción en uso empleaban esta técnica.

La mayoría de los trabajos publicados sobre el comportamiento del transiente de presión en pozos fracturados considera la fractura simétrica respecto al eje del pozo. Sin embargo, se ha demostrado que éste puede ser el caso menos probable en la realidad, de ahí la importancia de estudiar la asimetría de las fracturas en pozos verticales y como estas influyen en el comportamiento de la presión.

Este problema no ha sido estudiado muy a fondo, aunque algunos autores tales como Heber Cinco Ley, F Samaniego y N. Dominguez (1978) desarrollaron un modelo matemático para estudiar el comportamiento del transiente de presión en un pozo vertical fracturado con conductividad finita. También Narasimhan, T.N. y Palen, W.A. (1979) discutieron brevemente la influencia de la asimetría de la fractura en el comportamiento de la presión de un pozo bajo una tasa de producción constante. Mas tarde, Bennet et al.(1983) estudió más este problema y definió las condiciones bajo las cuales la asimetría tendría una influencia despreciable en la respuesta del pozo. El problema se resolvió numéricamente en dichos estudios. Sin embargo, no se han proporcionado medios prácticos para evaluar parámetros de las fracturas, tales como la asimetría, entre otros, ya que la mayoría de las soluciones utilizan la combinación de curvas tipo, Rodriguez, Cinco-Ley y Samaniego (1992) y Resurreicao y Fernando (1991), el cuál es básicamente un procedimiento de ensayo y error que implica incertidumbre y trabajo tedioso

Básicamente el propósito de este trabajo es desarrollar una técnica de interpretación práctica para las fracturas asimétricas observando y estudiando el comportamiento de los regímenes de flujo pseudolineal y radial mediante observaciones en la gráfica de derivadas de presión y presión. Esta metodología de interpretación es una extensión de la Técnica TDS, Tiab (1995). Esta técnica ha sido ampliamente utilizada en varios casos de pozos fracturados. Tiab (1994) y Tiab et al. (1999). Un trabajo reciente sobre el flujo pseudolineal en pozos fracturados fue presentado por Escobar et al. (2016). Escobar, Zhao y Zhang (2014a) proporcionaron la técnica TDS para pozos fracturados hidráulicamente en yacimientos de gas bizonales. Escobar, Castro y Mosquera (2014b) proporcionaron una metodología de análisis de tasa transitoria para pozos fracturados. Escobar, Montenegro y Bernal (2014c) trabajaron en yacimientos de esquisto bajo análisis de tasa transitorio. Escobar, Ghisays-Ruiz y Bonilla (2014d) proporcionaron un nuevo modelo de régimen de flujo elíptico para pozos fracturados. Zhao et al. (2016) desarrollaron una técnica de interpretación para pozos fracturados en yacimientos compuestos de gas y las obras de Tiab y Bettam (2007) y Escobar, Zhao y Fahes (2015) se enfocan en pozos fracturados en formaciones fracturadas naturalmente.

## 1. CAPÍTULO I. ANTECEDENTES

La caracterización de los yacimientos se realiza mediante diferentes técnicas como interpretación de registros, análisis de núcleos, sismicidad, interpretación de pruebas de pozo, entre otras. Las pruebas de presión por otro lado constituyen una herramienta importante para la obtención de los parámetros característicos tanto para yacimientos de aceite como de gas. En las últimas décadas se ha demostrado que la respuesta de la presión del yacimiento ante diferentes cambios en la tasa de flujo, puede reflejar tanto la geometría del yacimiento, como las propiedades de flujo de este mismo, eso gracias a que se crea una disturbancia de presión, mediante cambios de tasa, y esto nos permite medir las variaciones en la presión de fondo ( $p_{wf}$ ) en el tiempo, en uno o más pozos.

Las pruebas de presión se realizan con múltiples propósitos:

- Determinar la capacidad del yacimiento para producir hidrocarburos (permeabilidad, presión inicial)
- Evaluar el Skin (daño de la formación)
- Identificar área y barreras del yacimiento
- Determinar la naturaleza de los fluidos y posibles contactos
- Comunicación entre pozos

### 1.1 TIPOS DE PRUEBAS

Las principales pruebas de presión registradas en el pozo a lo largo de su vida productiva para caracterizar las formaciones productoras dependiendo de los objetivos de cada una de ellas y de las condiciones del pozo son las siguientes:

- Prueba de declinación de presión (Drawdown test)
- Prueba de restauración (Buildup test)
- Multitasa
- Prueba de interferencia
- Drill Stem Test (DST)
- Prueba de abatimiento de presión

#### 1.1.1 PRUEBA DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN (DRAWDOWN TEST)

Esta prueba consiste en cerrar un pozo por un tiempo determinado hasta que la presión del yacimiento se estabilice, una vez estabilizada la presión del yacimiento se pone a producir el pozo a un caudal constante ( $q$ ) por un tiempo determinado ( $t$ ) para permitir medir la caída de presión con respecto al tiempo. Ver Fig. 1

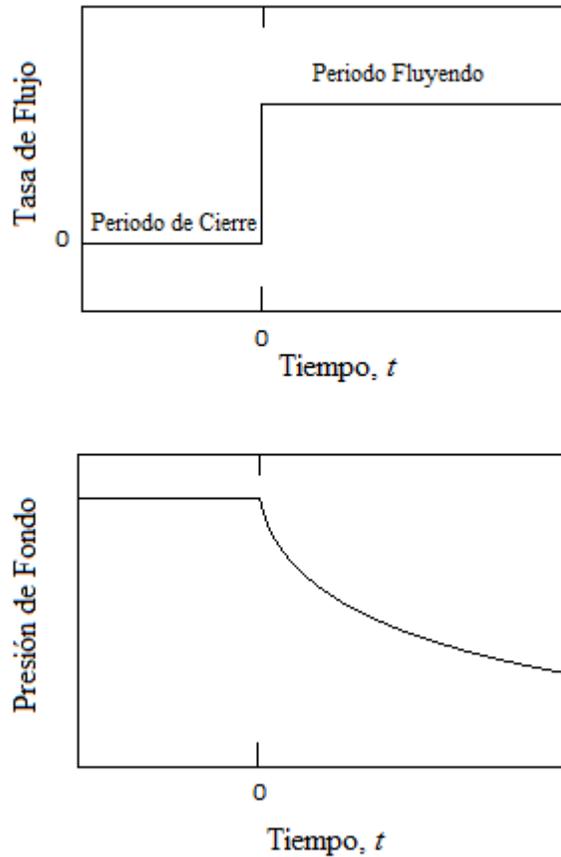


Fig. 1- Prueba de declinación de presión

Esta prueba se utiliza para calcular la permeabilidad promedio del área de drenaje del yacimiento, el daño de la formación, volumen poroso de la zona drenada y para detectar heterogeneidades (fallas contactos, barreras estratigráficas); y se aplica principalmente a pozos nuevos y/o pozos que han sido cerrados el tiempo suficiente para permitir que la presión se encuentre estable y se utiliza

### 1.1.2 PRUEBA DE RESTAURACIÓN (BUILDUP TEST)

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, luego de cerrar el pozo después de haber estado fluyendo a una tasa constante estabilizada.

La prueba requiere que el pozo produzca con una tasa estabilizada durante un cierto tiempo, denominado tiempo de flujo ( $t_p$ ), para lograr una distribución homogénea en la presión antes del cierre.

Al cerrar el pozo se mide la presión de fondo ( $P_{wf} @ \Delta t=0$ ) y se empieza a medir en función del tiempo de cierre ( $\Delta t$ ).

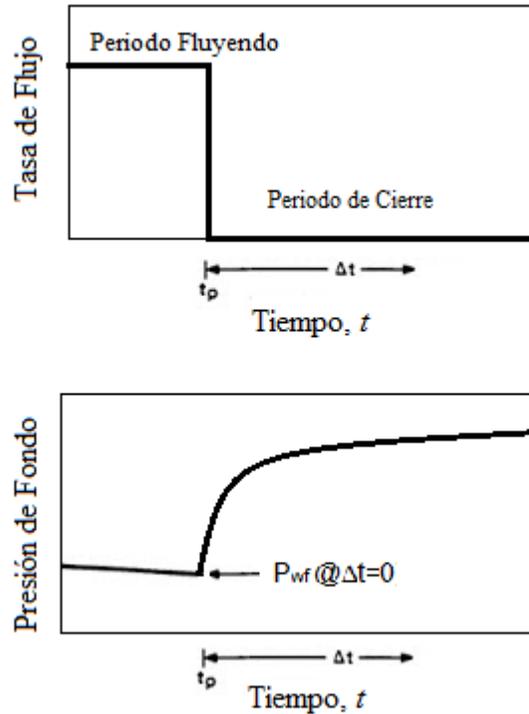


Fig. 2- Prueba de restauración

Se prueba es utilizada para hallar presión estática promedio en el área de drenaje o yacimiento ( $P_i$ ), permeabilidad promedio en el área de drenaje ( $k$ ), efecto Skin ( $s$ ), interferencia o comunicación entre pozos / fallas y presencia de límites o heterogeneidades (Fallas, contactos, barreras estratigráficas).

### 1.1.3 PRUEBA MULTITASA

Se realizan a tasa de flujo variable, determinando la presión por períodos estabilizados de flujo. A través de esta prueba se puede determinar el índice de productividad del pozo y también se puede utilizar para hacer un análisis nodal del mismo. Se usa el principio de superposición para el análisis de estas pruebas

### 1.1.4 PRUEBA DE INTERFERENCIA

Consiste en medir la respuesta de presión en un pozo de observación debido a cambios en la tasa de flujo de otro pozo. El objetivo es detectar la comunicación entre pozos.

Las pruebas de interferencia tienen como objetivo determinar si existe comunicación entre dos o más pozos en un yacimiento y en el caso que exista comunicación, suministrar estimados de permeabilidad, del factor porosidad-compresibilidad ( $\phi C_t$ ), así como determinar la posibilidad de anisotropía en el estrato productor.

### **1.1.5 DRILL STEM TEST (DST)**

Una DST provee un medio para la estimación de la formación y las propiedades de los fluidos antes de la completación del pozo. La DST es una completación temporal del pozo. Esta herramienta es un arreglo de paquetes y válvulas localizados al final de la tubería de perforación. Este arreglo puede ser usado para aislar una zona de interés y dejar que produzca dentro de la tubería. Una muestra de fluido es obtenida en la prueba, de este modo, las pruebas nos pueden decir el tipo de fluido que el pozo producirá si es completado en la formación probada.

Con las válvulas de superficie en el dispositivo del DST, Es posible tener una secuencia de los periodos de flujo seguidos por los periodos de cierre. Un medidor de presión en el dispositivo DST puede medir presiones durante los periodos de flujo y de cierre. Las presiones medidas durante los periodos de cierre pueden ser particularmente importantes para la estimación de las características de la formación, así como el producto permeabilidad/espesor y factor de daño. Esta data también puede usarse para determinar la posible presión de agotamiento durante la prueba.

### **1.1.6 PRUEBA DE ABATIMIENTO DE PRESIÓN EN POZOS INYECTORES (FALL OFF)**

Las pruebas de abatimiento de presión consisten en dos etapas, la primera etapa en la cual se procede a inyectar agua a una tasa constante, y posteriormente en la segunda etapa donde se cierra el pozo inyector deteniéndose la inyección y permitiéndose así que ocurra una disminución progresiva de la presión de fondo del pozo. En este caso, el nivel de líquido dentro del pozo se reducirá progresivamente hasta alcanzar una condición de equilibrio entre la presión estática de la formación y la presión dentro del pozo

El comportamiento de pozos inyectores es fundamental en las operaciones de inyección de agua y recuperación terciaria. Por lo tanto, es importante que se use un programa completo de pruebas antes y durante la inyección, para determinar la condición de la posición del yacimiento adyacente a cada pozo inyector y monitorear su comportamiento. Los objetivos principales que se persigue con un programa de pruebas de presión en un pozo inyector son: determinar si existe daño en la formación con el objeto de minimizarlo, maximizar la diferencia de presión entre los pozos inyectores, y asegurar que no se alcance la presión de fractura de la formación.

## 1.2 FLUJO PSEUDOLINEAL (PSEUDOLINEAR FLOW)

El flujo pseudolineal, también conocido como flujo lineal aparente, se caracteriza por tener una pendiente de  $\frac{1}{2}$  en la gráfica log-log al igual que el flujo lineal, sin embargo, el flujo pseudolineal puede aparecer por varias razones, una de ellas debido a un daño (skin) en la fractura que causa una caída de presión en el flujo lineal de formación; la otra razón por la cual se genera este flujo es debido a la asimetría de las fracturas. Ver Fig 3.

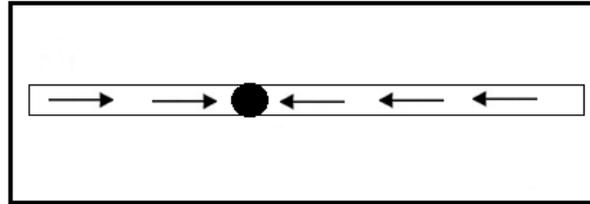


Fig. 3- Formación del flujo Pseudolineal a lo largo de la fractura

## 1.3 FACTOR DE ASIMETRÍA

El factor de asimetría “ $a$ ” es un parámetro adimensional y está definido como la relación de la posición del pozo  $x_w$  (ft) con respecto a la longitud media de la fractura  $x_f$  (ft). La asimetría varía desde cero, en el caso de una fractura simétrica, hasta uno, en el caso de un pozo situado en la punta de la fractura. Ver. Fig. 4, Fig. 5 y Fig. 6.

$$a = \frac{x_w}{x_f} \quad 1.1.1$$

La asimetría es un parámetro importante a la hora de estudiar pozos fracturados con conductividades finitas, ya que estas influyen en la productividad de pozos, además, es un parámetro importante en el establecimiento de patrones de pozos de inyección / producción para procesos de recuperación secundaria de petróleo y EOR.

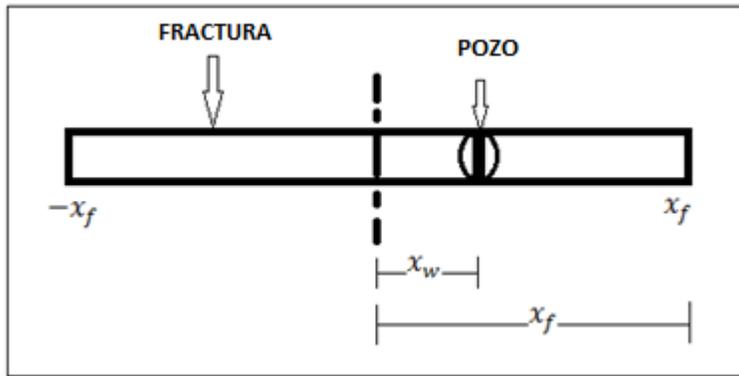


Fig. 4- Pozo fracturado asimétricamente;  $0 < a < 1.0$

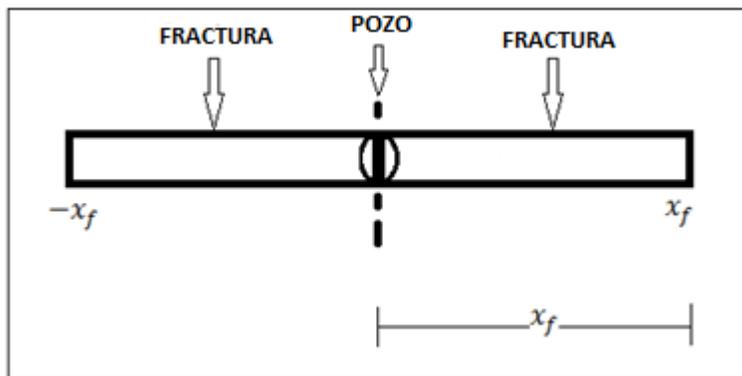


Fig. 5- Pozo fracturado simétricamente;  $a = 0.0$

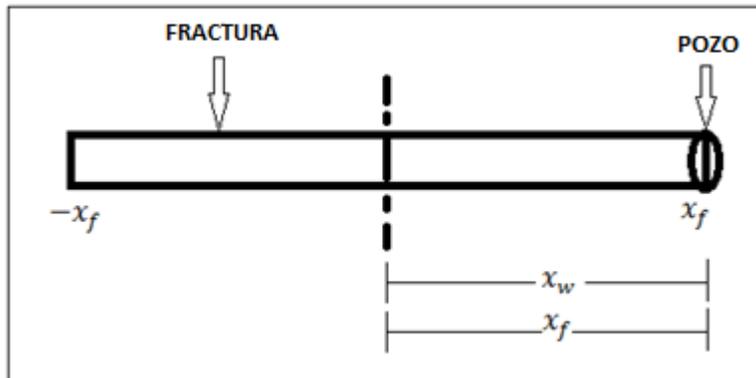


Fig. 6- Pozo fracturado asimétricamente;  $a = 1.0$

## 1.4 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA

Cinco, Samaniego y Domínguez (1978) proporcionaron una solución semi-analítica para describir el comportamiento de la presión de un pozo de petróleo drenado por una fractura de conductividad finita. Proporcionaron el índice para definir si una fractura tiene una conductividad infinita o finita. El valor límite se fijó en  $100 \pi$ , que para el sentido práctico se convirtió en 300. Entonces, una fractura tiene conductividad infinita cuando su valor de conductividad adimensional,  $C_{fd}$ , es mayor que 300 y conductividad finita cuando su valor es inferior a 300.

$$C_{fd} = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad 1.1.2$$

## 2. CAPÍTULO II. MODELO MATEMÁTICO

Muchos autores han estudiado y desarrollado modelos numéricos que expliquen el comportamiento de la presión en pozos fracturados, pero unos pocos han estudiado la asimetría de las fracturas. Para desarrollar este trabajo fue necesario buscar en la literatura un modelo matemático que nos permitiera estudiar el comportamiento de la presión en pozos con fracturas asimétricas para yacimientos de gas y de petróleo.

$$P_D = \sqrt{\frac{2\pi^2}{C_{fD}}} (s^{-5/4}) \left\{ \tanh \left[ (1+a)s^{1/4} \sqrt{\frac{2}{C_{fD}}} \right] + \tanh \left[ (1-a)s^{1/4} \sqrt{\frac{2}{C_{fD}}} \right] \right\}^{-1} \quad (2.1.1.a)$$

Esta ecuación fue desarrollada por F. Rodríguez y H. Cinco-Ley (1992) en su trabajo "Evaluation of Fracture Asymmetry of Finite-Conductivity Fractured Wells".

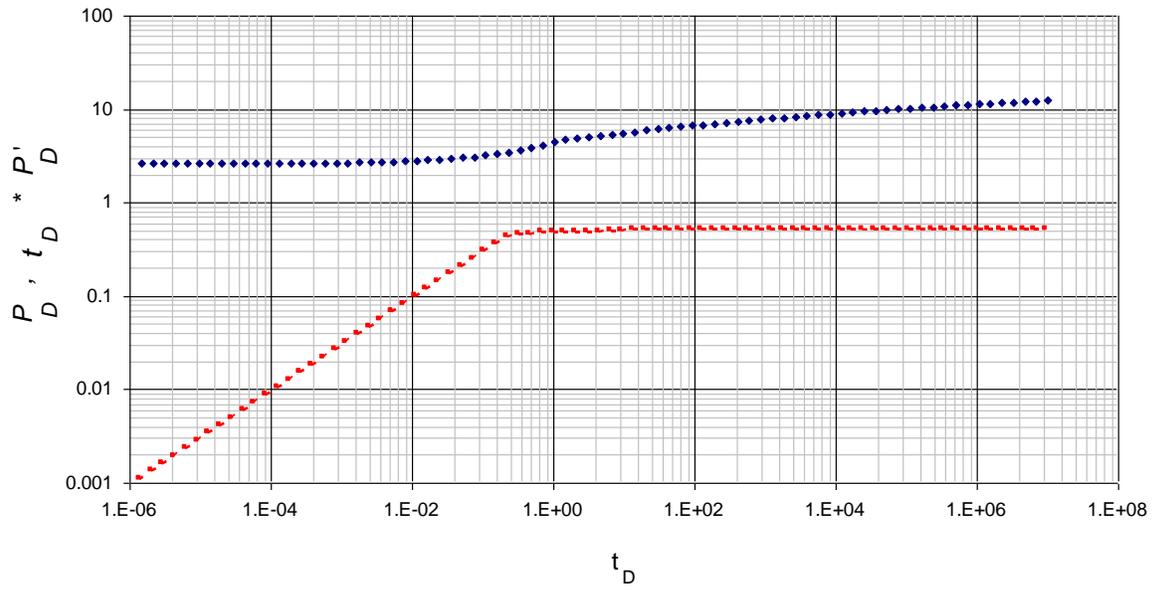
Reduciendo la Ec. (2.1.1.a) aplicando laplace:

$$P_D = \sqrt{\pi t_D} + \frac{\pi (1+3a^2)}{3 C_{fD}} \quad (2.1.1.b)$$

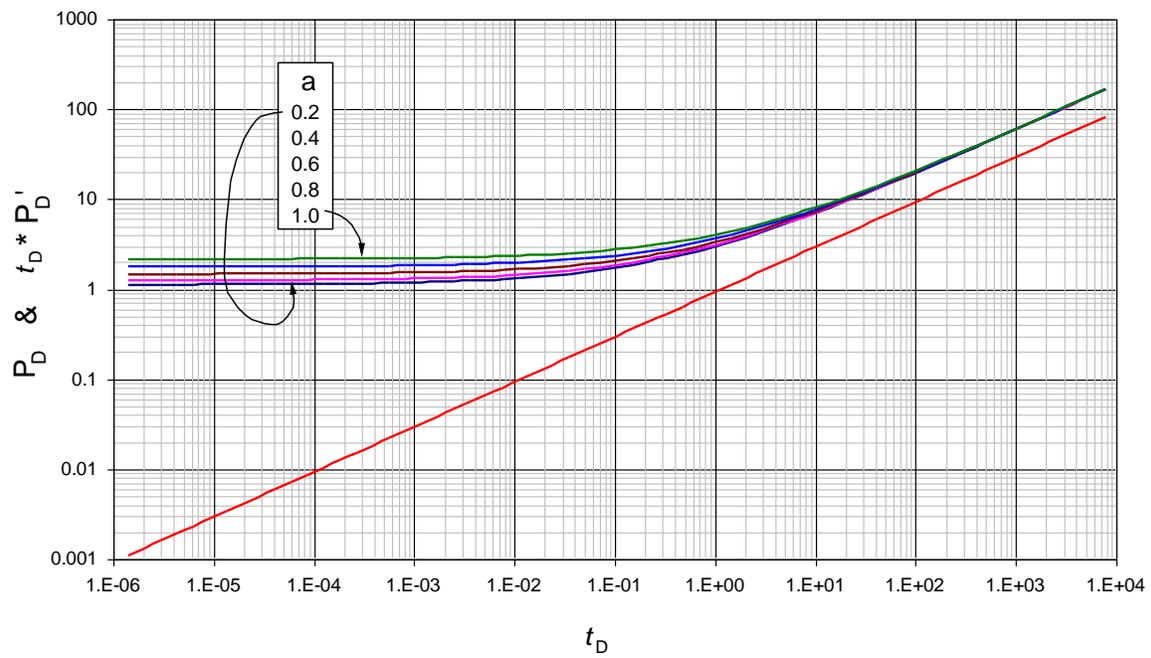
La derivada de la Ec. (2.1.1.b) es:

$$t_D * P_D' = 0.5 \sqrt{\pi t_D} \quad (2.1.2)$$

La ecuación anterior corresponde a la solución para el periodo de flujo pseudolineal en un pozo fracturado asimétricamente. La Ec. (2.1.1.b) se aplicó para que, por medio de éste, se generen gráficas log-log (ver Gráfica. 1) y así iniciar el análisis y estudio del transiente de presión a diferentes valores de asimetría (Ver Gráfica 2) que posteriormente nos permitirá desarrollar por medio de la metodología TDS ecuaciones para calcular parámetros de fracturas tanto para yacimientos de gas como de aceite.



**Gráfica 1.** Transiente de presión generado con simulador Assymmetric



**Gráfica 2.** Comportamiento de la presión adimensional y derivada de la presión de un pozo vertical fracturado con baja conductividad,  $C_{fD} = 1$

## 2.1 TDS PARA POZOS DE PETRÓLEO

Tomando las variables adimensionales formuladas por Engler y Tiab (1996), las cuales permiten convertir los valores adimensionales en dimensionales para yacimientos de aceite:

Presión adimensional:

$$P_D = \frac{kh\Delta P}{141.2q\mu B} \quad (2.1.3)$$

Derivada de la presión adimensional:

$$t_D * P_D' = \frac{kh}{141.2q\mu B} [t^* \Delta P'] \quad (2.1.4)$$

Tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_i x_f^2} \quad (2.1.5)$$

Permeabilidad para yacimientos de aceite puede ser estimado de Tiab (1995):

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P')_r} \quad (2.1.6)$$

Tomando la Ec. (2.1.2) y reemplazando las variables adimensionales en dimensionales con las Ecs. (2.1.4) y (2.1.5)

$$\frac{kh(t^* \Delta P')_{PLF}}{141.2qB\mu} = 0.5 \sqrt{\frac{\pi 0.0002637kt_{PLF}}{\phi\mu c_i x_f^2}} \quad (2.1.7)$$

La longitud media de la fractura  $x_f$  se puede despejar de la Ec. (2.1.7) en donde  $(t^* \Delta P')_{PLF}$  es la derivada de presión del flujo pseudolineal temprano, leído a  $t_{PLF}$

$$x_f = \frac{2.032qB}{h(t^* \Delta P')_{PLF}} \sqrt{\frac{t_{PLF}\mu}{k\phi c_i}} \quad (2.1.8)$$

Debido a que el flujo pseudolineal se forma por la asimetría de la fractura, para desarrollar una ecuación para calcular el factor asimétrico de la fractura para un caso en general en un yacimiento de aceite se tendrá en cuenta la ecuación gobernante para dicho flujo Ec. (2.1.1.b) y se dividirá por su derivada Ec. (2.1.4)

$$\frac{P_D}{t_D * P_D'} = \frac{\sqrt{\pi t_D} + \frac{\pi (1+3a^2)}{3 C_{fD}}}{0.5\sqrt{\pi t_D}} \quad (2.1.9.a)$$

Posteriormente tomando la Ec. (2.1.9) y reemplazando las variables adimensionales en dimensionales con las Ec. (2.1.3) de la Presión adimensional, Ec. (2.1.4) de la derivada de presión adimensional, Ec. (2.1.5) del tiempo adimensional y la Ec. (1.1.2) de la conductividad de la fractura

$$\frac{\Delta P}{(t * \Delta P')} = \frac{\frac{\sqrt{\pi t_D} + \frac{\pi (1+3a^2)}{3 \frac{k_f w_f}{k x_f}}}{k x_f}}{0.5 \sqrt{\pi \frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_t x_f^2}}} \quad (2.1.9.b)$$

Teniendo la ecuación en variables dimensionales, se procede a despejar el factor de asimetría “a”, en donde  $(t * \Delta P')_{PLF}$  es la derivada de presión y  $\Delta P_{PLF}$  es el delta de presión del flujo pseudolineal temprano, leído a  $t_{PLF}$ .

$$a^2 = 1.8^2 \left[ \frac{0.02878 \sqrt{\frac{t_{PLF}}{\phi \mu c_t k} \frac{k_f w_f}{x_f^2}}}{\pi} \left( \frac{\Delta P_{PLF}}{2(t * \Delta P')_{PLF}} - 1 \right) - \frac{1}{3} \right] \quad (2.1.10)$$

La Ec. (2.1.10) nos permite calcular el factor asimétrico de la fractura para pozos verticales con fracturas hidráulicas de conductividad finita en yacimientos de aceite.

## 2.2 TDS PARA POZOS DE GAS CON TIEMPO RIGUROSO

En este documento se trabajará también con el concepto de pseudopresión introducido por Al-Hussainy et al. (1966). debido a su excelente descripción del producto  $(\mu c_i)$ , lo cual permite un confiable análisis de transiente de presión en yacimientos de este tipo, y hace a este método el más indicado y favorable.

Al-Hussainy, Ramey y Crawford (1966) introdujeron un método de linealización más riguroso llamado pseudopresión la cual permite que la ecuación general de difusividad se solucione sin suposiciones limitantes que restringen ciertas propiedades de gases a permanecer constantes con la presión:

Pseudopresión adimensional:

$$m(P)_D = \frac{hk(m(P_i) - m(P))}{1422.52q_{sc}T} \quad (2.2.1)$$

Derivada de la pseudopresión adimensional:

$$(t_{Da} * m(P))'_D = \frac{kh(t * \Delta m(P))'}{1422.52q_{sc}T} \quad (2.2.2)$$

Tiempo adimensional

$$t_D = \left( \frac{0.0002637kt}{\phi(\mu c_i)_i x_f^2} \right) \quad (2.2.3)$$

Permeabilidad para yacimientos de gas:

$$k = \frac{711.26qT}{h(t * \Delta m(P))'_r} \quad (2.2.4)$$

Tomando la Ec. (2.1.2) y reemplazando las variables adimensionales en variables dimensionales desarrolladas por Al-Hussainy con las Ecs. (2.2.2) y (2.2.3)

$$\frac{kh(t * \Delta m(P))'}{1422.52q_{sc}T} = 0.5 \sqrt{\frac{\pi 0.0002637kt}{\phi(\mu c_i)_i x_f^2}} \quad (2.2.5)$$

La longitud media de la fractura  $x_f$  se puede despejar de la Ec. (2.2.5) en donde  $(t * \Delta m(P))'_{PLF}$  es la derivada de pseudopresión del flujo pseudolineal temprano, leído a  $t_{PLF}$

$$x_f = \frac{20.472q_{sc}T}{h(t^* \Delta m(P)')_{PLF}} \sqrt{\frac{t_{PLF}}{k\phi(\mu c_i)_i}} \quad (2.2.6)$$

Para desarrollar una ecuación para calcular el factor asimétrico partimos de la Ec. (2.1.9) y reemplazando las variables adimensionales en dimensionales con las Ec. (2.2.1) de la pseudopresión adimensional, Ec. (2.2.2) de la derivada de pseudopresión adimensional, Ec. (2.2.3) del tiempo adimensional y la Ec. (1.1.2) de la conductividad de la fractura

$$\frac{\Delta m(P)_{PLF}}{(t^* \Delta m(P)')_{PLF}} = \frac{\sqrt{\pi \frac{0.0002637kt}{\phi(\mu c_i)_i x_f^2} + \frac{\pi (1+3a^2)}{3 \frac{k_f w_f}{k x_f}}}}{0.5 \sqrt{\pi \frac{0.0002637kt}{\phi(\mu c_i)_i x_f^2}}} \quad (2.2.7)$$

Teniendo la ecuación en variables dimensionales, se procede a despejar el factor de asimetría “a”, en donde  $(t^* \Delta m(P)')_{PLF}$  es la derivada de pseudopresión y  $\Delta m(P)_{PLF}$  es el delta de pseudopresión del flujo pseudolineal, leído a  $t_{PLF}$ .

$$a^2 = 1.8^2 \left[ \frac{0.02878 \sqrt{\frac{t_{PLF}}{k\phi(\mu c_i)_i} \frac{k_f w_f}{x_f^2}}}{\pi} \left( \frac{\Delta m(P)_{PLF}}{2(t^* \Delta m(P)')_{PLF}} - 1 \right) - \frac{1}{3} \right] \quad (2.2.8)$$

La Ec. (2.2.8) nos permite calcular el factor asimétrico de la fractura para pozos verticales con fracturas hidráulicas de conductividad finita en yacimientos de gas con tiempo riguroso, es decir, se asume que la viscosidad y la compresibilidad no son función de la presión.

### 2.3 TDS PARA POZOS DE GAS CON PSEUDOTIEMPO

Agarwal (1979) introdujo la función pseudotiempo para tener en cuenta la dependencia con respecto al tiempo de la viscosidad del gas y de la compresibilidad total del sistema:

$$t_a = \int_{t_0}^t \frac{dt}{\mu(t)c_i(t)} \quad (2.3.1)$$

El pseudotiempo es mejor definido como función de la presión dado en hr-psi/cp:

$$t_a(P) = \int_{P_0}^P \frac{(dt / dP)}{\mu(P)c_i(P)} dP \quad (2.3.2)$$

Se puede ver que  $\mu$  y  $c_i$  son ahora propiedades dependientes de la presión. Reescribiendo el tiempo adimensional tenemos:

$$t_D = \left( \frac{0.0002637kt}{\phi(\mu c_i)_i x_f^2} \right) \quad (2.2.3)$$

Incluyendo la función pseudotiempo,  $t_a(P)$ , en la Ec.(2.2.3), el pseudotiempo adimensional está dado por:

$$t_{Da} = \left( \frac{0.0002637k}{\phi x_f^2} \right) t_a(P) \quad (2.3.3)$$

Tomando la Ec. (2.1.2) y reemplazando las variables adimensionales en variables dimensionales desarrolladas por Hussainy con las Ecs. (2.2.2) y (2.3.3)

$$\frac{kh(t^* \Delta m(P)')}{1422.52q_{sc}T} = 0.5 \sqrt{\frac{\pi 0.0002637kt}{\phi x_f^2}} \quad (2.3.4)$$

La longitud media de la fractura  $x_f$  se puede despejar de la Ec. (2.3.4) en donde  $(t^* \Delta m(P)')_{PLF}$  es la derivada de pseudopresión del flujo pseudolineal temprano, leído a  $t_{aPLF}$

$$x_f = \frac{20.472q_{sc}T}{h(t^* \Delta m(P)')_{PLF}} \sqrt{\frac{t_{aPLF}}{k\phi}} \quad (2.3.5)$$

Para desarrollar una ecuación para calcular el factor asimétrico partimos de la Ec. (2.1.9) y reemplazando las variables adimensionales en dimensionales con las Ec. (2.2.1) de la

Pseudopresión adimensional, Ec. (2.2.2) de la derivada de pseudopresión adimensional, Ec. (2.3.3) del pseudotiempo adimensional y la Ec. (1.1.2) de la conductividad de la fractura

$$\frac{\Delta m(P)}{(t^* \Delta m(P)')} = \frac{\sqrt{\pi \frac{0.0002637 k t_a}{\phi x_f^2} + \frac{\pi (1+3a^2)}{3 \frac{k_f w_f}{k x_f}}}}{0.5 \sqrt{\pi \frac{0.0002637 k t_a}{\phi x_f^2}}} \quad (2.3.6)$$

Teniendo la ecuación en variables dimensionales, se procede a despejar el factor de asimetría “a”, en donde  $(t^* \Delta m(P)')_{PLF}$  es la derivada de pseudopresión y  $\Delta m(P)_{PLF}$  es el delta de pseudopresión del flujo pseudolineal, leído a  $t_{aPLF}$ .

$$a^2 = 1.8^2 \left[ \frac{0.02878 \sqrt{\frac{t_{aPLF}}{k \phi} \frac{k_f w_f}{x_f^2}}}{\pi} \left( \frac{\Delta m(P)_{PLF}}{2(t^* \Delta m(P)')_{PLF}} - 1 \right) - \frac{1}{3} \right] \quad (2.3.7)$$

La Ec. (2.3.7) nos permite calcular el factor asimétrico de la fractura para pozos verticales con fracturas hidráulicas de conductividad finita en yacimientos de gas con pseudotiempo, es decir, se asume que la viscosidad y la compresibilidad son dependiente de la presión.

**3. CAPÍTULO III. EJERCICIOS DE APLICACIÓN**  
**ANÁLISIS DE TRASIENTE DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS**  
**HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS DE ACEITE Y GAS.**

**EJERCICIO No. 1 YACIMIENTO DE ACEITE**

Se simuló una prueba de presión para un yacimiento de aceite con un pozo vertical hidráulicamente fracturado y con conductividad finita. La prueba simulada cuenta con los siguientes datos de entrada:

Permeabilidad,  $k = 60$  md

Factor volumétrico,  $B = 1.12$  bbl/STB

Viscosidad,  $\mu = 2.3$  cp

Compresibilidad total,  $c_t = 1 \times 10^{-5}$

Porosidad,  $\phi = 18\%$

Espesor,  $h = 80$  ft

Caudal Aceite,  $q = 430$  bbl/d

Posición del pozo con respecto al centro de la fractura,  $x_w = 120$  ft

Longitud media de la fractura,  $x_f = 400$  ft

Conductividad adimensional de la fractura,  $C_{FD} = 8$

**Anexo 1.** Datos de presión y derivada de presión para ejemplo de aceite.

Tiempo (t) (hr)	$\Delta P$ (psi)	$t^* \Delta P'$ (psi)	Tiempo (t) (hr)	$\Delta P$ (psi)	$t^* \Delta P'$ (psi)
0	0	0	1.02178364	13.6717639	4.51131045
6.09E-05	4.7187788	0.03481791	1.4854531	15.527986	5.43942151
8.85E-05	4.73310497	4.20E-02	2.15952852	17.7660884	6.55847269
1.29E-04	4.75037845	5.06E-02	3.13948884	20.4646351	7.90774606
1.87E-04	4.7712056	6.10E-02	4.56413985	23.7183534	9.53460519
2.72E-04	4.79631753	7.36E-02	6.63527525	27.6414585	11.4961577
3.95E-04	4.82659572	8.87E-02	9.64625956	32.3716633	13.8612601
5.75E-04	4.86310304	0.10698003	14.0235815	38.0750122	14.7129346
8.35E-04	4.907121	0.12898901	20.3872639	44.9517101	13.9512836
1.21E-03	4.96019477	0.1555259	29.6386859	53.2431498	14.2970034
1.77E-03	5.0241874	0.18752221	43.0882587	66.2511674	14.2267273
2.57E-03	5.10134522	0.22610112	62.6410377	71.2305556	13.8121372
3.73E-03	5.1943767	0.27261686	91.0665625	76.5345238	14.5248394
5.42E-03	5.30654753	0.32870228	132.391147	82.074136	15.0373397
7.89E-03	5.44179525	0.39632614	192.468182	87.7816868	15.4051125
1.15E-02	5.60486746	0.47786224	279.807237	93.6076781	15.6688866
1.67E-02	5.80148848	0.57617275	406.779393	99.516581	15.8575384
2.42E-02	6.0385603	0.69470866	591.369529	105.483224	15.9916891
3.52E-02	6.32440487	0.83763095	859.723788	111.489931	16.0863151
0.05121049	6.66905619	1.00995661	1249.85302	117.524364	16.1524327

7.44E-02	7.08461256	1.21773479	1817.0168	123.57795	16.1981725
0.10823281	7.58566127	1.46825914	2641.55066	129.64475	16.2295052
0.15734717	8.18979063	1.77032383	3840.2451	135.720656	16.2507688
0.22874886	8.91820741	2.13453222	5582.88836	141.802836	16.2650737
0.33255152	9.79648125	2.57366914	8116.31593	147.889334	16.2746198
0.48345821	10.8554422	3.10314961	11799.3734	153.978805	16.2809424
0.702844	12.132263	3.74156	17153.7448	160.070322	16.2851004

Calcular:

- Permeabilidad
- Longitud media de la fractura ( $x_f$ )
- $k_f w_f$
- Factor asimétrico “ $a$ ”
- Posición del pozo con respecto al centro de la fractura ( $x_w$ )

Solución:

**Paso 1.** Generar la gráfica log-log de  $\Delta P$  y  $t^* \Delta P'$  vs  $t$  con los datos de la prueba simulada (**Anexo 1.**) para identificar los flujos obtenidos en la prueba. (**Gráfica 3**)

**Paso 2.** Identificar los diferentes regímenes de flujo presentados en la gráfica. Se observan los siguientes regímenes de flujo: Pseudolineal y radial tardío

**Paso 3.** Leer de la gráfica (**Gráfica 3**)  $\Delta P$  y  $t^* \Delta P'$  vs  $t$ , los diferentes valores de los puntos característicos:

- La derivada de presión  $(t^* \Delta P')_r$  del flujo radial tardío
- La derivada de presión  $(t^* \Delta P')_{PLF}$ , el tiempo  $t_{PLF}$  y el delta de presión  $\Delta P_{PLF}$  del flujo pseudolineal
- La derivada de presión  $(t^* \Delta P')_r$ , el tiempo  $t_r$  y el delta de presión  $\Delta P_r$  del flujo radial tardío en caso de que se requiera calcular el daño (*Skin*)

Puntos leídos (**Gráfica 3**)

**Tabla 3.1.a.** Puntos característicos de los regímenes de flujo. Ejercicio No. 01

Tiempo (hr)		Delta de presión (psi)		Derivada de presión (psi)	
$t_{PLF}$	$2.42 \times 10^{-02}$	$\Delta P_{PLF}$	6.0385603	$(t^* \Delta P')_{PLF}$	0.69470866
$t_r$	11799.37	$\Delta P_r$	153.978805	$(t^* \Delta P')_r$	16.2809424

**Paso 4.** Calcular la permeabilidad utilizando la Ec. (2.1.6) y teniendo en cuenta los datos obtenidos del flujo radial de la **Gráfica 3**.

$$k = \frac{70.6q\mu\beta}{h(t^*\Delta P)_r}$$

Reemplazando los puntos leídos (Tabla 3.1.a) y los datos tomados del ejemplo.

$$k = \frac{70.6(430)(1.12)(2.3)}{(80)(16.2809)} = 60.04 \text{ md}$$

**Paso 5.** Calcular la longitud media de la fractura  $x_f$  con la Ec. (2.1.8)

- Flujo Lineal, con pendiente de 0.5 ( $m=0.5$ ). Se puede obtener  $x_f$ :  
Puntos leídos (**Gráfica 3**):  $t_{PLF} = 2.42 \times 10^{-02}$  hr,  $(t^*\Delta P)_{PLF} = 0.69470866$  psi

$$x_f = \frac{2.032q\beta}{h(t^*\Delta P)_{PLF}} \sqrt{\frac{t_{PLF}\mu}{k\phi c_t}}$$

Reemplazando los puntos leídos (**Tabla 3.1.a**) y los datos tomados del ejemplo.

$$x_f = \frac{2.032(430)(1.12)}{(80)(0.6947)} \sqrt{\frac{(2.42 \times 10^{-02})(2.3)}{(60.04)(0.18)(0.00001)}} = 399.78 \text{ ft}$$

**Paso 6.** Calcular  $k_f w_f$  con la Ec.(1.1.2). Para ello, se asumirá que el  $C_{fD}$  es conocido.

$$C_{fD} = \frac{k_f w_f}{k x_f}$$

Despejando  $k_f w_f$  de la ecuación anterior, se obtiene:

$$k_f w_f = C_{fD} k x_f$$

$$k_f w_f = (8)(60.04)(399.78) = 191894.4 \text{ md-ft}$$

**Paso 7.** Calcular el factor de asimetría ( $a$ ) con la Ec. (2.1.11)

- Flujo Lineal, con pendiente de 0.5 ( $m=0.5$ ). Se puede obtener “ $a$ ”.

Puntos leídos (**Gráfica 3**):  $t_{PLF} = 2.42 \times 10^{-02}$  hr,  $(t^*\Delta P)_{PLF} = 0.6947$  psi y  $\Delta P_{PLF} = 6.0386$  psi

$$a^2 = 1.8^2 \left[ \frac{0.02878 \sqrt{\frac{t_{PLF}}{\phi \mu c_t k} \frac{k_f w_f}{x_f^2}}}{\pi} \left( \frac{\Delta P_{PLF}}{2(t * \Delta P')_{PLF}} - 1 \right) - \frac{1}{3} \right]$$

$$a^2 = 1.8^2 \left[ \frac{0.02878 \sqrt{\frac{2.42 \times 10^{-02}}{(0.18)(2.3)(1 \times 10^{-5})(60.04)} \frac{191894.4}{399.78^2}}}{\pi} \left( \frac{6.0386}{2 * 0.6947} - 1 \right) - \frac{1}{3} \right]$$

$$a = 0.30$$

**Paso 8.** Calcular posición del pozo con respecto al centro de la fractura  $x_w$  utilizando la Ec.(1.1.1)

$$a = \frac{x_w}{x_f}$$

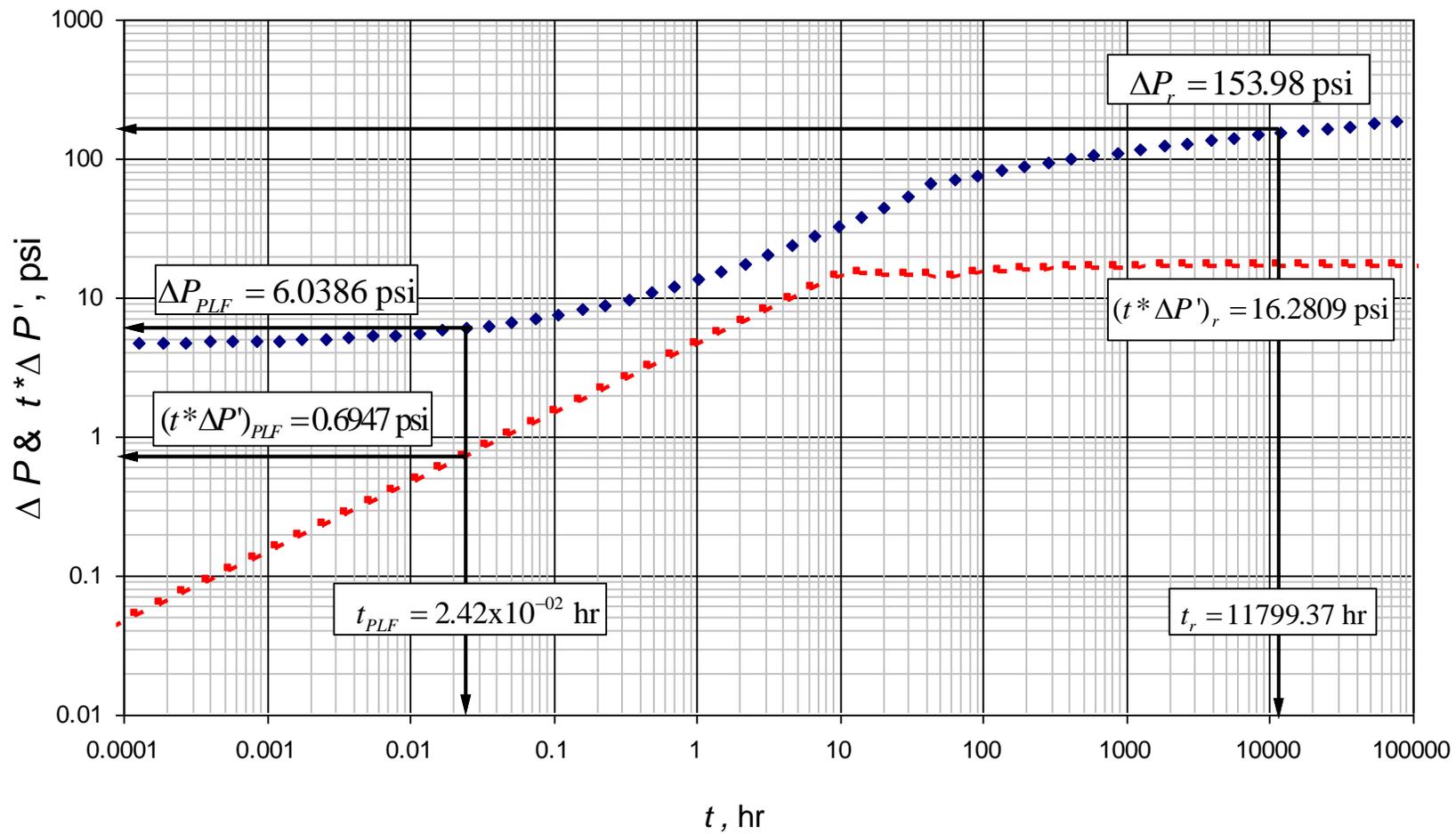
Despejando  $x_w$  de la ecuación anterior

$$x_w = ax_f$$

$$x_w = (0.30)(399.78) = 119.9 \text{ ft}$$

**Tabla 3.1.b.** Resumen de los parámetros calculados. Ejercicio No. 01

Ecuación	Parámetro Obtenido	Dato de entrada	Valor obtenido Metodología TDS.	Unidad	Porcentaje de error (%)
(2.1.6)	$k$	60	60.04	md	0
(2.1.8)	$x_f$	400	399.78	ft	0.06
(2.1.10)	$a$	0.3	0.30	-	0
(1.1.1)	$x_w$	120	119.9	ft	0.08



Gráfica 3. Ejercicio No. 01, Gráfica  $t$  vs  $\Delta P$  y  $t * \Delta P'$

## EJERCICIO No. 02 YACIMIENTO DE GAS CON TIEMPO RIGUROSO

Se simuló una prueba de presión para un yacimiento de gas con un pozo vertical hidráulicamente fracturado y con conductividad finita. La prueba simulada cuenta con los siguientes datos de entrada:

Compresibilidad total,  $c_t = 2 \times 10^{-6}$  psi<sup>-1</sup>

Temperatura,  $T = 260.3$  °F = 720 °R

Espesor de la formación,  $h = 50$  ft

Caudal de gas,  $q_{sc} = 500$  Mscf/d

Porosidad,  $\phi = 7$  %

Permeabilidad,  $k = 0.01$  md

Factor volumétrico del gas,  $B = 0.0107$  bbl/SCF

Viscosidad del gas,  $\mu = 0.0113$  cp

Posición del pozo con respecto al centro de la fractura,  $x_w = 90$  ft

Longitud media de la fractura,  $x_f = 500$  ft

Conductividad adimensional de la fractura,  $C_{fD} = 10$

### Anexo 2. Datos de presión y derivada de presión para ejemplo de gas con tiempo riguroso

Tiempo (t) (hr)	$\Delta m(P)$ (psi <sup>2</sup> /cp)	$t^* \Delta m(P)'$ (psi <sup>2</sup> /cp)	Tiempo (t) (hr)	$\Delta m(P)$ (psi <sup>2</sup> /cp)	$t^* \Delta m(P)'$ (psi <sup>2</sup> /cp)
0.00021804	1.13E+08	1094424.53	34.55702586	9.82E+08	435698253
0.000316983	1.13E+08	1319580.28	50.23846461	1.16E+09	422912933
0.000460825	1.14E+08	1591057.29	73.03589541	1.38E+09	428568437
0.000669941	1.15E+08	1918385.21	106.1784443	1.64E+09	456458589
0.000973949	1.15E+08	2313054.25	154.3605645	2.18E+09	413422131
0.001415912	1.16E+08	2788918.47	224.4069784	2.34E+09	434154181
0.002058431	1.17E+08	3362682.15	326.2393612	2.51E+09	456556408
2.99E-03	1.19E+08	4054486.12	474.2816893	2.68E+09	472665728
4.35E-03	1.21E+08	4888614.8	689.5033142	2.86E+09	484225857
6.32E-03	1.23E+08	5894348.62	1002.389152	3.04E+09	492517019
9.19E-03	1.25E+08	7106991.86	1457.257698	3.23E+09	498446874
1.34E-02	1.28E+08	8569111.98	2118.538487	3.42E+09	502663606
1.94E-02	1.31E+08	10332033.8	3079.898172	3.61E+09	505637967
2.83E-02	1.36E+08	12457641.2	4477.507872	3.80E+09	507716226
4.11E-02	1.41E+08	15020549.4	6509.33103	3.99E+09	509153956
0.059708527	1.47E+08	18110724.3	9463.163813	4.18E+09	510138832
0.086803324	1.54E+08	21836640.2	13757.39979	4.37E+09	510807207
0.126193318	1.63E+08	26329088.1	20000.293	4.56E+09	511256851
0.183457875	1.74E+08	31745766.5	29076.11367	4.75E+09	511556910
0.266708194	1.87E+08	38276817.2	42270.40005	4.94E+09	511755646
0.387736207	2.03E+08	46151499.7	61452.04757	5.13E+09	511886344
0.563684844	2.22E+08	55646239.2	89338.02721	5.33E+09	511971712
0.819476225	2.45E+08	67094329.7	129878.229	5.52E+09	512027095
1.19134174	2.73E+08	80897633.7	188814.9414	5.71E+09	512062779

1.73195402	3.06E+08	97540688.8	2.74E+05	5.90E+09	512085603
2.51788771	3.46E+08	117607717	3.99E+05	6.09E+09	512100087
3.660465838	3.94E+08	141803130	5.80E+05	6.28E+09	512109197
5.321528079	4.53E+08	170976262	8.43E+05	6.47E+09	512114869
7.736354429	5.23E+08	206151177	1.23E+06	6.67E+09	512118356
11.24699127	6.08E+08	248562620	1.78E+06	6.86E+09	512120468
16.35070029	7.10E+08	299699362	2.59E+06	7.05E+09	512121722
23.77039278	8.33E+08	361356456	3767353.37	7.24E+09	512122447

Calcular:

- Permeabilidad
- Longitud media de la fractura ( $x_f$ )
- $k_f w_f$
- Factor asimétrico “ $a$ ”
- Posición del pozo con respecto al centro de la fractura ( $x_w$ )

Solución:

**Paso 1.** Generar la gráfica log-log de  $\Delta m(P)$  y  $(t^* \Delta m(P))'$  vs  $t$  con los datos de la prueba simulada (Anexo 2) e identificar los flujos obtenidos en la prueba (**Gráfica 4**)

**Paso 2.** Identificar los diferentes regímenes de flujo presentados en la gráfica. Se observan los siguientes regímenes de flujo: Pseudolineal y radial tardío

**Paso 3.** Leer de la gráfica (**Gráfica 4**)  $\Delta m(P)$  y  $(t^* \Delta m(P))'$  vs  $t$ , los diferentes valores de los puntos característicos:

- La derivada de pseudopresión  $(t^* \Delta m(P))'_r$  del flujo radial tardío
- La derivada de pseudopresión  $(t^* \Delta m(P))'_{PLF}$ , el tiempo  $t$  y el delta de pseudopresión  $\Delta m(P)_{PLF}$  del flujo pseudolineal
- La derivada de pseudopresión  $(t^* \Delta m(P))'_r$ , el tiempo  $t$  y el delta de pseudopresión  $\Delta m(P)_r$  del flujo radial tardío en caso de que se requiera calcular el daño (*Skin*)

Puntos leídos (**Gráfica 4**)

**Tabla 3. 2.a.** Puntos característicos de los regímenes de flujo. Ejercicio No.02

Tiempo Riguroso (hr)		Delta de pseudopresión (psi <sup>2</sup> /cp)		Derivada de presión (psi <sup>2</sup> /cp)	
$t_{PLF}$	$4.11 \times 10^{-2}$	$\Delta m(P)_{PLF}$	$1.41 \times 10^8$	$(t^* \Delta m(P))'_{PLF}$	15020549.4
$t_r$	843405.3626	$\Delta m(P)_r$	$6.47 \times 10^9$	$(t^* \Delta m(P))'_r$	512114869

**Paso 4.** Calcular la permeabilidad utilizando la Ec. (2.2.4) y teniendo en cuenta los datos obtenidos del flujo radial de la gráfica 4.

$$k = \frac{711.26q_{sc}T}{h(t^* \Delta m(P)')}$$

Reemplazando los puntos leídos (Tabla 3.2.a) y los datos tomados del ejemplo.

$$k = \frac{711.26(500)(720)}{(50)(512118356)} = 0.01 \text{ md}$$

**Paso 5.** Calcular la longitud media de la fractura ( $x_f$ )

- Flujo pseudoineal, con pendiente de 0.5 ( $m=0.5$ ). Se puede obtener  $x_f$ :  
Puntos leídos (**Gráfica 4**):  $t_{PLF} = 4.11 \times 10^{-02}$  hr y  $(t^* \Delta m(P)')_{PLF} = 15020549.4$  psi<sup>2</sup>/cp

$$x_f = \frac{20.472q_{sc}T}{h(t^* \Delta m(P)')_{PLF}} \sqrt{\frac{t_{PLF}}{k\phi(\mu c_t)_i}}$$

Reemplazando los puntos leídos (**Tabla 3.2.a**) y los datos tomados del ejemplo.

$$x_f = \frac{20.472(500)(720)}{(50)(15020549.4)} \sqrt{\frac{(4.11 \times 10^{-2})}{(0.01)(0.07)(0.0113)(2 \times 10^{-6})}} = 500 \text{ ft}$$

**Paso 6.** Calcular  $k_f w_f$  con la Ec.(1.1.2). Para ello, se asumirá que el  $C_{fD}$  es conocido.

$$C_{fD} = \frac{k_f w_f}{k x_f}$$

Despejando  $k_f w_f$  de la ecuación anterior, se obtiene:

$$k_f w_f = C_{fD} k x_f$$

$$k_f w_f = (10)(0.01)(500) = 50 \text{ md-ft}$$

**Paso 7.** Calcular el factor de asimetría “ $a$ ”

- Flujo Pseudolineal, con pendiente de 0.5 ( $m=0.5$ ). Se puede obtener “ $a$ ”:  
Puntos leídos (**Gráfica 4**):  $t_{PLF} = 0.041071102$  hr,  $(t^* \Delta m(P)')_{PLF} = 15020549.4$  psi<sup>2</sup>/cp y  $\Delta m(P)_{PLF} = 1.41 \times 10^8$  psi<sup>2</sup>/cp

$$a^2 = 1.8^2 \left[ \frac{0.02878 \sqrt{\frac{t_{PLF}}{k\phi(\mu c_t)} \frac{k_f w_f}{x_f^2}}}{\pi} \left( \frac{\Delta m(P)_{PLF}}{2(t^* \Delta m(P)')_{PLF}} - 1 \right) - \frac{1}{3} \right]$$

$$a^2 = 1.8^2 \left[ \frac{0.02878 \sqrt{\frac{4.11 \times 10^{-2}}{(0.01)(0.07)(0.0113)(2 \times 10^{-6})} \frac{50}{500^2}}}{\pi} \left( \frac{1.41 \times 10^8}{2(15020549.4)} - 1 \right) - \frac{1}{3} \right]$$

$a = 0.19$

**Paso 8.** Calcular posición del pozo con respecto al centro de la fractura ( $x_w$ ) utilizando la Ec.(1.1.1)

$$a = \frac{x_w}{x_f}$$

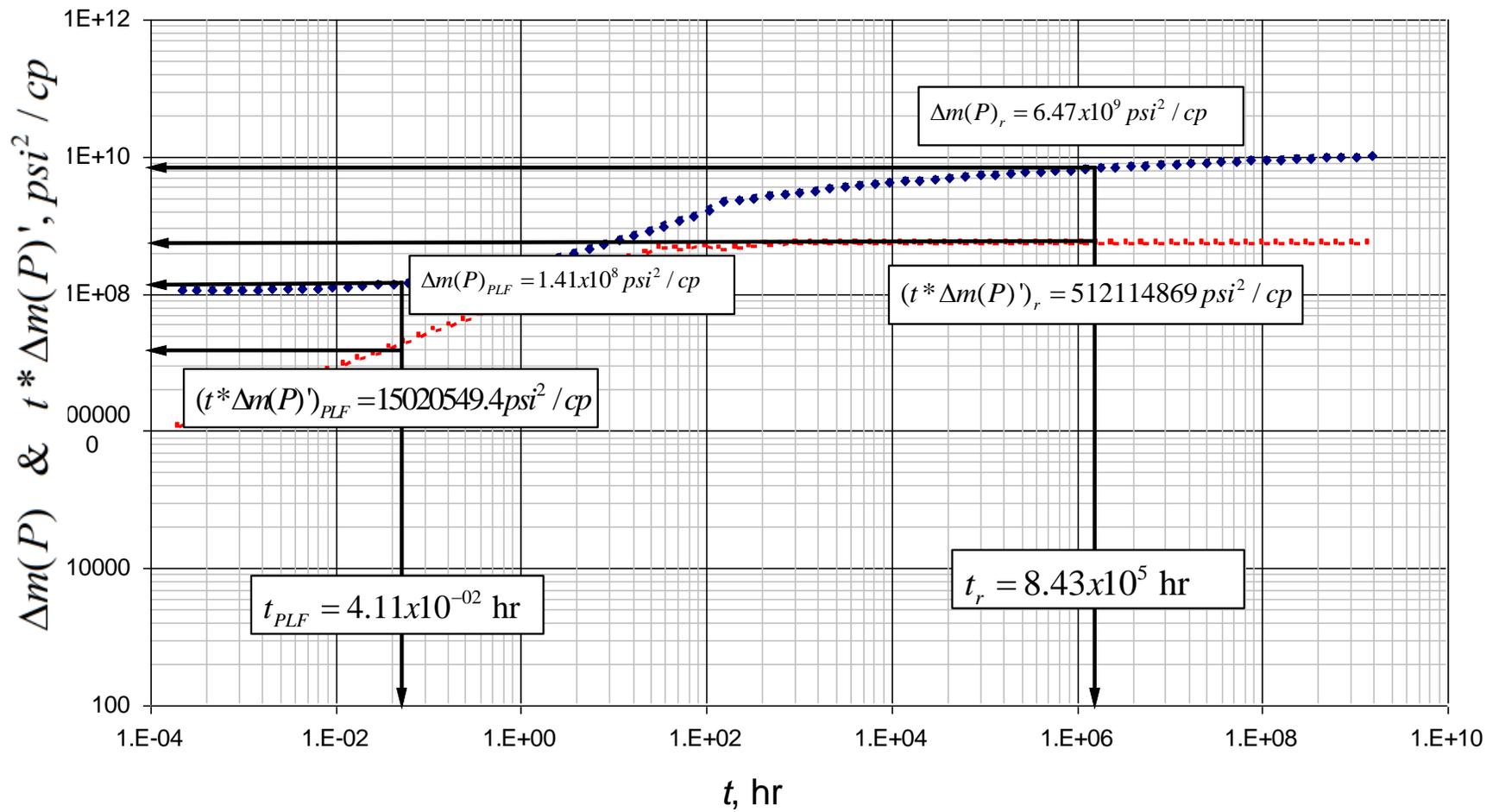
Despejando  $x_w$  de la ecuación anterior

$$x_w = ax_f$$

$$x_w = (0.19)(500) = 95 \text{ ft}$$

**Tabla 3.2.b.** Resumen de los parámetros calculados en el ejercicio No. 2

Ecuación	Parámetro Obtenido	Dato de entrada	Valor obtenido Metodología TDS.	Unidad	Porcentaje de error (%)
(2.2.4)	$k$	0.01	0.01	md	0
(2.2.6)	$x_f$	500	500	ft	0
(2.2.8)	$a$	0.18	0.19		5.3
(1.1.1)	$x_w$	90	95	ft	5.3



Gráfica 4. Ejercicio No. 02, Gráfica  $t$  vs  $\Delta m(P)$  y  $t * \Delta m(P)'$ .

## CONCLUSIÓN

Se desarrollaron ecuaciones para pozos verticales en yacimientos de aceite y gas por medio de la metodología TDS para calcular parámetros característicos del yacimiento como la longitud media de la fractura, la posición del pozo con respecto al centro de la fractura, y el factor de asimetría. Dichas ecuaciones se verificaron mediante su aplicación a pruebas sintéticas (pruebas generadas con simulador). Para ello, se calcularon los parámetros anteriormente mencionados y se encontró que los resultados obtenidos utilizando las ecuaciones desarrolladas contaron con un error del 0% al 5.3% con respecto a los valores reales de entrada, por lo tanto, se concluyó que dichas ecuaciones poseen un alto grado de fiabilidad.

## RECOMENDACIONES

- Tener conocimiento del tipo de fracturamiento, debido a que las ecuaciones anteriormente desarrolladas son aplicadas solo a pozos verticales fracturados hidráulicamente.
- Se necesita tener buen conocimiento de que tipo de yacimiento es el que se está trabajando, si uno de gas o uno de aceite, para así mismo aplicar las ecuaciones correctamente.
- Se debe tenerse cuidado en la lectura de los puntos característicos de cada flujo empleados para cada correlación, ya que una mala lectura genera resultados erróneos de los parámetros calculados.
- Tener en cuenta las unidades que se manejan en cada ecuación.

## NOMENCLATURA

$a$	Factor de asimetría $a=x_w / x_f$
$B$	FVF, RB/STB
$C_t$	Compresibilidad total, $\text{psi}^{-1}$
$C_{fD}$	Conductividad de la fractura adimensional
$k$	Permeabilidad, md
$k_f w_f$	Conductividad de la fractura, md-ft
$h$	Espesor de la formación, ft
$P$	Presión, psi
$P_D$	Presión adimensional
$P_i$	Presión inicial del yacimiento, psi
$P_{wf}$	Presión de pozo fluyendo, psi
$q$	Rata de producción STB/D
$s$	Factor de daño (Skin)
$t$	Tiempo, horas
$t_a$	Pseudotiempo, hr-psi/cp
$T$	Temperatura de yacimiento, °R
$t_D$	Tiempo adimensional
$t_D * P_D'$	Derivada de presión adimensional
$t * \Delta P'$	Derivada de presión, psi
$\Delta m(P)$	Delta de pseudopresión
$(t * \Delta m(P)')$	Derivada de pseudopresión
$x_f$	Longitud media de la fractura, ft
$x_w$	Posición del pozo a lo largo de la fractura, ft
$\mu$	Viscosidad del aceite, cp
$\phi$	Porosidad, fracción

## BIBLIOGRAFÍA

- 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.
- BENNETT, C. O., ROSATO, N. D., REYNOLDS, A. C., and RAGHAVAN, R. (1983, April 1). Influence of Fracture Heterogeneity and Wing Length on the Response of Vertically Fractured Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9886-PA.
- BERNAL, K.M., ESCOBAR, F.H., and GHISAYS-RUIZ, A. (2014e). Pressure and Pressure Derivative Analysis for Hydraulically-Fractured Shale Formations Using the Concept of Induced Permeability Field. Journal of Engineering and Applied Sciences. ISSN 1819-6608. Vol. 9. Num. 10. P. 1952-1958.
- CINCO-LEY, H., SAMANIEGO V., F., AND DOMINGUEZ, A., N. (1978, August 1). Transient Pressure Behavior for a Well With a Finite-Conductivity Vertical Fracture. SPE Journal. 18(4). Pp. 253-264. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/6014-PA.
- ESCOBAR, F.H., LOPEZ, A.M. and CANTILLO, J.H. (2007). Effect of the Pseudotime Function on Gas Reservoir Drainage Area Determination. CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol. 3, Num. 3. p. 113-124. ISSN 0122-5383. Dec.
- ESCOBAR, F.H., ZHAO, Y.L., and ZHANG, L.H. (2014a). Interpretation of Pressure Tests in Hydraulically-Fractured Wells in Bi-Zonal Gas Reservoirs. Ingeniería e Investigación journal. ISSN 0120-5609. Vol. 34. Num. 4. P. 76-84.
- ESCOBAR, F.H., CASTRO, J.R. and MOSQUERA, J.S. (2014b). Rate-Transient Analysis for Hydraulically Fractured Vertical Oil and Gas Wells. Journal of Engineering and Applied Sciences. ISSN 1819-6608. Vol. 9. Num. 5. P. 739-749. May.
- ESCOBAR, F.H., MONTENEGRO, L.M. and BERNAL, K.M. (2014c). Transient-Rate Analysis For Hydraulically-Fractured Gas Shale Wells Using The Concept Of Induced Permeability Field". Journal of Engineering and Applied Sciences. ISSN 1819-6608. Vol. 9. Num. 8. P. 1244-1254. August.
- ESCOBAR, F.H., GHISAYS-RUIZ, A. and BONILLA, L.F. (2014d). New Model for Elliptical Flow Regime in Hydraulically-Fractured Vertical Wells in Homogeneous and Naturally-Fractured Systems. Journal of Engineering and Applied Sciences. ISSN 1819-6608. Vol. 9. Num. 9. P. 1629-1636.
- ESCOBAR, F.H., ZHAO, Y.L. and FAHES, M. (2015). Characterization of the naturally fractured reservoir parameters in infinite-conductivity hydraulically-fractured vertical wells by transient pressure analysis. Journal of Engineering and Applied Sciences. Vol. 10. Num. 12. p. 5352-5362. July.

ESCOBAR, F.H., GONZALEZ, R.A., HERNANDEZ, L.M. and HERNANDEZ, C.M. (2016). Pressure and Pressure Derivative Analysis for Hydraulically Fractured Vertical Wells with Face Skin. *Journal of Engineering and Applied Sciences*. Vol. 11. Num. 13. p. 8268-8273. July.

NARASIMHAN, T. N., and PALEN, W. A. (1979, January 1). A Purely Numerical Approach For Analyzing Fluid Flow To A Well Intercepting A Vertical Fracture. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/7983-MS.

NUNEZ, W., TIAB, D., and ESCOBAR, F. H. (2003, January 1). Transient Pressure Analysis for a Vertical Gas Well Intersected by a Finite-Conductivity Fracture. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/80915-MS.

RESURREICAO, C. E. S., and FERNANDO, R. (1991, January 1). Transient Rate Behavior of Finite-Conductivity Asymmetrically Fractured Wells Producing at Constant Pressure. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/22657-MS

RODRIGUEZ, F., CINCO-LEY, H., and SAMANIEGO-V., F. (1992, May 1). Evaluation of Fracture Asymmetry of Finite-Conductivity Fractured Wells. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/20583-PA.

TIAB, D. (1994). Analysis of Pressure Derivative without Type-Curve Matching: Vertically Fractured Wells in Closed Systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 11 (1994) 323-333. This paper was originally presented as Tiab, D. (1993, January 1). Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching - III. Vertically Fractured Wells in Closed Systems. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/26138-MS

TIAB, D. (1995). Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching: I-Skin and Wellbore Storage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 12, pp. 171-181. Also Tiab, D. (1993, January 1). Analysis of Pressure and Pressure Derivatives Without Type-Curve Matching: I-Skin and Wellbore Storage. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/25426-MS.

TIAB, D., AZZOUGEN, A., ESCOBAR, F. H., and BERUMEN, S. (1999, January 1). Analysis of Pressure Derivative Data of Finite-Conductivity Fractures by the “Direct Synthesis” Technique. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/52201-MS.

TIAB, D. (2003). Advances in pressure transient analysis — TDS technique. *Lecture Notes Manual*. The University of Oklahoma, Norman, Oklahoma, USA. 577p.

TIAB, D., and BETTAM, Y. (2007, January 1). Practical Interpretation of Pressure Tests of Hydraulically Fractured Wells in a Naturally Fractured Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/107013-MS

ZHAO, Y.L. ESCOBAR, F.H., HERNANDEZ, C.M., ZHANG, C.P. (2016). Performance Analysis of a Vertical Well with a Finite-Conductivity Fracture in Gas Composite Reservoirs. *ISSN 1819-6608*. Vol. 11. Num. 15. p. 8992-9003. Aug.