

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN GIPE**



**ANÁLISIS DE LA DERIVADA DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS CON TOPE Y
BASE ABIERTOS AL FLUJO**

PRESENTADO POR:

**MAYRA ALEJANDRA RUIZ JARAMILLO
YONATAN CAMILO CRUZ CISNEROS**

Neiva, Huila Octubre de 2018

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN GIPE**



**ANÁLISIS DE LA DERIVADA DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS CON TOPE Y
BASE ABIERTOS AL FLUJO**

PRESENTADO POR

**MAYRA ALEJANDRA RUIZ JARAMILLO
YONATAN CAMILO CRUZ CISNEROS**

DIRECTOR:

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

Neiva, Huila Noviembre de 2018

Nota de aceptación:



Firma del director



Firma del jurado

Javier A. Martínez P.

Firma del jurado

Neiva Huila, Noviembre de 2018

DEDICATORIA

A mi familia...

Mayra Ruiz Jaramillo.

A mis padres.

Camilo Cruz

AGRADECIMIENTOS

Los autores del proyecto expresan sus agradecimientos a:

La Universidad Surcolombiana, por brindarnos un segundo hogar y ser un escalón más en nuestra formación académica profesional.

Al docente Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D. por compartir sus conocimientos, sus experiencias, su motivación para enseñar y el apoyo brindado durante el desarrollo de este trabajo de grado.

A los jurados Jairo Antonio Sepulveda y Javier Martinez, por su retroalimentación y disponibilidad.

A los demás docentes y compañeros que hicieron parte de nuestro proceso de formación durante el transcurso de la carrera.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. MARCO TEÓRICO	14
1.1 DESCRIPCIÓN DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	14
1.1.1 Tipos de pruebas de presión	15
1.1.2 Tipos de régimen de flujo	17
1.2 YACIMIENTOS CON TOPE Y BASE ABIERTOS AL FLUJO	19
1.3 EFECTO DEL SOPORTE DE PRESIÓN	19
1.3.1 Región de tiempo temprano	21
1.3.2 Región de tiempo medio	21
1.3.3 Período de transición	21
1.3.4 Región de tiempo tardío	21
1.3.5 Efecto de la penetración parcial	21
1.4 MODELO MATEMÁTICO PARA DESCRIBIR PRUEBAS DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS CON TOPE Y BASE ABIERTOS AL FLUJO CON POZOS COMPLETADOS PARCIALMENTE	22
2. MÉTODO DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB PARA POZOS VERTICALES COMPLETADOS PARCIALMENTE EN YACIMIENTOS CON TOPE Y BASE ABIERTOS AL FLUJO	25
2.1 ANÁLISIS GRÁFICO DE VARIACIÓN DE PARÁMETROS	25
2.1.1 Anisotropía	25
2.1.2 Técnica TDS anisotropía	26
2.1.3 Espesor y radio	26
2.1.4 Técnica TDS espesor y radio de pozo	27
2.1.5 Penetración parcial	27
2.1.6 Técnica TDS penetración parcial	29
2.1.7 Distancia del intervalo completado a las fronteras	29
2.1.8 Técnica TDS distancia del intervalo completado a las fronteras	31
2.2 EXPRESIONES MATEMÁTICAS PROPUESTAS PARA CADA ESTADO	32
2.2.1 Regiones características	32

3. EJEMPLOS	38
3.1 PROCEDIMIENTO	38
3.1.1 Ejemplo 1	39
3.1.2 Ejemplo 2	46
4. CONCLUSIONES	52
5. RECOMENDACIONES	53
BIBLIOGRAFÍA	54

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Comparación gráfica de respuesta de modelo matemático y modelo real.	14
Figura 2. Representación esquemática de prueba de restauración.	15
Figura 3. Representación esquemática de prueba de declinación o caída de presión	15
Figura 4. Prueba de inyección	16
Figura 5. Prueba de abatimiento	16
Figura 6. Representación de flujo radial	18
Figura 7. Representación de flujo esférico y hemiesférico	18
Figura 8. Curvas de presión adimensional para yacimientos con fronteras cerradas, fronteras abiertas y fronteras mixtas (una frontera abierta y una frontera cerrada)	20
Figura 9. Curvas de derivada de presión adimensional para yacimientos con fronteras cerradas, fronteras abiertas y fronteras mixtas (una frontera abierta y una frontera cerrada)	20
Figura 10. Régimen de flujo sobre un gráfico semilogarítmico	22
Figura 11. Regiones características sobre gráfico log-log de presión y derivada de presión adimensional	22
Figura 12. Esquema de un pozo inclinado y geometría del yacimiento.	23
Figura 13. Efecto de la anisotropía en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	26
Figura 14. Técnica TDS para variaciones de anisotropía en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	27
Figura 15. Efecto del espesor en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	28

Figura 16. Técnica TDS para variaciones de espesor en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	28
Figura 17. Efecto del radio de pozo en un yacimiento con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	29
Figura 18. Técnica TDS para variaciones de radio en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	29
Figura 19. Efecto de la penetración en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	31
Figura 20. Técnica TDS para variaciones de penetración parcial en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	31
Figura 21. Efecto de la distancia del centro del intervalo completado a la frontera más cercana en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	33
Figura 22. Técnica TDS para variaciones de distancia del centro del intervalo completado a la frontera más cercana en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.	33
Figura 23. Gráfica log-log presión y derivada de presión versus tiempo, ejemplo 1.	40
Figura 24. Gráfica log-log presión y derivada de presión versus tiempo. Ejemplo 2.	46

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Datos simulados por software comercial para el desarrollo del Ejercicio 1	56
Anexo B. Datos simulados por software comercial para el desarrollo del Ejercicio 2	57
Anexo C. Nomenclatura	58

RESUMEN

Este proyecto consiste en implementar la técnica de síntesis directa de Tiab con el propósito de caracterizar un yacimiento con tope y base abiertos al flujo en el cual se encuentra un pozo completado parcial o completamente; para el desarrollo de dicho propósito se hace uso de un software comercial, a través del cual se simulan pruebas de declinación de presión en un yacimiento bajo las condiciones anteriormente mencionadas. Durante las pruebas simuladas se varían diversos parámetros como lo son: la anisotropía, la penetración, el espesor de la zona de interés y la distancia a las fronteras del intervalo completado. A partir de los resultados arrojados por el software comercial e implementando la técnica de síntesis directa de Tiab, se identifican regiones características sobre la derivada de presión para posteriormente determinar correlaciones que permiten realizar cálculos de anisotropía y así lograr, en cierta medida, la caracterización del yacimiento.

Palabras clave:

Técnica de síntesis directa de Tiab, derivada de presión, penetración parcial, anisotropía.

ABSTRACT

The project consists of the implementation of Tiab's Direct Synthesis Technique, with the purpose of characterizing a reservoir with a top and base open to flow, in which a well is partially or completely completed, for which it was necessary to implement software that would allow simulate different pressure tests in a reservoir under the previously mentioned conditions, modifying various parameters such as anisotropy, penetration and thickness of the area of interest. From the results obtained by the software and implementing Tiab's Direct Synthesis Technique, the different equations are determined that allow to identify characteristic points on the characteristic curves of this type of reservoir, and thus achieve the appropriate characterization of them.

Key words: Palabras clave:

Tiab's Direct Synthesis Technique, pressure derivative, parcial penetration, anisotropy.

INTRODUCCIÓN

Las pruebas de presión constituyen una herramienta clave para la obtención de los parámetros característicos de los yacimientos de hidrocarburos Arango y Naranjo (2009), Buhidma y Raghavan (1980), estudiaron los efectos de la penetración parcial en pozos perforados en yacimientos con frontera inferior abierta al flujo, los objetivos de su estudio se centraron en determinar las permeabilidades horizontal y vertical en este tipo de yacimientos, estudiar la interacción entre fronteras laterales cerradas y la base abierta al flujo, y determinar las formas características en las curvas de restauración y declinación de presión que resultan en este tipo de yacimientos. Streltsova (1981), estudió los efectos del almacenamiento en pozos parcialmente completados en yacimientos con capa de gas y desarrolló un método que permitió analizar el almacenamiento en pruebas de restauración de presión. Abbaszadeh y Hegeman (1990), presentaron el desarrollo matemático para la simulación del comportamiento de la presión en pozos inclinados, pozos verticales y pozos horizontales completados parcialmente dentro de yacimientos con las siguientes características: yacimientos con fronteras mixtas (una frontera cerrada y otra frontera abierta al flujo), yacimientos con fronteras de presión constante (ambas fronteras abiertas al flujo), yacimientos sin flujo en las fronteras (con ambas fronteras cerradas). Tiab (1993), presentó un método para la caracterización de yacimientos, el cual consistió en identificar líneas y puntos característicos a partir de la derivada de presión y así determinar parámetros característicos del yacimiento. Moncada et al. (2005), mediante la aplicación de la síntesis directa de Tiab (1993), determinó una serie de correlaciones que permitieron calcular parámetros como almacenamiento, permeabilidad esférica o hemiesférica, permeabilidad horizontal, permeabilidad vertical y daño esférico o hemiesférico, en pozos verticales de aceite y gas perforados parcialmente en yacimientos con fronteras cerradas. Steward (2011), basado en los estudios de Streltsova (1981), estudió los efectos que se evidencian en yacimientos con frontera superior o inferior abiertas al flujo, enfocándose en los yacimientos sometidos al efecto de la capa de gas, y presenta una serie de ecuaciones mediante las cuales identificó puntos característicos sobre la derivada de presión.

Como caso específico, esta investigación aplicó la técnica de síntesis directa de Tiab (1993), a través de la cual se determinaron una serie de correlaciones que permitieron realizar cálculos de anisotropía en un yacimiento circular infinito con tope y base abiertos al flujo en el que se ha completado un pozo parcialmente.

1. MARCO TEÓRICO

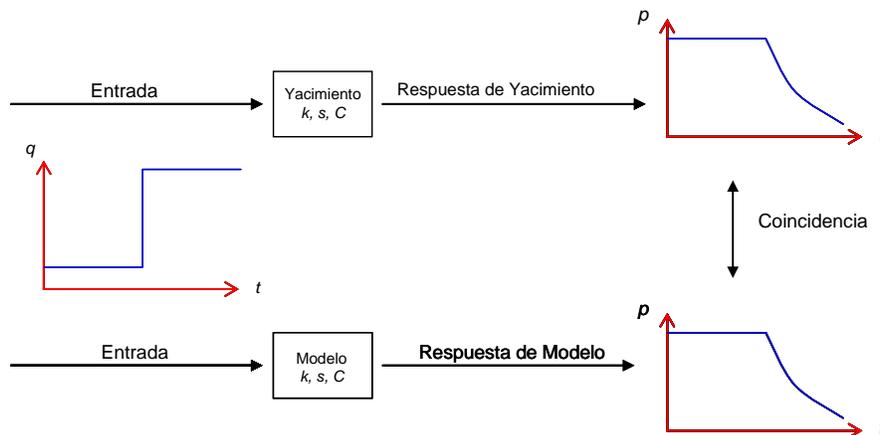
1.1 DESCRIPCIÓN DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

Durante una prueba de pozo, se crea un estado transitorio de presión por un cambio temporal en la tasa de producción. La respuesta de presión es usualmente monitoreada durante un periodo de tiempo relativamente corto comparado a la vida del yacimiento, dependiente de los objetivos de la prueba (Bourdet, 2002).

Los estados transitorios de presión, tales como restauración, declinación de presión, inyección, abatimiento e interferencia, son una parte importante de la ingeniería de yacimientos y de producción. Éstos incluyen: generar y medir variaciones de presión respecto al tiempo en pozos, y subsecuentemente, estimar propiedades del pozo, de la roca y el fluido. Dentro de la información práctica que podemos obtener de una prueba de presión se encuentra: el coeficiente de almacenamiento, daño, presión del yacimiento, permeabilidad, porosidad, discontinuidades del yacimiento y del fluido y otros datos relacionados (Earlougher, 1977).

En la interpretación de pruebas de pozo, se usa un modelo matemático para relacionar la respuesta de presión a una tasa de flujo histórica. Para especificar que la tasa de flujo en el modelo es la misma que en el campo, se puede inferir que los parámetros del modelo y los parámetros del yacimiento son los mismos si la presión de salida del modelo es la misma que la presión de salida medida en el yacimiento. No obstante, el modelo planteado puede llegar a actuar de la misma manera que el yacimiento en cuestión, aunque, en algunos casos, los parámetros físicos asumidos sean completamente distintos, ver Figura 1. (Horne, 1990)

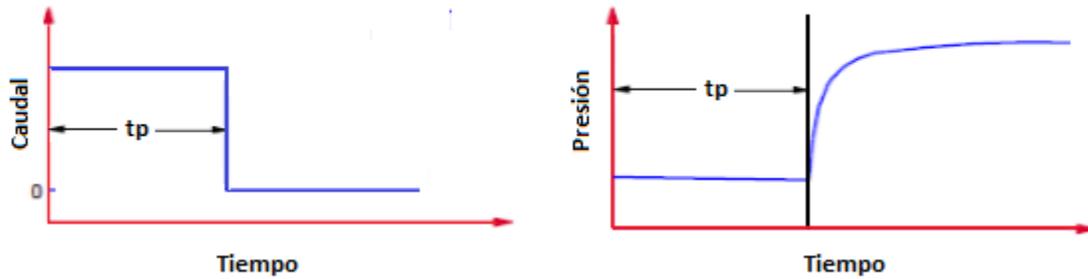
Figura 1. Comparación gráfica de respuesta de modelo matemático y modelo real



1.1.1 Tipos de prueba de pozo.

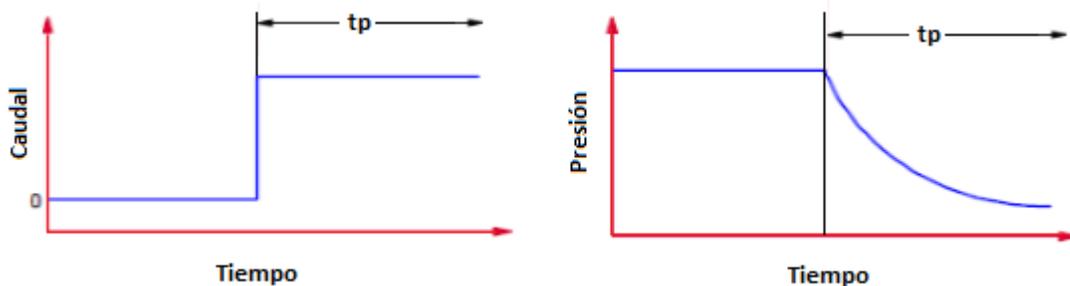
1.1.1.1 Prueba de restauración. En una prueba de restauración, un pozo el cual ya ha estado fluyendo (idealmente a una tasa constante), es cerrado, y se registra la presión de fondo, ver Figura 2. Para este tipo de prueba se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones: 1. Puede ser difícil obtener las condiciones de la tasa de flujo antes del cierre 2. Se pierde producción mientras el pozo se encuentre cerrado (Horne, 1990).

Figura 2. Representación esquemática de prueba de restauración
Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis moderno de presiones de pozo.



1.1.1.2 Prueba de declinación de presión. En una prueba de declinación de presión, un pozo que está estático, estable y cerrado, se abre al flujo, ver Figura 3. La tasa de flujo se supone ser constante, aunque se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones: primero, es difícil hacer fluir el pozo a una tasa constante, incluso así el pozo se encuentre más o menos estabilizado y segundo, las condiciones iniciales del pozo pueden no ser estáticas o estables, especialmente si este fue recientemente perforado o ya ha producido.

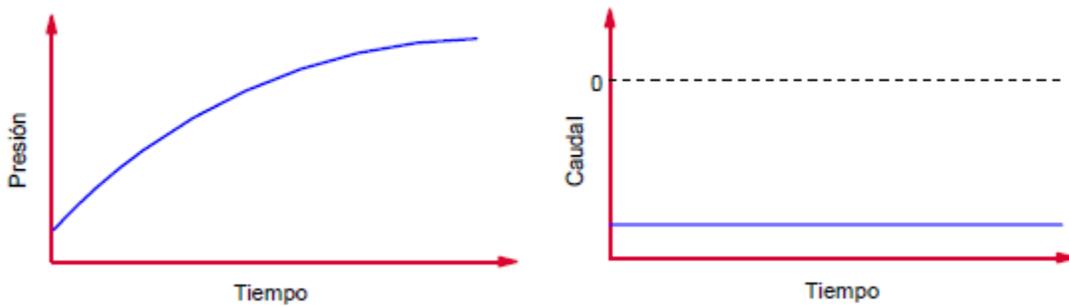
Figura 3. Representación esquemática de prueba de declinación o caída de presión
Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis moderno de presiones de pozo.



1.1.1.3 Prueba de inyección. Una prueba de inyección es conceptualmente idéntica a una prueba de declinación de presión, excepto porque el flujo que perturba el yacimiento no sale de éste, sino que se inyecta a éste, ver Figura 4. Las tasas de inyección pueden ser más fácilmente controladas que las tasas de producción, no obstante, el análisis de los resultados puede ser un poco más complicado debido a los efectos multifase que se pueden generar si los fluidos inyectados son distintos a los fluidos del yacimiento (Horne, 1990).

Figura 4. Prueba de inyección

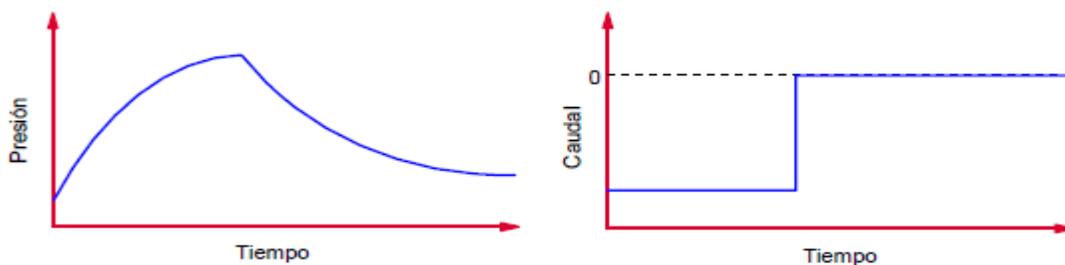
Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis moderno de presiones de pozo.



1.1.1.4 Prueba de abatimiento. Una prueba de abatimiento mide la declinación de presión una vez se cierra el pozo después de que se ha realizado una inyección, ver Figura 5. Esta prueba es conceptualmente idéntica a una prueba de restauración. De la misma manera que la prueba de inyección, el análisis es un poco más complicado si los fluidos inyectados son distintos a los fluidos de yacimiento (Horne, 1990).

Figura 5. Prueba de abatimiento

Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis moderno de presiones de pozo.



1.1.1.5 Prueba de interferencia. En una prueba de interferencia, a medida que un pozo produce, se miden los efectos de presión en pozos diferentes. Con una prueba de interferencia se pueden medir los efectos de la presión en el yacimiento a una distancia desde el pozo que está produciendo. Así una prueba de interferencia puede ser útil para caracterizar las propiedades del yacimiento a mayor escala que cuando se hace una prueba para un único pozo. Los cambios de presión a una distancia desde el pozo productor son más pequeños que los cambios de presión en el mismo pozo productor (Horne, 1990).

1.1.2 Tipos de regimen de flujo.

1.1.2.1 Estado estable. Durante el flujo del estado estable, la presión, en cualquier punto del yacimiento, no cambia con el tiempo. Esto se observa por ejemplo cuando tenemos el efecto de una presión constante, tal como el resultado de la presencia de una capa de gas o algún mecanismo de empuje por agua (inyección, acuífero activo) (Horne, 1990).

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad (1)$$

1.1.2.2 Estado pseudo-estable. El régimen de flujo del estado pseudo-estable es característico de la respuesta que se obtiene en un sistema cerrado. Con una rata de producción constante, la caída de presión es constante por cada unidad de tiempo. La condición del yacimiento durante el estado pseudo-estable es que la caída de presión se debe a la descompresión del fluido en el yacimiento a medida que dicho fluido se produce (Horne, 1990).

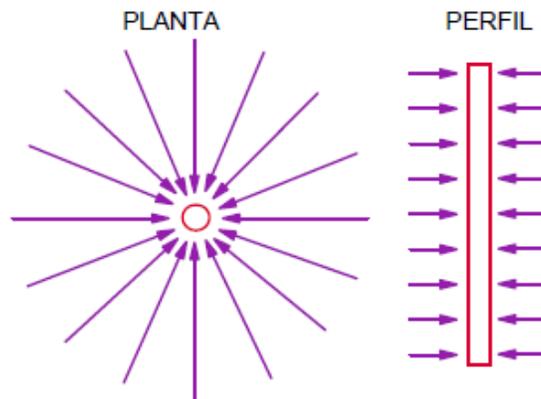
$$\frac{\partial p}{\partial t} = \text{constante} \quad (2)$$

1.1.2.3 Estado de transición. La respuesta característica al estado de transición se observa antes de alcanzar los efectos de un sistema que se encuentra afectado por una presión constante o antes de los efectos de un sistema cerrado. La variación de presión con el tiempo está en función de la geometría del pozo y las propiedades del yacimiento, tales como la permeabilidad y heterogeneidad (Horne, 1990). A medida que el tiempo transcurre, la respuesta es característica de las condiciones existentes al alejarnos del pozo. A tiempos tardíos, la respuesta de presión es influenciada por las fronteras del yacimiento, pero anterior al tiempo tardío, la respuesta de presión no ha percibido el efecto de las fronteras y el yacimiento actúa como si este fuera infinito en extensión (Bourdet, 2002)

$$\frac{\partial p}{\partial t} = f(x, y, z, t) \quad (3)$$

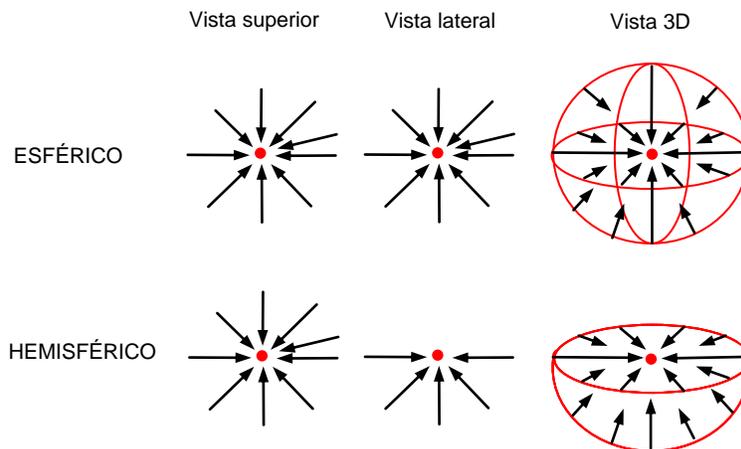
1.1.2.4 Flujo radial. Cuando la producción del yacimiento se establece, las líneas de flujo convergen hacia el pozo con una geometría radial, la geometría de flujo radial se describe como líneas de corriente que convergen hacia un cilindro circular, tal y como se muestra en la Figura 6. En pozos completados en todo el intervalo perforado, el cilindro puede representar la porción del pozo intersectando toda la formación. En formaciones parcialmente penetradas, el flujo radial podría estar restringido a tiempos tempranos (Escobar, 2003)

Figura 6. Representación de flujo radial
Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis moderno de presiones de pozo.



1.1.2.5 Flujo esférico. Ocurre cuando las líneas de flujo convergen hacia un punto, ver Figura 7. Este régimen ocurre en pozos que han sido parcialmente completados o formaciones parcialmente penetradas. El flujo esférico es visto en la derivada como una pendiente negativa de 0.5 (Moncada et al. 2005).

Figura 7. Representación de flujo esférico y hemiesférico



1.2 YACIMIENTOS CON TOPE Y BASE ABIERTOS AL FLUJO

Los yacimientos con tope y base abiertos al flujo, son aquellos yacimientos que se encuentran afectados por la presencia de una capa de gas en el tope y un acuífero activo en la base, cuyos principales efectos se ven reflejados como un soporte de presión en los contactos gas-aceite y agua-aceite del yacimiento a medida que éste está siendo producido.

Uno de los principales efectos de la presencia de fronteras de presión constante se ve reflejado sobre la curva de presión como una zona de pendiente cero o de estabilización, debido al soporte de presión generado por estas.

En la figura 8 se presentan tres casos que involucran el estado en el que se encuentran las fronteras:

- **Fronteras cerradas:** En este caso vemos como la curva de presión experimenta un crecimiento casi lineal debido a la inexistencia de un soporte de presión.
- **Fronteras mixtas:** Para este caso, la curva de presión llega a un estado de estabilización de presión el cual se ve reflejado sobre la curva de presión como una línea de pendiente cero.
- **Fronteras abiertas:** De la misma manera que en el caso de fronteras mixtas, la curva de presión experimenta un estado de estabilización de presión, el cual se identifica con una pendiente cero, la diferencia entre estos dos casos radica en que este último alcanza dicha estabilización ligeramente más rápido debido a que experimenta el efecto de dos fronteras y no solo el de una.

En cuanto a la función de derivada de presión, en la Figura 9 se observa claramente como el efecto de tener una o dos fronteras abiertas o de presión constante evita que se desarrolle el flujo radial de acción infinita que es posible observar cuando se tienen las dos fronteras cerradas; en vez de esto, el efecto de tener una o dos fronteras abiertas al flujo genera que el sistema experimente el estado estable, siendo esta la característica principal.

1.3 EFECTO DEL SOPORTE DE PRESIÓN

El efecto de soporte de presión se genera por la presencia de una o dos capas de presión constante, ya sea capa de gas o acuífero activo, que induce, o inducen, un flujo vertical en el yacimiento. Una vez la capa o capas de presión constante son tocadas por la onda de presión durante la prueba, éstas generan un efecto de estabilización de presión, el cual se

identifica con una recta de pendiente cero sobre la curva de presión, tiempo en el cual el sistema experimenta el estado estable (Steward, 2011).

Figura 8. Curvas de presión adimensional para yacimientos con fronteras cerradas, fronteras abiertas y fronteras mixtas (una frontera abierta y una frontera cerrada)

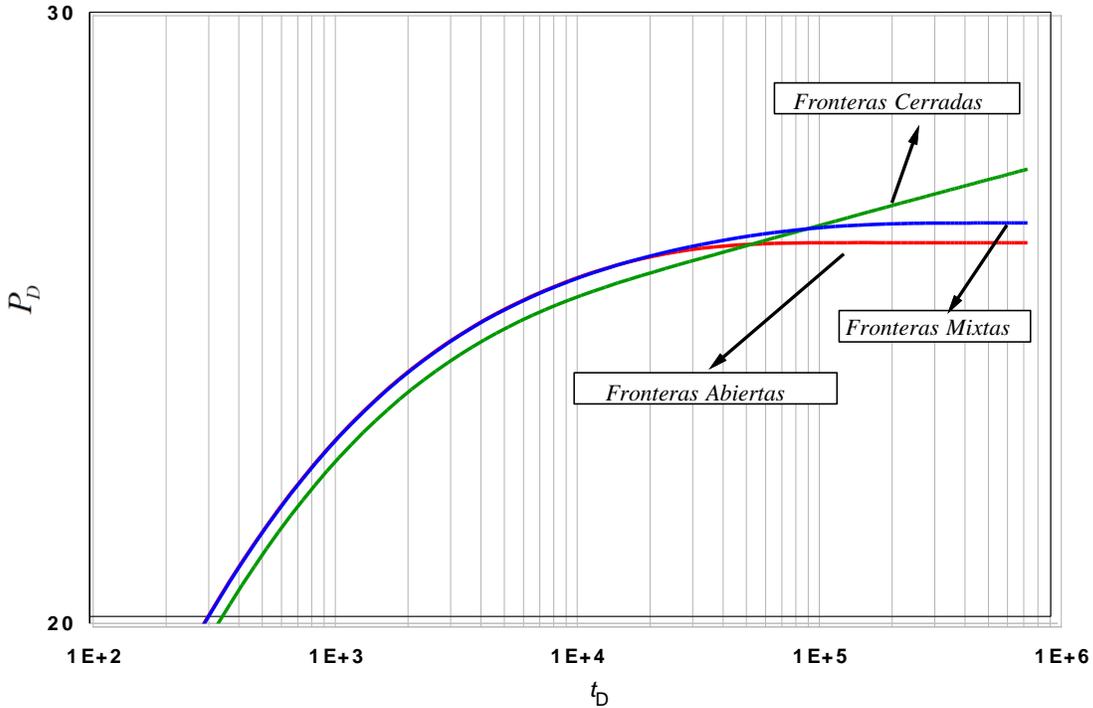
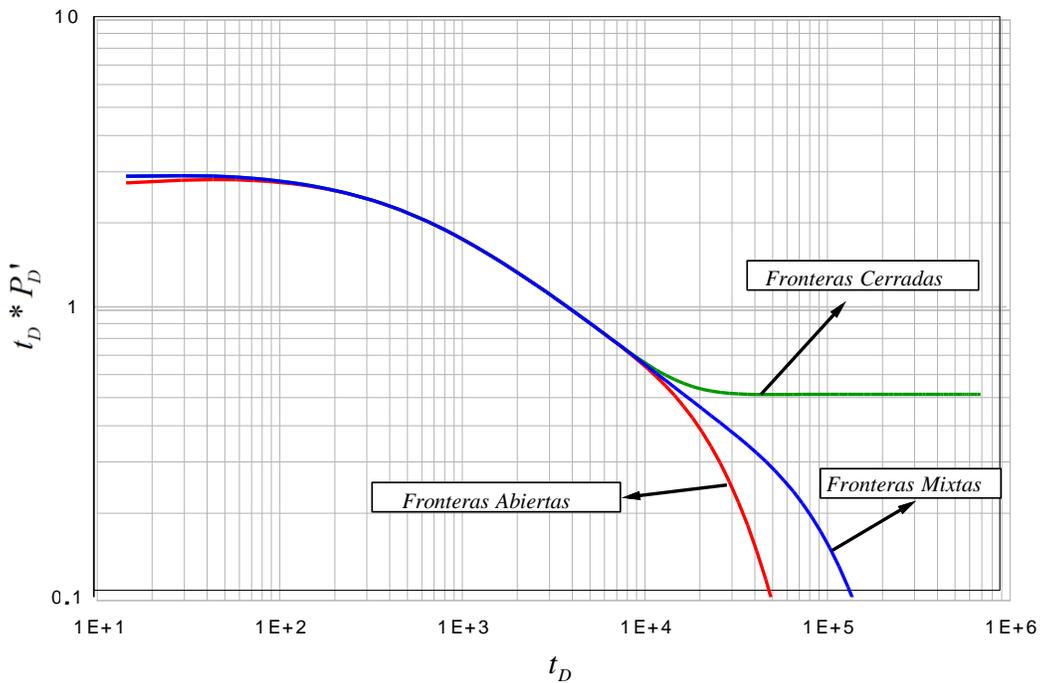


Figura 9. Curvas de derivada de presión adimensional para yacimientos con fronteras cerradas, fronteras abiertas y fronteras mixtas (una frontera abierta y una frontera cerrada)



1.3.1 Región de tiempo temprano (*ETR*). Para tiempos tempranos, el comportamiento de presión para un pozo en un yacimiento con fronteras abiertas al flujo no se puede diferenciar del comportamiento de un pozo en un yacimiento con barreras impermeables (Steward, 2011).

1.3.2 Región de tiempo medio (*MTR*). Según Stewart (2011), la región de tiempo medio tiene lugar justo después de que se ha finalizado la región de tiempo temprano; en esta región (*MTR*) se ve reflejado el flujo radial que se desarrolla justo en frente del intervalo completado, tal y como se ve en la Figura 10.

1.3.3 Periodo de transición. Para Buhidma y Raghavan (1980), el periodo de transición inicia cuando se empiezan a evidenciar los efectos del flujo vertical y termina cuando la frontera de presión constante toma el control de la presión del pozo y de esta manera se alcanza el estado estable.

1.3.4 Región de tiempo tardío (*LTR*). Tal y como se observa en la Figura 10, la región de tiempo tardío abarca aquella región donde se evidencian los efectos del flujo vertical y aquella región donde la frontera de presión constante toma el control de la presión del pozo, que es el tiempo en el cual se alcanza el estado estable.

1.3.5 Efecto de la penetración parcial. En el modelo de penetración parcial el pozo produce desde un intervalo más pequeño en comparación a la zona de interés, la zona de interés no se encuentra totalmente completada con el objetivo de evitar la producción de fluidos no deseados, tales como gas o agua, en este caso la entrada limitada es voluntaria con el propósito de lograr una mejor eficiencia en la producción; pero existen los casos en los que la entrada limitada no sea voluntaria, como por ejemplo, problemas de perforación, zonas mal cañoneadas, taponamiento de los perforados, entre otras.

El tipo de flujo que se desarrolla debido al efecto de la penetración parcial es el flujo esférico, el cual es el resultado de una deformación del patrón de flujo radial uniforme, esta deformación en el flujo radial finalmente genera pérdidas de presión adicionales que dependen de las propiedades hidráulicas y geométricas del sistema. El flujo esférico es subsiguiente al flujo radial, y es evidente hasta que la onda de presión toca cualquiera de las fronteras del yacimiento, tiempo en el cual se desarrolla el estado estable, ver Figura 11. (Streltsova,1989) (Buhidma, 1980) (Moncada et al. 2005) (Steward, 2011) (Houze, 2017)

Figura 10. Régimen de flujo sobre un gráfico semilogaritmico.

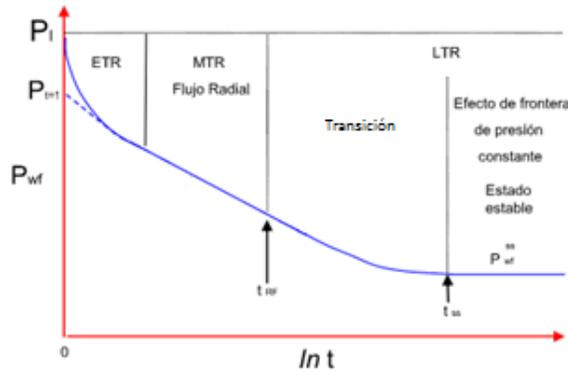
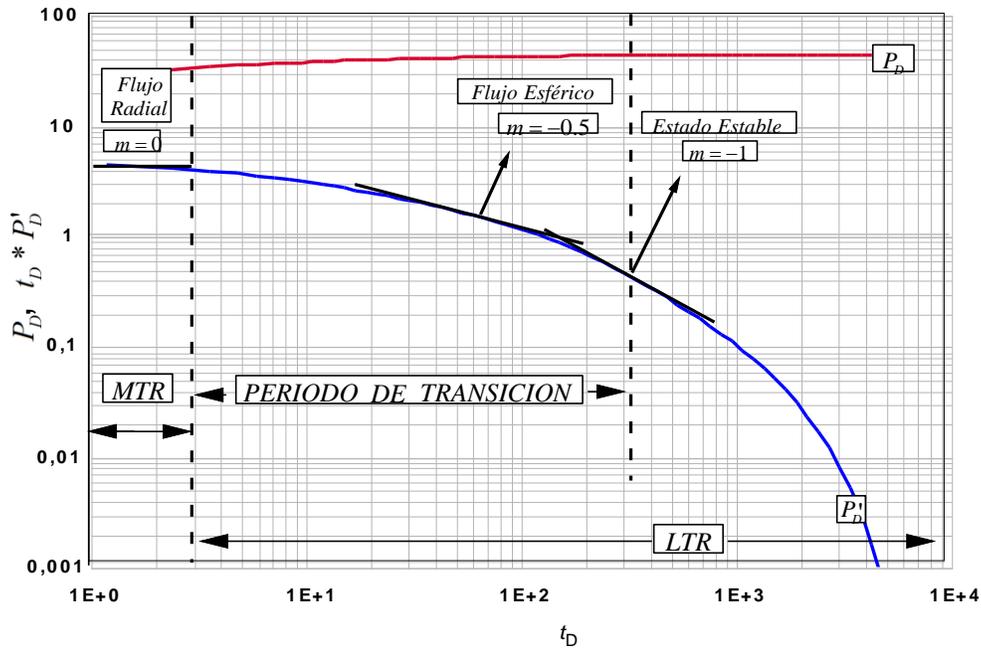


Figura 11. Regiones características sobre gráfico log-log de presión y derivada de presión adimensional en un yacimiento con tope y base abiertos al flujo



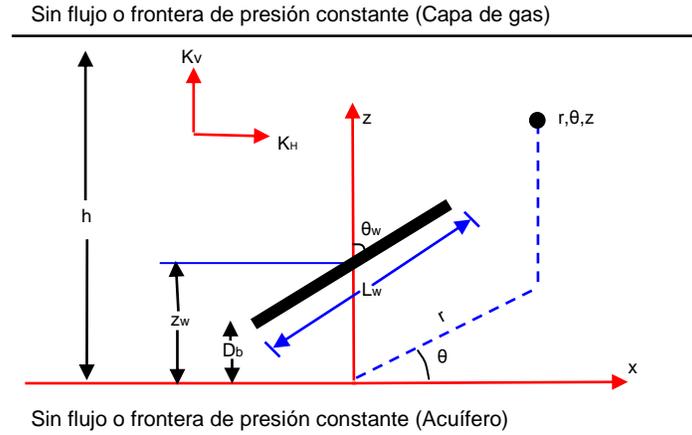
1.4 MODELO MATEMÁTICO PARA DESCRIBIR PRUEBAS DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS CON TOPE Y BASE ABIERTOS AL FLUJO CON POZOS COMPLETADOS PARCIALMENTE

Una expresión matemática que describe el comportamiento de la presión para una prueba de declinación de presión en un yacimiento con tope y base abiertos al flujo en el cual se ha perforado un pozo que se ha completado parcial o completamente, es la propuesta por Abbaszadeh y Hegeman (1990), quienes en su estudio propusieron ecuaciones para pozos inclinados, horizontales y verticales en yacimientos bajo las siguientes condiciones:

- Yacimientos con presión constante en las fronteras.

- Yacimientos con fronteras mixtas (una frontera con presión constante y otra frontera sin flujo).
- Yacimientos sin flujo en las fronteras.

Figura 12. Esquema de un pozo inclinado y geometría del yacimiento.



Ecuación de difusividad (Abbaszadeh y Hegeman, 1990)

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial \theta^2} + \frac{k_v}{k_H} \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_i}{0.0002637 k_H} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4)$$

Condiciones para yacimiento con tope y base abiertos al flujo:

$$\frac{\partial p}{\partial z} = 0, \text{ para } z = 0, \text{ o para } z = h \quad (5)$$

$$p = p_i, \text{ para } z = 0, \text{ o para } z = h \quad (6)$$

Como resultado Abbaszadeh y Hegeman (1990) obtuvieron:

$$\bar{P}_{WD} = \left(\frac{2h_D}{\pi L_{wD}} \right)^2 \int_0^t \frac{e^{-4\tau_D}}{t_D} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{e^{-A}}{m^2} \sin(E)^2 \sin(F)^2 \partial \tau_D \quad (7)$$

Donde

$$A = \frac{m^2 \pi t_D}{h_D^2} \quad (8)$$

$$E = \frac{m \pi L_{wD}}{2h_D} \quad (9)$$

$$F = \frac{m \pi z_{wD}}{h_D} \quad (10)$$

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_v}} \quad (11)$$

$$L_{wD} = \frac{L_w}{r_w} \tag{12}$$

$$z_{wD} = \frac{z_w}{r_w} \tag{13}$$

2. MÉTODO DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB (TDS) PARA POZOS VERTICALES COMPLETADOS PARCIALMENTE EN YACIMIENTOS CON TOPE Y BASE ABIERTOS AL FLUJO

Para el desarrollo de la metodología se hizo necesario tener en cuenta los siguientes parámetros adimensionales:

Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (14)$$

Presión adimensional

$$P_D = \frac{kh}{141.2q\mu\beta} \Delta P \quad (15)$$

Función de derivada de presión adimensional

$$t_D * P_D' = \frac{kh}{141.2q\mu\beta} (t * \Delta P') \quad (16)$$

Con el objetivo de obtener expresiones matemáticas a través de las cuales se pueda caracterizar un yacimiento radial infinito con tope y base abiertos al flujo en el cual se ha perforado un pozo que se ha completado de manera parcial, se hizo uso de un software comercial con el propósito de obtener datos de tiempo, presión y función de derivada de presión para una prueba de declinación de presión. Los parámetros que se variaron para la aplicación del método de síntesis directa de Tiab (1993), son: anisotropía, penetración, distancia a la frontera más cercana, espesor de la zona de interés y radio del pozo.

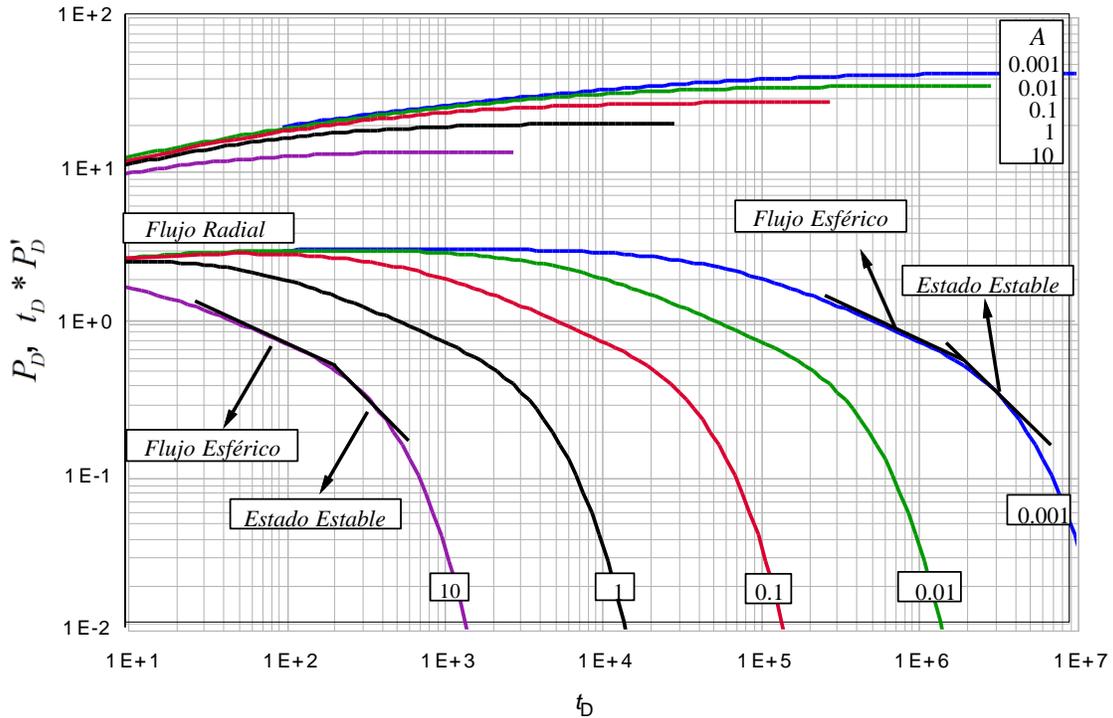
2.1 ANÁLISIS GRÁFICO VARIACIÓN DE PARÁMETROS

2.1.1 Anisotropía A. A medida que disminuye la anisotropía se favorecen las componentes del flujo horizontal, debido a que la magnitud de la permeabilidad horizontal es mayor en comparación a la magnitud de la permeabilidad vertical; de igual manera, las caídas de presión se ven afectadas por el cambio en la magnitud de la anisotropía. La Figura 13 muestra el comportamiento de las caídas de presión y la función de derivada de presión para diferentes valores de anisotropía. Las caídas de presión aumentan a medida que la magnitud de la anisotropía disminuye o a medida que la magnitud de la permeabilidad horizontal se hace más grande que la magnitud de la permeabilidad vertical; en cuanto a la función de derivada de presión, vemos que para magnitudes pequeñas de anisotropía ($A=0.001$) se genera una prolongación del flujo

radial (pendiente 0) y a la vez esto genera que el tiempo en el que aparece el flujo esférico (pendiente -0.5) y el estado estable (pendiente -1) sea mayor en comparación a anisotropías grandes ($A=1$).

2.1.2 Técnica TDS anisotropía. La Figura 14 muestra el ajuste obtenido mediante la aplicación de la técnica TDS. En esta figura se observa el ajuste de las funciones de derivada de presión presentadas en la Figura 13, variando el parámetro de anisotropía y manteniendo constantes los parámetros de espesor h , radio r_w , penetración b y distancia del intervalo completado a las fronteras z . En el gráfico se observa que el ajuste se obtiene al multiplicar el tiempo adimensional por la magnitud de la anisotropía y al multiplicar la función de la derivada de presión por la magnitud de la anisotropía elevada a un coeficiente de 0.002.

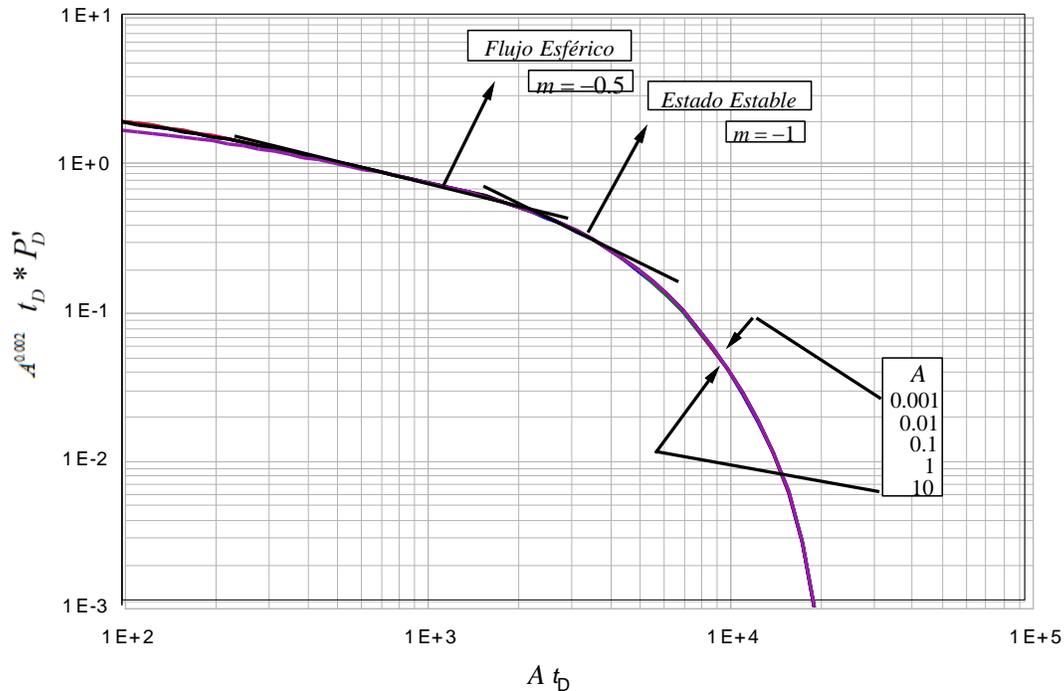
Figura 13. Efecto de la anisotropía en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente



2.1.3 Espesor y radio h, r_w . La Figura 15 y 17 muestran el efecto del espesor h y del radio del pozo r_w respectivamente. Estos parámetros generan comportamientos opuesto respecto de la función de derivada de presión y respecto de las caídas de presión. En las curvas de la función de derivada de presión se observa que a medida que el espesor de la formación aumenta y el radio del pozo disminuye el flujo radial se extiende. En cuanto al flujo esférico, debido a la extensión del flujo radial, toma más tiempo en evidenciarse pero su duración será la misma independiente del radio o del espesor. El estado estable

también se ve afectado por la extensión del flujo radial, así, a medida que aumenta el espesor o disminuye el radio el estado estable tomará más tiempo en evidenciarse. En cuanto a las caídas de presión notamos que éstas aumentan en la medida en que vamos de espesores pequeños ($h=20$ ft) a espesores grandes ($h=500$ ft) o cuando vamos de radios grandes ($r_w=0.6$ ft) a radios pequeños ($r_w=0.2$ ft).

Figura 14. Técnica TDS para variaciones de anisotropía en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente



2.1.4 Técnica TDS espesor y radio de pozo. Las figuras 16 y 18 muestran el ajuste obtenido mediante la aplicación de la técnica TDS. En estas figuras observamos el ajuste de las funciones de derivada de presión presentadas en la Figura 15 y 17, y en estas se varían los parámetros de espesor y radio de pozo respectivamente, y se mantienen constantes los parámetros de anisotropía, penetración y distancia del intervalo completado a las fronteras. Para el caso del espesor, en la Figura 16 se observa que el ajuste se obtiene al multiplicar el tiempo adimensional por la magnitud del espesor elevado a un coeficiente de -2; para el caso del radio de pozo, en la Figura 18 se observa que el ajuste se obtiene al multiplicar el tiempo adimensional por la magnitud del radio al cuadrado.

2.1.5 Penetración parcial b . La Figura 19 muestra el efecto de la penetración parcial. En cuanto a las caídas de presión observamos claramente como a medida que disminuye la relación de penetración estas caídas de presión van aumentando, esto es, cuando vamos de $b=0.5$ a $b=0.1$, o lo que es lo mismo, se tiene una mayor caída de presión a medida que la sección abierta al flujo se hace más pequeña.

Figura 15. Efecto del espesor en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente

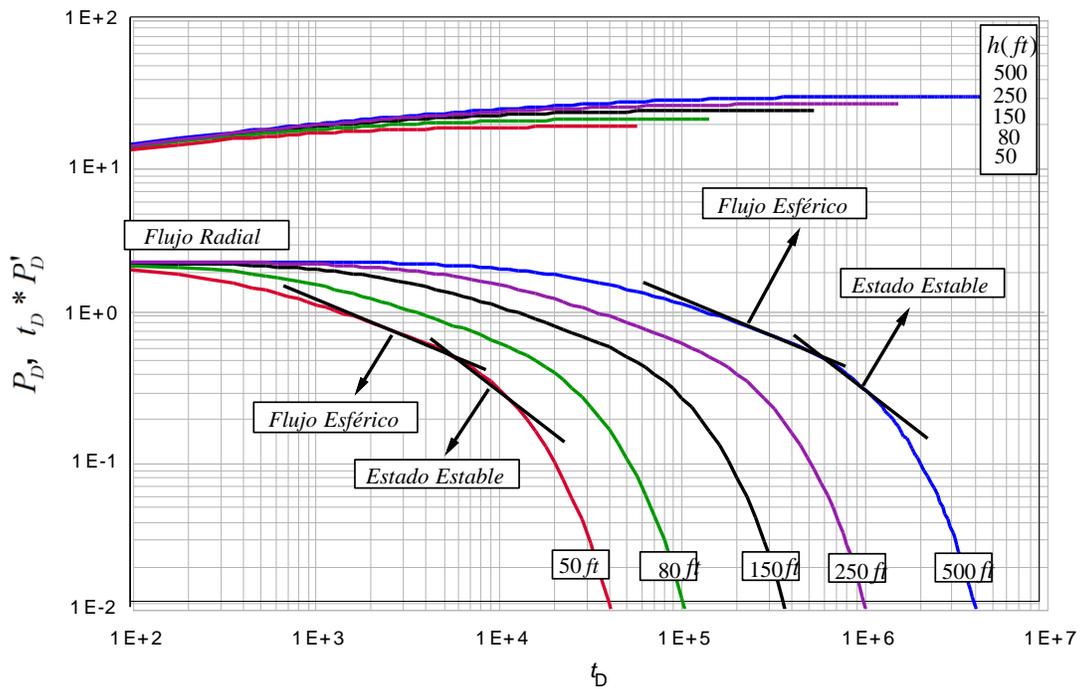


Figura 16. Técnica TDS para variaciones de espesor en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente

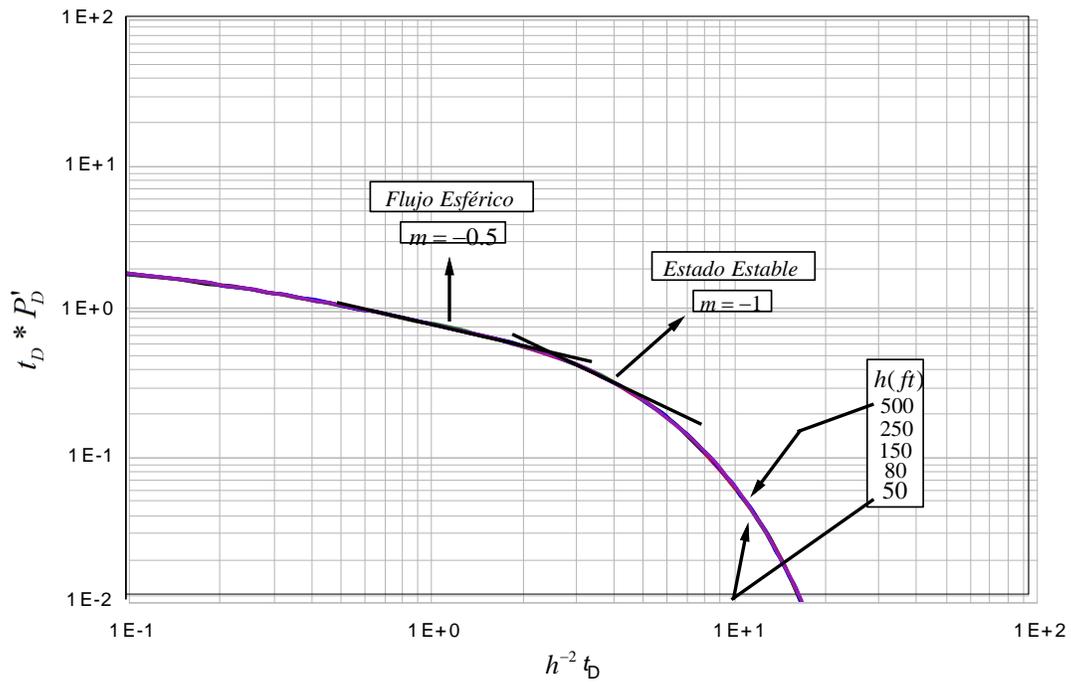


Figura 17. Efecto del radio de pozo en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente

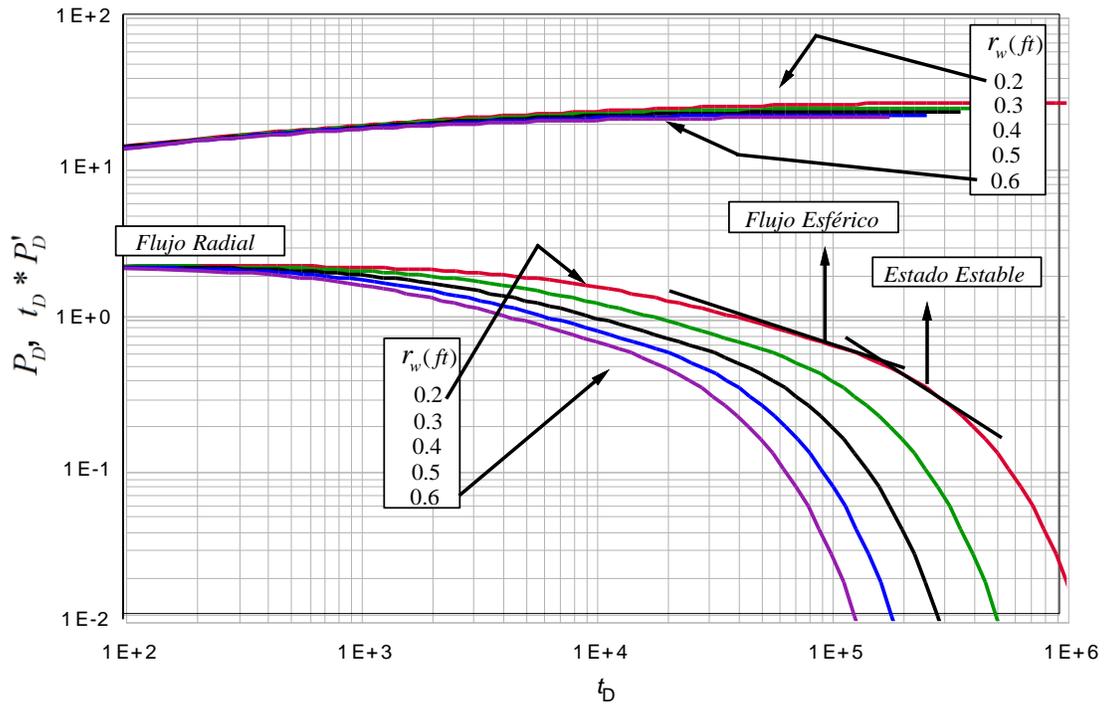
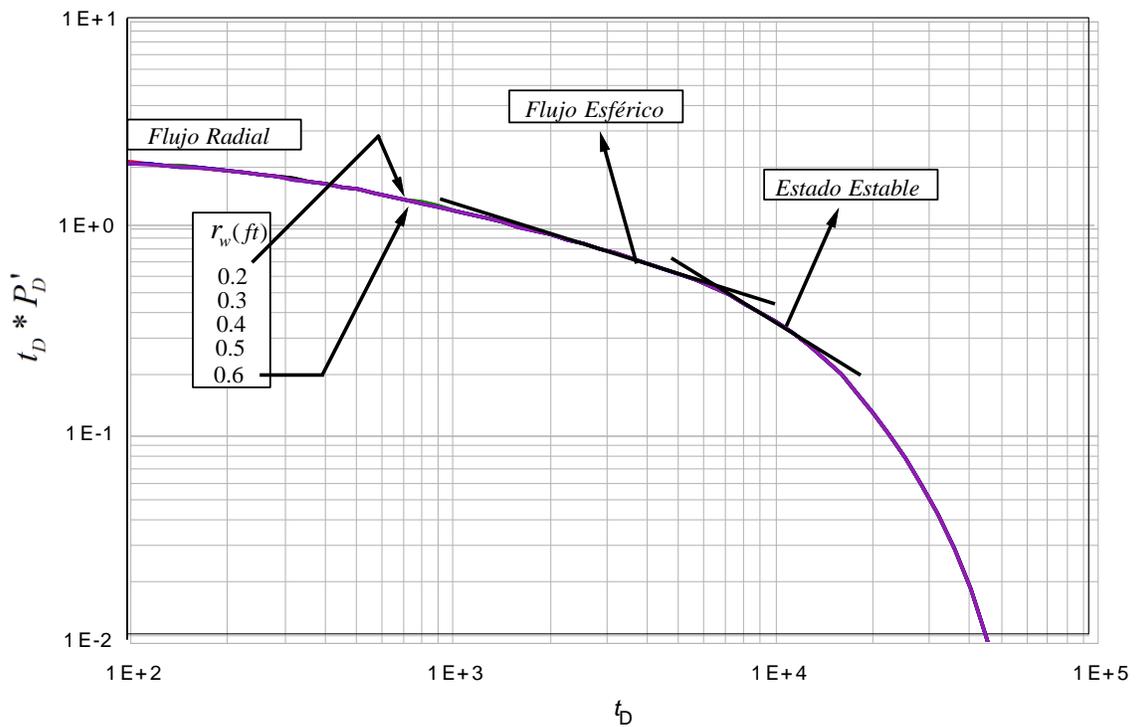


Figura 18. Técnica TDS para variaciones de radio en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente



Si observamos las curvas de función de derivada de presión en la Figura 19, se evidencia la variación del flujo esférico con el cambio en la relación de penetración; a medida que disminuye la relación de penetración, cuando pasamos de $b=0.5$ a $b=0.1$, vemos como el flujo esférico se hace cada más evidente, esto debido a que las componentes verticales del flujo se ven favorecidas por la reducción del área completada parcialmente; en cuanto al estado estable, se observa claramente como este se alcanza para un mismo tiempo, independiente de la relación de penetración; en otras palabras, la onda de presión toca la frontera más cercana al mismo tiempo sin importar la relación de penetración, siempre que se mantengan constantes los otros parámetros.

La relación de la penetración parcial se encuentra dada por la siguiente relación:

$$b = \frac{h_w}{h} \quad (17)$$

2.1.6 Técnica TDS penetración parcial b . La Figura 20 muestra el ajuste obtenido mediante la aplicación de la técnica TDS. En esta figura observamos el ajuste de la función de derivada de presión variando el parámetro de penetración parcial, y manteniendo constantes los parámetros de anisotropía, espesor y radio de pozo. A diferencia de los ajustes realizados anteriormente, anisotropía, espesor y radio de pozo, el parámetro correspondiente a la relación de penetración parcial b presenta una dependencia en su comportamiento del parámetro correspondiente a la distancia del intervalo completado a la frontera más cercana z , es por esto que se crean los coeficientes c y d . Los coeficientes c y d permiten realizar los ajustes necesarios de b para un valor de z definido; la Figura 20 muestra el ajuste del parámetro b para el estado estable. Debido a que c y d dependen de z , se crea una expresión matemática en función de z para realizar los cálculos correspondientes de c y d según sea el caso. Este mismo procedimiento se emplea para determinar los coeficientes en el ajuste del flujo esférico.

2.1.7 Distancia del intervalo completado a las fronteras z . La Figura 21 muestra el efecto de la distancia del intervalo completado a la frontera más cercana (tope o base). En cuanto a las caídas de presión, a pesar de que estas no son tan considerables a medida que z cambia, estas aumentan con el aumento de z , esto es, de $z=0.1$ a $z=0.5$.

En la función de derivada de presión, vemos una variación importante en extensión o duración del flujo esférico, este flujo se extiende a medida que z aumenta, esto es, a medida que el intervalo completado tiende hacia la mitad entre el tope y la base. En cuanto al estado estable, a medida que z aumenta este tomará más tiempo en alcanzarse, esto debido a que a la onda de presión le tomará más tiempo sentir el efecto de las fronteras.

La relación de la distancia a las fronteras se expresa como sigue:

$$z = \frac{z_w}{h} \quad (18)$$

Figura 19. Efecto de la penetración en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente.

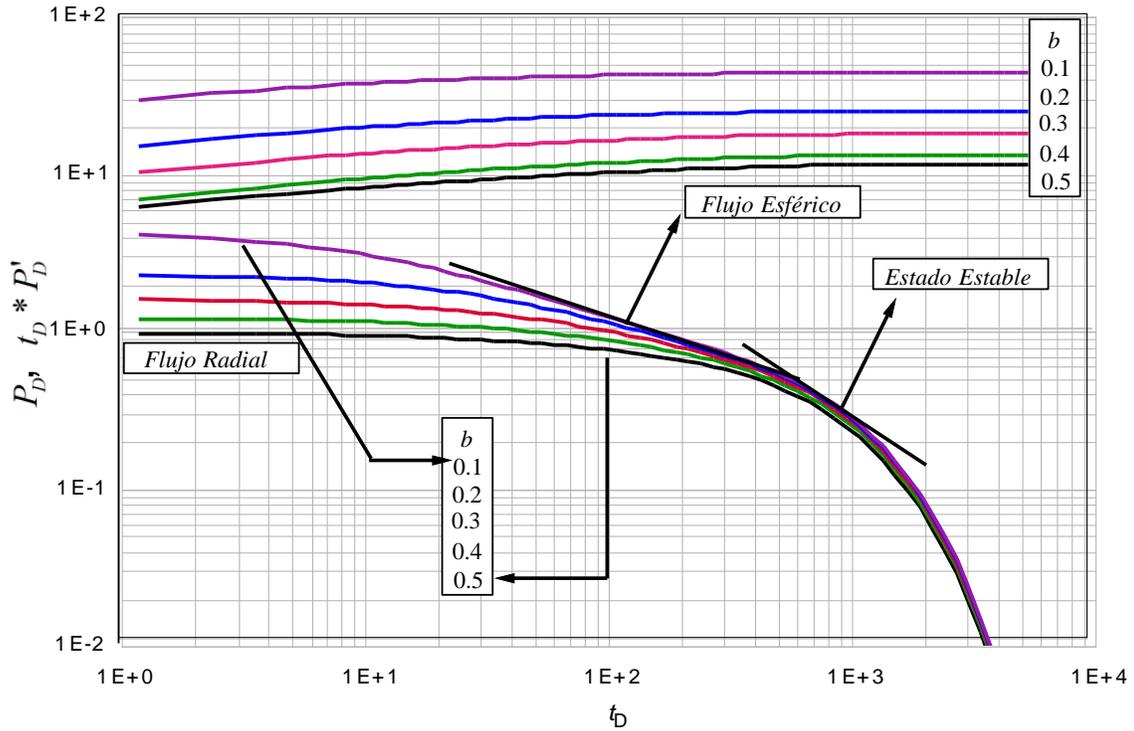
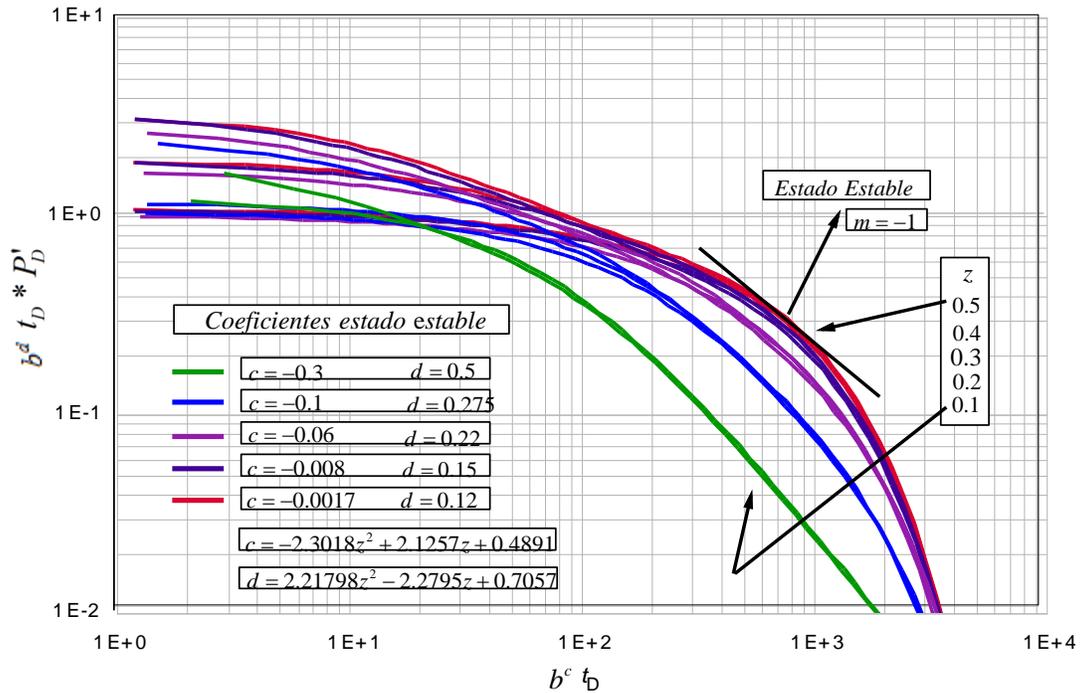


Figura 20. Técnica TDS para variaciones de penetración parcial en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente



2.1.8 Técnica TDS distancia del intervalo completado a las fronteras z . La Figura 22 muestra el ajuste obtenido mediante la aplicación de la técnica TDS. En esta figura

observamos el ajuste de la función de derivada de presión variando el parámetro de distancia del intervalo completado a la frontera más cercana z , y manteniendo constantes los parámetros de anisotropía, penetración, espesor y radio. Para realizar el ajuste del parámetro z se crea el coeficiente $B_{E.E}$ o $B_{F.E}$ (según sea el caso estado estable o flujo esférico respectivamente), este coeficiente es una relación del intercepto de cada una de las rectas trazadas para identificar un estado correspondiente, y es único para cada valor de z . Debido a que $B_{E.E}$ o $B_{F.E}$ dependen de z , se crea una expresión matemática en función de z para realizar los cálculos correspondientes a este parámetro según sea el caso (estado estable o flujo esférico)

2.2 EXPRESIONES MATEMÁTICAS PROPUESTAS PARA CADA ESTADO

Se realizaron diferentes corridas de pruebas de declinación de presión en un software comercial donde se obtuvieron gráficas log-log de presión y derivada de presión variando los parámetros de anisotropía A , penetración b , distancia del centro de los perforados a la frontera más cercana z , espesor de la zona de interés h y radio del pozo r_w , considerando un yacimiento circular infinito con tope y base abiertos al flujo en el que se ha perforado un pozo vertical que ha sido completado parcialmente. No se tuvo en cuenta almacenamiento ni daño a la formación. Para emplear la metodología de Tiab (1993), la data se dividió en dos partes: para relaciones de penetración menores al 50% y para relaciones de penetración mayores al 50%. A partir de esto, se logra proponer una serie de correlaciones a través de las cuales fue posible determinar el valor de anisotropía.

2.2.1 Regiones características.

2.2.1.1 Estado estable y relación de penetración parcial menor al 50%. Mediante la aplicación de la síntesis directa de Tiab se obtuvo la siguiente correlación

$$b^d A^{0.002} (t_D * P_D')_{E.E} = (Ah^{-2} r_w^2 b^c (t_D)_{E.E})^{-1} B \quad (19)$$

Donde:

$$B_{E.E} = -0.0543z^2 + 0.0884z - 0.0026 \quad (20)$$

$$c = -2.3018z^2 + 2.125z - 0.4891 \quad (21)$$

$$d = 2.21798z^2 - 2.2795z + 0.7057 \quad (22)$$

Reordenando la Ecuación 19, se obtuvo una correlación para el cálculo de la anisotropía en términos adimensionales

Figura 21. Efecto de la distancia del centro del intervalo completado a la frontera más cercana en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente

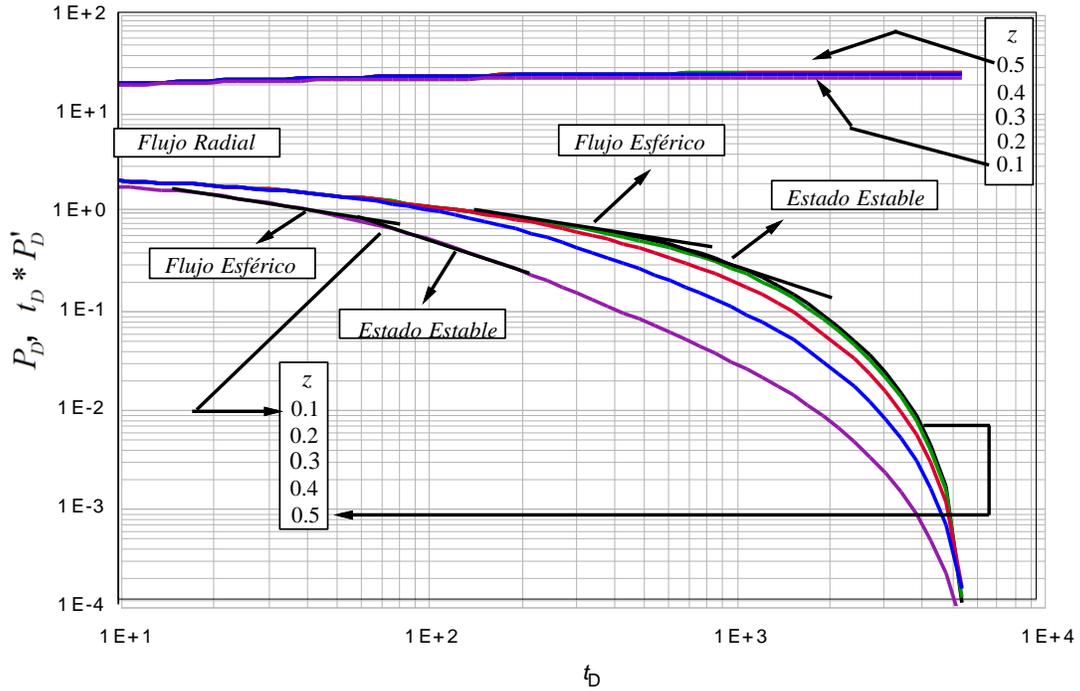
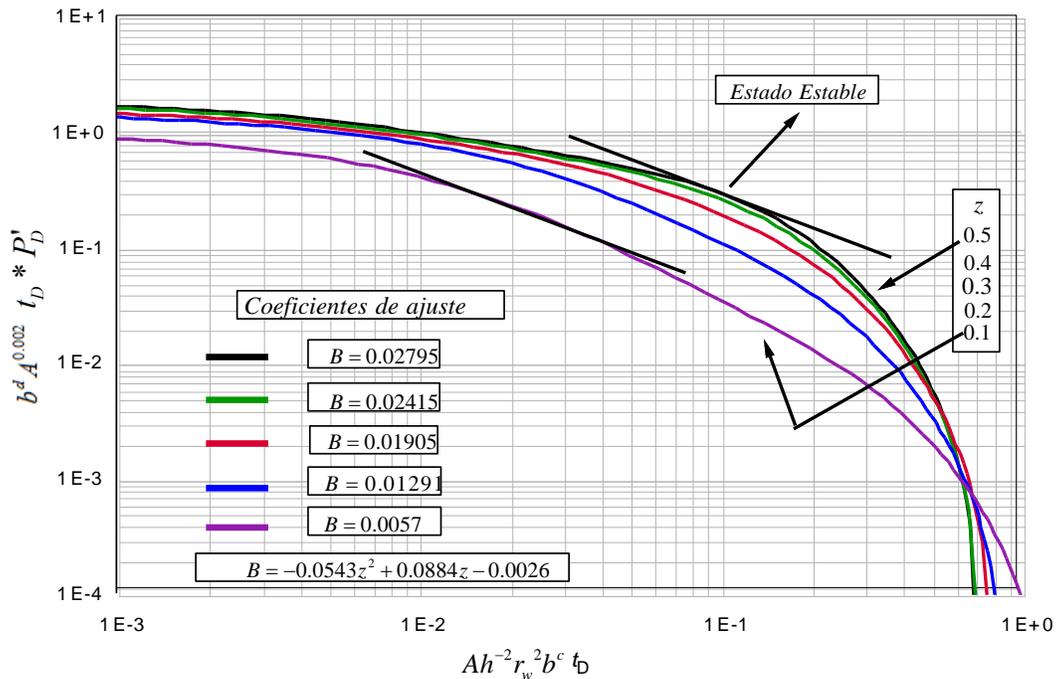


Figura 22. Técnica TDS para variaciones de distancia del centro del intervalo completado a la frontera más cercana en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente



$$A = \left(\frac{B}{(t_D * P_D')_{E.E} b^c (t_D)_{E.E} r_w^2 h^{-2} b^d} \right)^{1/1.002} \quad (23)$$

Convirtiendo los términos adimensionales de la Ecuación 23 en términos dimensionales con ayuda de las Ecuaciones 14 y 16 se obtuvo

$$A^{1.002} k_h^2 = \left(\frac{141.2 B_{E.E} \phi q c_i \mu^2 B_o h}{0.0002637 (t)_{E.E} (t * \Delta P')_{E.E} b^{(c+d)}} \right) \quad (24)$$

2.2.1.2 Estado estable y relación de penetración parcial mayor al 50%. Mediante la aplicación de la síntesis directa de Tiab (1993), se obtuvo la siguiente correlación

$$b^{0.92} A^{0.002} (t_D * P_D')_{E.E} = (A h^{-2} r_w^2 b^{0.034} (t_D)_{E.E})^{-1} B_{E.E} \quad (25)$$

Donde:

$$B_{E.E} = 13.223z^4 - 21.408z^3 + 12.734z^2 - 3.2673z - 0.3156 \quad (26)$$

Reordenando la Ecuación 25, se obtuvo una expresión matemática en términos adimensionales para el cálculo de la anisotropía

$$A = \left(\frac{B_{E.E}}{(t_D * P_D')_{E.E} b^{0.954} (t_D)_{E.E} r_w^2 h^{-2}} \right)^{1/1.002} \quad (27)$$

Convirtiendo los términos adimensionales de la Ecuación 27 en términos dimensionales con ayuda de las Ecuaciones 14 y 16 se obtuvo

$$A^{1.002} k_h^2 = \left(\frac{141.2 B_{E.E} \phi q c_i \mu^2 B_o h}{0.0002637 (t)_{E.E} (t * \Delta P')_{E.E} b^{0.954}} \right) \quad (28)$$

2.2.1.3 Flujo esférico y relación de penetración parcial menor al 50%. Mediante la aplicación de la síntesis directa de Tiab (1993), se obtuvo la siguiente correlación

$$(N\pi e)^{b^f} A^{0.002} (t_D * P_D')_{F.E} = (A h^{-2} r_w^2 b^{-0.2} (t_D)_{E.E})^{-0.5} B_{F.E} \quad (29)$$

Donde

$$e = 2.71828\dots$$

Donde

$$B_{F.E} = -0.0543z^2 + 0.0884z - 0.0026 \quad (30)$$

$$f = 41.958z^4 - 104.49z^3 + 52.38z^2 - 5.6797z + 0.9333 \quad (31)$$

$$N = 0.0795z^{-1.867} \quad (32)$$

Reordenando la Ecuación 29, se obtuvo una expresión matemática en términos adimensionales para el cálculo de la anisotropía:

$$A = \left(\frac{B_{F.E}}{(N\pi e)^{b^f} (t_D * P_D')_{F.E} b^{-0.1} (t_D)_{F.E}^{0.5} r_w h^{-1}} \right)^{1/0.502} \quad (33)$$

Convirtiendo los términos adimensionales de la Ecuación 33 en términos dimensionales con ayuda de las Ecuaciones 14 y 16 se obtuvo:

$$A^{0.502} k_h^{1.5} = \left(\frac{141.2 B_{F.E} \phi^{0.5} q c_t^{0.5} \mu^{1.5} b^{0.1} B_o}{0.0002637^{0.5} (t^{0.5})_{F.E} (N\pi e)^{b^f} (t * \Delta P')_{F.E}} \right) \quad (34)$$

2.2.1.4 Flujo esférico, penetración parcial mayor al 50%. Mediante la aplicación de la síntesis directa de Tiab (1993), se obtuvo la siguiente correlación:

$$b^{0.92} A^{0.002} (t_D * P_D')_{F.E} = (A h^{-2} r^2 b^{0.034} (t_D)_{F.E})^{-0.5} B_{F.E} \quad (35)$$

Dónde:

$$B_{F.E} = 7.6981z^4 - 12.717z^3 + 7.4505z^2 - 1.7479z + 0.1799 \quad (36)$$

Reordenando la Ecuación 35, se obtuvo una expresión matemática en términos adimensionales para el cálculo de la anisotropía:

$$A = \left(\frac{B_{F.E}}{(t_D * \Delta P_D')_{F.E} b^{0.937} (t_D)_{F.E}^{0.5} r_w h^{-1}} \right)^{1/0.502} \quad (37)$$

Convirtiendo los términos adimensionales de la Ecuación 37 en términos dimensionales con ayuda de las Ecuaciones 14 y 16 se obtuvo:

$$A^{0.502} k_h^{1.5} = \left(\frac{141.2 B_{F.E} \phi^{0.5} q c_t^{0.5} \mu^{1.5} B_o}{0.0002637^{0.5} (t^{0.5})_{F.E} (t * \Delta P')_{F.E} b^{0.937}} \right) \quad (38)$$

2.2.1.5 Flujo radial. Para el caso en el que sea posible identificar el flujo radial, se utiliza la siguiente relación matemática para determinar la permeabilidad horizontal:

$$k_h = \left(\frac{70.6q\mu\beta}{h(t^* \Delta P')_r} \right) \quad (39)$$

Una vez determinada la permeabilidad horizontal es posible determinar la permeabilidad vertical mediante las siguientes expresiones:

$$A = \frac{k_v}{k_h} \quad (40)$$

Despejando la permeabilidad vertical de la Ecuación 24

$$k_v = Ak_h \quad (41)$$

2.2.1.6 Cálculo de permeabilidad vertical k_v para relación de penetración menor al 50%

Para realizar el cálculo de la permeabilidad vertical k_v , hacemos uso de las Ecuaciones 24 y 34, para ello, dividimos la Ecuación 24 entre la Ecuación 34 de la siguiente manera

$$\frac{A^{1.002} k_h^2}{A^{0.502} k_h^{1.5}} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E} \phi^{0.5} c_t^{0.5} \mu^{0.5} b^{-0.1} h(N\pi e)^{b^f} (t^{0.5})_{F.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{(c+d)}} \right) \quad (42)$$

$$A^{0.5} k_h^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E} \phi^{0.5} c_t^{0.5} \mu^{0.5} b^{-0.1} h(N\pi e)^{b^f} (t^{0.5})_{F.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{(c+d)}} \right) \quad (43)$$

Reemplazamos la ecuación 40 al lado izquierdo de la Ecuación 42 y obtenemos

$$\left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{0.5} k_h^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E} \phi^{0.5} c_t^{0.5} \mu^{0.5} b^{-0.1} h(N\pi e)^{b^f} (t^{0.5})_{F.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{(c+d)}} \right) \quad (44)$$

$$k_v^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E} \phi^{0.5} c_t^{0.5} \mu^{0.5} b^{-0.1} h(N\pi e)^{b^f} (t^{0.5})_{F.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{(c+d)}} \right) \quad (45)$$

2.2.1.7 Cálculo de permeabilidad vertical k_v para relación de penetración mayor al 50%

Para realizar el cálculo de la permeabilidad vertical k_v , hacemos uso de las Ecuaciones 28 y 38, para ello, dividimos la Ecuación 28 entre la Ecuación 38 de la siguiente manera

$$\left(\frac{A^{1.002} k_h^2}{A^{0.502} k_h^{1.5}} \right) = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E} \phi^{0.5} c_t^{0.5} \mu^{0.5} h(t^{0.5})_{F.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{0.017}} \right) \quad (46)$$

$$A^{0.5}k_h^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E}\phi^{0.5}c_t^{0.5}\mu^{0.5}h(t^{0.5})_{F.E}(t^*\Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E}(t^*\Delta P')_{E.E}b^{0.017}} \right) \quad (47)$$

Reemplazamos la ecuación 40 al lado izquierdo de la ecuación 47 y obtenemos

$$\left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{0.5} k_h^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E}\phi^{0.5}c_t^{0.5}\mu^{0.5}h(t^{0.5})_{F.E}(t^*\Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E}(t^*\Delta P')_{E.E}b^{0.017}} \right) \quad (48)$$

$$k_v^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E}\phi^{0.5}c_t^{0.5}\mu^{0.5}h(t^{0.5})_{F.E}(t^*\Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E}(t^*\Delta P')_{E.E}b^{0.017}} \right) \quad (49)$$

3. EJEMPLOS

3.1 PROCEDIMIENTO

- Grafique los datos de presión ΔP y función de derivada de presión $t*\Delta P'$ en función del tiempo en escala log-log.
- Identifique la región que sea posible (estado estable pendiente -1, flujo hemisférico pendiente -0,5 o flujo radial pendiente 0)
- Determine un punto en la región identificada anteriormente.
- Determine si la relación de penetración b es mayor o menor al 50% mediante la Ecuación 17

Para relación de penetración menor al 50%

Para punto sobre el estado estable

- Utilice la Ecuación 18 para el cálculo de z .
- Con el valor de z calcule los parámetros B_{EE} , c y d con las Ecuaciones 20,21 y 22 respectivamente.
- Con la Ecuación 24 proceda a calcular el producto de anisotropía A y permeabilidad horizontal kh

Para punto sobre el flujo esférico

- Utilice la Ecuación 18 para el cálculo de z .
- Con el valor de z calcule los parámetros B_{FE} , d y N con las Ecuaciones 30, 31 y 32 respectivamente.
- Con la Ecuación 34 proceda a calcular el producto de anisotropía A y permeabilidad horizontal kh

En caso de que se identifiquen ambos flujos sobre la curva (flujo esférico y estado estable)

- Utilice la Ecuación 45 para realizar el cálculo de permeabilidad vertical k_v
- Reemplace el valor calculado de la permeabilidad vertical en cualquiera de los resultados obtenidos con las Ecuaciones 24 o 34 para determinar la permeabilidad horizontal
- Realice el cálculo de anisotropía haciendo uso de la Ecuación 40.

En caso de que solo se identifique uno de los flujos sobre la curva (flujo esférico y estado estable)

- Determine el valor de permeabilidad horizontal kh mediante la Ecuación 39
- Reemplace el valor de permeabilidad horizontal hallado con la Ecuación 39 en el resultado obtenido con la Ecuación 24 o 34 (según sea el caso) y determine el valor de la anisotropía A

- Con la Ecuación 41 determine el valor de permeabilidad vertical k_v

Relación de penetración mayor al 50%

Para punto sobre el estado estable

- Utilice la Ecuación 18 para el cálculo de z .
- Con el valor de z calcule los parámetros $B_{E.E}$ con la Ecuación 26
- Con la Ecuación 28 proceda a calcular el producto de anisotropía A y permeabilidad horizontal k_h

Para punto sobre el flujo esférico

- Utilice la Ecuación 18 para el cálculo de z .
- Con el valor de z calcule los parámetros $B_{F.E}$ con la Ecuación 36.
- Con la Ecuación 38 proceda a calcular el producto de anisotropía A y permeabilidad horizontal k_h

En caso de que se identifiquen ambos flujos sobre la curva (flujo esférico y estado estable)

- Utilice la Ecuación 49 para realizar el cálculo de permeabilidad vertical k_v
- Reemplace el valor calculado de la permeabilidad vertical en cualquiera de los resultados obtenidos con las Ecuaciones 28 y 38 para determinar la permeabilidad horizontal
- Realiza el cálculo de anisotropía haciendo uso de la Ecuación 40.

En caso de que solo se identifique uno de los flujos sobre la curva (flujo esférico y estado estable)

- Determine el valor de permeabilidad horizontal k_h mediante la Ecuación 39
- Reemplace el valor de permeabilidad horizontal hallado con la Ecuación 39 en el resultado obtenido con la Ecuación 28 o 38 (según sea el caso) y determine el valor de la anisotropía A
- Con la Ecuación 41 determine el valor de permeabilidad vertical k_v

3.1.1 Ejemplo 1. Se corrió una prueba de presión para un pozo vertical completado parcialmente, sin tener en cuenta el almacenamiento y el daño a la formación. Se obtuvieron datos de tiempo, presión, y derivada de presión. Determinar la anisotropía del yacimiento.

Datos

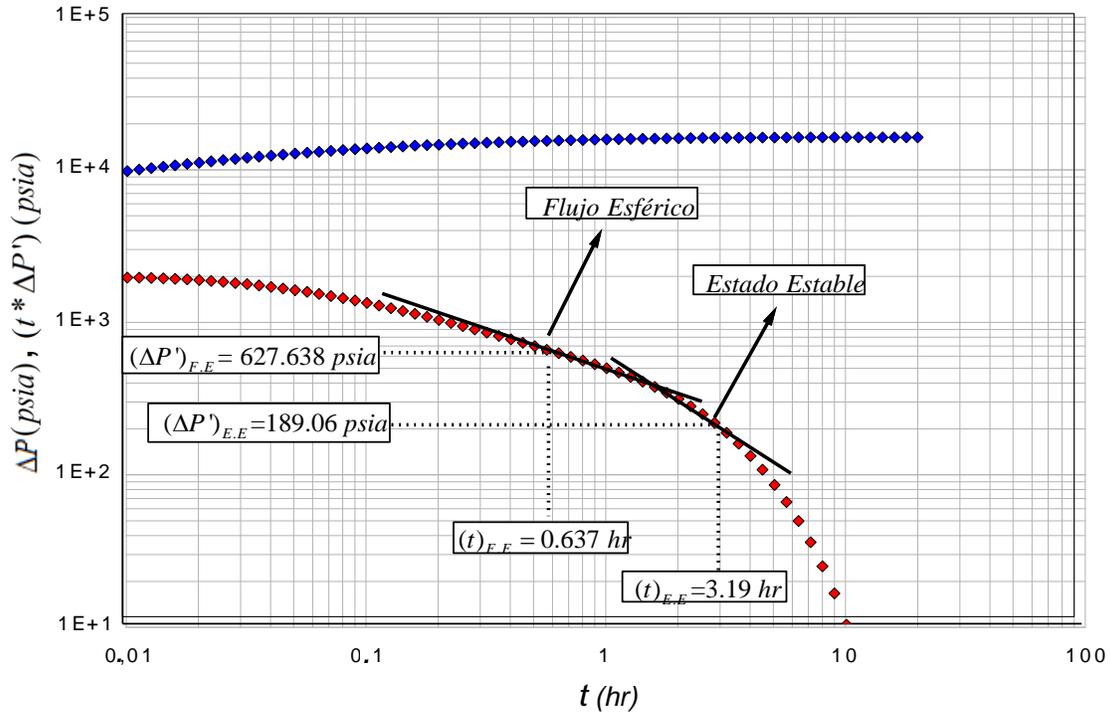
$$\begin{aligned}
 q &= 950 \text{ BPD} \\
 \mu &= 0.21 \text{ Cp} \\
 C_t &= 34.2 \times 10^{-6} \text{ Psi}^{-1}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \phi &= 0.2 \\
 r_w &= 0.246 \text{ ft} \\
 h &= 302 \text{ ft}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 B_o &= 1.7 \text{ B/STB} \\
 h_w &= 60 \text{ ft} \\
 Z_w &= 130 \text{ ft}
 \end{aligned}$$

A partir de los datos arrojados por el software comercial se procede al desarrollo del ejercicio; los datos graficados se encuentran en el ANEXO A.

Figura 23. Gráfica log – log presión y derivada de presión versus tiempo, ejemplo 1



En la Figura 23 se identifican las regiones de interés, flujo esférico y estado estable, y en ella los siguientes puntos:

$$(t)_{F.E.} = 2.015 \text{ hr} \quad (t^* \Delta P')_{F.E.} = 1.790 \text{ psia} \quad (t)_{E.E.} = 8.021 \text{ hr} \quad (t^* \Delta P')_{E.E.} = 0.687 \text{ psia}$$

Hallamos el valor de penetración parcial b con ayuda de la Ecuación 17

$$b = \frac{h_w}{h}$$

$$b = \frac{60 \text{ ft}}{302 \text{ ft}}$$

$$b = 0.1987 = 19.87\%$$

Hallamos el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana z , con ayuda de la Ecuación 18

$$z = \frac{z_w}{h}$$
$$z = \frac{130 \text{ ft}}{302 \text{ ft}}$$
$$z = 0.43 = 43\%$$

Debido a que la relación de penetración parcial b es menor al 50% hacemos uso de las Ecuaciones 24 y 34 para puntos sobre el estado estable y sobre el flujo esférico respectivamente.

Tomando un punto sobre el estado estable,

Utilizando el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana z , realizamos los cálculos de los parámetros de ajuste $B_{E.E}$, c y d , obtenidos con el método de síntesis de Tiab, con ayuda de las Ecuaciones 20, 21 y 22 respectivamente.

Cálculo de parámetro de ajuste $B_{E.E}$

$$B_{E.E} = -0.0543z^2 + 0.0884z - 0.0026$$
$$B_{E.E} = -0.0543(0.43)^2 + 0.0884(0.43) - 0.0026$$
$$B_{E.E} = 0.02537$$

Cálculo de parámetro de ajuste c

$$c = -2.3018z^2 + 2.1257z - 0.4891$$
$$c = -2.3018(0.43)^2 + 2.125(0.43) - 0.4891$$
$$c = -0.00095$$

Cálculo de parámetro de ajuste d

$$d = 2.21798z^2 - 2.2795z + 0.7057$$
$$d = 2.21798(0.43)^2 - 2.2795(0.43) + 0.7057$$
$$d = 0.1356$$

Tomando los parámetros de entrada, el punto identificado sobre el estado estable y reemplazándolos en la Ecuación 24 tenemos que:

$$A^{1.002}k_h^2 = \left(\frac{141.2B\phi qc_t \mu^2 B_o h}{0.0002637(t)_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{(c+d)}} \right)$$

$$A^{1.002}k_h^2 = \left(\frac{(141.2)(0.02537)(0.2)(950)(34.2 \times 10^{-6})(0.21^2)(1.7)(302)}{0.0002637(8.021)(0.687)(0.1987)^{(-0.00095+0.1356)}} \right)$$

$$A^{1.002}k_h^2 = 450.85$$

Tomando el punto sobre el flujo esférico tenemos:

Utilizando el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana z , se realizaron los cálculos de los parámetros de ajuste $B_{F.E}$, f y N con ayuda de las Ecuaciones 30, 31 y 32 respectivamente.

Cálculo de parámetro de ajuste $B_{F.E}$

$$B_{F.E} = 1.3637z^2 - 0.9519z + 0.3413$$

$$B_{F.E} = 1.3637(0.43)^2 - 0.9519(0.43) + 0.3413$$

$$B_{F.E} = 0.1841$$

Cálculo de parámetro de ajuste f

$$f = 41.958z^4 - 104.49z^3 + 52.38z^2 - 5.6797z + 0.9333$$

$$f = 41.958(0.43)^4 - 104.49(0.43)^3 + 52.38(0.43)^2 - 5.6797(0.43) + 0.9333$$

$$f = 1.308$$

Cálculo de parámetro de ajuste N

$$N = 0.0795z^{-1.867}$$

$$N = 0.0795(0.43)^{-1.867}$$

$$N = 0.384$$

Tomando los parámetros de ajuste y el punto identificado sobre el flujo esférico y reemplazándolos en la Ecuación 34 tenemos que:

$$A^{0.502}k_h^{1.5} = \left(\frac{141.2B_{F.E}\phi^{0.5}qc_t^{0.5}\mu^{1.5}b^{0.1}B_o}{0.0002637^{0.5}(t^{0.5})_{F.E} (N\pi e)^{bf} (t^* \Delta P')_{F.E}} \right)$$

$$A^{0.502}k_h^{1.5} = \left(\frac{(141.2)(0.1841)(0.2^{0.5})(950)(34.2 \times 10^{-6})^{0.5}(0.21^{1.5})(0.1987^{0.1})(1.7)}{(0.0002637^{0.5})(2.015)^{0.5}(0.384\pi e)^{0.1987^{1.308}}(1.790)} \right)$$

$$A^{0.502}k_h^{1.5} = 188.75$$

Utilizamos la Ecuación 45 para realizar el cálculo de permeabilidad vertical k_v

$$k_v^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E} \phi^{0.5} c_i^{0.5} \mu^{0.5} b^{-0.1} h(N\pi e)^{b^f} (t^{0.5})_{F.E} (t * \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E} (t * \Delta P')_{E.E} b^{(c+d)}} \right)$$

$$k_v^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{(0.02537)(0.2^{0.5})(34.2 \times 10^{-6})^{0.5} (0.21^{0.5})(0.1987^{-0.1})(302)(0.384\pi e)^{(0.1987^{1.308})} (1.790)}{(0.1841)(8.021)(0.687)(0.1987^{(-0.00095+0.1356)})} \right)$$

$$k_v^{0.5} = 2.39$$

$$k_v = 5.71 mD$$

Error permeabilidad vertical

$$\% Error = \left(\frac{|k_{vreal} - k_{vcalculado}|}{k_{vreal}} \right) (100)$$

$$\% Error = \frac{|7mD - 5.71mD|}{7mD} (100) = 18\%$$

Reemplazando el valor calculado de la permeabilidad vertical en cualquiera de los resultados obtenidos con las Ecuaciones 24 o 34 determinamos la permeabilidad horizontal y con los valores de permeabilidad realizamos el cálculo de la anisotropía.

Resultado Ecuación 24

$$A^{1.002} k_h^2 = 450.85$$

$$\left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{1.002} k_h^2 = 450.85$$

$$k_h^{0.998} = \frac{450.85}{k_v^{1.002}}$$

$$k_h^{0.998} = \frac{450.85}{5.71^{1.002}}$$

$$k_h = 79.37 mD$$

Error permeabilidad horizontal

$$\% Error = \frac{|k_{hreal} - k_{hcalculado}|}{k_{hreal}} (100)$$

$$\% Error = \frac{|70mD - 79.37mD|}{70mD} (100) = 13\%$$

Calculamos anisotropía haciendo uso de la Ecuación 40.

$$A = \frac{k_v}{k_h}$$

$$A = \frac{5.71mD}{79.37mD}$$

$$A = 0.071$$

Error anisotropía

$$\%Error = \frac{|A_{real} - A_{calculado}|}{A_{real}} (100)$$

$$\%Error = \frac{|0.1 - 0.71|}{0.1} (100) = 29\%$$

Resultado Ecuación 34

$$A^{0.502} k_h^{1.5} = 188.75$$

$$\left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{0.502} k_h^{1.5} = 188.75$$

$$k_h^{0.998} = \frac{188.75}{k_v^{0.502}}$$

$$k_h^{0.998} = \frac{188.75}{5.71^{0.502}}$$

$$k_h^{0.998} = \frac{188.75}{5.71^{1.002}}$$

$$k_h = 79.40mD$$

$$Error = 13\%$$

Calculamos anisotropía haciendo uso de la Ecuación 40.

$$A = \frac{k_v}{k_h}$$

$$A = \frac{5.71mD}{79.4mD}$$

$$A = 0.072$$

$$Error = 28\%$$

En caso de que sea posible identificar el flujo radial temprano en la curva de derivada de presión se calcula la permeabilidad horizontal con la Ecuación 39

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

Para este caso

$$k_h = 70 \text{ mD}$$

Reemplazando en los resultados obtenidos con las Ecuaciones 24 y 34 tenemos que:

Para la Ecuación 24

$$A^{1.002} (70)^2 = 450.85$$

$$A^{1.002} = \frac{450.85}{70^2}$$

$$A = \left(\frac{450.85}{4900} \right)^{\frac{1}{1.002}}$$

$$A = 0.092$$

Con la Ecuación 41 determinamos la permeabilidad vertical

$$k_v = Ak_h$$

$$k_v = (0.092)(70\text{mD})$$

$$k_v = 6.44 \text{ mD}$$

Para la Ecuación 34

$$A^{0.502} (70)^{1.5} = 188.75$$

$$A^{0.502} = \frac{188.75}{70^{1.5}}$$

$$A = \left(\frac{188.75}{585.66} \right)^{\frac{1}{0.502}}$$

$$A = 0.1$$

Con la Ecuación 41 determinamos la permeabilidad vertical

$$k_v = Ak_h$$

$$k_v = (0.1)(70\text{mD})$$

$$k_v = 7 \text{ mD}$$

3.1.2 Ejemplo 2. Se corrió una prueba de presión para un pozo vertical completado parcialmente, sin tener en cuenta el almacenamiento y el daño a la formación. Se obtuvieron datos de tiempo, presión, y derivada de presión, ver Figura 24. Determinar la anisotropía del yacimiento.

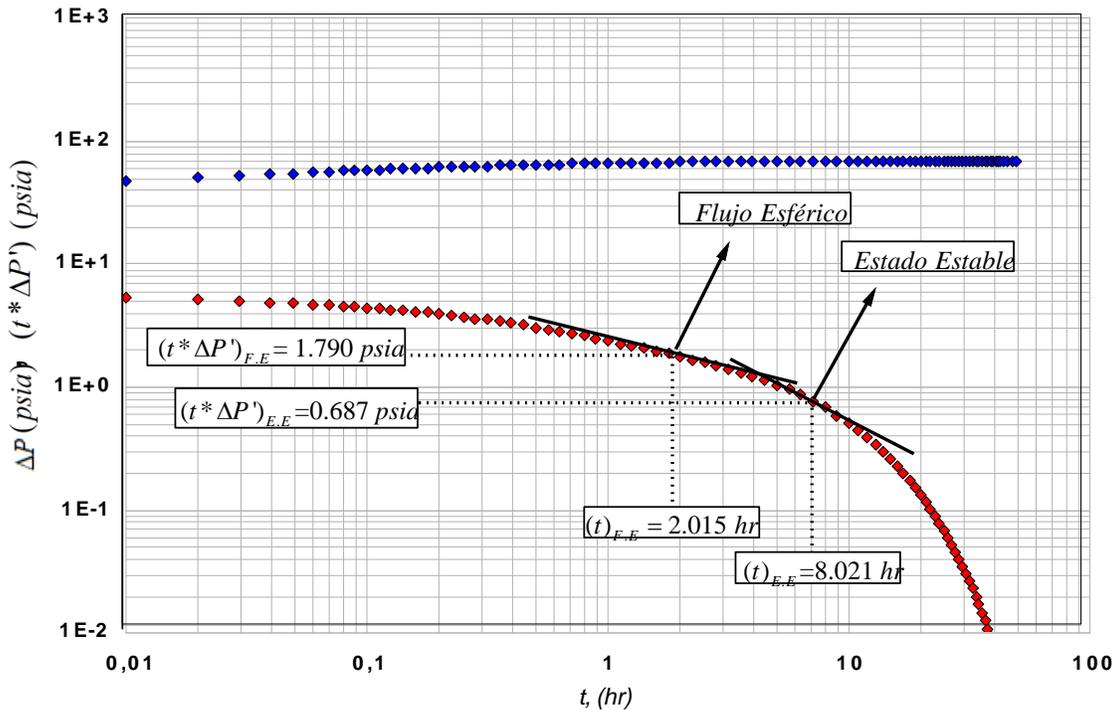
Datos

$q = 1000 \text{ BPD}$	$\phi = 0.1$	$B_o = 1.2 \text{ B/STB}$
$\mu = 1 \text{ Cp}$	$r_w = 0.35 \text{ in}$	$h_w = 225 \text{ ft}$
$C_t = 3e-6 \text{ Psi-1}$	$h = 250 \text{ ft}$	$Z_w = 125$

Solución

A partir de los datos arrojados por el software comercial se procede al desarrollo del ejercicio; los datos graficados se encuentran en el ANEXO B. En la Figura 24 se identificaron las regiones de interés, flujo esférico y estado estable.

Figura 24. Gráfica log – log presión y derivada de presión versus tiempo, ejemplo 2



$$(t * \Delta P')_{F,E} = 0.571 \text{ psia} \quad (t)_{F,E} = 0.121 \text{ hr} \quad (t * \Delta P')_{E,E} = 0.3208 \text{ psia} \quad (t)_{E,E} = 0.259 \text{ hr}$$

Hallamos el valor de penetración parcial b , con ayuda de la Ecuación 17

$$b = \frac{h_w}{h}$$

$$b = \frac{225 \text{ ft}}{250 \text{ ft}}$$

$$b = 0.9 = 90\%$$

Hallamos el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana z , con ayuda de la Ecuación 18

$$z = \frac{z_w}{h}$$

$$z = \frac{125 \text{ ft}}{250 \text{ ft}}$$

$$z = 0.5 = 50\%$$

Debido a que la relación de penetración b es mayor al 50% hacemos uso de las Ecuaciones 28 y 38 para puntos sobre el estado estable y sobre el flujo esférico respectivamente.

Tomando un punto sobre el estado estable tenemos

Utilizando el valor de la distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana z , realizamos los cálculos del parámetro de ajuste $B_{E.E}$, con ayuda de la Ecuación 26

$$B_{E.E} = 13.223z^4 - 21.408z^3 + 12.724z^2 - 3.2676z - 0.3156$$

$$B_{E.E} = 13.223(0.5)^4 - 21.408(0.5)^3 + 12.724(0.5)^2 - 3.2676(0.5) - 0.3156$$

$$B_{E.E} = 0.01580$$

Tomando los parámetros de entrada y el punto identificado sobre el estado estable y reemplazándolos en la Ecuación 28 tenemos que

$$A^{1.002}k_h^2 = \left(\frac{141.2B_{E.E}\phi q_c \mu^2 B_o h}{0.0002637(t)_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{0.954}} \right)$$

$$A^{1.002}k_h^2 = \frac{(141.2)(0.01580)(0.1)(1000)(3e-6)(1.2)(250)}{(0.00026387)(0.259)(0.3208)(0.9)^{0.954}}$$

$$A^{1.002}k_h^2 = 10131.415$$

Tomando el punto sobre el flujo esférico tenemos

Utilizando el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana z , realizamos los cálculos del parámetro de ajuste $B_{F.E}$ utilizando la Ecuación 36

$$B_{F.E} = 7.6981z^4 - 12.717z^3 + 7.4505z^2 - 1.7479z - 0.1799$$

$$B_{F.E} = 7.6981(0.5)^4 - 12.717(0.5)^3 + 7.4505(0.5)^2 - 1.7479(0.5) - 0.1799$$

$$B_{F.E} = 0.060081$$

Tomando los parámetros de entrada y el punto identificado sobre el flujo esférico y reemplazándolos en la Ecuación 38 tenemos que

$$A^{0.502}k_h^{1.5} = \frac{141.2B_{F.E}\phi^{0.5}qc_t^{0.5}\mu^{1.5}B_o}{0.0002637^{0.5}(t)_{F.E}^{0.5}(t*\Delta P')_{F.E}b^{0.937}}$$

$$A^{0.502}k_h^{1.5} = \frac{(141.2)(0.060081)(0.1^{0.5})(1000)(3e-6)^{0.5}(1.2)}{(0.0002637^{0.5})(0.121^{0.5})(0.259)(0.9)^{0.937}}$$

$$A^{0.502}k_h^{1.5} = 1909.711$$

Utilizamos la Ecuación 49 para realizar el cálculo de permeabilidad vertical k_v

$$k_v^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{B_{E.E}\phi^{0.5}c_t^{0.5}\mu^{0.5}h(t^{0.5})_{F.E}(t*\Delta P')_{F.E}}{B_{F.E}(t)_{E.E}(t*\Delta P')_{E.E}b^{0.017}} \right)$$

$$k_v^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \left(\frac{(0.01580)(0.1)^{0.5}(3 \times 10^{-6})^{0.5}(1)^{0.5}(250)(0.121^{0.5})(0.571)}{(0.060081)(0.259)(0.3208)(0.9)^{0.017}} \right)$$

$$k_v^{0.5} = 5.31$$

$$k_v = 28.2mD$$

Error permeabilidad vertical

$$\% Error = \left(\frac{|k_{vreal} - k_{vcalculado}|}{k_{vreal}} \right) (100)$$

$$\% Error = \frac{|29.18mD - 28.2mD|}{29.18mD} (100) = 3.35\%$$

Reemplazando el valor calculado de la permeabilidad vertical en cualquiera de los resultados obtenidos con las Ecuaciones 28 o 38 determinamos la permeabilidad horizontal y con los valores de permeabilidad realizamos el cálculo de la anisotropía.

Resultado Ecuación 28

$$A^{1.002}k_h^2 = 10131.415$$

$$\left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{1.002} k_h^2 = 10131.415$$

$$k_h^{0.998} = \frac{10131.415}{k_v^{1.002}}$$

$$k_h^{0.998} = \frac{10131.415}{28.2^{1.002}}$$

$$k_h = 361.11mD$$

Error permeabilidad horizontal

$$\%Error = \frac{|k_{hreal} - k_{hcalculado}|}{k_{hreal}} (100)$$

$$\%Error = \frac{|340.5mD - 361.11mD|}{340.5mD} (100) = 6\%$$

Calculamos anisotropía haciendo uso de la Ecuación 40.

$$A = \frac{k_v}{k_h}$$

$$A = \frac{28.2mD}{361.11mD}$$

$$A = 0.078$$

Error anisotropía

$$\%Error = \frac{|A_{real} - A_{calculado}|}{A_{real}} (100)$$

$$\%Error = \frac{|0.08571 - 0.078|}{0.08671} (100) = 9\%$$

Resultado Ecuación 38

$$A^{0.502} k_h^{1.5} = 1909.711$$

$$\left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{0.502} k_h^{1.5} = 1909.711$$

$$k_h^{0.998} = \frac{1909.711}{28.2^{0.502}}$$

$$k_h = 361.46mD$$

$$Error = 6\%$$

Calculamos anisotropía haciendo uso de la Ecuación 40.

$$A = \frac{k_v}{k_h}$$

$$A = \frac{28.2mD}{361.46mD}$$

$$A = 0.078$$

$$Error = 9\%$$

En caso de que sea posible identificar el flujo radial temprano en la curva de derivada de presión se calcula la permeabilidad horizontal con la Ecuación 39

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

Para este caso

$$k_h = 340.5 mD$$

Reemplazando en los resultados obtenidos con las Ecuaciones 28 y 38 tenemos que:

Para la Ecuación 28

$$A^{1.002} (340.5)^2 = 10131.415$$

$$A^{1.002} = \frac{10131.415}{340.5^2}$$

$$A = \left(\frac{10131.415}{340.5^2} \right)^{\frac{1}{1.002}}$$

$$A = 0.089$$

Con la Ecuación 41 determinamos la permeabilidad vertical

$$k_v = Ak_h$$

$$k_v = (0.089)(340.5mD)$$

$$k_v = 30.3 mD$$

Para la Ecuación 38

$$A^{0.502} (340.5)^{1.5} = 1909.711$$

$$A^{0.502} = \frac{1909.711}{340.5^{1.5}}$$

$$A = \left(\frac{1909.711}{340.5^{1.5}} \right)^{\frac{1}{0.502}}$$

$$A = 0.093$$

Con la Ecuación 41 determinamos la permeabilidad vertical

$$k_v = Ak_h$$

$$k_v = (0.093)(340.5mD)$$

$$k_v = 31.67 mD$$

4. CONCLUSIONES

A través de la aplicación de la síntesis directa de Tiab se determinaron correlaciones que permitieron realizar el cálculo de la anisotropía para un yacimiento circular infinito con tope y base abiertos al flujo en el que se ha perforado un pozo vertical y se ha completado parcialmente.

Las regiones características que se identificaron en la derivada de presión para realizar el ajuste de las ecuaciones corresponden al flujo esférico y al estado estable, con base en estas regiones características se procedió con la aplicación del método de síntesis directa de Tiab.

Los factores determinantes para la aplicación del método de síntesis directa de Tiab fueron: la penetración parcial b , la distancia desde el intervalo cañoneado o abierto al flujo hasta la frontera más cercana z , la anisotropía A , el radio del pozo r_w y el espesor de la formación h .

5. RECOMENDACIONES

Se recomienda extender la aplicación del método de síntesis directa de Tiab en yacimientos con tope y base abiertos al flujo en el que se ha completado un pozo parcialmente teniendo en cuenta que el pozo que se ha perforado puede presentar cierto grado de inclinación o estar completamente horizontal.

6. BIBLIOGRAFÍA

ABBASZADEH, Maghsood y HEGEMAN, Peter. Pressure-Transient Analysis for a Slanted Well in a Reservoir With Vertical Pressure Support. Society of Petroleum Engineer, Inc. Septiembre, 1990. Vol. 2, p. 2-18. DOI: <https://doi.org/10.2118/19045-PA>.

BUHIDMA, Ismail y RAGHAVAN, Rajagopal. Transient Pressure Behavior Of Partially Penetrating Wells Subject To Bottomwater Drive. JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Vol. 32, p.1261.1980. DOI: <https://doi.org/10.2118/8143-PA>.

BOURDET, Dominique. Well Test Analysis: The Use Of Advanced Interpretation Models. (Handbook of petroleum exploration and production). Amsterdam, The Netherlands, Series Editor Jhon Cubitt. Vol. 3, p. 426. 2002.

EARLOUGHER, Robert. Advances In Well Test Analysis. American I. Dallas, Texas, United States of America. 1977. Vol. 5, p.264.

ESCOBAR, Freddy H. ANALISIS MODERNO DE PRESIONES DE POZO, Neiva, Huila, Colombia. 2003.

HORNE, Roland. Modern Well Test Analysis, A Computer-Aided Approach. Fourth Printed. Petroway, Inc. Palo Alto, CA, United States of America.1990, p.197.

HOUZE, Olivier; VITURAT, Didier y FJAERE, Ole. (2017) Dynamic Data Analysis (DDA). Kappa. 2017.

MONCADA, Katherine, et al. Determination of vertical and horizontal permeabilities for vertical oil and gas wells with partial completion and partial penetration using pressure and pressure derivative plots without type-curve matching. Ciencia, Tecnología y Futuro. Diciembre, 2005, Vol. 3, no. 1.

STRELTSOVA, Adams. Pressure Drawdown In A Well With Limited Flow Entry. Society of Petroleum Engineer, Inc. Noviembre, 1979, p.1469–1476. DOI: <https://doi.org/10.2118/7486-PA>.

STRELTSOVA, Adams. Pressure Transient Analysis For After Flow-Dominated Wells Producing From A Reservoir With A Gas Cap. Society of Petroleum Engineer, Inc. April, 1981, p. 745 – 747. DOI: <https://doi.org/10.2118/7979-PA>.

STEWART, George. Constant-pressure boundaries. En: Well Test Design And Analysis. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation. 2011, p. 439-474.

TIAB, Djebbar. Analysis of pressure and pressure derivatives without type-curve matching: I-skin and wellbore storage. Society of Petroleum Engineer, Inc. Oklahoma City. March, 1993. DOI: <https://doi.org/10.2118/25426-MS>.

ANEXO A. Datos Arrojados por el software comercial para el desarrollo del Ejercicio 1

$t(hr)$	$\Delta P(psia)$	$t * \Delta P'(psia)$	$t(hr)$	$\Delta P(psia)$	$t * \Delta P'(psia)$
0,01	47,3360441	5,3223462	2,26069779	68,5884323	1,69618866
0,02	50,9639774	5,14565657	2,53654464	68,7783423	1,60346045
0,03	53,0294078	5,02842728	2,84604989	68,9576427	1,51181993
0,04	54,4626163	4,92757312	3,1933205	69,1264517	1,42080819
0,05	55,5527662	4,83803559	3,58296453	69,2847959	1,3299003
0,06	56,4277857	4,75682177	4,02015233	69,4326726	1,23880524
0,07	57,1555141	4,6819555	4,5106851	69,5700413	1,14719802
0,08	57,7761986	4,61211835	5,06107193	69,6968247	1,05511265
0,09	58,3156763	4,54641487	5,6786161	69,81299	0,96259524
0,10098166	58,8352921	4,47821944	6,37151206	69,9184704	0,87009199
0,11330329	59,3468245	4,40596231	7,14895411	70,0133361	0,77811359
0,12712838	59,8498025	4,32950854	8,02125844	70,0976377	0,68749463
0,14264039	60,3437306	4,24869426	9	70,1716376	0,59913848
0,16004515	60,8281005	4,16346956	10	70,2305576	0,5216666
0,17957361	61,3024049	4,07377909	11	70,2769265	0,4553127
0,2014849	61,7661228	3,97971945	12	70,3138196	0,39687632
0,22606978	62,2187692	3,88139796	13	70,3433408	0,34628442
0,25365446	62,6598477	3,77908007	14	70,3672045	0,30209618
0,28460499	63,0889345	3,67305758	15	70,3866087	0,26384937
0,31933205	63,5056004	3,56375154	16	70,4024289	0,23052023
0,35829645	63,9095187	3,45161775	17	70,4154171	0,2014315
0,40201523	64,3003648	3,33718897	18	70,4261237	0,17619505
0,45106851	64,6779348	3,22103157	19	70,4349813	0,15412744
0,50610719	65,0420347	3,10373091	20	70,4423335	0,13525012
0,56786161	65,3925953	2,98589876	21	70,4484464	0,11831274
0,63715121	65,7295633	2,86811291	22	70,4535385	0,10418733
0,71489541	66,0530027	2,75097066	23	70,4577877	0,09117635
0,80212584	66,3629977	2,63498388	24	70,461354	0,07974455
0,9	66,6597301	2,52068003	25	70,464361	0,06968515
1,00981661	66,9434058	2,40844278	26	70,4668798	0,06084968
1,13303287	67,2142946	2,29866558	27	70,4689888	0,0530907
1,27128379	67,4726931	2,19153863	28	70,4707537	0,04634007
1,42640387	67,718915	2,08724627	29	70,4722301	0,04061608
1,60045147	67,9532993	1,98573734	30	70,4734769	0,03533132
1,79573608	68,1761479	1,88692777	31	70,4745499	0,0307418
2,01484902	68,3877805	1,79052839	32	70,4754481	0,02687893

ANEXO B. Datos Arrojadados por el software comercial para el desarrollo del Ejercicio 2

<i>t(hr)</i>	$\Delta P(psia)$	$t^* \Delta P'(psia)$	<i>t(hr)</i>	$\Delta P(psia)$	$t^* \Delta P'(psia)$
0,002	9,9562241	1,03421761	0,3697868	14,058145	0,2031082
0,0035	10,531801	1,02143532	0,3997868	14,073053	0,1797899
0,004	10,667934	1,01729358	0,4097868	14,077385	0,1724586
0,0056652	11,019811	1,0039509	0,4397868	14,08882	0,1527544
0,007132	11,249755	0,99281367	0,4797868	14,101062	0,129846
0,0089787	11,476895	0,97952739	0,4997868	14,106142	0,1198336
0,0113035	11,700704	0,9638033	0,5397868	14,114617	0,1019334
0,0126827	11,811174	0,9549325	0,5797868	14,121314	0,0869091
0,0159666	12,028846	0,9349714	0,5997868	14,124125	0,0802143
0,0179148	12,135871	0,92379689	0,6197868	14,126635	0,0740356
0,0225534	12,345813	0,89884066	0,6597868	14,130885	0,0632346
0,0253054	12,448523	0,88496575	0,6797868	14,132682	0,0583519
0,0318576	12,648869	0,85417082	0,7197868	14,135733	0,0496789
0,0357448	12,746264	0,83714261	0,7397868	14,137026	0,045868
0,045	12,934835	0,79953427	0,7797868	14,139228	0,0391843
0,0504908	13,025728	0,7788218	0,7997868	14,140167	0,0361934
0,0635642	13,199973	0,73320135	0,8397868	14,141784	0,030787
0,0713202	13,282991	0,70813803	0,8597868	14,142472	0,0285224
0,0897868	13,439903	0,65313887	0,9097868	14,143904	0,0232649
0,0997868	13,50746	0,62544796	0,9397868	14,144597	0,0206159
0,121	13,622972	0,57154782	0,9697868	14,145186	0,0182633
0,1497868	13,738134	0,50610166	1,0297868	14,146132	0,0142453
0,1597868	13,770199	0,48532734	1,0597868	14,146511	0,0125283
0,1797868	13,825166	0,44641908	1,1197868	14,147106	0,0096406
0,1897868	13,848848	0,42811341	1,1497868	14,147336	0,008492
0,2097868	13,890033	0,39378248	1,2097868	14,147691	0,0064233
0,2197868	13,907992	0,37773204	1,2397868	14,147825	0,0055526
0,2397868	13,939583	0,34749101	1,2997868	14,148046	0,0041619
0,2497868	13,953503	0,33333013	1,3297868	14,148133	0,0035507
0,2597868	13,96631	0,31977496	1,4097868	14,148293	0,0022188
0,2797868	13,989061	0,29431402	1,4497868	14,148342	0,0016743
0,2897868	13,999184	0,28239122	1,5297868	14,148395	0,0008812
0,3097868	14,017283	0,26000828	1,5697868	14,148405	0,0005428
0,3197868	14,025372	0,24950434	1,6497868	14,148419	4,86E-05
0,3497868	14,046387	0,22050006			

ANEXO C. Nomenclatura

A	Anisotropía
b	Relación de penetración [hw/h]
B_{EE}	Parámetros de ajuste método de síntesis directa de Tiab Estado Estable
B_{FE}	Parámetros de ajuste método de síntesis directa de Tiab Flujo Esférico
B_o	Factor Volumétrico del aceite [bbl/STB]
c	Parámetro de ajuste técnica de síntesis de Tiab [adim]
c_t	Compresibilidad total de la formación [psi^{-1}]
d	Parámetro de ajuste técnica de síntesis de Tiab [adim]
f	Parámetro de ajuste técnica de síntesis de Tiab [adim]
h	Espesor de la zona de interés [ft]
h_w	Intervalo abierto al flujo [ft]
k_h	Permeabilidad horizontal [mD]
k_v	Permeabilidad vertical [md]
N	Parámetros de ajuste método de síntesis de Tiab
P	Presión, psi
$t^* \Delta P'$	Derivada de presión
$(t^* \Delta P')_{F.E}$	Derivada de presión Flujo Esférico <i>psia</i>
$(t^* \Delta P')_{E.E}$	Derivada de presión Estado Estable <i>psia</i>
t	Tiempo <i>hr</i>
tD	Tiempo adimensional
$(t)_{E.E}$	Tiempo Estado Estable <i>hr</i>
$(t)_{F.E}$	Tiempo Flujo Esférico <i>hr</i>
r_w	Radio del pozo [ft]
z	Relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana $(\frac{z_w}{h})$ [adim]
Z_w	Distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana [ft]
q	Caudal <i>bbl</i>
ϕ	Porosidad, fracción
μ	Viscosidad del aceite, cp.
B_o	Factor volumétrico BI/STB



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 22 de Noviembre de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

Neiva

El (Los) suscrito(s) Yonatan Camilo Cruz Cisneros con C.C 1082776939 y Mayra Alejandra Ruiz Jaramillo con C.C. 1075300493, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado ANALISIS DE LA DERIVADA DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS CON TOPE Y BASE ABIERTOS AL FLUJO, presentado y aprobado en el año 2018 del día 07 del mes de Noviembre 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:

Yonatan Camilo Cruz Cisneros

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Mayra A. Ruiz J.



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Análisis de la derivada de presión en yacimientos con tope y base abiertos al flujo.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Cruz Cisneros	Yonatan Camilo
Ruiz Jaramillo	Mayra Alejandra

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: Petróleos

CIUDAD: Neiva, Huila **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018 07 de Noviembre **NÚMERO DE PÁGINAS:** 58

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:

No aplica

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

No aplica

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Técnica de síntesis directa de tiab	Tiab's Direct Synthesis Technique
2. Derivada de presión	Pressure derivative
3. Penetración parcial	Partial penetration
4. Anisotropía	anisotropy

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este proyecto consiste en implementar la técnica de síntesis directa de Tiab con el propósito de caracterizar un yacimiento con tope y base abiertos al flujo en el cual se encuentra un pozo completado parcial o completamente; para el desarrollo de dicho propósito se hace uso de un software comercial, a través del cual se simulan pruebas de declinación de presión en un yacimiento bajo las condiciones anteriormente mencionadas. Durante las pruebas simuladas se varían diversos parámetros como lo son: la anisotropía, la penetración, el espesor de la zona de interés y la distancia a las fronteras del intervalo completado. A partir de los resultados arrojados por el software comercial e implementando la técnica de síntesis directa de Tiab, se identifican regiones características sobre la derivada de presión para posteriormente determinar correlaciones que permiten realizar cálculos de anisotropía y así lograr, en cierta medida, la caracterización del yacimiento.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The project consists of the implementation of Tiab's Direct Synthesis Technique, with the purpose of characterizing a reservoir with a top and base open to flow, in which a well is partially or completely completed, for which it was necessary to implement software that would allow simulate different pressure tests in a reservoir under the previously mentioned conditions, modifying various parameters such as anisotropy, penetration and thickness of the area of interest. From the results obtained by the software and implementing Tiab's Direct



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

Synthesis Technique, the different equations are determined that allow to identify characteristic points on the characteristic curves of this type of reservoir, and thus achieve the appropriate characterization of them.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda G.

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez P.

Firma: