



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 11/01/2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Wilfredo Sánchez Murcia \_\_\_\_\_, con C.C. No. 7 726 626 \_\_\_\_\_,  
\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,  
\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,  
\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

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

Titulado INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA VERTICAL MEDIANTE LA TÉCNICA TDS PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO CON FLUJO CRUZADO

\_\_\_\_\_ presentado y aprobado en el año 2023 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.

Vigilada Mineducación

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.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

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: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA VERTICAL MEDIANTE LA TÉCNICA TDS PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO CON FLUJO CRUZADO

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Sanchez Murcia	Wilfredo

**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
Olaya Marín	Guiber

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** ingeniero de petróleo

**FACULTAD:** de ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** ingeniería de petróleos

**CIUDAD:** Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2023 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 45

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas\_\_\_ Fotografías\_\_\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general\_\_\_ Grabados\_\_\_  
Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_\_\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_ Tablas  
o Cuadros X\_

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento: NO



**MATERIAL ANEXO:**

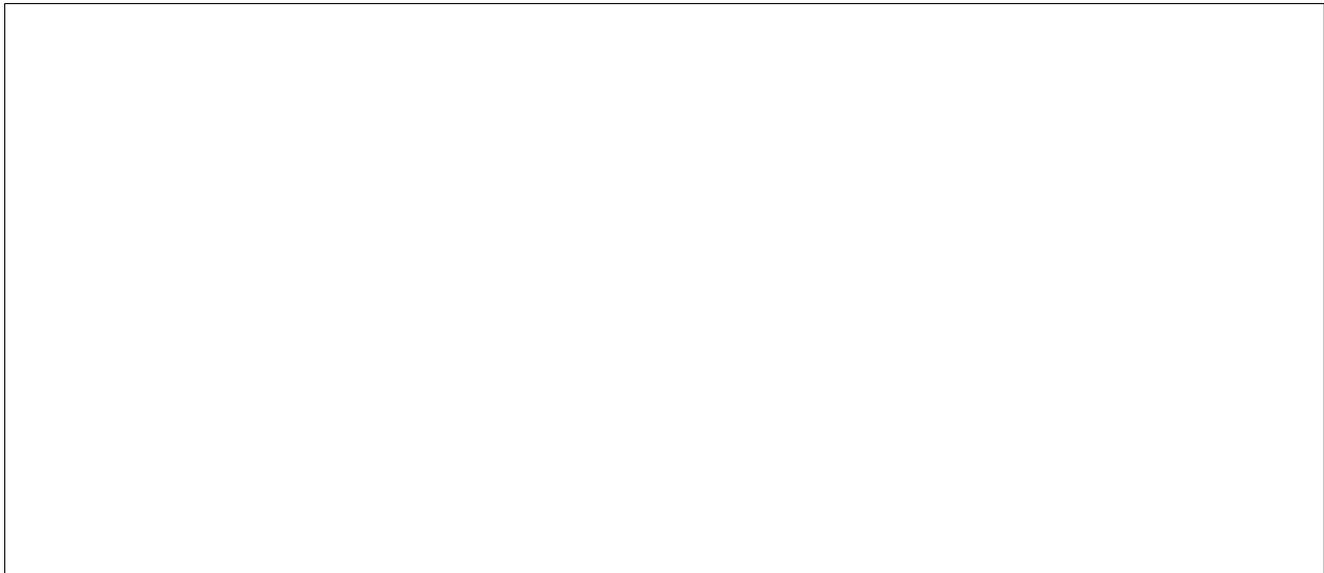
**PREMIO O DISTINCIÓN** (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. pruebas de interferencia	Interference tests	6. _____	_____
2. Yacimientos estratificaos	Stratified deposits	7. _____	_____
3. Flujo cruzado	Cross flow	8. _____	_____
4. caracterización de yacimientos	reservoir characterization	9. _____	_____
5. TDS (Tiab's Direct Synthesis)	TDS (Tiab's Direct Synthesis)	10. _____	_____

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

Esta tesis presenta la caracterización de un yacimiento estratificado utilizando la interpretación de pruebas de pozos de hidrocarburos mediante la técnica TDS (Tiab's Direct Synthesis), para un sistema con flujo cruzado y separado por una capa de baja permeabilidad con un modelo matemático que considera flujo cruzado. entre formaciones con un pozo de observación en un estrato y otro pozo activo en el otro estrato. Se generaron en forma adimensional varias curvas de presión y derivada de presión, las cuales se unificaron para determinar peculiaridades de las curvas, las cuales dan lugar a ecuaciones analíticas de fácil, precisa y práctica utilización, para el cálculo de la transmisibilidad total, transmisibilidad en la capa de soporte y en la capa productora, el coeficiente de almacenamiento adimensional, parámetro de flujo entre capas, relación de capacidad, relación de flujo total y vertical, parámetro de flujo transversal adimensional, relación de la capa de soporte con la capa semipermeable, entre otros. Las expresiones desarrolladas se prueban con éxito con datos sintéticos y de campo proporcionando excelentes resultados.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

This paper presents the characterization of a stratified reservoir using hydrocarbon well test interpretation by means of the TDS (Tiab's Direct Synthesis) Technique, for a system with cross flow and separated by a layer of low permeability with a mathematical model that considers cross-flow between formations with an observation well in one stratum and another active well in the other stratum. Several pressure and pressure derivative curves were generated in dimensionless form, which were unified to determine peculiarities of the curves, which give rise to analytical equations of easy, accurate and practical use, for the calculation of the total transmissibility, transmissibility in the support layer and in the producing layer, the dimensionless storage coefficient, interlayer flow parameter, capacity ratio, total and vertical flow ratio, dimensionless cross-flow parameter, relationship of the support layer with the semipermeable layer, among others. The developed expressions are successfully tested with field and synthetic data providing excellent results.



**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Javier Martinez P

Firma:

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda

Firma:



INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA VERTICAL MEDIANTE LA  
TÉCNICA TDS PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO CON FLUJO CRUZADO

Wilfredo Sánchez Murcia

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
Facultad de ingeniería  
Neiva huila  
2023

INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA VERTICAL MEDIANTE LA  
TÉCNICA TDS PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO CON FLUJO CRUZADO

Wilfredo Sanchez Murcia

Tesis

PRESENTADA FACULTAD DE INGENIERÍA

Ingeniería de Petróleos

requisito para grado en ingeniería de petróleo

Director:

Ph.D. Freddy Humberto Escobar Macualo

Codirector:

Ph.D Guiber Olaya Marín

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
Facultad de ingeniería  
Neiva huila  
2023

## AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que han sido fundamentales en la realización de esta tesis.

En primer lugar, quiero agradecer a mi madre por su apoyo incondicional y por ser mi fuente constante de inspiración. Su amor, aliento y sabiduría han sido pilares fundamentales en cada paso de mi camino académico.

A mis queridos hijos, quienes han sido mi motivación y razón para esforzarme día a día. Su paciencia y comprensión durante esta etapa de mi vida han sido invaluable. Agradezco su amor incondicional y su alegría, que siempre han iluminado mis días.

Mi más profundo agradecimiento a mi querido profesor Freddy Humberto Escobar, cuya guía experta, conocimiento y dedicación han sido cruciales para el desarrollo de esta tesis. Su apoyo constante, mentoría y valiosos comentarios han enriquecido mi trabajo y han contribuido a mi crecimiento académico.

Finalmente deseo expresar mi gratitud a Dios por su amor y bendiciones en cada paso de este proceso. Agradezco su guía divina, fortaleza y sabiduría que me han sostenido a lo largo de esta travesía académica.

A todas las personas que de alguna manera han contribuido en este proyecto, su apoyo y aliento han sido fundamentales. Este logro no habría sido posible sin ustedes.

¡Gracias a todos de corazón!

## Tabla de contenido

<b>Contenido</b>	<b>Pagina</b>
Resumen.....	6
Lista de figuras.....	8
Lista de tablas.....	9
1.0 Introducción.....	10
1.1 Objetivos del estudio .....	10
1.2 Objetivos generales.....	11
1.3 Objetivos específicos .....	11
1.4 Aspectos generales.....	14
1.5 conceptos de ingeniería.....	13
2.0 Antecedentes.....	17
2.1 Desarrollo del modelo.....	17
2.2 Descripción del modelo.....	19
2.3 Aspectos .....	20
2.4 Modelo matemático.....	21
3.0 Síntesis directa TDS.....	23
3.1 Metodología de trabajo.....	26
3.2 Metodología para la construcción de las ecuaciones analíticas.....	28
3.3 Ecuaciones propuestas.....	30
4.0 Resultados.....	31

4.1 Ejemplo de campo.....	31
4.2 Ejemplo sintético 1.....	33
4.3 Ejemplo sintético 2.....	36
4.4 Ejemplo sintético 3.....	37
5.0 Conclusiones.....	38
6.0 Referencias .....	39
7.0 Nomenclatura.....	41

## **Resumen**

El presente trabajo tiene por objetivo, la caracterización de un yacimiento estratificado con flujo cruzado y separado por una capa de baja permeabilidad con la técnica TDS.

La técnica síntesis directa también conocida como el método Tiab's Direct Synthesis TDS, es una técnica novedosa que se empleará en esta tesis para la caracterización de yacimientos estratificados que presenten flujo cruzado.

En la actualidad, los yacimientos estratificados con flujo cruzado, son caracterizados bajo las técnicas convencionales de pruebas de presión transitorias, las cuales circunscriben métodos en la comparación de curvas tipo en los gráficos logarítmico y semilogarítmico, estos métodos tienen precisión cuando se pueden establecer algunos criterios, tales como los regímenes de flujo completamente desarrollados en las curvas de presión y derivada de presión durante un periodo de tiempo suficiente en la prueba.

En el momento que hay carencias de regímenes de flujo la coincidencia de las curvas tipo tendrá dificultades de unicidad y el análisis logarítmico y semilogarítmico presentará inconsistencias.

En yacimientos estratificados con flujo cruzado, separados por una capa de baja permeabilidad no es frecuente encontrar todos los regímenes de flujo, con los datos de presión, consiguientemente, entonces las curvas tipos carecen de unicidad y de precisión y el análisis se vuelve dudoso.

Por lo tanto, se propone utilizar una técnica alternativa denominada "síntesis directa" TDS este método utiliza los puntos de intersección, las pendientes y los puntos característicos de funciones lineales, graficadas a partir de las gráficas logarítmicas y semilogarítmicas de datos de presión y derivada de presión.

Los valores de estos puntos se encuentran vinculados a soluciones analíticas, que presenta exactitud en la obtención de parámetros del pozo y de yacimientos, este método de síntesis directa

tiene las siguientes ventajas: resultados exactos por el uso de ecuaciones analíticas para el cálculo de parámetros del yacimiento, algunas veces es posible la verificación independientemente desde un tercer punto único y se obtiene información útil cuando se carecen de todos los regímenes de flujo.

Este trabajo se enfoca en la aplicación de la síntesis directa a las pruebas de interferencia en yacimientos estratificados de acción infinita, con estado pseudoestacionario o flujo transitorio. Los datos de prueba de presión son una réplica oportuna del proceder del yacimiento y del pozo. Los parámetros a determinar por medio del método analítico proporcionaron información precisa del comportamiento del yacimiento y del pozo bajo el análisis de puntos característicos en las curvas de presión y derivada de presión.

Estas expresiones son una parte integral de la técnica y proporcionaron la precisión deseada, encontrando la transmisibilidad total del sistema la transmisibilidad en la capa de soporte y la transmisibilidad en la capa productora, el flujo entre capas, entre otras características.

Las expresiones descritas anteriormente y sus diversas aplicaciones se proponen en ejemplos sintéticos y de campo (reales), estos ejemplos darán una visión más clara de la técnica y proporcionarán la precisión exacta adquirida por el método.

Para lograr esto se buscaron los modelos matemáticos que gobiernan el comportamiento de la presión en yacimientos estratificado con flujo cruzado siendo el modelo matemático más completo en el dominio de Laplace propuesto por (D.G. Hatzignatiou and D.O. Ogbe, 1993); el cual considera una solución analítica para pruebas de interferencia en yacimientos estratificados con flujo cruzado, con almacenamiento en el pozo de observación y activo, incluyendo el daño y presentando una solución para un yacimiento con una barrera semipermeable de esquistos y sin barrera de esquistos.

Este modelo matemático se programó en Excel con visual Basic para la obtención de curvas de derivada de presión y presión adimensional versus tiempo adimensional en el pozo activo y de observación, en la capa de soporte y en la capa productora, estas curvas se suavizaron y como resultado se obtuvo una curva unificada que brinda dos puntos característicos que generaron ecuaciones analíticas, para la obtención de parámetros que describen el comportamiento de la formación.

Estos modelo que gobiernan las curvas permiten obtener relaciones empíricas que eliminan las unidades físicas y normalizan los parámetros para facilitar la elaboración de ecuaciones, estas ecuaciones permiten la caracterización del yacimiento, brindando una solución con una muy buena exactitud además que se emplean directamente de las gráficas logarítmica de presión y derivada de presión, la técnica TDS utiliza modelos matemáticos para simplificar los cálculos y brindar la caracterización del yacimiento de una forma rápida y segura por medio del análisis de presiones.

Estas ecuaciones se utilizaron en la caracterización de un yacimiento real y de tres ejemplos sintéticos brindando excelentes resultados.

**Palabras claves:** pruebas de interferencia en yacimientos estratificaos, flujo cruzado, caracterización de yacimientos. TDS (Tiab's Direct Synthesis), unificación.

## LISTA DE FIGURAS

**pagina**

<b>Figura 1.</b> Modelo de pruebas de interferencia vertical.....	20
<b>Figura 2.</b> Grafica adimensional de presión en la capa de soporte y productora.....	25
<b>Figura 3.</b> Grafica unificada de presión y derivada de presión vs tiempo adimensional.....	26
<b>Figura 4.</b> Grafica de la relación de capacidad.....	27
<b>Figura 5.</b> grafica de la prueba de interferencia real.....	32
<b>Figura 6.</b> Grafica ejemplo sintético 1.....	35
<b>Figura 7.</b> Grafica ejemplo sintético 2.....	37
<b>Figura 8.</b> Grafica ejemplo sintético 3 .....	38

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de resultados ejemplo de campo.....	38
Tabla 2. Comparación de resultados ejemplo sintético 1 .....	39
Tabla 3. Comparación de resultados ejemplo sintético 2 .....	37
Tabla 4. Comparación de resultados ejemplo sintético 3.....	38

## 1. Introducción

### 1.1 Objetivo del estudio

Los yacimientos petrolíferos estratificados ostentan heterogeneidades y anisotropías caracterizadas por la presencia de capas individuales, con propiedades distintas o similares, tales como la permeabilidad, porosidad, compresibilidad de la roca y fluidos algunas veces sin comunicación y otras con comunicación.

Cuando se tiene comunicación se presenta un fenómeno de flujo cruzado, particular de yacimientos estratificados comunicados.

Este fenómeno ocurre cuando el fluido fluye a través de las diferentes capas litológicas del yacimiento de forma no deseada siendo este flujo perpendicular o diagonal a la capa productora, proveniente de la capa de soporte, presentado dificultades en la caracterización del yacimiento debido al incremento de la caída de presión causada por el flujo cruzado.

El comportamiento de la presión depende de los factores tales como la permeabilidad y la porosidad relativa de las capas, la viscosidad y la densidad de los fluidos, la distancia entre los pozos y la magnitud del flujo cruzado.

En general cuando el flujo cruzado aumenta la presión del pozo productor disminuirá más rápido que en un yacimiento sin flujo cruzado, debido a que parte del fluido producido por el pozo no proviene directamente de la capa productora, sino que se desplaza de la capa de soporte a la capa productora a través del flujo cruzado.

En algunos casos el aumento del flujo cruzado puede mejorar temporalmente la producción del petróleo y gas del pozo, sin embargo, a medida que el flujo cruzado continua, la producción disminuirá debido a la disminución de presión en la zona productora y el aumento de la interferencia entre pozos.

El análisis de pruebas de presión de interferencia es una técnica económica de caracterizar un yacimiento estratificado; las pruebas de presión de interferencia son la principal tecnología para analizar y dar seguimiento al comportamiento de yacimientos estratificados, induciendo a toma de decisiones que conducen a una administración adecuada del proyecto.

Las pruebas de presión de interferencia suministran información vital detallada sobre las características del yacimiento, dando lugar a diseños e implementación de proyectos de recobro mejorado ya sean por desplazamiento de agua, polímeros, miscibles, vapor, alcalinos entre otros, sin embargo, se debe tener en cuenta el flujo cruzado en un sistema multicapa ya que el flujo de fluidos en una capa permeable se incrementa por el flujo cruzado que se produce desde la capa de soporte a la capa productora.

Los datos de pruebas de presión de interferencia basados en métodos convencionales que no consideren el flujo cruzado vertical desde la capa de soporte a la capa productora subestiman la transmisibilidad total de la formación.

Las pruebas de presión de interferencia proporcionan información sobre la comunicación entre un solo pozo o en varios pozos a través de estratos litológicos, siendo un método adecuado para la determinación de la anisotropía de permeabilidades en magnitud, dirección y suministrando información sobre el flujo cruzado.

En una formación productora en donde el flujo cruzado es un factor importante en la predicción de rendimiento del pozo y del yacimiento. Las pruebas de interferencia vertical se han utilizado para varios propósitos, incluida para la determinación del flujo cruzado entre capas separados por una capa de baja permeabilidad y la detención de fugas.

El enfoque de este trabajo es utilizar pruebas de interferencia de presión analizándolas en estado transitorio, para la obtención de ecuaciones analíticas que brinde la caracterización correcta del yacimiento estratificado, involucrando el flujo cruzado mediante la técnica síntesis directa TDS, esto servirá como una herramienta para comprender y describir mejor este tipo de yacimientos, caracterizándolos correctamente aplicando ecuaciones analíticas bajo el criterio de observación de puntos característicos en las gráficas derivada de presión y cambio de presión obtenidas mediante las pruebas de interferencia aumentando la precisión y confiabilidad de la información.

## **1.2 Objetivo General**

Desarrollar ecuaciones analíticas mediante la técnica síntesis directa TDS (Tiab's Direct Synthesis) para la caracterización de yacimientos estratificados con una barrera semi permeable.

### 1.3 Objetivos específicos

- programar un modelo matemático que brinde las características de un yacimiento estratificado con o sin barrera de esquistos, mediante una simulación de prueba de interferencia.
- Generar y analizar curvas obtenidas mediante el modelo matemático con diferentes propiedades petrofísicas y de dinámica de flujo.
- Construir curvas unificadas con diferentes parámetros utilizando características fijas de propiedades del yacimiento o de la dinámica de los fluidos.
- Proponer ecuaciones analíticas en la solución de los parámetros característicos de un yacimiento estratificado, bajo la técnica síntesis directa TDS.
- Desarrollar ejercicios ilustrativos para mostrar la veracidad de las ecuaciones analíticas propuestas.

### 1.4 Aspectos generales.

Un yacimiento que presenta flujo cruzado se caracteriza por tener capas de rocas permeables, algunos con diferentes características y otros similares, algunas veces separadas por una capa de baja permeabilidad, donde se cortan entre sí formando un ángulo oblicuo y por lo tanto los fluidos fluyen por el yacimiento en dirección perpendicular o transversal a la capa de producción.

La caracterización detallada de un yacimiento en un sistema multicapa es muy vital en el diseño e implementación de un proceso de desplazamiento como: inyección de agua, de polímeros, miscible, vapor, alcalina, etc. La información sobre las propiedades del reservorio obtenida del análisis de presión de interferencia, se puede combinar con el análisis de registros de pozos, análisis de núcleos, estudios de trazadores, datos geofísicos y geológicos, para identificar la existencia de capas, fallas, barreras y otras heterogeneidades del yacimiento, que caracterizan una formación que contiene hidrocarburos.

- Geometría de un yacimiento estratificado: los yacimientos estratificados que presentan flujo cruzado tienen una geometría compleja, debido a las intersecciones de las capas de

rocas permeables, la forma del yacimiento puede ser irregular y su tamaño puede variar con áreas de alta y baja permeabilidad, dificultando la extracción eficiente de los hidrocarburos, es importante comprender la geometría del yacimiento para el diseño de una estrategia de producción efectiva.

- Propiedades de las capas de un yacimiento estratificado: las capas de rocas permeables tienen diferentes propiedades petrofísicas, como la transmisibilidad, la porosidad y la saturación de fluidos estas propiedades varían de una capa a la otra y pueden afectar significativamente el comportamiento de flujo de fluidos en el yacimiento.
- Desarrollo de un yacimiento estratificado: el desarrollo de un yacimiento estratificado con flujo cruzado puede ser más complejo que el de un yacimiento convencional requiriendo una planeación cuidadosa para la ubicación de los pozos y la estrategia de producción teniendo en cuenta la geometría del yacimiento y las propiedades de cada una de las capas.
- Métodos de producción: los métodos utilizados en un yacimiento estratificado pueden variar según las características del yacimiento. Algunos métodos comunes incluyen la inyección de agua, polímeros, gas, vapor entre otros para mejorar la recuperación de hidrocarburos y la perforación vertical para alcanzar múltiples capas de roca.

## 1.5 Conceptos de ingeniería

La ingeniería se basa en cuantificar las propiedades petrofísicas tales como, la transmisibilidad, la porosidad, la morfología del yacimiento y la conductividad que conducen a la compresión del desempeño general del yacimiento.

Los parámetros como la capacidad de almacenamiento en cada capa y el flujo inter capa o flujo cruzado, que realiza interacción capa soporte, capa producción, está relacionado con la transmisibilidad del medio.

A medida se supone que el sistema estratificado tiene una alta capacidad de flujo, pero una capacidad de almacenamiento insignificante, el coeficiente, relación de almacenamiento adimensional,  $\omega$ , como el coeficiente de flujo cruzado,  $\lambda$ , son parámetros que se evalúan por pruebas de presión transitoria, este último parámetro evalúa la velocidad adimensional a la que el petróleo migra a la capa productora.

Si la barrera de esquistos posee una permeabilidad demasiado baja el petróleo no emigrará de la capa de soporte a la capa productora en un periodo de tiempo razonable, preexistiendo el coeficiente de almacenamiento adimensional o la relación entre el almacenamiento de la capa productora y el almacenamiento total de la formación.

$$\omega = \frac{(\theta c_i h)_1}{(\theta c_i h)_1 + (\theta c_i h)_2} \quad (1)$$

La tasa de transferencia o flujo cruzado denominado parámetro de flujo inter-capas  $\gamma$  es una medida de la tasa de transferencia de masa desde la capa de soporte a la capa productora, este parámetro está en función de la relación de la transmisibilidad entre la capa productora y de soporte, esto requiere un conocimiento de datos de núcleos, registros geológicos para determinar la distribución de la altura de fluidos, en la capas de soporte, una expresión para el parámetro  $b$  es la relación de alturas en la capa de soporte a un tiempo cero de producción,  $b$  es igual a la altura de roca en la capa de soporte, esta altura desconocida que corresponde a la altura de influencia de la presión en la capa de soporte, se puede estimar por un valor constante definido como la altura de la capa de soporte  $h_2$

$$\gamma = \frac{r_w}{b} \sqrt{\frac{\sigma}{1-\sigma}} = \frac{r_w}{b} \sqrt{\frac{T_2}{T_1}} \quad (2)$$

El factor de daño es una forma adimensional de la caída de presión que resulta del flujo no ideal en las cercanías del pozo, dando indicación del carácter del flujo cerca al pozo de una relación de pozo ideal, se considera el efecto del daño como una caída de presión en el estado estacionario que ocurre en una zona de skin infinitesimal delgada se define el factor de skin como:

$$s = \frac{kh}{141.2q\mu B_0} \Delta p_s \quad (3)$$

El flujo inicial o periodo inicial está sujeto a efectos del almacenamiento en el pozo, es preciso utilizar dispositivos de cierre de pozo para reducir el almacenamiento en el pozo, la definición de almacenamiento adimensional de pozo en un yacimiento estratificado, en donde  $C$  es la constante de almacenamiento de pozo se expresa como una relación del almacenamiento total del yacimiento.

$$C_{mD} = \frac{5.615C_m}{2\pi \sum_{j=1} (\theta c_i h)_j r_w^2} \quad (4)$$

Donde  $m = o$  y  $a$  denotan pozo de observación o pozo activo.

La transmisibilidad total ejerce efectos sobre la presión y la derivada de presión, en la capa productora este comportamiento está relacionado con el parámetro  $\sigma$  relación de capacidad total en donde el producto de la transmisibilidad por la relación de capacidad total conduce a la transmisibilidad, en la capa de soporte esto indica que cuando mayor sea la transmisibilidad, en la capa de soporte más tiempo le llevará al sistema comportarse como un yacimiento homogéneo. Al establecer una relación de transmisibilidades esta relación debe tener la siguiente característica: la transmisibilidad en la capa productora debe ser mayor que la transmisibilidad en la capa de soporte y el sistema tendrá un comportamiento aproximado a un sistema homogéneo.

Inicialmente la capa de soporte no afecta el comportamiento del sistema; en el momento que se desarrolla el flujo cruzado, la capa de soporte proporciona columna de presión a la capa productora y el sistema en un momento posterior se comporta como un yacimiento homogéneo con transmisibilidad igual a la transmisibilidad total del sistema.

$$T_i = \sum T_j \quad (5)$$

En la prueba de interferencia se proporciona información si se está produciendo flujo cruzado entre dos capas separadas por una capa de baja permeabilidad, la relación de capacidad estima la relación del producto del espesor de permeabilidad total por la capa de

soporte, proporcionando información sobre el flujo cruzado total de la capa de soporte a la capa productora.

La distribución de presión en la capa de soporte aparece en el momento que hay una interacción de presión constante que se observa como la derivada de presión en el flujo radial en la gráfica derivada de presión vs tiempo a un radio en particular, la relación de capacidad total se puede expresar como una proporción de la fracción del producto de los espesores por las permeabilidades de cada una de las capas.

Esta expresión se puede relacionar con el cociente entre los caudales de producción y caudal cruzado.

$$\sigma = \frac{k_2 h_2}{k_2 h_2 + k_1 h_1} \quad (6)$$

$$\frac{q_v}{q} = \frac{k_2 h_2}{k_2 h_2 + k_1 h_1} = 1 - \sigma \quad (7)$$

A tiempos tempranos la capa de soporte no afecta el comportamiento del sistema, al momento de experimentar el flujo cruzado se obtiene una afectación en el sistema provocando un comportamiento homogéneo en el yacimiento. Durante este periodo de tiempo, el comportamiento de la presión adimensional en la capa de soporte es semejante al de la capa de producción.

En el momento que la trasmisibilidad de la capa de soporte aumenta el valor  $\sigma$  aumenta y los efectos de la capa de soporte en las soluciones de presión adimensional también aumentan indicando un flujo cruzado a tiempos tempranos. El parámetro  $\lambda$  representa el flujo cruzado entre las capas y se puede relacionar con el parámetro  $\beta$  definido por Bremer et al. (1985).

$$\beta = \frac{\lambda}{4\sigma(1-\sigma)} \quad (8)$$

$$\lambda = \frac{b}{r_w} \sqrt{\frac{1-\omega}{\sigma}} \quad (9)$$

$$\beta = \frac{r_w^2 k_b}{4h_b} \left( \frac{1}{k_1 h_1} + \frac{1}{k_2 h_2} \right) \quad (10)$$

En un sistema estratificado en ausencia de una barrera de esquistos el parámetro  $\tau$  es relativamente pequeño lo que indica que tiende a cero, sin embargo cuando se tiene una barrera de esquistos este valor aumenta y es significativo en la caída de presión, a medida que el valor aumenta la permeabilidad del esquisto disminuye o el espesor del esquisto aumenta, resultando en una caída de presión mayor, el comportamiento de la presión y derivada de presión adimensionales en la capa de soporte son independientes en un tiempo posterior al corte entre ellos tendiendo a una forma única que depende del valor de  $\tau$  lo que proporciona una interpretación para el análisis de este parámetro.

$$\tau = \frac{k_2 h_b}{k_b h_2} \quad (11)$$

La capa productora y capa de soporte, se le denomina a los estratos litológicos del yacimiento que están separados por una barrera semipermeable de esquistos la capa productora es la que está en producción con características diferentes o iguales al estrato adyacente denominado capa de soporte; las cuales están separadas entre ellas, por una capa de baja permeabilidad proporcionando la particularidad de dos estratos litológicos, la capa de soporte proporciona el flujo cruzado vertical atravesando una capa de baja permeabilidad proporcionando el aumento del caudal y por ende una caída de presión adicional.

## 2. Antecedentes

### 2.1 Desarrollo del modelo

En los yacimientos estratificados el comportamiento de la presión es único debido a la interacción de la de capa de baja permeabilidad y el flujo cruzado, esto conduce al desarrollo de una variedad de modelos matemáticos que describen este fenómeno.

El objetivo de estos modelos matemáticos es la evaluación de las características del yacimiento proporcionando información útil a partir de la interpretación de los datos de presión, los modelos más importantes se describirán brevemente sus aplicaciones ventajas y desventajas:

El modelo de (Bums, 1969) se basa en la suposición de un depósito homogéneo con anisotropías uniformes en la capa de producción y de soporte, de acción infinita con una permeabilidad vertical promedio menor que la permeabilidad horizontal se utilizan cuatro parámetros geométricos para generar una curva tipo y analizar los datos de prueba. Una dificultad es que cada curva de tipo generada es específica de los cuatro parámetros geométricos.

Prats (1970) utiliza una técnica de trazado que no requiere soluciones informáticas. Sin embargo, su técnica está restringida por una suposición de fuente puntual; aplicable a algunos pozos, el método consiste en aplicar un fluido de masa constante a través de intervalos cortos, es decir, la capa de producción y los intervalos de observación deben ser cortos en comparación con la distancia entre ellos.

(Falade, 1974) describe un modelo matemático para analizar la respuesta de presión de un yacimiento de petróleo a una prueba de pulso vertical. El modelo se aplica a un yacimiento en forma de losa finita y tiene en cuenta las propiedades del fluido y la roca, la geometría del yacimiento y la tasa de producción de fluido. También discute cómo se pueden interpretar los datos de prueba de pulso vertical para determinar las propiedades del yacimiento, como la permeabilidad y la porosidad.

Un método de análisis de prueba de pulso vertical, publicado por (Hirasaki, 1974), es menos general ya que considera solo la situación con perforaciones en los límites superior e inferior. Ambos métodos utilizan una suposición de fuente puntual. Estos métodos son aplicables a

yacimientos estratificados en donde se intuye que existen contraste de permeabilidad provocando flujo cruzado, no obstante, pueden arrojar resultados engañosos en estos casos por el supuesto de yacimientos homogéneos.

(Earlougher, 1980) ofreció consideraciones prácticas y comparaciones de los diversos métodos. En particular, considerando los efectos del almacenamiento en el pozo activo en las capas de soporte y de producción, la comunicación detrás del revestimiento y el flujo vertical a través de una barrera de baja permeabilidad en la formación.

(Deans, 1983) proporciono una visión considerable sobre la ubicación y la magnitud de los efectos de flujo cruzado transitorio entre las capas comunicantes para ciertas condiciones de pozo y límite exterior.

(Bremer, 1985) presento un modelo analítico y una técnica de interpretación para el análisis de pruebas de interferencia vertical la permeabilidad vertical de zona estrecha en un depósito que consta de dos zonas permeables separadas por una zona estrecha o una zona de baja permeabilidad. Los datos de respuesta de presión en la zona de observación se trazan en un formato  $\Delta p$  vs  $\Delta t$  en coordenadas log-log y se comparan con una de dos curvas de tipo. El resultado de esta coincidencia es un valor para la permeabilidad horizontal en las capas superior e inferior y un valor para la permeabilidad vertical efectiva a través de la zona estrecha. el uso del modelo no está restringido por un supuesto de fuente puntual siendo este uno de los primeros modelos matemáticos para el análisis de una prueba de interferencia vertical, a través de una zona de baja permeabilidad, generando curvas tipo en donde cuantifico la característica del flujo cruzado. No obstante, su modelo es basado en el método Burns donde el supuesto de anisotropías similares en la capa de producción y en la de soporte. Conducen a una margen de error cuando se tienen propiedades diferentes en el yacimiento.

(Ehlig-Economides, 1986) plantean unas curvas tipo para la interpretación de prueba de interferencia introduciendo características diferentes en la capa de producción y de soporte, en donde incluye el flujo cruzado.

(Streltsova-Adams, 1988) presentó una solución semi analíticas al problema de un reservorio que consta de dos capas separadas por una barrera de esquisto semipermeable utilizando los supuestos controlados por la permeabilidad y controlados por la difusividad. Proporcionando

curvas tipo que describen el comportamiento de las capas productoras y de soporte. Estas curvas se pueden usar para analizar datos de presión de interferencia.

(Ogbe, 1989) presentaron un modelo de prueba de interferencia para sistemas combinados multicapa y una solución para un sistema de dos capas donde la capa estrecha contigua proporciona soporte a la capa productora más permeable. Su modelo de prueba de interferencia en sistemas estratificados incluye el almacenamiento en el pozo y los efectos del daño tanto en los pozos activos como en el de observación.

(D.G. Hatzignatiou and D.O. Ogbe, 1993) presentaron un modelo matemático que considera el almacenamiento del pozo y los efectos del daño en el pozo activo y de observación en un yacimiento estratificado brindando nuevas soluciones de prueba de interferencia y derivadas de presión para un sistema de dos capas en el que la capa productora, capta el flujo cruzado vertical de fluido que ocurre desde la capa de soporte más apretada a través de una barrera de esquisto semipermeable.

Permitiendo el modelado de un yacimiento estratificado en donde la presión y la solución de derivada de presión no se ven afectadas significativamente por la relación del almacenamiento de las dos capas, las propiedades semi-permeables de la barrera de esquisto afectan la presión y la derivada de presión en las capas productoras y de soporte solo durante los primeros tiempos, las curvas tipo desarrolladas mediante el modelo matemático pueden aplicar para analizar datos de prueba de interferencia de un sistema estratificado compuesto por dos capas separadas por una barrera de lutita semi-permeable que permite el flujo cruzado vertical desde la capa más apretada hacia la más permeable.

## **2.2 Descripción del modelo**

(D.G. Hatzignatiou and D.O. Ogbe, 1993) discutió. El yacimiento está, configurado por dos capas permeables separadas por una tercera capa de permeabilidad, relativamente baja, este modelo permite diferentes propiedades en las dos capas permeables, se incorporan el almacenamiento en el pozo y los efectos del daño. La configuración de prueba y la geometría del yacimiento se esquematizan en la Fig. 1.

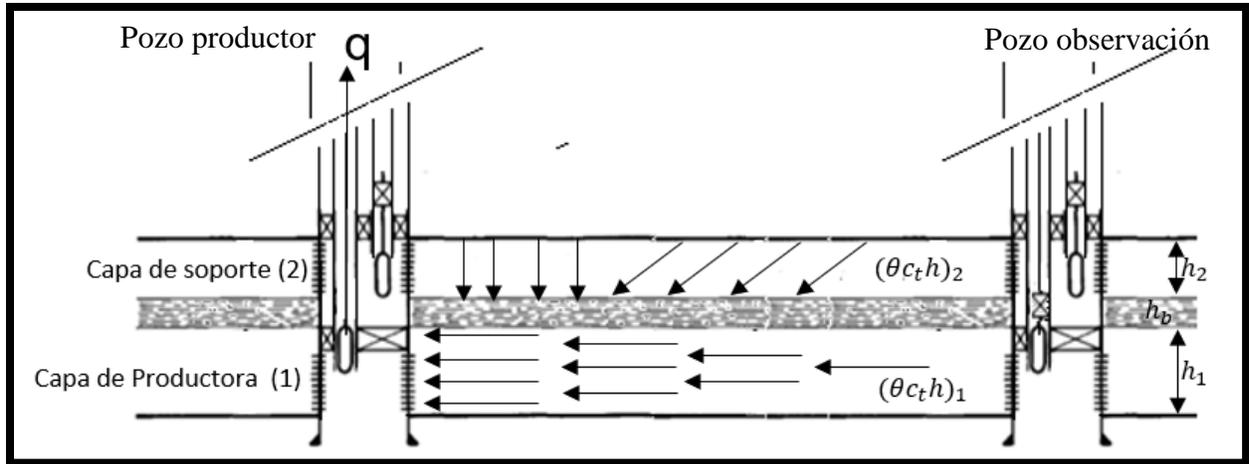


Figura 1. Modelo de prueba de interferencia vertical de dos pozos a través de una zona estrecha. (Adaptado del Bremer et al.)

Como se muestra en la figura 1, una capa fluye hacia el pozo, mientras que un conjunto de empaquetamiento impide el flujo hacia el pozo desde la segunda capa, debido a que las características de las dos capas pueden ser diferentes, esta relación geométrica puede ser como lo indica la figura 1 completamente horizontal, o puede variar desde la horizontal hasta llegar a ser vertical, esta geometría indica la intervención del índice de flujo cruzado.

El enfoque consiste en un modelo que simula la información de un yacimiento estratificado, la distribución de presión compuesta por las dos capas permeables, cada una con propiedades diferentes separadas por una capa de baja permeabilidad o una zona estrecha, rigiéndose por el modelo matemático en el dominio de Laplace propuesto por (D.G. Hatzignatiou and D.O. Ogbe, 1993) este modelo considera una solución semi analítica para pruebas de interferencia en un yacimiento estratificado y con flujo cruzado donde se incluye el daño y el almacenamiento del pozo activo y de observación.

### 2.3 Aspectos

Esta tesis hace uso del modelo matemático propuesto por (D.G. Hatzignatiou and D.O. Ogbe, 1993) se programó el modelo en Excel y visual Basic para generar curvas que brindan una solución semi analíticas para pruebas de interferencia en un yacimiento estratificado, asumiendo:

- I. Equilibrio de presión existente en la capa más permeable, permitiendo solo flujo radial.

- II. El flujo radial en la capa más apretada es insignificante debido a la permeabilidad contrastada por las dos capas.
- III. Las condiciones del yacimiento en su límite superior no tienen flujo o de presión constante que puede representar una tapa de gas.
- IV. El almacenamiento en el pozo y los efectos del daño se consideran tanto en el pozo activo como en el de observación.
- V. La presión adimensional y las soluciones derivadas de presión se obtienen para ambas capas en el pozo de observación y para la capa productora pozo activo.
- VI. Sistema de acción infinita con dos pozos.
- VII. Las propiedades de la roca en cada capa son diferentes.
- VIII. Flujo con viscosidad constante y compresibilidad pequeña y constante.
- IX. Fuerzas gravitacionales insignificantes.
- X. Existen efectos de daño y almacenamiento en el pozo activo como en el de observación

En base a las premisas anteriores las soluciones derivadas e informadas por (Hatzignatiou, 1993) se basan en las siguientes definiciones:

Trasmisibilidad

$$T_j = \frac{k_j h_j}{\mu} \quad j = (1, 2) \quad (12)$$

Factor de almacenamiento

$$S_j = (\theta c_i h)_j \quad j = (1, 2) \quad (13)$$

Trasmisibilidad total

$$T_t = \frac{\sum_{j=1}^n k_j h_j}{\mu} \quad (14)$$

Factor de almacenamiento total

$$S_t = \sum_{j=1}^n (\theta c_t h)_j \quad (15)$$

Donde  $j = 1$  y  $2$  denotan la capa de producción y la capa de soporte.

## 2.4 Modelo matemático

La distribución de presión de un yacimiento estratificado compuesto por dos capas permeables, cada una con propiedades diferentes separados por una capa de baja permeabilidad o zona estrecha presentan, un comportamiento único de la presión debido al flujo cruzado. El modelo que se programó para un sistema de prueba de interferencia, se rige por las siguientes ecuaciones matemática en el dominio de Laplace. Este modelo considera una solución semi analítica para pruebas de interferencia en un yacimiento estratificado.

Pozo activo

$$P_{wD1} = \frac{1}{\Delta} \{ [sC_{OD} [K_0(\xi) + S_{o1}\xi K_1(\xi)] + (1-\sigma)\xi K_1(\xi)] [K_0(\xi) + S_{a1}\xi K_1(\xi)] - sC_{oD} K_0(\xi r_{Db}) K_0(\xi r_{Db}) \} \quad (16)$$

Pozo observación

$$P_{D1} = \frac{(1-\sigma)\xi K_1(\xi) K_0(\xi r_{Db})}{\Delta} \quad (17)$$

$$\Delta = s \{ [sC_{oD} [K_0(\xi) + S_{o1}\xi K_1(\xi)] + (1-\sigma)\xi K_1(\xi)] [sC_{aD} [K_0(\xi) + S_{a1}\xi K_1(\xi)] + (1-\sigma)\xi K_1(\xi)] + -C_{aD} C_{OD} [sK_0(\xi r_{Db})]^2 \} \quad (18)$$

$$\xi = \sqrt{\frac{\omega}{1-\sigma} s + f} \quad (19)$$

$$f = \gamma^2 \lambda \sqrt{s} \coth(\lambda \sqrt{s}) \frac{\tau}{1 + \tau \lambda \sqrt{s} \coth(\lambda \sqrt{s})} \quad (20)$$

## Ecuaciones adimensionales

Presión adimensional

$$P_{Dj} = \frac{T_i \Delta P_j}{141.2 q B} \quad j = (1, 2) \quad (21)$$

Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{2.637 \times 10^{-4} T_i}{S_i r_w^2} \quad (22)$$

Radio adimensional

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (23)$$

### 3. Síntesis directa TDS

La técnica TDS (Tiab, 1995) es una técnica innovadora practica y segura, que utiliza características determinadas encontradas en la gráfica logarítmica de la derivada de presión y presión en función del tiempo, las ecuaciones analíticas se desarrollan en función de características como puntos máximos o mínimos, punto de inflexión y líneas de pendiente unitaria.

Las intersecciones de dos regímenes de flujo diferentes, no tienen significado físico, pero permiten el desarrollo de nuevas ecuaciones que consisten en localizar parámetros definidos de una forma directa y sencilla.

Para obtener una precisión correcta en la técnica TDS es importante unificar las gráficas adimensionales de la derivada de presión y presión vs tiempo, teniendo en cuenta las propiedades anisotrópicas del yacimiento, estas propiedades permiten la unificación de todas las gráficas, originando puntos característico únicos que permite hallar particularidades propias del yacimiento.

La unificación fue aplicada por (Ouandlous, 1999) y empleada por Escobar et al. (2008, 2010, 2018, 2020) para sistemas radiales, sistemas lineales esféricos, yacimientos naturalmente fracturados en sistemas radiales, pruebas de interferencia, entre otros.

El énfasis de la técnica TDS se basa en el desarrollo de expresiones analíticas a partir de puntos y líneas característicos de la derivada de presión y presión adimensional vs tiempo.

Estos valores característicos o combinación de estos mismos determinaran los parámetros del yacimiento, necesarios en formaciones estratificadas con flujo cruzado.

El enfoque sistemático se describirá paso a paso y se realizaran ejemplos sintéticos y de campo para facilitar la comprensión del método y demostrar la precisión de los resultados.

El método TDS es especialmente útil en la evaluación de yacimientos de petróleo que son difíciles de analizar bajo técnicas convencionales, con este método se pueden obtener datos precisos sobre las características del yacimiento.

La figura -2, ilustra el comportamiento característico de la presión y derivada de presión adimensional en un yacimiento estratificado con flujo cruzado, en el pozo activo y de observación,

la presión y derivada de presión en la capa de soporte y de producción, en esta figura los parámetros característicos del yacimiento se mantienen constantes, mientras que la distancia de pozo de observación varía.

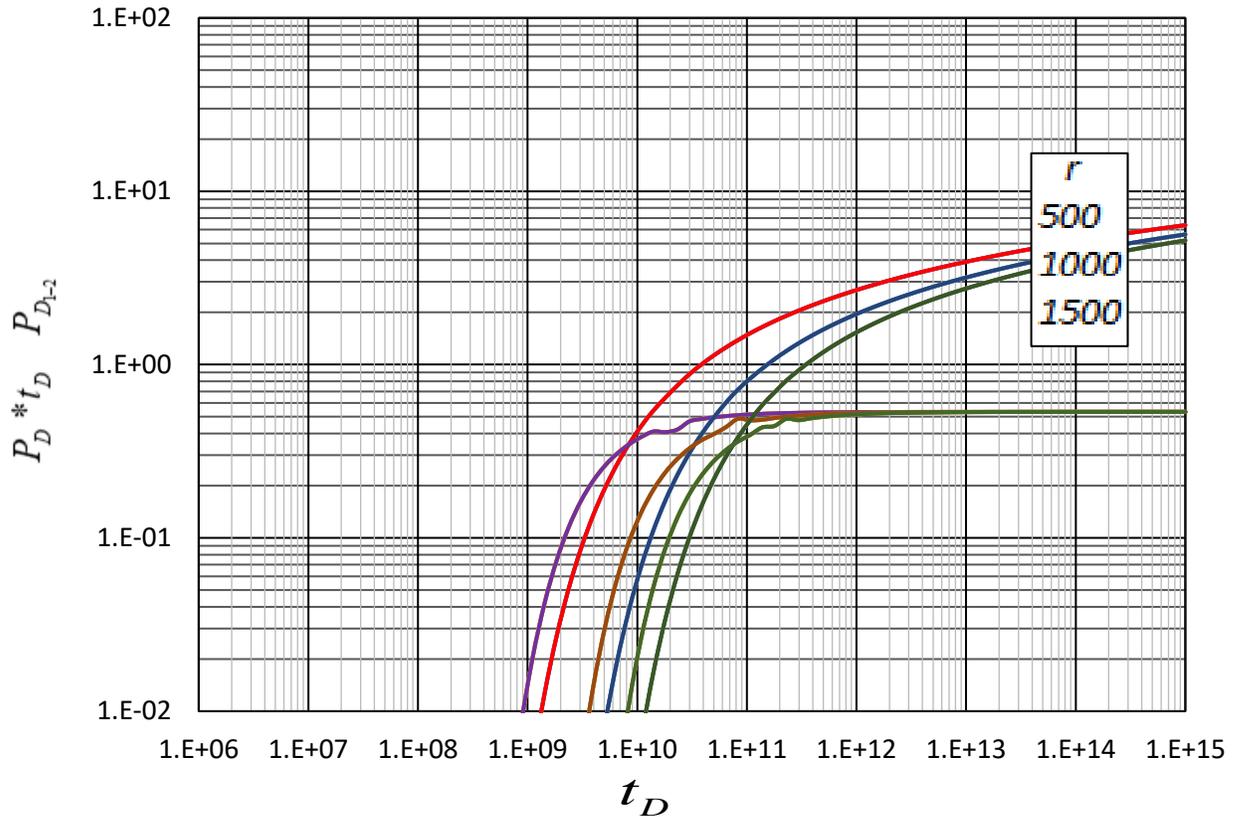


Figura 2. Grafica adimensional de presión en la capa productora, y de soporte; derivada de presión capa productora y de soporte para diferentes radios de pozo de observación.

La figura-3 muestra las curvas unificadas método utilizado por (Escobar, 2019) el cual se logra por la división del radio adimensional al cuadrado; se observar el flujos radial el cual se puede reconocer por una estabilización aparente del valor de la derivada de presión lo que indica que la derivada de presión es igual a cero y la presión adimensional tiene un valor de 0.5, dibujando una línea recta horizontal en la gráfica derivada de presión vs tiempo adimensional fácil de localizar visualmente y se denotada con el siguiente símbolo  $(t^*\Delta P)_r$  donde el sufijo  $r$  representa flujo radial.

Representando un yacimiento homogéneo equivalente, descrito por la inmediatez del tiempo tardío, el punto de intersección entre la derivada de presión y la presión adimensional observado en la figura 3 proporciona información en la construcción matemática de la ecuación (27) mediante el método TDS para el cálculo de la trasmisibilidad total del sistema.

Establecido como un arreglo matemático de la ecuación propuesta por Tiab (1995). En la que indica el cálculo de la permeabilidad promedio del yacimiento ecuación (24).

$$K = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P')_r} \quad (24)$$

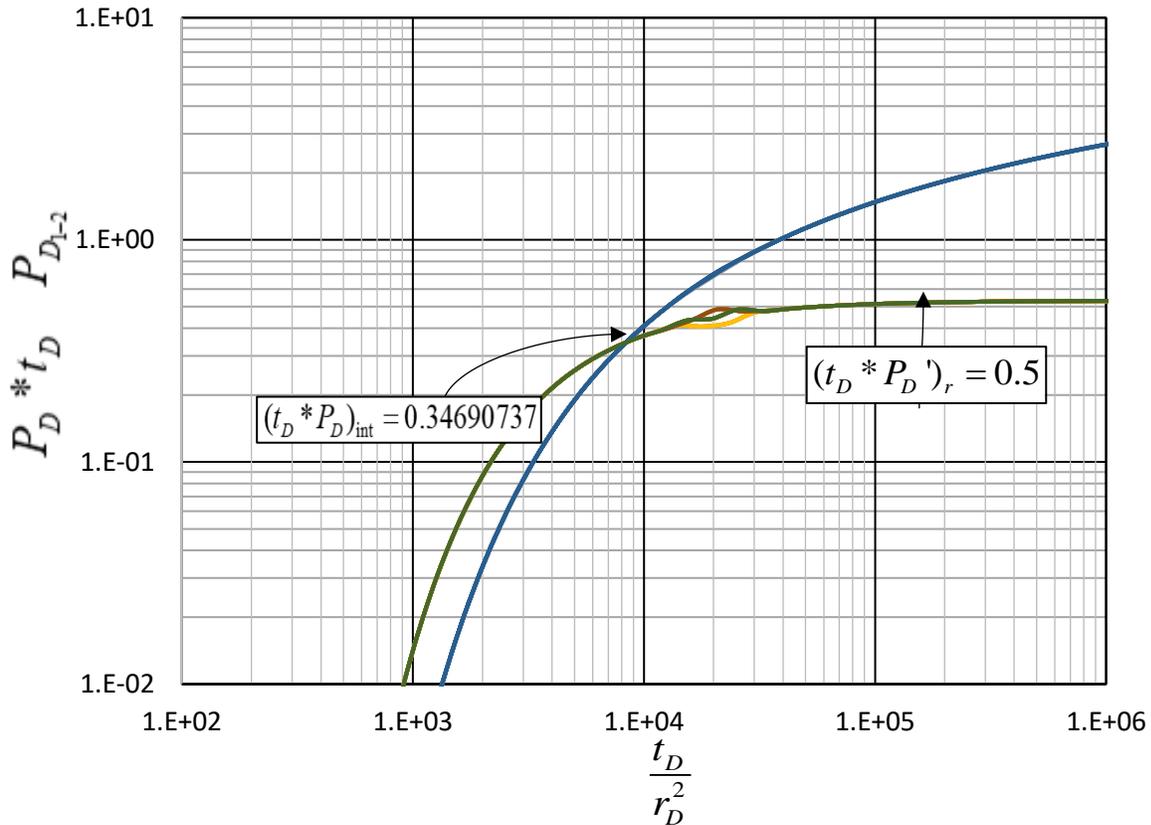


Figura 3. Presión adimensional y Derivada de presión en la capa de producción y de soporte unificada; cociente del tiempo adimensional por el radio adimensional al cuadrado.

Streltsova-Adams concluyó que la permeabilidad del yacimiento puede sobreestimarse cuando los datos de presión de prueba de interferencia se obtienen con métodos convencionales en un sistema estratificado que está produciendo a través de la capa más permeable con flujo cruzado de fluido que se produce desde la capa de soporte a la capa productora. Stewart y Wittman, señalaron que es difícil obtener una buena estimación de la relación  $k_2/k_1$  porque esta relación no afecta significativamente la técnica de ajuste por curvas tipo, con base a lo anterior se propone el parámetro capacidad de flujo  $\kappa$ , ecuación (25); el valor de la derivada de presión en el flujo radial en la gráfica derivada de presión adimensional está sujeta a la capacidad de flujo. Esta relación conduce al desarrollo de ecuaciones que permiten el cálculo de propiedades tales como: parámetro de flujo inter-capas y relación de capacidad.

$$\kappa = \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1} \quad (25)$$

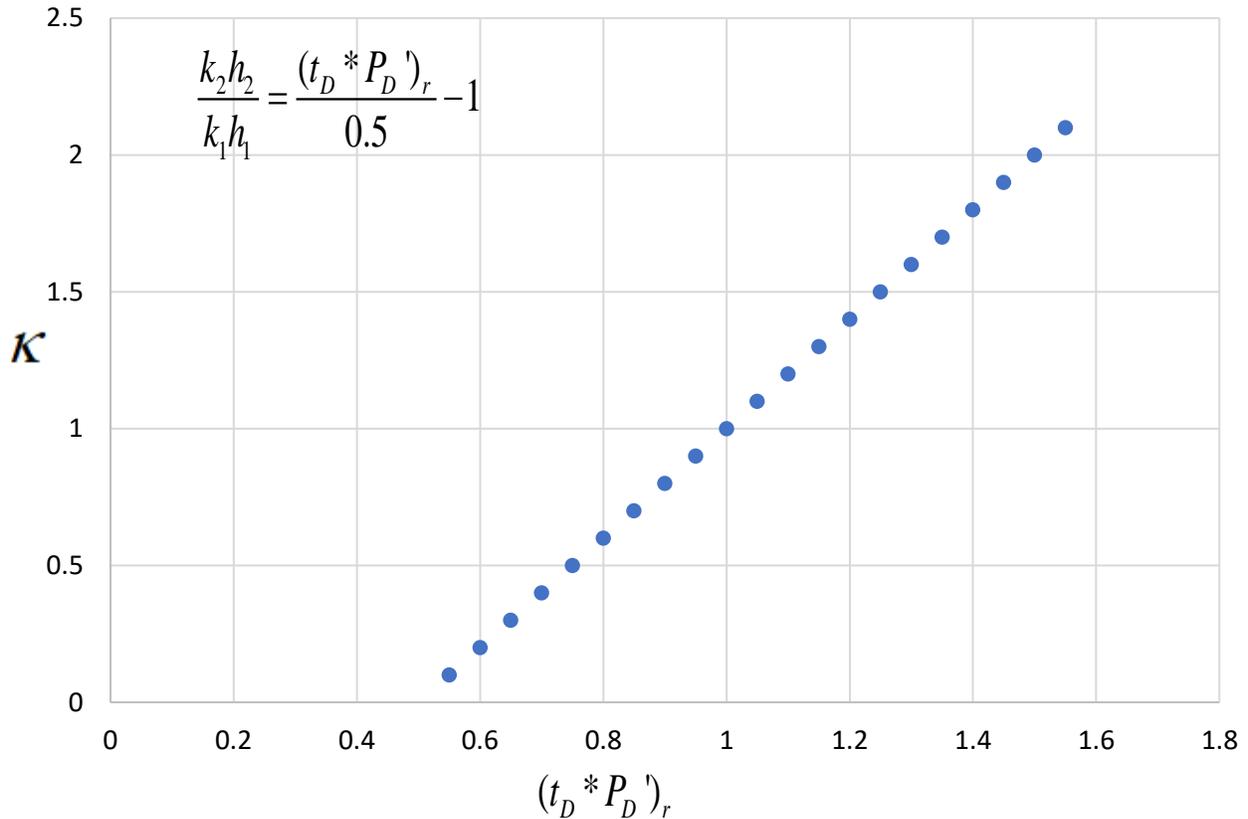


Figura 4. Relación entre la capacidad de flujo  $\kappa$ , en función de la derivada de presión adimensional en el flujo radial.

### 3.1 Método de trabajo

Se realizó una compilación de curvas generadas por el modelo matemático (D.G. Hatzignatiou and D.O. Ogbe, 1993) en donde se pueden observar características únicas las cuales se unificaron por medio de productos o cociente de propiedades constantes método propuesto por (Escobar, 2019), la gráfica unificada de la figura 3, se obtuvo mediante la división del tiempo adimensional por el radio adimensional al cuadrado, dando origen a una sola curva unificada este cociente produce un punto característico único, que se puede observar en la intersección de la curva derivada de presión y presión adimensional vs tiempo adimensional, este dato obtenido en la gráfica unificada permite la elaboración de ecuaciones para el cálculo de parámetros característicos del yacimiento, estas ecuaciones son sometidas a transformaciones matemáticas para su fácil interpretación y cálculo.

### 3.2 Metodología para la construcción de las ecuaciones analíticas

El proceso de análisis de presiones mediante el método TDS es una poderosa técnica que interpreta líneas características encontradas en el gráfico de derivada de presión, las soluciones implican obtener parámetros mediante cálculos sencillos basados en la gráfica de presión y su derivada. Al utilizar la escala logarítmica en la gráfica, resulta más fácil identificar puntos característicos que ofrecen información relevante sobre el yacimiento y los fluidos presentes. Estos puntos permiten establecer ecuaciones simples para el cálculo de parámetros con gran precisión.

#### Trasmisibilidad total

La trasmisibilidad total se calcula mediante un proceso algebraico y aritmético realizado a la ecuación (21) presión adimensional, ajustándola a la curva unificada.

Al obtener un valor de presión adimensional en el punto de intersección entre la gráfica de presión y su derivada es posible desarrollar la ecuación de trasmisibilidad total por medio de la técnica TDS ecuación (26).

$$T_t = \frac{48.983692qB}{(t^* \Delta P)_{int}} \quad (26)$$

Al observar el punto de intersección en la gráfica log-log y remplazarlo en la ecuación (26) se obtiene el valor de la trasmisibilidad total del sistema con una excelente precisión.

### **Trasmisibilidad en la capa de producción**

La trasmisibilidad de la capa de producción se calculó mediante la combinación matemática y transformación algebraica de la ecuación (24) propuesta por (Tiab, 1995)

Observando la derivada de presión adimensional, se puede identificar una convergencia descrita por una línea recta horizontal en la gráfica log-log, la cual indica el flujo radial; con solo remplazar el dato de presión adimensional el cual es 0.5, obtenido en las curvas unificadas, se puede desarrollar la ecuación (27). Trasmisibilidad en la capa de producción.

$$T_1 = \frac{70.6qB}{(t * \Delta P')_r} \quad (27)$$

Se puede calcular la trasmisibilidad de la capa de producción de una forma sencilla, con solo el dato de presión, en el flujo radial.

### **Trasmisibilidad en la capa de soporte**

Para calcular la trasmisibilidad de la capa de soporte se requiere una combinación de ecuaciones. Es necesario conocer el punto de intersección de las curvas derivada de presión y presión, así como la presión en el flujo radial en la gráfica log-log. estos puntos característicos se sustituyen en la ecuación (28) lo que permite obtener de forma sencilla la trasmisibilidad de la capa de soporte.

$$T_2 = qB \left( \frac{48.983692}{(t * \Delta P')_{int}} - \frac{70.6}{(t * \Delta P')_r} \right) \quad (28)$$

Otra forma de calcular este parámetro es utilizando la ecuación (29), que se calcula con la diferencia entre la trasmisibilidad total del sistema y la trasmisibilidad de la capa de producción.

$$T_2 = T_t - T_1 \quad (29)$$

### Relación de capacidad en la zona de baja permeabilidad

el parámetro adimensional,  $\tau$ , que relaciona la permeabilidad de la capa de soporte y la capa de baja permeabilidad con sus diferentes alturas, se calcula mediante la ubicación de la intersección de las curvas presión y su derivada permitiendo el desarrollo de una ecuación sencilla y directa esta ecuación presenta un exponente racional, corregido por medio de la altura de la capa de soporte, proporcionado la ecuación (35) de fácil manejo.

$$\tau = \left( \frac{2983384qB}{T_i h_2 (t^* \Delta P')_{int}} \right)^{5/6} \quad (35)$$

### Relación de almacenamiento adimensional

El parámetro,  $\omega$ , relación de almacenamiento adimensional se calcula mediante la ecuación (30) esta ecuación se desarrolló por medio de la ecuación (21) modificada por un exponencial racional, con solo el remplazo del dato de presión en la recta horizontal de derivada de presión obtenemos el parámetro  $\omega$ .

$$\omega = \left( \frac{68.011471qB}{T_i (t^* \Delta P')_r} \right)^{20/13} \quad (30)$$

### Capacidad de almacenamiento total

La capacidad de almacenamiento total se desarrolló mediante la ecuación (21) la cual fue sometida a un exponente racional y una constante obtenida en la gráfica derivada de presión adimensional, en las curvas unificadas presentando una excelente aproximación. Ecuación (31)

$$S_t = \left( \frac{T_i (t^* \Delta P')_r}{2226.5178qB} \right)^2 \quad (31)$$

### Relación de capacidad y Parámetro de flujo inter-capas

El parámetro,  $\sigma$  y  $\gamma$ , se relacionan mediante la combinación de la ecuación (25) capacidad de flujo, esta ecuación brinda información de la presión adimensional en el flujo radial, trasformando matemáticamente a presión real podemos calcular de forma sencilla los parámetros  $\sigma$  y  $\gamma$  estos parámetros solo necesitan un dato de entrada para su cálculo, que es el dato de presión en el flujo

radial este dato proporcionado por la derivada de presión se reemplaza en las ecuaciones (33) y (34) obteniendo estos parámetros de forma sencilla.

$$\sigma = 1 - \frac{70.6qB}{T_t(t^* \Delta P)_r} \quad (32)$$

$$\gamma = \frac{r_w}{h_2} \sqrt{\frac{T_t(t^* \Delta P)_r}{70.6qB} - 1} \quad (33)$$

### Caudal cruzado

El parámetro,  $\sigma$ , relación de capacidad está asociado a la relación de caudales brindando la comprensión del caudal cruzado ecuación (34) esta ecuación permite la correspondencia entre caudales de forma que se puede obtener el caudal cruzado proporcionando información de la cantidad de caudal que cruza de la capa de soporte a la capa productora.

$$q_v = q \left( 1 - \frac{70.6qB}{T_t(t^* \Delta P)_r} \right) \quad (34)$$

Cada uno de estos parámetros definidos proporcionan información sobre el yacimiento estratificado con flujo cruzado e información de la barrera de esquistos semipermeable con una precisión excelente y de fácil interpretación de cálculo, brindando eficiencia y seguridad. El método TDS proporciona estas ecuaciones que se pueden calcular de una manera fácil con tan solo tener dos datos importantes de presión el primer dato que es el corte de las dos graficas la derivada de presión y la presión y el segundo dato que es la presión en el flujo radial.

## 4. Resultados

Se trabajaron 1 ejemplo de campo y 3 ejemplos sintéticos utilizando el modelo matemático D.G. Hatzignatiou (SPE 26051); para la comprobación de las expresiones desarrolladas.

### 4.1 Ejemplo de campo

Ejemplo de campo tomado de (Ehlig-Economides, 1986)

Datos de campo

$q = 8614$ STB/D	$\theta_1 = 20\%$	$r_w = 0.315$ ft	$B = 1.0$ bbl/STB	$\mu = 1.0$ cp
$h_2 = 71$ ft	$k_2 = 2120$ md	$h_b = 103$ ft	$k_v = 3.7$ md	$h_1 = 92$ ft
$\theta_2 = 20\%$	$ct = 0.00001$ psi-1			

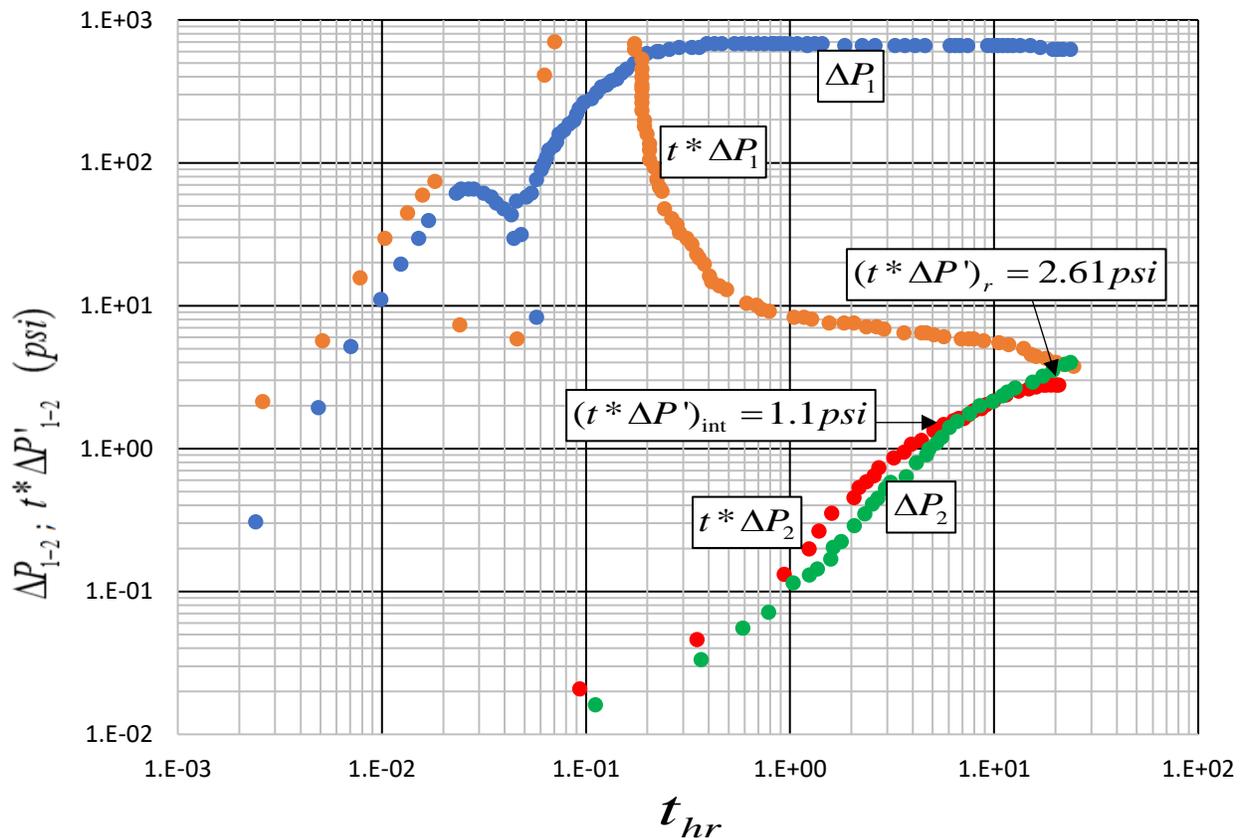


Figura 5. Grafica de una prueba de interferencia de campo tomada de (Ehlig-Economides, 1986)

Los puntos característicos de la gráfica de campo son los siguientes en donde el flujo radial se proyecta a 2.6psi ya que en la prueba no se observa. Por falta de tiempo de prueba.

$$(t^*\Delta P)_{int}=1.1\text{psi} \quad (t^*\Delta P)_r \approx 2.61\text{psi}$$

Las ecuaciones para el cálculo de las trasmisibilidades de la formación basadas en el método TDS síntesis directa son: trasmisibilidad total ecuación (26), trasmisibilidad capa de producción ecuación (27), trasmisibilidad capa de soporte ecuación (28).

$$T_t = \frac{48.983692(8614)(1.0)}{(1.1)_{int}} = 383586.84 \frac{\text{md-ft}}{\text{cp}} \quad T_1 = \frac{70.6(8614)(1.0)}{(2.61)_r} = 233007.05 \frac{\text{md-ft}}{\text{cp}}$$

$$T_2 = 8614(1.0) \left( \frac{48.983692}{1.1} - \frac{70.6}{2.61} \right) = 150579.79 \frac{\text{md-ft}}{\text{cp}}$$

Las ecuaciones para calcular los parámetros característicos de flujo cruzado con el método TDS síntesis directa son: relación de capacidad ecuación (32) tasa de flujo cruzado ecuación (34), relación de permeabilidades en la capa de baja permeabilidad ecuación (35), caudal cruzado ecuación (33)

$$\sigma = 1 - \frac{70.6(8614)(1.0)}{383586.84(2.61)_r} = 0.39256 \quad q_v = 8614(0.39256) = 3381.488 \frac{\text{STB}}{\text{D}}$$

$$\gamma = \frac{0.315}{71} \sqrt{\frac{383586.84(2.61)_r}{70.6(8614)(1.0)}} - 1 = 0.00357 \quad \tau = \left( \frac{2983384(8614)(1.0)}{383586.84(71)(1.1)_{int}} \right)^{5/6} = 278.2911$$

Las ecuaciones para calcular los parámetros en función del almacenamiento adimensional con el método TDS síntesis directa son: coeficiente de almacenamiento adimensional ecuación (30), almacenamiento total ecuación (31).

$$\omega = \left( \frac{68.011471(8614)(1.0)}{383586(2.61)_r} \right)^{20/13} = 0.4385 \quad S_i = \left( \frac{383586.84(2.6)}{2226.5178(8614)(1.0)} \right)^2 = 0.00027$$

Tabla 1. Comparación de resultados

Propiedades	Datos de campo	Cálculo TDS
Trasmisibilidad total ( $T_t$ )		383586.840
Trasmisibilidad capa productora ( $T_1$ )		23007.0498
Trasmisibilidad capa soporte ( $T_2$ )	150520	150579.789
Coficiente de almacenamiento ( $\omega$ )		0.4385
Flujo inter-capas ( $\gamma$ )		0.003566
Relación de capacidad total ( $\sigma$ )		0.39254
R. capacidad zona de baja permeabilidad ( $\tau$ )		278.2911.
Capacidad de almacenaje total ( $S_t$ )	0.000326	0.00027

Los valores de la permeabilidad en la capa de soporte y la permeabilidad de la capa de baja permeabilidad son  $k_2=2120\text{md}$  y  $k_v=3.7\text{md}$  calculados en el documento (Ehlig-Economides, 1986)

Los valores obtenidos con el método TDS propuesto por esta tesis son:

$$\frac{T_2\mu}{h_2} = k_2 = 2120.84\text{md} \quad \frac{k_2h_b}{\tau h_2} = k_b = 11.055\text{md} \quad \frac{\omega S_t}{c_t h_1} = \theta_1 = 0.1278 \approx 0.13 = 13\%$$

### Ejemplo sintético 1

#### Datos de entrada al simulador

$q = 250 \text{ STB/D}$	$\theta_1 = 25\%$	$r_w = 0.5 \text{ ft}$	$B = 1.14 \text{ bbl/STB}$	$c_{t1} = 0.000023 \text{ psi-1}$
$Sa = 30$	$\mu = 3.2 \text{ cp}$	$Co = 0$	$r_e = 1000 \text{ ft}$	$h_2 = 70\text{ft}$
$k_2 = 100 \text{ md}$	$hb = 20 \text{ ft}$	$k_b = 0.1\text{md}$	$h_1 = 200\text{ft}$	$k_1 = 300 \text{ md}$
$S_l = 0.00115$	$S_2 = 0.000101$	$\sigma = 0.103478$	$S_t = 0.001251$	$T_1 = 18750$
$T_2 = 2187.5$	$T_t = 20937.5$	$\omega = 0.91941$	$\gamma = 0.002439$	$\tau = 285.71$
$\lambda = 122.957$	$\theta_2 = 12\%$	$So = 30$	$ct_2 = 0.000012 \text{ psi-1}$	

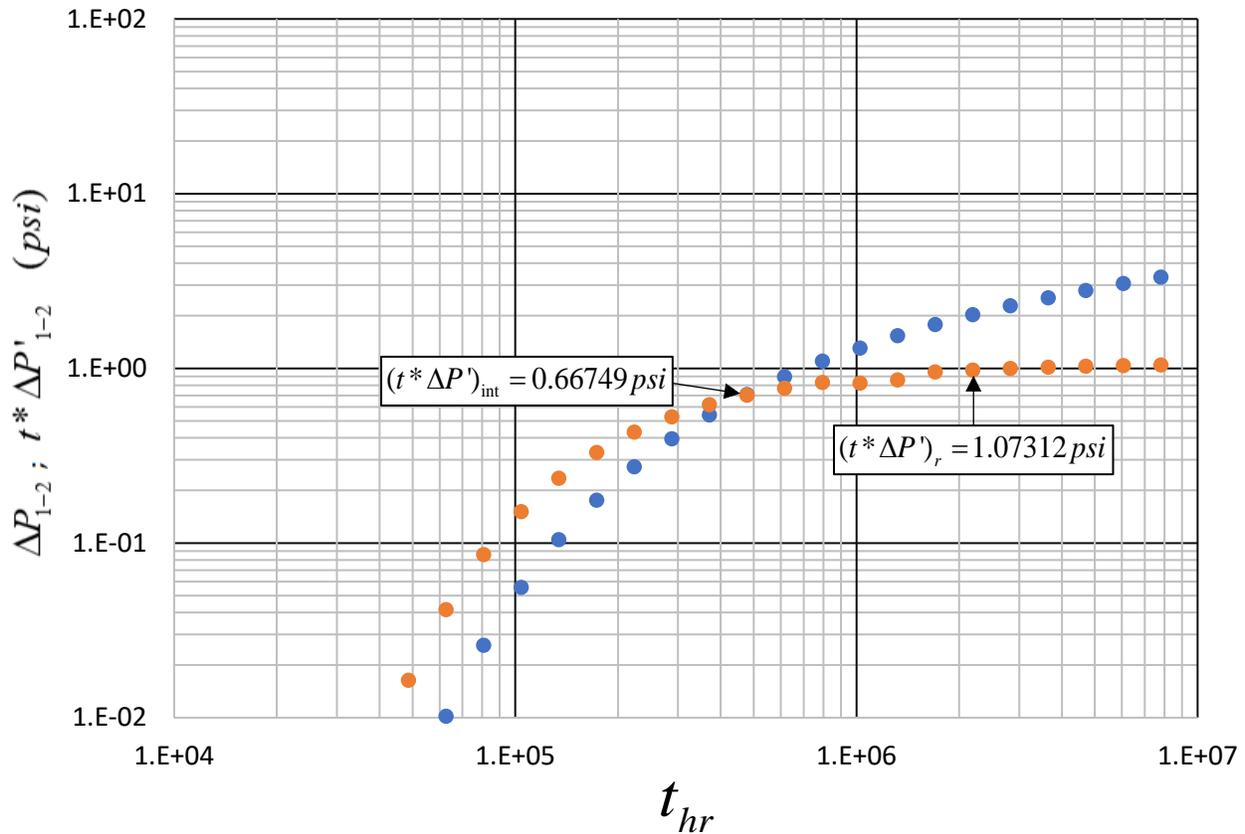


Figura 6. Grafica logarítmica de presión y derivada de presión versus tiempo para el ejemplo 1 sintético.

- Los puntos característicos de la curva generada se muestran a continuación.

$$(t^*\Delta P)_{int}=0.66749\text{psi} \quad (t^*\Delta P)_r=1.07312\text{psi}$$

Las ecuaciones para el cálculo de las transmisibilidades de la formación basadas en el método TDS síntesis directa son: transmisibilidad total ecuación (26), transmisibilidad capa de producción ecuación (27), transmisibilidad capa de soporte ecuación (28).

$$T_t = \frac{48.983692(250)(1.14)}{(0.6675)_{pci}} = 20914.6987 \frac{\text{md-ft}}{\text{cp}} \quad T_1 = \frac{70.6(250)(1.14)}{(1.0731)_r} = 18750.073 \frac{\text{md-ft}}{\text{cp}}$$

$$T_2 = 250(1.24) \left( \frac{48.983692}{0.6675} - \frac{70.6}{1.0731} \right) = 2164.385 \frac{\text{md-ft}}{\text{cp}}$$

Las ecuaciones para calcular los parámetros característicos de flujo cruzado con el método TDS síntesis directa son: relación de capacidad ecuación (32) tasa de flujo cruzado ecuación (34), relación de permeabilidades por el espesor en la capa de baja permeabilidad ecuación (35). caudal cruzado ecuación (33)

$$\sigma = 1 - \frac{70.6(250)(1.14)}{20914.503(1.0732)_r} = 0.1034 \quad q_v = 250(0.1034) = 25.8724 \frac{\text{STB}}{\text{D}}$$

$$\gamma = \frac{70}{0.5} \sqrt{\frac{20914.503(1.0731)_r}{70.6(250)(1.14)}} = 0.002426 \quad \tau = \left( \frac{2983384(250)(1.14)}{20914.6987(70)(0.66749)} \right)^{5/6} = 281.600$$

Las ecuaciones para calcular los parámetros en función del almacenamiento adimensional con el método TDS síntesis directa son: coeficiente de almacenamiento adimensional (30), almacenamiento total (31).

$$\omega = \left( \frac{68.011471(250)(1.14)}{20937.5(1.073)} \right)^{20/13} = 0.7981 \quad S_t = \left( \frac{20914.385(1.07312)}{2226.5178(250)(1.14)} \right)^2 = 0.001251$$

Tabla 2. Comparación de resultados

Propiedades	Entrada al simulador	Cálculo TDS
Trasmisibilidad total ( $T_t$ )	20937.5	20914.503
Trasmisibilidad capa productora ( $T_1$ )	18750	18750.073
Trasmisibilidad capa soporte ( $T_2$ )	2187.5	2164.43
Coficiente de almacenamiento ( $\omega$ )	0.9194	0.7981
Flujo inter-capas ( $\gamma$ )	0.002439	0.002426
Relación de capacidad total ( $\sigma$ )	0.1034	0.1034
R. capacidad zona de baja permeabilidad ( $\tau$ )	285.71	281.60
Capacidad de almacenaje total ( $S_t$ )	0.001251	0.001251

## 4.2 Ejemplo sintético 2

Datos de entrada al simulador

$q = 220$ STB/D	$\theta_1 = 40\%$	$r_w = 0.5$ ft	$B = 1.24$ bbl/STB	$c_{t1} = 0.0000230$ psi-1
$S_a = 30$	$\mu = 3.2$ cp	$C_o = 0$	$r_e = 1000$ ft	$h_2 = 70$ ft
$k_2 = 90$ md	$h_b = 5$ ft	$k_b = 0.022$ md	$h_1 = 200$ ft	$k_1 = 150$ md
$S_1 = 0.00184$	$S_2 = 0.000344$	$S_o = 30$	$St = 0.002184$	$T_1 = 3125$
$T_2 = 4846.154$	$T_i = 27923.077$	$\omega = 0.8423$	$\sigma = 0.1735$	$\gamma = 0.0033$
$\tau = 292$	$\lambda = 133.43$	$\theta_2 = 40\%$	$c_{t2} = 0.0000123$ psi-1	

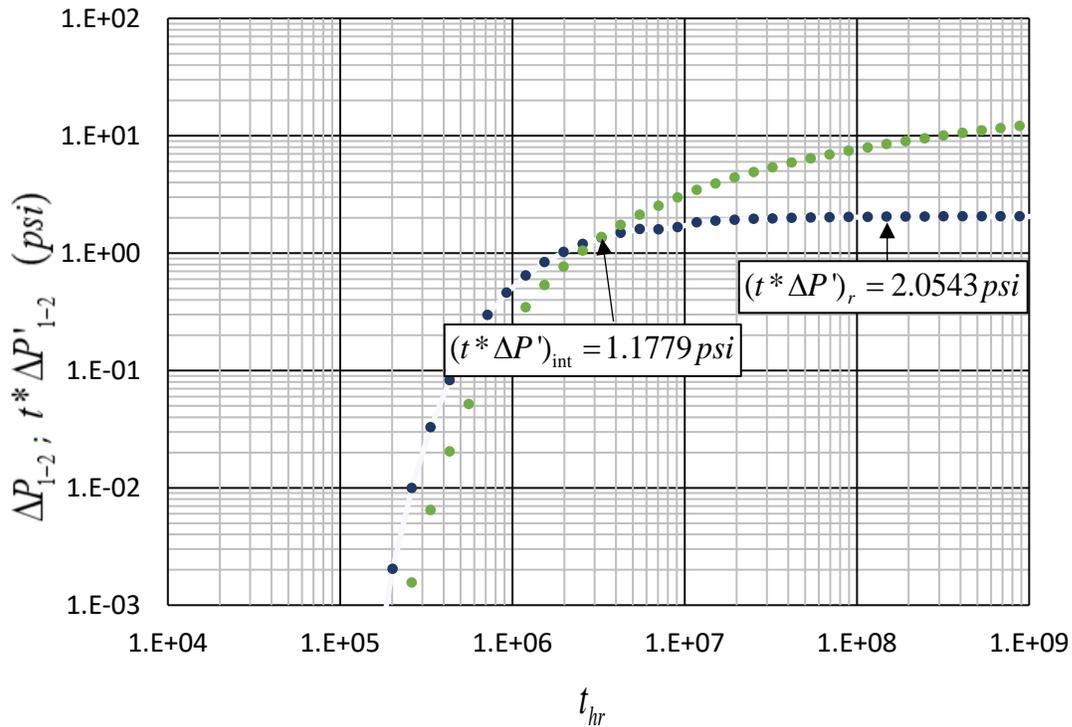


Figura 7. Grafica logarítmica de presión y derivada de presión versus tiempo para el ejemplo

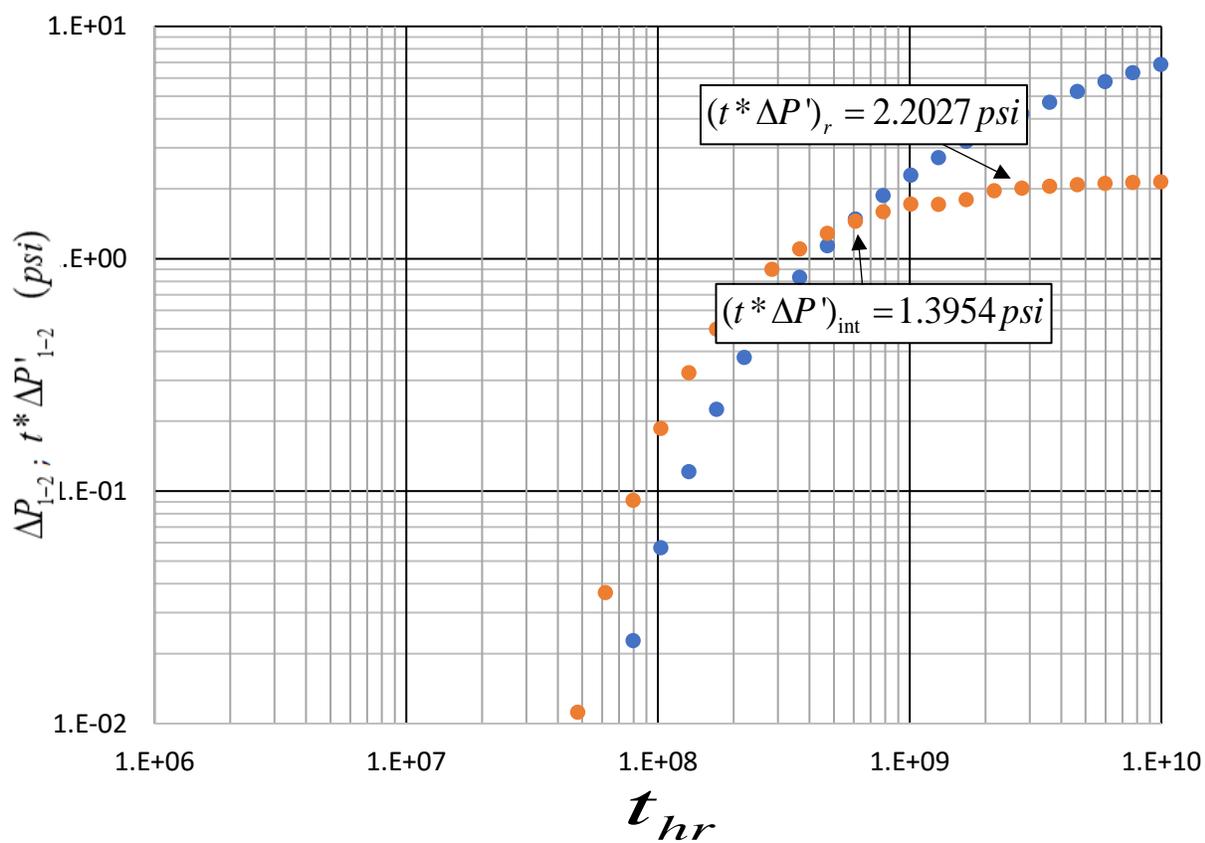
Tabla 3. Comparación de resultados

Propiedades	Entrada al simulador	Cálculo TDS
Trasmisibilidad total ( $T_t$ )	11343.75	11343.78
Trasmisibilidad capa productora ( $T_1$ )	9375	9375.07
Trasmisibilidad capa soporte ( $T_2$ )	1968.75	1968.72
Coefficiente de almacenamiento ( $\omega$ )	0.8423	0.70417

Flujo inter-capas ( $\gamma$ )	0.0033	0.00327
Relación de capacidad total ( $\sigma$ )	0.1735	0.1735
R. capacidad zona de baja permeabilidad ( $\tau$ )	292.2	281.6
Capacidad de almacenaje total ( $S_t$ )	0.002184	0.001686

### 4.3 Ejemplo sintético 3

$q=3600$ STB/D	$\theta_1=30\%$	$rw=0.50$ ft	$B=1.40$ bbl/STB	$ct_1=0.0000147$ psi-1	$S_a=30$
$\mu=1.30$ cp	$C_o=0$	$re=10000$ ft	$h_2=200$ ft	$k_2=100$ md	$hb=10$ ft
$k_b=0.1$ md	$h_1=700$ ft	$k_1=300$ md	$S_1=0.003087$	$S_2=0.000882$	$St=0.003969$
$T_1=161538.46$	$T_2=15384.6$	$Tt=176923.07$	$\omega=0.777$	$\sigma=0.0869$	$\gamma=0.008$
$\tau=115$	$\lambda=639.44$	$\theta_2=30\%$	$So=30$	$ct_2=0.0000147$ psi-1	



**Figura 8.** Grafica logarítmica de presión y derivada de presión versus tiempo para el ejemplo

Tabla 4. Comparación de resultados

Propiedades	Entrada al simulador	Cálculo TDS
Trasmisibilidad total ( $T_t$ )	176923.07	176923.8762
Trasmisibilidad capa productora ( $T_1$ )	161538.46	161538.4615
Trasmisibilidad capa soporte ( $T_2$ )	15384.6	15385.41471
Coefficiente de almacenamiento ( $\omega$ )	0.777	0.82083
Flujo inter-capas ( $\gamma$ )	0.0008	0.000771
Relación de capacidad total ( $\sigma$ )	0.0869	0.086960
R. capacidad zona de baja permeabilidad ( $\tau$ )	115	117.405
Capacidad de almacenaje total ( $S_t$ )	0.001294	0.001218

## 5. Conclusiones

En este estudio se utilizó el método Tiab's Direct Synthesis TDS para analizar las presiones en formaciones estratificada con flujo cruzado. Las ecuaciones derivadas a partir de las gráficas adimensionales de presión y derivada de presión, obtenidas mediante el modelo matemático descrito en el documento "Interference Pressure Behavior in Stratified Reservoirs" SPE 26051, demostraron ser una solución efectiva y directa para calcular las características del yacimiento.

Las gráficas generadas, tanto de la derivada de presión como de la presión en forma adimensional, se normalizaron dividiéndolas o multiplicándolas por las características propias del yacimiento. Esto permitió obtener una gráfica unificada que facilito la realización de las ecuaciones.

Estas ecuaciones demostraron tener un alto grado de precisión, con una margen de error del 0.5% en comparación con los datos reales. Este nivel de precisión es significativo y respalda la utilidad del método TDS y las ecuaciones desarrolladas para el cálculo de las características del yacimiento.

En resumen, el método TDS combinado con el análisis de presión adimensional y la obtención de ecuaciones específicas brindan una solución practica y confiable para determinar las

características del yacimiento. Estas ecuaciones pueden utilizarse como herramientas eficaces para la evaluación y optimización de la producción en formaciones estratificadas con flujo cruzado.

Es importante tener en cuenta que estas ecuaciones tienen un alto grado de precisión si la transmisibilidad de la capa de soporte es menor que la transmisibilidad en la capa de producción.

## 6. Referencias

1. Escobar, F., Novel, Integrated and revolutionary well test interpretation and analysis, 2019. DOI: 10.5772/intechopen.81078. (Escobar, 2019)
2. Escobar, F.H., Hernández, D.P. and Saavedra, J.A., Pressure and pressure derivative analysis for long naturally fractured reservoirs using the TDS technique. DYNA, 77(163), pp. 102-114, 2010
3. Escobar, F.H., Bonilla, L.F. and Hernández, C.M., A practical calculation of the distance to a discontinuity in anisotropic systems from well test interpretation. DYNA, 85(207), pp. 65-73. 2018. DOI: 10.15446/dyna. v85n207.72281.
4. Bremer, R.E., Winston, H., and Vela, S.: "Analyticru Model for Vertical Interference Tests Across Low-Permeability Zones," SPEJ (June 1985)
5. Bums, W.A. Jr.: "New Single-Well Test for Determining Vertical Permeability," JPT (June 1969) 743-52; Trans., AIME, 246.
6. Prats, M.: "A Method for Determining the Net Vertical Permeability Near a Well From In-Situ Measurements," JPT(May 1970) 637-43; Trans., AIME, 249.
7. Falade, G.K. and Brigham, W.E.: "The Dynamics of Vertical Pulse Testing in a Finite-Acting Slab Reservoir," paper SPE 5055-A presented at the 1974 SPE Annual Meeting.
8. Hirasaki, G.J.: "Pulse Tests and Other Early Transient Pressure Analyses for In-Situ Estimation of Vertical Permeability," SPEJ (Feb. 1974) 75-90; Trans., AIME, 257.
9. Earlougher, R.C. Jr.: "Analysis and Design Methods for Vertical Well Testing," JPT (March 1980) 505-14.

10. Deans, H.A. and Gao (Deans, 1983), G.: "Pressure Transients and Crossflow in a Multilayer Reservoir: Single-Phase Flow," paper SPE 11966 presented at the 1983 Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Sept. 5-8.
11. Ehlig-Economides, "Vertical Interference Testing Across a Low-Permeability Zone" SPE, Flopetrol Johnston Schlumberger  
J.A. Ayoub, SPE, Flopetrol Johnston Schlumberger (1986)
12. Streltsova-Adams, T. D.: Well Testing in Heterogeneous Formations, John Wiley & Sons, New York, NY (1988).
13. Ogbe, D. O. and Dehghani, K.: "Pulse Testing in MultiLayered Systems," paper SPE 19801 presented at the 1989 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Oct. 8-11.
14. R.E. Bremer, SPE, Exxon Production Research Co. Hubert Winston, SPE, North Carolina State u.Saul Vela, SPE, Exxon Production Research Co. SPE 11965 Analytical Model for Vertical Interference Tests Across Low-Permeability Zones
15. Ehlig-Economides, SPE, Flopetrol Johnston Schlumberger  
J.A. Ayoub, SPE, Flopetrol Johnston Schlumberger SPE 13251  
Vertical Interference Testing  
J.A. Ayoub, SPE, Flopetrol Johnston Schlumberger SPE 13251  
Vertical Interference Testing
16. A Hatzignatiou, D.G.: Well Test Analysis in Multilayered Reservoirs - Part 1 Interference Pressure Behavior, Research Report, University of Alaska, Fairbanks, AK (1993).cross a Low-Permeability Zone 1993
17. D.G. Hatzignatiou and D.O. Ogbe, U. of Alaska Fairbanks  
Interference Pressure Behavior in Stratified Reservoirs  
SPE Members
18. Tiab, D., Analysis of pressure and pressure derivative without type-curve matching: 1- Skin and wellbore storage, Journal of Petroleum Science and Engineering, 12(3), pp. 171-181, 1995. DOI: 10.1016/0920-4105(94)00040-B.
19. Tiab, D. and Kumar, A., Application of the P'D function to interference analysis. Society of Petroleum Engineers, 1980. DOI: 10.2118/6053-PA

20. Ouandlous. Application of unified pressure testing curves  
Society of Petroleum Engineers, 1999
21. Streltsova-Adams, T. D.: "Buildup Analysis for  
Interference Tests in Stratified Formations," J. Pet.  
Tech. (Feb. 1984) 301-310.
22. Streltsova-Adams, T. D.: Well Testing in  
Heterogeneous Formations, John Wiley & Sons, New  
York, NY (1988).
23. Stewart, G. and Wittman, M.: "The Interpretation of  
Distributed Pressure and Flow Measurements in  
Produced Reservoirs," paper EUR 272 presented at the  
1982 European Petroleum Conference, London, UK,  
Oct. 25-28.
24. Moench, A. F.: "Transient Flow to a Large-Diameter  
Well in an Aquifer with Storative Semiconfining  
Layers," Water Resour. Res., vol. 21, No.8, (1985)  
1121-1131.
25. Ogbe, D. O. and Dehghani, K.: "Pulse Testing in MultiLayered  
Systems," paper SPE 19801 presented at the  
1989 SPE Annual Technical Conference and  
Exhibition, San Antonio, TX, Oct. 8-11.
26. Hatzignatiou, D.G.: Well Test Analysis in Multilayered  
Reservoirs - Part 1 Interference Pressure Behavior,  
Research Report, University of Alaska, Fairbanks, AK  
(1993).

## 7. Nomenclatura

<p><math>B</math> = Factor volumétrico, <i>bb/STB</i>.</p> <p><math>h_2</math> = Espesor de la capa de soporte.</p> <p><math>C</math> = Coeficiente de almacenamiento <i>bb/psi</i>.</p> <p><math>C_{aD}</math> = Coeficiente adimensional de almacenamiento pozo activo.</p> <p><math>C_{oD}</math> = Coeficiente adimensional de almacenamiento pozo observación.</p> <p><math>c_t</math> = Comprensibilidad total <math>\text{psi}^{-1}</math></p>	<p><math>h_2</math> = Espesor de la capa de soporte.</p> <p><math>h_1</math> = Espesor de la capa de producción.</p> <p><math>P_{D2}</math> = Presión adimensional en el pozo de observación.</p> <p><math>P_{D1}</math> = Presión adimensional en el pozo productor.</p> <p><math>q</math> = Caudal de producción <i>STB/D</i></p> <p><math>q_v</math> = Caudal cruzado <i>STB/D</i></p> <p><math>r</math> = Distancia radial <i>ft</i></p>
---	--

$r_b$  = Distancia radial al pozo de observación  
 $r_D$  = Distancia adimensional  
 $r_w$  = Radio de pozo ft  
 $t$  = Tiempo en horas  
 $t_D$  = Tiempo adimensional.  
 $T_t$  = Trasmisibilidad total.  
 $T_1$  = Trasmisibilidad en la capa de producción.  
 $T_2$  = Trasmisibilidad en la capa de soporte.  
 $\gamma$  = Parámetro de flujo- inter capas.  
 $\lambda$  = Coeficiente adimensional de flujo cruzado.

$\mu$  = Viscosidad cp.  
 $\theta_1$  = Porosidad en la capa de producción.  
 $\theta_2$  = Porosidad en la capa de soporte.  
 $\sigma$  = Relación de capacidad.  
 $\tau$  = Relación de capacidad en la zona de baja  
 $S_t$  = Capacidad de almacenamiento total.  
 $\omega$  = Relación de almacenamiento adimensional.  
 $(t^*\Delta P)_r$  = Derivada flujo radial.  
 $(t^*\Delta P)_{int}$  = Punto de intersección de la derivada.