

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 16 de septiembre del 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Carlos Andrés Torregrosa Marles _____, con C.C. No. **1075279980** _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

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

Titulado **Pruebas de Interferencia en Yacimientos Naturalmente Fracturados**

presentado y aprobado en el año **2019** 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, 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.



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS**



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: Andrés Torregraza M.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA							
	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS							
DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO								
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4	

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: *PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS*

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
TORREGROSA MARLES	CARLOS ANDRES

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ESCOBAR MACUALO	FREDDY HUMBERTO

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: *INGENIERO DE PETRÓLEOS*

FACULTAD: *INGENIERÍA*

PROGRAMA O POSGRADO: *INGENIERÍA DE PETRÓLEOS*

CIUDAD: *NEIVA* **AÑO DE PRESENTACIÓN:** *2019* **NÚMERO DE PÁGINAS:** *65*

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

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional 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.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
	CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA		

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

MATERIAL ANEXO:

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Yacimiento</u>	<u>Reservoir</u>	6. _____	_____
2. <u>Interferencia</u>	<u>Interference</u>	7. _____	_____
3. <u>Presión</u>	<u>Pressure</u>	8. _____	_____
4. <u>Síntesis</u>	<u>Synthesis</u>	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La caracterización de un yacimiento naturalmente fracturado es muy importante debido a que puede ayudar a predecir patrón de flujo de los fluidos, la capacidad de almacenamiento de las fracturas, saber si dos o más pozos de un mismo yacimiento se encuentran comunicados, entre otros. Algunos de los métodos que se emplean para esto son los métodos convencionales y las curvas tipo.

Sin embargo, en los últimos años ha aparecido una técnica llamada Técnica de Síntesis Directa de Tiab (TDST) que permite interpretar pruebas de presiones de manera rápida, práctica y precisa. Esta técnica tiene la particularidad de usar puntos característicos en gráficos log-log de presión y derivada de presión versus el tiempo, variando distintos parámetros, con la cual se logra establecer expresiones matemáticas que faciliten la interpretación de estas pruebas y ayudan a caracterizar plenamente el yacimiento.

En el presente trabajo la técnica TDST es aplicada para la determinación de nuevas expresiones matemáticas que permitan calcular la capacidad de almacenamiento, parámetro de flujo interporoso y el radio adimensional mediante puntos característicos en gráfico logarítmico log-log, a partir de la simulación de pruebas de interferencia.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 4

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The naturally fractured reservoir characterization is crucial because it can help to predict the flow pattern of fluids, the storage capacity of the fractures, to know if two or more wells are communicated, among others. Some of the methods used for this are the conventional methods (cartesian graphics) and the type-curve analysis (Uraiet and Raghavan).

However, in the last years there has appeared a technique named Tiab's Direct Synthesis Technique (TDST) which makes it possible to perform the pressure tests so quick, practical and accurate. This technique has the particularity to use characteristic points in log-log graphics of pressure and pressure derivative against time, by varying different parameters, which is achieved to establish mathematical expressions that facilitate the interpretation of these tests and help to characterize the reservoir.

In this study, the TDST technique is applied to the determination of new mathematical expressions that can be used to determine the storage capacity, interporosity flow parameter and the dimensionless radio through characteristic points in logarithmic chart from the interference tests simulation.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	4 de 4
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: INGRID NATALIA MUÑOZ

Firma:

Nombre Jurado: JAIRO ANTONIO SEPULVEDA

Firma:

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



**PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

PRESENTADO POR:
CARLOS ANDRES TORREGROSA MARLES

Neiva, Huila
Agosto 30 de 2019

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

**PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

CARLOS ANDRES TORREGROSA MARLES

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero de
petróleos**

Director:

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO
PhD en Ingeniería de Petróleos

Neiva, Huila

Agosto 30 de 2019

NOTA DE ACEPTACION

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

Neiva Huila, Agosto 30 del 2019

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a Dios por permitirme cumplir una meta mas en mi vida profesional, por brindarme apoyo y la sabiduría no solo para culminar este logro, sino para mejorar cada día. A mis padres, Carlos Torregrosa y Edna Marles, por ser las personas mas importantes en mi vida, que desde muy pequeño me enseñaron los valores fundamentales que hoy se ven reflejados en mí como persona y como futuro profesional. A mi pareja Laura Quesada porque por más que sea mi pareja es mi mejor amiga, gracias por su incondicional comprensión, confianza y apoyo. A mis compañeros de estudio... quienes fueron de gran apoyo durante el transcurso de la carrera, con quienes tuve la oportunidad de compartir las mejores experiencias hasta el momento.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco 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 demás docentes y compañeros que hicieron parte de este proceso de formación durante el transcurso de la carrera.

Tabla de Contenido

Resumen.....	i
Abstract	ii
Introducción	iii
Objetivos	v
Capítulo 1. Marco Teórico: Yacimientos Naturalmente Fracturados	1
1.1 Definición	1
1.2 Clasificación	1
1.3 Modelos de Analisis en Yacimientos Naturalmente Fracturados.	3
1.3.1 Modelo Warren y Root	3
1.3.2 Modelo Kazemi.....	5
1.3.3 Modelo Streltsova	5
1.4 Pruebas de presión en YNF.....	7
1.4.1 Prueba declinación de presión (Drawdown test)	7
1.4.2 Prueba de Restauración de Presión (Buil up test).....	8
1.4.3 Prueba de producción (Drill Stem Test)	9
1.4.4 Prueba de Pulso (Pulse test).....	10
Capítulo 2. Pruebas de Interferencia	12

2.1 Generalidades.....	12
2.2 Antecedentes	13
2.2.1 Curvas Tipo.....	15
2.3 Modelo Matemático	17
Capítulo 3. Método de Síntesis Directa de Tiab (TDS) Para Pruebas de Interferencia en Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	19
3.1 Análisis Gráfico Variación de Parámetros.....	20
3.1.1 Parámetro de flujo interporoso (λ)	21
3.1.2 Parámetro de capacidad de almacenamiento (ω).....	22
3.1.3 Radio adimensional (r_D)	23
3.2 Expresiones Matemáticas Propuestas para cada Parámetro.....	24
3.2.1 Puntos característicos.....	25
3.2.1.1 Pendiente unitaria e intersección con el flujo radial de acción infinita	25
3.2.1.2 Tiempo de la derivada de presión adimensional mínima.....	26
3.2.1.3 Punto de intersección entre las curvas caída de presión y derivada de la presión	27
3.2.1.4 Punto mínimo en la curva de la derivada de la presión	29
3.2.1.5 Relación entre el parámetro de flujo interporoso y el tiempo de inicio del flujo radial de acción infinita.....	29
3.2.1.6 Relación entre el parámetro capacidad de almacenamiento y el cociente entre la derivada máxima y mínima.....	31

3.2.1.7 Relación entre el parámetro de flujo interporoso y el tiempo de desarrollo del punto mínimo de la derivada.....	33
3.2.1.8 Relación entre el cociente del radio adimensional y capacidad de almacenamiento y el cociente de las derivadas máxima y mínima.....	33
Capítulo 4. Aplicación de la Metodología Propuesta	35
4.1 Procedimiento	35
4.2 Ejemplo de aplicación.....	36
5. Análisis de Resultados	40
6. Conclusiones	41
7. Recomendaciones	42
8. Nomenclatura	43
9. Bibliografía	46
10. Anexo	49

Listado de Figuras

Figura 1. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados. (Nelson, 2001).	2
Figura 2. Modelo idealizado de un yacimiento naturalmente fracturado propuesto por Warren y Root (1963).	4
Figura 3. Sección de un yacimiento naturalmente fracturado idealizado por Kazemi (1969).....	6

Figura 4. Tasa de flujo ideal y respuesta de presión para una prueba de declinación de presión. (Khan & Islam, 2007).	8
Figura 5. Tasa de flujo y respuesta de presión para una prueba de restauración de presión. (Khan & Islam, 2007).	9
Figura 6. Tasa de flujo y respuesta de presión para una prueba de producción. (Khan & Islam, 2007).	10
Figura 7. Comportamiento de la tasa de producción y la presión para una prueba de pulsos (Zhuang, 2013).	11
Figura 8. Respuesta de presión en una prueba de interferencia (León, 2010).	13
Figura 9. Representación del caso más sencillo de interferencia en un yacimiento infinito (León, 2010).	14
Figura 10. Efecto del radio adimensional sobre la respuesta a la presión de interferencia en un yacimiento homogéneo infinito produciendo a presión constante (Uraiet & Raghavan, 1980). ..	15
Figura 11. Derivada semilogarítmica de la presión de interferencia para distintos valores de r_D y p'_{uD} vs. $t_D/\omega r_D^2$, graficado en coordenadas log-log. $\lambda=10^{-5}, 4 \times 10^{-7}, 10^{-7}, 4 \times 10^{-9}$. (Uraiet & Raghavan, 1980).	16
Figura 12. Cruva tipo para derivada de la presión de interferencia en un yacimiento infinito de doble porosidad produciendo a presión constante, graficado en coordenadas log-log. (Uraiet & Raghavan, 1980). $\lambda=10^{-10}, 10^{-9}, 10^{-8}, 10^{-7}, 10^{-6}, 10^{-5}, 10^{-4}, 10^{-3}, 10^{-2}, 10^{-1}$; $r_D = 1000$; $\omega = 10^{-6}$	17
Figura 13. Puntos característicos de yacimiento naturalmente fracturado.	21
Figura 14. Efecto de λ sobre el comportamiento de las curvas de presión y derivada de presión adimensional en yacimientos naturalmente fracturados para $\omega=0.01$, $r_D=200$	22

Figura 15. Efecto de ω sobre el comportamiento de las curvas de presión y derivada de presión adimensional en yacimientos naturalmente fracturados para $\lambda=1\text{E-}06$, $r_D=300$	23
Figura 16. Efecto de r_D sobre el comportamiento de las curvas de presión y derivada de presión adimensional en yacimientos naturalmente fracturados para $\lambda=5\text{E-}06$, $\omega=0.02$	24
Figura 17. Pendiente unitaria e intersección con el flujo radial de acción infinita para el cálculo del parámetro de flujo interporoso.....	26
Figura 18. Tiempo de la derivada de presión adimensional mínima para el cálculo de la capacidad de almacenamiento.....	27
Figura 19. Intercepto entre las curvas de presión y derivada de la presión para el cálculo del radio adimensional.	28
Figura 20. Intercepto entre las curvas de presión y derivada de la presión para el cálculo del radio adimensional.	30
Figura 21. Intercepto entre las curvas de presión y derivada de la presión para el cálculo del radio adimensional.	31
Figura 22. Relación entre capacidad de almacenamiento y cociente de derivadas máxima y mínima en gráfico log-log.....	32
Figura 23. Relación entre parámetro de flujo interporoso y el tiempo de desarrollo de la derivada mínima en gráfico log-log.....	34
Figura 24. Relación entre el cociente del radio adimensional y capacidad de almacenamiento y el cociente de las derivadas máxima y mínima.....	35
Figura 25. Ejemplo prueba de interferencia.....	37

Resumen

La caracterización de un yacimiento naturalmente fracturado es muy importante debido a que puede ayudar a predecir patrón de flujo de los fluidos, la capacidad de almacenamiento de las fracturas, saber si dos o más pozos de un mismo yacimiento se encuentra comunicados, entre otros. Algunos de los métodos que se emplean para esto son los métodos convencionales y las curvas tipo.

Sin embargo, en los últimos años ha aparecido una técnica llamada Técnica de Síntesis Directa de Tiab (TDST) que permite interpretar pruebas de presiones de manera rápida, práctica y precisa. Esta técnica tiene la particularidad de usar puntos característicos en gráficos log-log de presión y derivada de presión versus el tiempo, variando distintos parámetros, con la cual se logra establecer expresiones matemáticas que faciliten la interpretación de estas pruebas y ayudan a caracterizar plenamente el yacimiento.

En el presente trabajo la técnica TDST es aplicada para la determinación de nuevas expresiones matemáticas que permitan calcular la capacidad de almacenamiento, parámetro de flujo interporoso y el radio adimensional mediante puntos característicos en gráfico logarítmico log-log, a partir de la simulación de pruebas de interferencia.

Palabras claves: yacimiento, interferencia, presión, síntesis.

Abstract

The naturally fractured reservoir characterization is crucial because it can help to predict the flow pattern of fluids, the storage capacity of the fractures, to know if two or more wells are communicated, among others. Some of the methods used for this are the conventional methods (cartesian graphics) and the type-curve analysis (Uraiet and Raghavan).

However, in the last years there has appeared a technique named Tiab's Direct Synthesis Technique (TDST) which makes it possible to perform the pressure tests so quick, practical and accurate. This technique has the particularity to use characteristic points in log-log graphics of pressure and pressure derivative against time, by varying different parameters, which is achieved to establish mathematical expressions that facilitate the interpretation of these tests and help to characterize the reservoir.

In this study, the TDST technique is applied to the determination of new mathematical expressions that can be used to determine the storage capacity, interporosity flow parameter and the dimensionless radius through characteristic points in logarithmic chart from the interference tests simulation.

Keywords: reservoir, interference, pressure, synthesis.

Introducción

Este trabajo consiste principalmente en encontrar expresiones matemáticas para la determinación o cálculo de los parámetros capacidad de almacenamiento, flujo interporoso y radio adimensional haciendo de la técnica de síntesis directa de Tiab para pruebas de interferencia en yacimientos naturalmente fracturados. Una vez establecidas se aplicarán en un ejemplo para comparar los resultados con los datos reales del yacimiento.

En cuanto al contenido del trabajo, este se ha distribuido de la siguiente manera:

En primer lugar se presenta el concepto general de un yacimiento naturalmente fracturado, su clasificación dependiendo del aporte de la matriz y la fractura al flujo de los fluidos, los distintos modelos formulados por Warren y Root (1963), Kazemi (1969) y Streltsova (1983), las distintas pruebas de presión que se pueden llevar a cabo en estos yacimientos y la representación gráfica de cada una de ellas.

Luego se hace una revisión conceptual sobre las pruebas de interferencia, como se realiza, se habla de estudios realizados para la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados usando este tipo de pruebas, dentro de esto se muestra las curvas tipo propuestas por Uraiet y Raghavan y finalmente el modelo matemático que describe una prueba de interferencia.

Posteriormente, se hace el análisis de los efectos causados por los parámetros capacidad de almacenamiento, flujo interporoso y radio adimensional en las curvas de presión y derivada de la

presión contra el tiempo. Luego se usa la técnica TDST para hallar las expresiones matemáticas que determinarán cómo calcular cada parámetro mediante puntos característicos de las curvas mencionadas.

Finalmente, se establece un procedimiento para hacer uso de la técnica TDST para pruebas de interferencia, se usan las expresiones obtenidas de cada parámetro en un ejemplo de una prueba de interferencia para evaluar el porcentaje de error que produce cada una de ellas, se harán unas recomendaciones y posteriormente las conclusiones finales de este trabajo.

Objetivos

Objetivo General:

Hacer uso de la metodología Tiab's Direct Synthesis Technique para lograr la obtención de expresiones que permitan caracterizar plenamente un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) mediante uso de Pruebas de Interferencia.

Objetivos Específicos:

- Dar a conocer el comportamiento que tiene una prueba de interferencia cuando se varía cada uno de los parámetros mientras los otros dos permanecen constantes.
- Obtener expresiones representativas que ayuden al cálculo de los parámetros: flujo interporoso, capacidad de almacenamiento y radio adimensional mediante una prueba de interferencia.
- Evaluar e implementar las distintas expresiones obtenidas para la caracterización de un yacimiento naturalmente fracturado mediante el uso de pruebas de interferencia con un ejemplo sintético.

Capítulo 1. Marco Teórico: Yacimientos Naturalmente Fracturados

1.1 Definición

Para Aguilera (1995), un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento que posee fracturas creadas de manera natural. Estas fracturas pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo del fluido. Las fracturas abiertas o parcialmente mineralizadas pueden tener un efecto positivo en el flujo de crudo, sin embargo, posee un efecto negativo cuando hay agua o gas ya que puede incurrir en una rápida conificación de estos en el pozo productor. En cambio, si hay fracturas totalmente mineralizadas, están pueden crear una barrera que no permita el paso de los fluidos.

Este tipo de yacimientos presentan desafíos a la hora de la extracción de los fluidos. Para esto, se debe tener plenamente caracterizado el yacimiento para poder afrontar los desafíos desde el ámbito geológico como de ingeniería. Lo principal es entender el sistema de fracturas presentes en el yacimiento para determinar si estas tienen un valor agregado para la producción y si es así, analizarlos para poder mejorar la gestión del yacimiento (Narr *et al.* , 2006).

1.2 Clasificación

La mayoría de los yacimientos contienen fracturas, lo que hace diferencia es el grado en el cual inciden las fracturas en el flujo de los fluidos. Los efectos de estas son variables a lo largo de la vida productiva del yacimiento durante las etapas de recuperación (primaria, secundaria y terciaria). Los yacimientos fracturados se clasifican según la interacción que existe entre la porosidad y permeabilidad del sistema matriz-fractura (Bratton, 2006).

En la Figura 1. se puede apreciar la clasificación de estos yacimientos. El tipo 1, es en el cual las fracturas son las principales contribuyentes tanto en porosidad como en permeabilidad. Las del tipo 2 cuentan con una porosidad y permeabilidad baja en la matriz pero alta permeabilidad en las fracturas. Las tipo 3 pueden producir sin problemas si no tienen fracturas, sin embargo, estas contribuyen con permeabilidad adicional. Los tipo M son principalmente matriz, es decir, esta contribuye con alta porosidad y alta permeabilidad a la hora de la producción, por otra parte, si este tipo de yacimiento posee fracturas abiertas, estas ayudan a mejorar la permeabilidad, pero, si poseen fracturas naturales, generalmente estas obstaculizan el paso de los fluidos en el yacimiento. Por último se tienen los tipo G, esta clasificación ha sido creada solo para los yacimientos fracturados de gas condensado; la mayoría de estos se pueden clasificar como tipo 2 (Nelson, 2001).

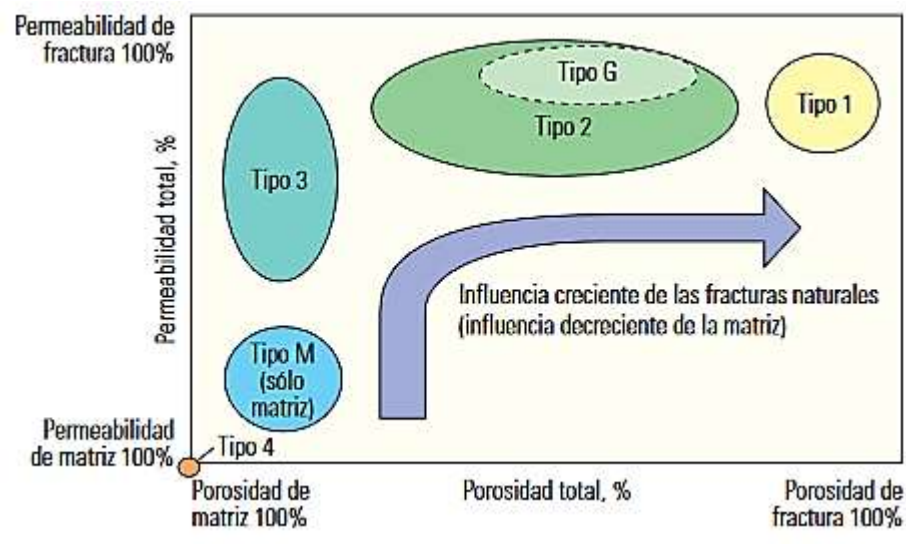


Figura 1. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados. (Nelson, 2001).

1.3 Modelos de Analisis en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Existen modelos que se han destacado, principalmente por su utilidad y el aprovechamiento de estos como propósito para análisis de pruebas de presión con el fin de determinar parámetros importantes como la permeabilidad, porosidad, forma de la matriz, orientación de fractura, daño, almacenamiento, entre otros.

Todos los modelos que se presentarán se basan en estas condiciones:

- La matriz es homogénea e isotrópica con respecto a los parámetros del yacimiento.
- La matriz y las fracturas poseen la misma saturación de fluido, y este, se considera ligeramente compresible.

1.3.1 Modelo Warren y Root

Warren y Root (1963) presentaron un modelo que se le conoce como estado pseudo-estacionario en la matriz con respecto a las respuestas de los cambios de presión en las fracturas. Presentaron un modelo matemático en el cual establecen un yacimiento naturalmente fracturado como un modelo de doble porosidad. La porosidad de la matriz se le conoce como porosidad primaria, mientras que la red de fracturas como porosidad secundaria.

En la Figura 2. se presenta el modelo idealizado formado por figuras rectangulares idénticas que vienen separados por fracturas ortogonales. Para este modelo idealizado se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Bloques de matriz homogéneos e idénticos.
- Uniformidad en la distribución de las fracturas.

- Los bloques de la matriz se dividen en tres clases:
 - Bloques cúbicos, todos sus lados iguales.
 - Bloques de láminas, un lado más grande que los otros dos.
 - Bloques en tablilla, un lado más corto que los otros dos.

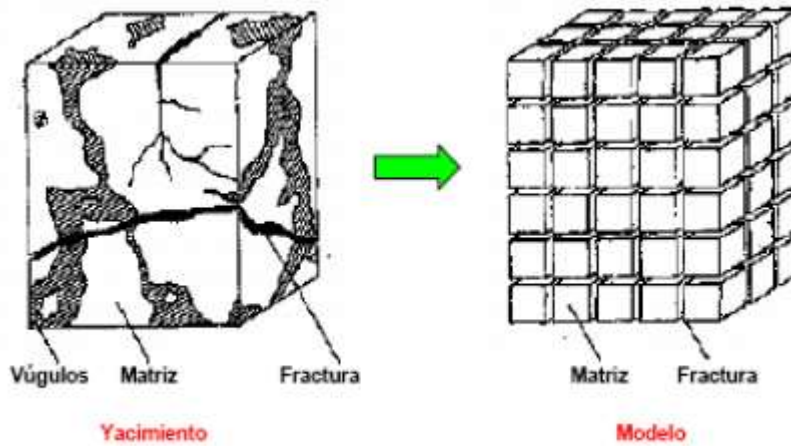


Figura 2. Modelo idealizado de un yacimiento naturalmente fracturado propuesto por Warren y Root (1963).

Mediante la solución de la ecuación de difusividad y usando la ley de Darcy, obtuvieron la solución para el modelo propuesto. En el modelo matemático que propusieron se debe tener en cuenta dos parámetros importantes como lo son la capacidad de almacenamiento ω y el parámetro de flujo interporoso λ , estos parámetros son la capacidad de almacenamiento de fluido que tiene la fractura y la facilidad con que la matriz aporta fluidos a las fracturas respectivamente.

$$(1-\omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} = \lambda(p_{fD} - p_{mD}) \quad (1)$$

En donde:

$$\omega = \frac{\phi c_t}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m} \quad 0 \leq \omega \leq 1 \quad (2)$$

$$\lambda = \frac{\sigma k_m r_w^2}{k_f} \quad (3)$$

Donde:

σ	Característica del medio fracturado
ω	Coficiente de almacenamiento
λ	Parámetro flujo interporoso
r_w	Radio del pozo, <i>ft</i>
k_m	Permeabilidad matriz, <i>md</i>
k_f	Permeabilidad fractura, <i>md</i>
t_D	Tiempo adimensional
$\phi_{m,f}$	Porosidad matriz, fractura
$(c_t)_{m,f}$	Compresibilidad total matriz, fractura, <i>psi⁻¹</i>
P_{mD}	Presión matriz adimensional
P_{fD}	Presion fractura adimensional

1.3.2 Modelo Kazemi

Kazemi (1969) presentó un modelo para poder llevar a cabo el análisis de presión transitoria en este tipo de yacimientos. Consiste en un conjunto de capas de matriz horizontal espaciadas y uniformes, igualmente con las fracturas. Dicho sistema se representa con la Figura 3. donde está el contraste de las permeabilidades entre las capas de matriz y fracturas.

1.3.3 Modelo Streltsova

Streltsova (1983) asume que el gasto de flujo de la matriz a la fractura es proporcional al promedio de gradiente de presión a través de la matriz y que el flujo de matriz a la fractura se da forma vertical. Esta suposición viene dada por la Ecuación 4.

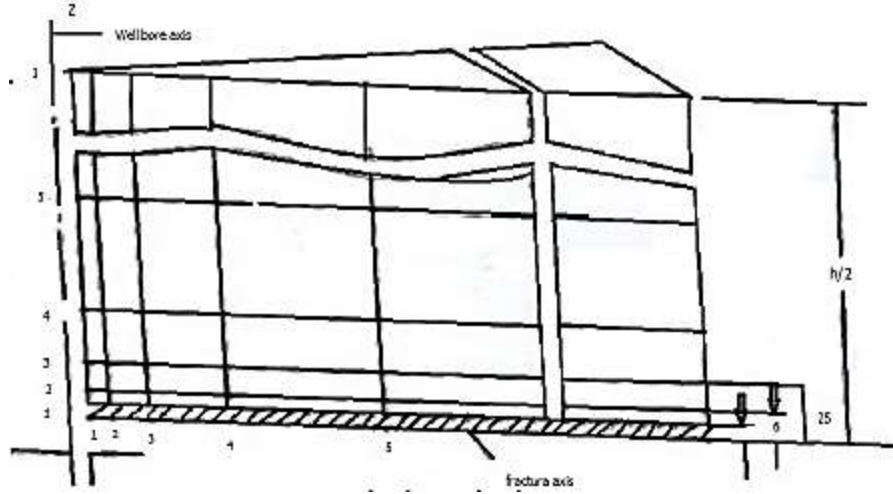


Figura 3. Sección de un yacimiento naturalmente fracturado idealizado por Kazemi (1969).

$$\frac{\partial^2 \Delta P_m}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta_m} \frac{\partial \Delta P_m}{\partial t} \quad (4)$$

Mediante esta ecuación y las del modelo de Warren y Root, la autora asume una ecuación diferencial para poder describir el flujo radial que va a través de las fracturas argumentada por la contribución de flujo de la matriz, V_m , es:

$$\frac{\partial^2 \Delta p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Delta p}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial \Delta p}{\partial t} + \frac{V_m}{T} \quad (5)$$

Donde el flujo matriz a fractura viene dado por:

$$V_m = \frac{k_m}{\mu} \frac{\partial \Delta p_m}{\partial z} \quad (6)$$

Donde:

T	Transmisibilidad del yacimiento, $md\text{-ft}/cp$
h_t	Espesor yacimiento, ft
η	Difusividad hidráulica, ft^2/hr
V_m	Flujo matriz – fractura, md
t	Tiempo, hr
r	Radio yacimiento, ft
P_m	Presión matriz, $psia$
P_f	Presión fractura, $psia$

1.4 Pruebas de presión en YNF

Una prueba de presión se enfoca en analizar, mejorar y predecir el comportamiento de un yacimiento, estas consisten en medir la variación de presión en uno o más pozos para poder hallar las propiedades petrofísica de la roca y de igual manera de los fluidos del yacimiento. Algunos de los parámetros que se pueden obtener con el analisis de las pruebas de presión son: permeabilidad, coeficiente de almacenamiento, volumen poroso, presión promedio, entre otros.

1.4.1 Prueba declinación de presión (Drawdown test)

En este tipo de prueba Khan & Islam (2007) la describen como, un pozo el cual se pone a producir a una tasa de producción constante. A medida que va produciendo se espera a que se estabilice el caudal para bajar el equipo de medición de la presión al fondo del pozo. Por lo tanto, se hace una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo durante un periodo de flujo en el cual la tasa de producción permanece constante. En la Figura 4. se muestra un historial de producción y presión durante esta prueba. En general, esta prueba puede durar algunas horas o incluso días. La ventaja más importante de aplicarla es que se puede estimar el volumen del yacimiento, sin embargo, hay unas limitantes que disminuyen la eficiencia de esta tales como:

- Se hace difícil mantener una tasa de producción constante
- El pozo puede ser inestable si se acaba de perforar o ya ha producido antes
- El valor de la permeabilidad estimada es para todo el yacimiento

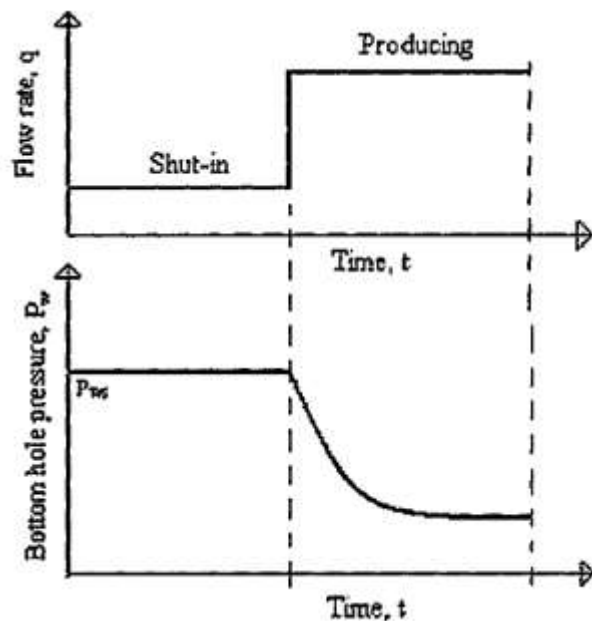


Figura 4. Tasa de flujo ideal y respuesta de presión para una prueba de declinación de presión. (Khan & Islam, 2007).

1.4.2 Prueba de Restauración de Presión (Buil up test)

Inicialmente se tiene un pozo produciendo a tasa constante y este se cierra en superficie durante un tiempo, esto permite que la presión incremente con el tiempo. La Figura 5. muestra el esquema de esta prueba. La presión se registra antes y durante el cierre, esto sirve para luego determinar propiedades del yacimiento. Para esto se debe tener muy en cuenta las condiciones en las que se encuentra el pozo para que al hacer el análisis de los datos no se produzcan errores en la determinación de las propiedades (Khan & Islam, 2007).

Al contrario de la prueba de declinación, en esta es más fácil la estabilización de la producción debido a que teniendo el pozo cerrado el flujo a superficie es nulo, sin embargo, también posee desventajas en su aplicación:

- Es difícil mantener un flujo constante antes del cierre total del pozo
- Al no haber flujo, la producción del pozo se pierde
- Se obtiene una sola permeabilidad para pozo

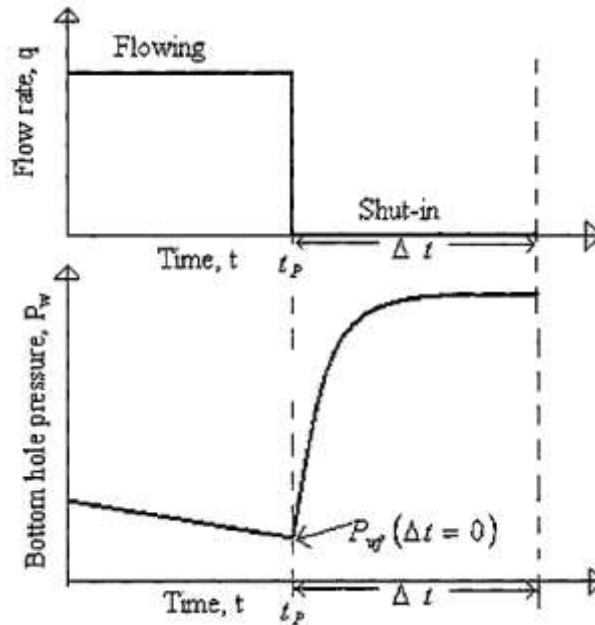


Figura 5. Tasa de flujo y respuesta de presión para una prueba de restauración de presión. (Khan & Islam, 2007).

1.4.3 Prueba de producción (Drill Stem Test)

Esta prueba, también llamada DST, es una manera de poder estimar las propiedades de la formación y del fluido antes de que el pozo sea completado. Para poder llevarla a cabo, se usan herramientas que se colocan al final de la sarta de perforación, luego, el pozo se pone a producir por intervalos de tiempo donde el pozo fluye y luego se cierra.

Una prueba DST permite evaluar el potencial de producción de una formación en particular. Esta prueba es importante porque mide el comportamiento del yacimiento, puesto que permite conocer si el pozo producirá convencionalmente.

La Figura 6 muestra el comportamiento de la tasa de producción y la presión con respecto al tiempo. En el punto A, la herramienta es bajada al fondo del pozo, entre este y el punto B, la herramienta ya se encuentra en el fondo. Cuando los empaques están listos, la columna de lodo del pozo se comprime registrando una presión elevada, punto C; en este momento el pozo se pone a producir y la presión cae hasta el punto D. A medida que el fluido sube por la sarta, la presión aumenta hasta E, aquí el pozo se cierra para comenzar la prueba de restauración de presión (buildup) hasta que la presión llega al punto F. Se repite el proceso nuevamente hasta que de J a K, es el momento en que la herramienta es sacada del pozo (Khan & Islam, 2007).

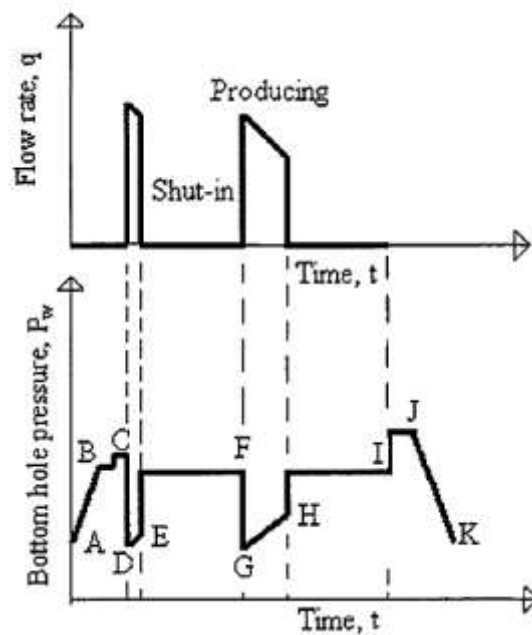


Figura 6. Tasa de flujo y respuesta de presión para una prueba de producción. (Khan & Islam, 2007).

1.4.4 Prueba de Pulso (Pulse test)

Esta prueba tiene los mismos objetivos que una prueba de interferencia, conocer si existe comunicación entre dos pozos, la permeabilidad y el producto de la porosidad por la compresibilidad. Estas se realizan enviando pequeños pulsos o una señal desde un pozo productor

o inyector a un pozo de observación (generalmente cerrado), este proceso se repite con un patrón regular formando como se observa en la Figura 7. (Zhuang, 2013).

En la Figura 7 el pozo activo estuvo produciendo a una tasa constantes durante 2000 horas antes de comenzar la prueba. Al cumplir este tiempo el pozo se cerró por 1000 horas. Luego se repitió el proceso varias veces (apertura y cierre) y los pulsos se tomaron en el pozo de observación. En esta prueba se puede obtener lo siguiente:

- La formación está conectada entre ambos pozos (activo y observación).
- El valor de los pulsos de presión para un cierre de mil horas, es de tan solo 0,02 Mpa.
- La permeabilidad de la formación se puede calcular mediante esta gráfica.

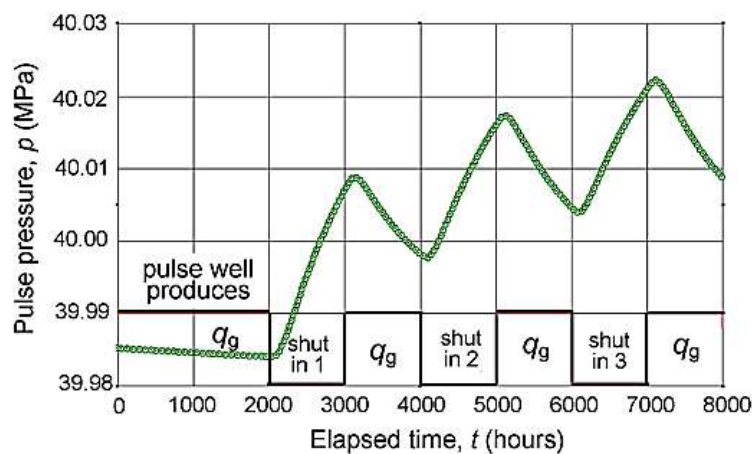


Figura 7. Comportamiento de la tasa de producción y la presión para una prueba de pulsos (Zhuang, 2013).

La razón por la cual se hace con pulsos, es que con estos se pueden determinar fácilmente los efectos del pozo activo desde un pozo de observación. Para captar estos pulsos es necesario

contar con manómetros de alta sensibilidad ya que los pulsos no superan la cantidad de 0,1 psi (Lee, 1982).

Hay varias ventajas que posee este tipo de prueba por encima de una prueba de interferencia:

- Interrumpe las operaciones normales del pozo por un periodo de tiempo menor.
- Existe menos problemas a la hora de interpretar el ruido y las tendencias de las presiones del yacimiento.
- El análisis de estas, por lo general, se puede basar en las soluciones brindadas por la función exponencial Ei .

Capítulo 2. Pruebas de Interferencia

2.1 Generalidades

Según Grasman y Grader (1990), una prueba de interferencia es una prueba en la que participan dos o más pozos en donde al menos uno es un pozo activo y el otro es un pozo de observación. El pozo activo puede ser productor o inyector y los pozos de observación se encuentran cerrados. En estos últimos, se observa el efecto en el cambio de la presión provocado por el pozo activo. En esta prueba la longitud característica del sistema es la distancia que hay entre el pozo activo y el/los pozos de observación.

Este tipo de prueba ha sido usada con el fin de poder determinar el producto de la permeabilidad por el espesor y el producto entre la porosidad y la compresibilidad, esto ha hecho posible de que se puedan hacer en yacimientos de alta compresibilidad.

En la figura 8. se muestra la caída de presión de un pozo activo y la percibida en el pozo de observación ubicado a una distancia r . La perturbación en el pozo de observación es sentida un tiempo después de que el pozo activo comienza a producir, a esto se le conoce como tiempo de respuesta, esto depende directamente de la distancia y las propiedades de roca y fluido del yacimiento. La Figura 9 muestra un esquema de desarrollo simple para una prueba de interferencia.

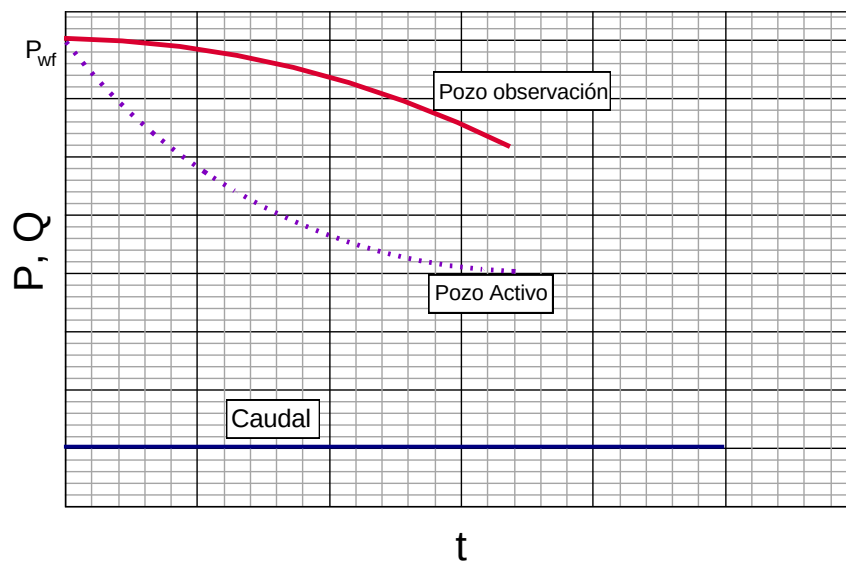


Figura 8. Respuesta de presión en una prueba de interferencia (León, 2010).

2.2 Antecedentes

Muchos autores han estudiado las pruebas de interferencia en situaciones prácticas en donde el almacenamiento y el daño en el pozo están presentes. Un método para el análisis de los datos arrojados por esta prueba donde se encuentra presente el almacenamiento y el daño fue presentado por Tongpenyai y Raghavan (1981). En consecuencia, Ogbe y Brigham (1989) presentaron una técnica en donde se pueden correlacionar el almacenamiento y el daño presentes en un solo pozo. Bourdet, Alagoe y Pirard (1984) propusieron el desarrollo de curvas tipo basadas en la derivada de la presión para uso en pruebas de buildup y drawdown en yacimientos con doble porosidad.

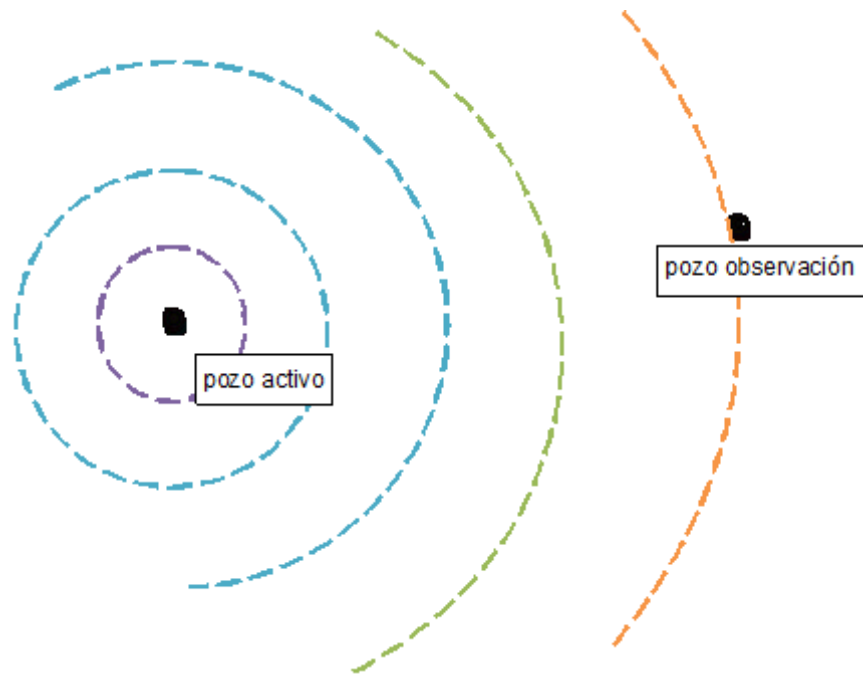


Figura 9. Representación del caso más sencillo de interferencia en un yacimiento infinito (León, 2010).

Un sistema con doble porosidad son formaciones compuestas por sistemas con distintas porosidades y permeabilidades que contribuyen en el proceso de producción. Barenblatt y Zheltov (1977) presentaron un modelo matemático para este tipo de sistemas en donde el comportamiento de la matriz es en estado pseudoestable (PSS).

Para sistemas cerrados, Ozkan, Ohaeri, Raghavan (1987) presentaron un modelo que considera la tasa de declinación de un pozo en producción cuando la presión se mantiene constante. Da Prat, Cinco-Ley, Ramey (1981) presentaron la solución de este modelo como una solución de Laplace añadiendo como consideración el daño del pozo, sin embargo, sus curvas tipos fueron realizadas para un daño igual a cero; además, tampoco presentaron curvas tipo logarítmicas (log-log) para distintas combinaciones de los tres parámetros que fueron considerados, r_D , ω y λ .

2.2.1 Curvas Tipo

Las curvas tipo son una representación gráfica de tipo logarítmica para la interpretación de pruebas de presión en términos de variables adimensionales en donde se obtiene un ajuste que proporciona parámetros del yacimiento tales como: almacenamiento, daño, coeficiente de flujo interporoso, capacidad de almacenamiento, permeabilidad, entre otros.

En la Figura 10 se aprecia el efecto que provoca el radio adimensional en la caída de presión en una prueba de interferencia en un yacimiento homogéneo e infinito (Uraiet & Raghavan, 1980). En su estudio enfatizan que al no recaer todas las curvas en una sola, los radios menores de 100 no son valores prácticos para el desarrollo de las curvas.

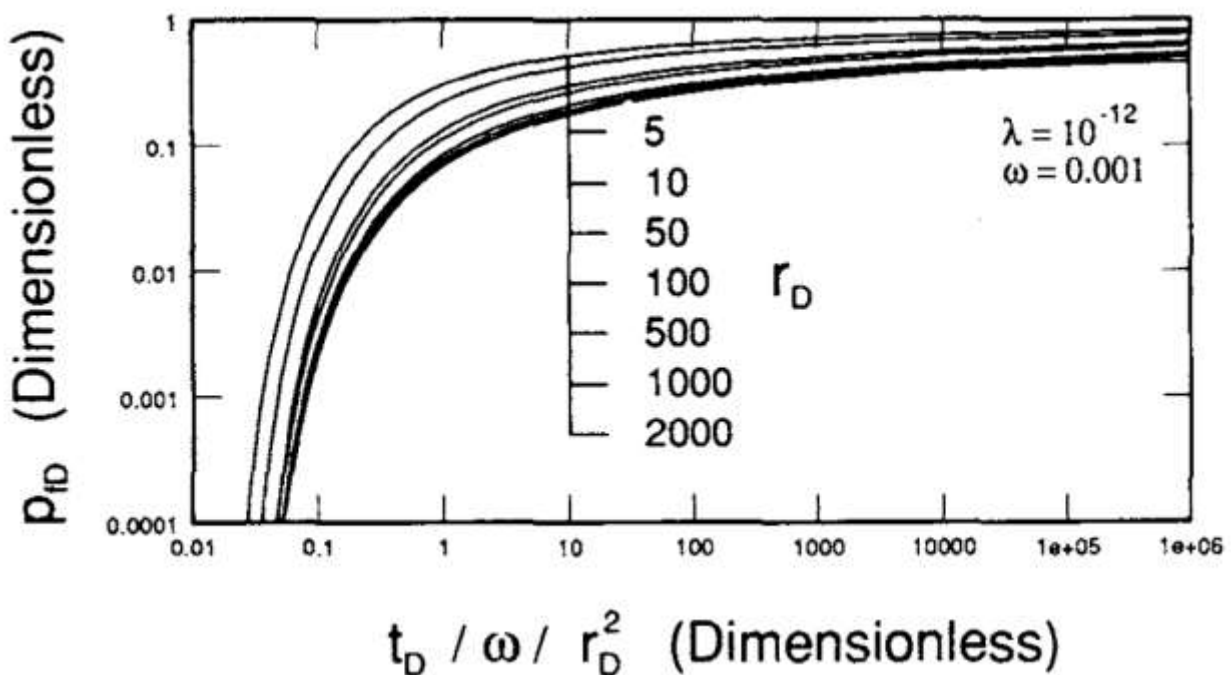


Figura 10. Efecto del radio adimensional sobre la respuesta a la presión de interferencia en un yacimiento homogéneo infinito produciendo a presión constante (Uraiet & Raghavan, 1980).

Tras descartar los radios adimensionales menores de 100, Uralet y Raghavan (1980) generaron más curvas tipo variando los valores del radio adimensional y el coeficiente de flujo interporoso para ver los efectos que estos provocan a la derivada de la presión como se muestra en la figura 11. El valor del flujo interporoso λ , es obtenido mediante una expresión que lo relaciona con el radio adimensional

$$\lambda = 10^{\left[-x - \log(r_D/1000)^2 \right]}. \quad (7)$$

$$x = -\log(\lambda). \quad (8)$$

Donde:

λ Parámetro flujo interporoso
 r_D Radio adimensional

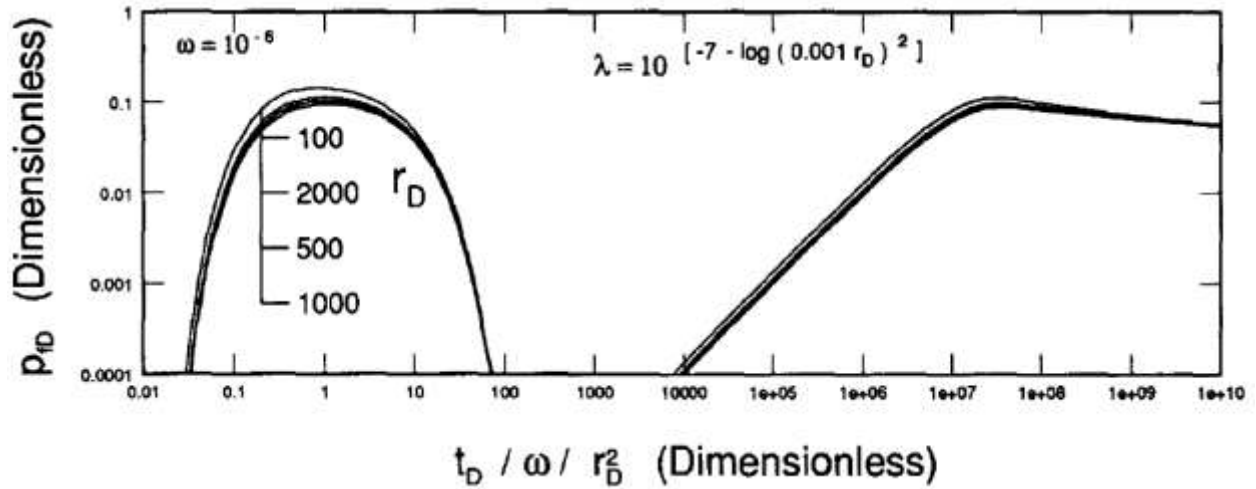


Figura 11. Derivada semilogarítmica de la presión de interferencia para distintos valores de r_D y p'_{1D} vs. $t_D/\omega/r_D^2$, graficado en coordenadas log-log. $\lambda=10^{-5}, 4 \times 10^{-7}, 10^{-7}, 4 \times 10^{-9}$. (Uralet & Raghavan, 1980).

Por último, desarrollaron una curva tipo para un radio adimensional ($r_D=1000$) adicionales para el cálculo de λ y ω , estas están representadas por la Figura 12. Para la obtención de los valores, se debe interpolar el valor de λ para $r_D = 1000$ de la Figura 12., y luego mediante

el uso de la Ecuación 7 y luego la ecuación 8 se da como resultado el parámetro λ para cualquier radio adimensional. Luego de determinar el valor de λ , se puede calcular ω de la parte izquierda de la Figura 12. obteniendo el valor de $1/\omega$.

2.3 Modelo Matemático

El modelo propuesto por Deruyck *et al.* (1982) representa a un yacimiento naturalmente fracturado con doble porosidad homogéneo y que además describe la respuesta del sistema combinado de fractura y matriz, fue desarrollado con las siguientes suposiciones:

- Yacimiento de extensión lateral infinita con las fronteras superior e inferior cerradas.
- Fluido ligeramente compresible, monofásico y flujo laminar.
- Fuerzas gravitacionales son despreciables y los gradientes de presión son pequeños.
- La porosidad de cualquier medio es independiente de los cambios de presión de otro medio.
- El flujo hacia el pozo se produce solo a través del medio más permeable, actuando el medio menos permeable como fuente.

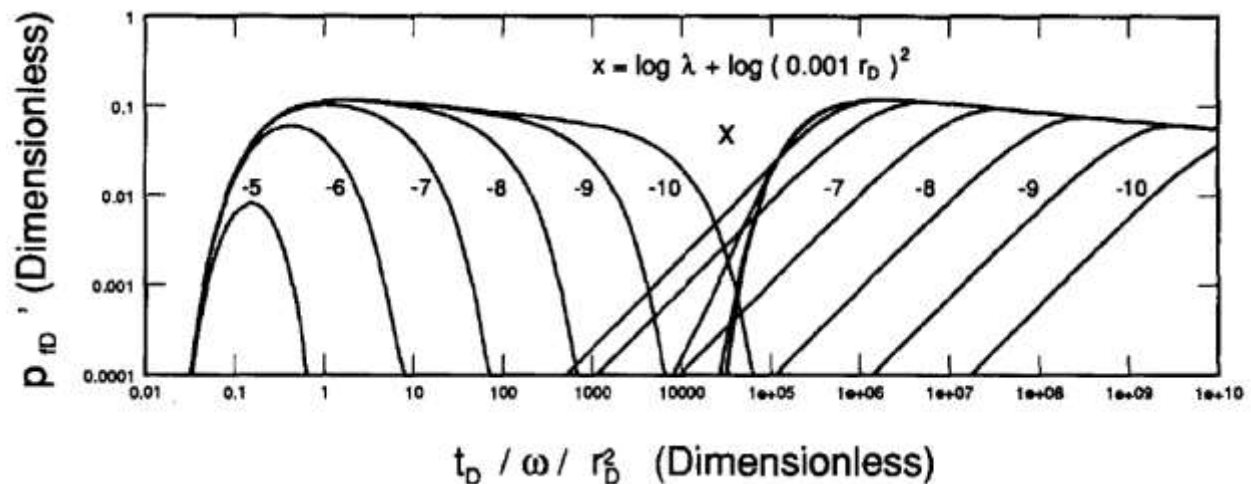


Figura 12. Curva tipo para derivada de la presión de interferencia en un yacimiento infinito de doble porosidad produciendo a presión constante, graficado en coordenadas log-log. (Uraiet & Raghavan, 1980).

$$\lambda=10^{-10}, 10^{-9}, 10^{-8}, 10^{-7}, 10^{-6}, 10^{-5}, 10^{-4}, 10^{-3}, 10^{-2}, 10^{-1}; r_D = 1000; \omega = 10^{-6}$$

La ecuación de difusividad para las anteriores suposiciones viene dada por:

$$\frac{k_f}{\mu} \nabla^2 p_f = (\phi v c_t)_f \frac{\partial p_f}{\partial t} - q^* \quad (9)$$

La Ecuación 9 puede ser reescrita, después de la transformada en el espacio Laplaciano:

$$\frac{d^2 \bar{p}_{fD}}{dr_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{d\bar{p}_{fD}}{dr_D} = \omega s \bar{p}_{fD} - \frac{\mu r_w^2}{k_f} \bar{q}^* \quad (10)$$

$$\bar{q}^* = -\alpha \frac{k_m}{\mu} \frac{(1-\omega)s}{(1-\omega)s + \lambda} \bar{p}_{fD} \quad (11)$$

Sustituyendo la Ecuación 10 en la Ecuación 11, se obtiene la ecuación de difusividad para un yacimiento con doble porosidad.

$$\frac{d^2 \bar{p}_{fD}}{dr_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{d\bar{p}_{fD}}{dr_D} - sf(s) \bar{p}_{fD} = 0 \quad (12)$$

Donde

$$f(s) = \frac{\omega (1-\omega)s + \lambda}{(1-\omega)s + \lambda} \quad (13)$$

$$\omega = \frac{(\phi v c_t)_f}{(\phi v c_t)_f + (\phi v c_t)_m} \quad (14)$$

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (15)$$

Donde:

q^*	Flujo de fluido de matriz a fractura, $ft^3/día$
v	Relación entre volumen determinado y volumen total
s	Variable de Laplace
μ	Viscosidad, cp
α	Factor de forma interporoso, ft^{-2}
—	Transformada de Laplace

Capítulo 3. Método de Síntesis Directa de Tiab (TDS) Para Pruebas de Interferencia en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Para llevar a cabo el desarrollo de la metodología es necesario tener presente las expresiones matemáticas para los siguientes parámetros adimensionales:

- Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{0.0002637 k_f t}{\left[(\phi c)_f + (\phi c)_m \right] \mu r_w^2} \quad (16)$$

- Presión adimensional

$$P_D = \frac{k_f h}{141.2 q \mu B} \Delta P \quad (17)$$

- Derivada adimensional

$$t_D * P_D' = \frac{k_f h}{141.2 q \mu B} (t * \Delta P') \quad (18)$$

Donde:

$t_D * P_D'$	Derivada de la presión adimensional
$(t * \Delta P')$	Derivada de la Presión
q	Caudal, <i>STBD</i>
B	Factor volumétrico, <i>stb/bbl</i>
h	Espesor de la Formación, <i>ft</i>
ΔP	Caída de presión, <i>psia</i>

Con el fin de obtener expresiones matemáticas mediante las cuales se pueda caracterizar un yacimiento naturalmente fracturado haciendo uso de las pruebas de interferencia, en el cual se tiene en cuenta un pozo productor y un pozo de observación, se hace uso del software Interference NFR para la simulación de pruebas de presión correspondientes a interferencia. Dentro del análisis de los datos obtenidos, se determina que los gráficos presentan sensibilidad a los siguientes

parámetros: parámetro de flujo interporoso, parámetro de capacidad de almacenamiento y el radio adimensional.

Para el desarrollo de la metodología se inicia con la derivada de presión, el tiempo y la caída de presión, estos parámetros se trabajan de manera adimensional y están dados por las Ecuaciones 16 y 17 del método de Tiabs (1989). Luego de haber indentificado los anteriores parámetros, se procede a realizar la simulación de la prueba en el software Interference NFR variando cada uno de estos de manera independiente, sin tener en cuenta el almacenamiento y el daño a la formación. La finalidad la metodología propuesta, se basa en identificar puntos característicos para realizar un ajuste y, finalmente, llegar a la obtención expresiones matemáticas que permitan el cálculo de cada uno de los parámetros anteriormente mencionados.

3.1 Análisis Gráfico Variación de Parámetros

La Figura 13 muestra las curvas de presión y derivada de presión con respecto al tiempo, todos estos datos de manera adimensional. En esta se puede observar los puntos característicos que posee un yacimiento naturalmente fracturado, como lo son:

- Punto máximo de la Derivada
- Punto mínimo de la Derivada
- Flujo radial tardío
- Tiempo de comienzo del flujo radial tardío
- Tiempo en el que se desarrolla el punto mínimo de la Derivada
- Punto de intersección entre la derivada y la presión.

Todos estos puntos mencionados serán de gran ayuda para hacer uso de la técnica de Tiab para el desarrollo de las expresiones matemáticas que permitan calcular los parámetros λ , ω y r_D .

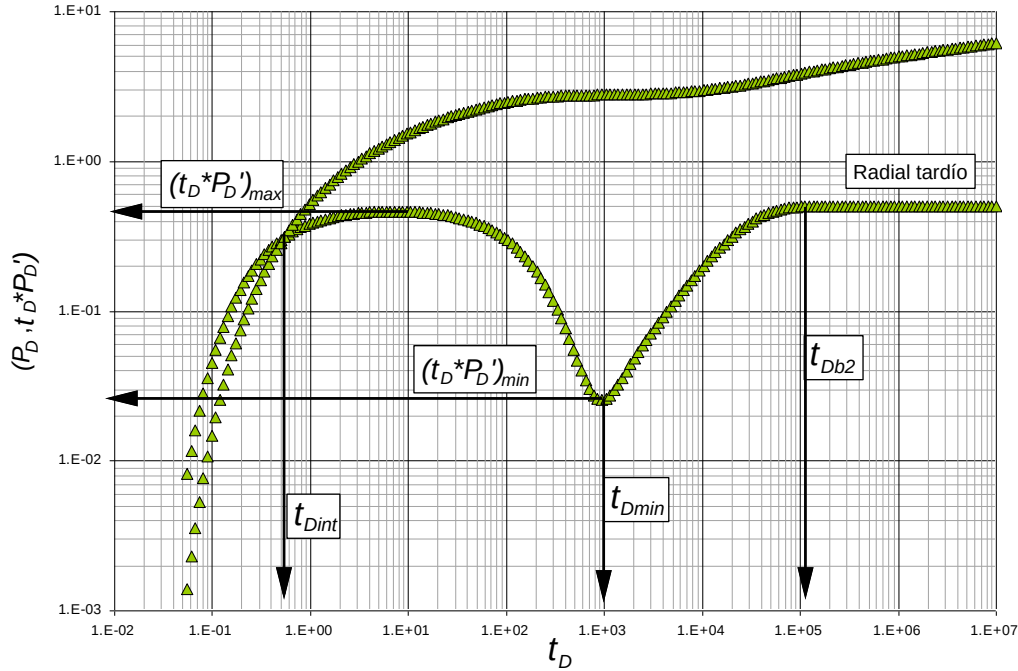


Figura 13. Puntos característicos de yacimiento naturalmente fracturado.

3.1.1 Parámetro de flujo interporoso (λ)

En la Figura 14 se mantienen constantes los parámetros ω y r_D mientras se varia el parámetro λ , aquí se puede observar claramente el efecto que provoca este parámetro sobre la curva de presión y derivada de presión adimensional. En el gráfico es posible percibir que para una prueba de interferencia a medida que el parámetro de flujo interporoso λ disminuye, tomando valores de $5E-05$ hasta $5E-08$, los diferenciales de presión (dp) se van haciendo gradualmente mayores hasta llegar un tiempo de $1E+08$ en el cual, de este en adelante, todos son iguales, por lo cual se tiene una relación inversa entre la caída de presión y el parámetro de flujo interporoso. Ahora, tomando en cuenta la derivada de la presión adimensional, se puede observar que entre más

pequeño sea el parámetro de flujo interporoso λ , se logra desarrollar un flujo radial temprano, que a su vez, si se observa la 'v', esta se va corriendo a la derecha haciendo que logre observar el flujo radial temprano. Este parámetro va relacionado con el tiempo en el cual se desarrolla el punto más bajo de la 'v' de la derivada, haciendo que, entre más pequeño sea este, más se tardará en aparecer dicho punto mínimo.

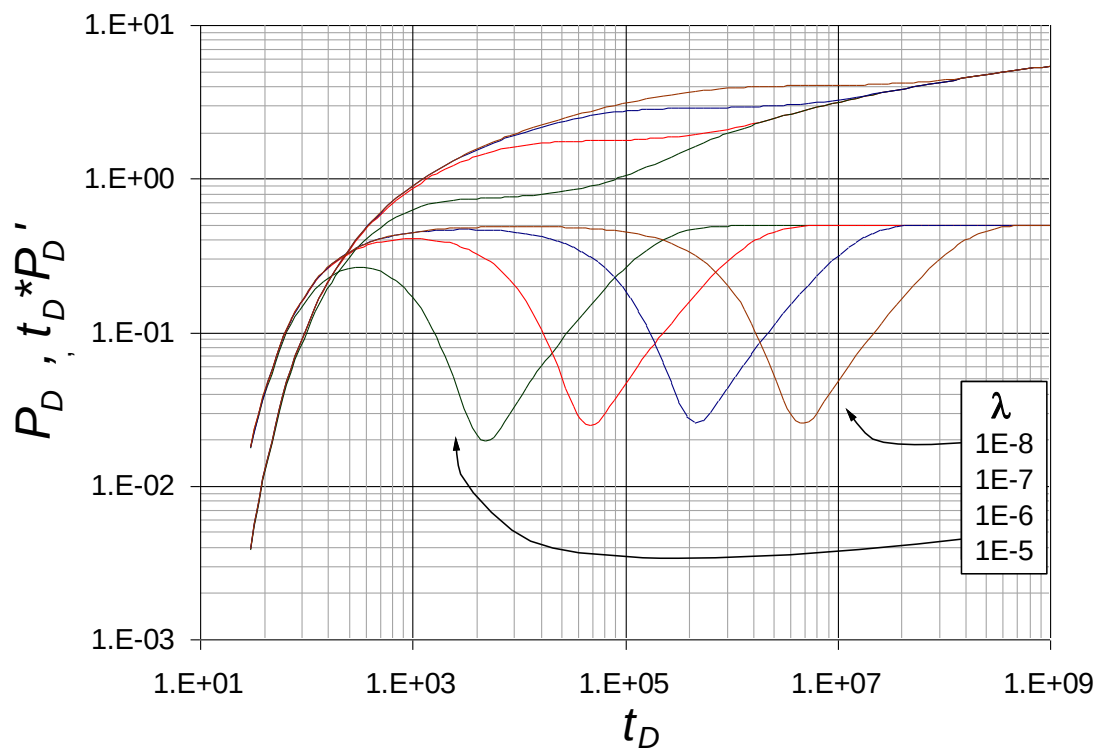


Figura 14. Efecto de λ sobre el comportamiento de las curvas de presión y derivada de presión adimensional en yacimientos naturalmente fracturados para $\omega=0.01$, $r_D=200$

3.1.2 Parámetro de capacidad de almacenamiento (ω)

En la Figura 15 se mantienen constantes los parámetros λ y r_D mientras se varía el parámetro ω , aquí se puede evidenciar claramente el efecto que provoca sobre la curva de presión y derivada de la presión adimensional. En el gráfico se puede observar que para una prueba de interferencia a medida que el parámetro de capacidad de almacenamiento aumenta, se debe esperar

mayor tiempo de respuesta en el yacimiento antes de que se empiecen a obtener datos del mismo, sin embargo, en cierto tiempo, entre 1×10^5 y 1×10^6 la caída de presión para cada valor de ω es la misma. Además se puede observar que de este parámetro depende la derivada de la presión adimensional haciendo que entre más pequeño sea, más evidente es la 'v' que hay en ella.

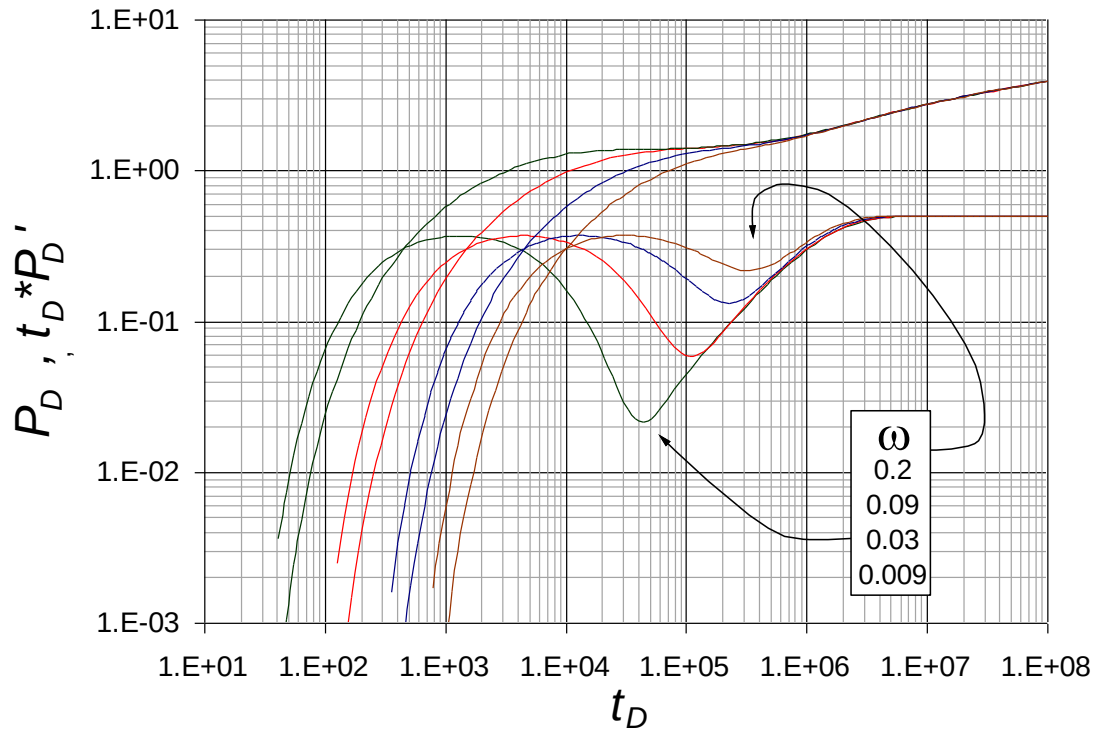


Figura 15. Efecto de ω sobre el comportamiento de las curvas de presión y derivada de presión adimensional en yacimientos naturalmente fracturados para $\lambda=1E-06$, $r_D=300$

3.1.3 Radio adimensional (r_D)

En la Figura 16 se mantienen constantes los parámetros ω y λ mientras se varia el parámetro r_D , aquí se puede observar el efecto que provoca en la obtención de datos del pozo debido a que entre mayor sea la distancia entre el pozo y el punto de observación, se necesita mayor tiempo de espera.

En la curva de presión se percibe que para un mismo tiempo transcurrido, para cada valor de radio adimensional, la caída de presión es menor entre más grande sea el parámetro. Por otra parte, al observar la derivada de la presión adimensional, cabe destacar que afecta directamente el punto máximo y el punto mínimo de esta, estableciendo una relación inversa puesto que entre mayor sea el radio, menor serán dichos valores.

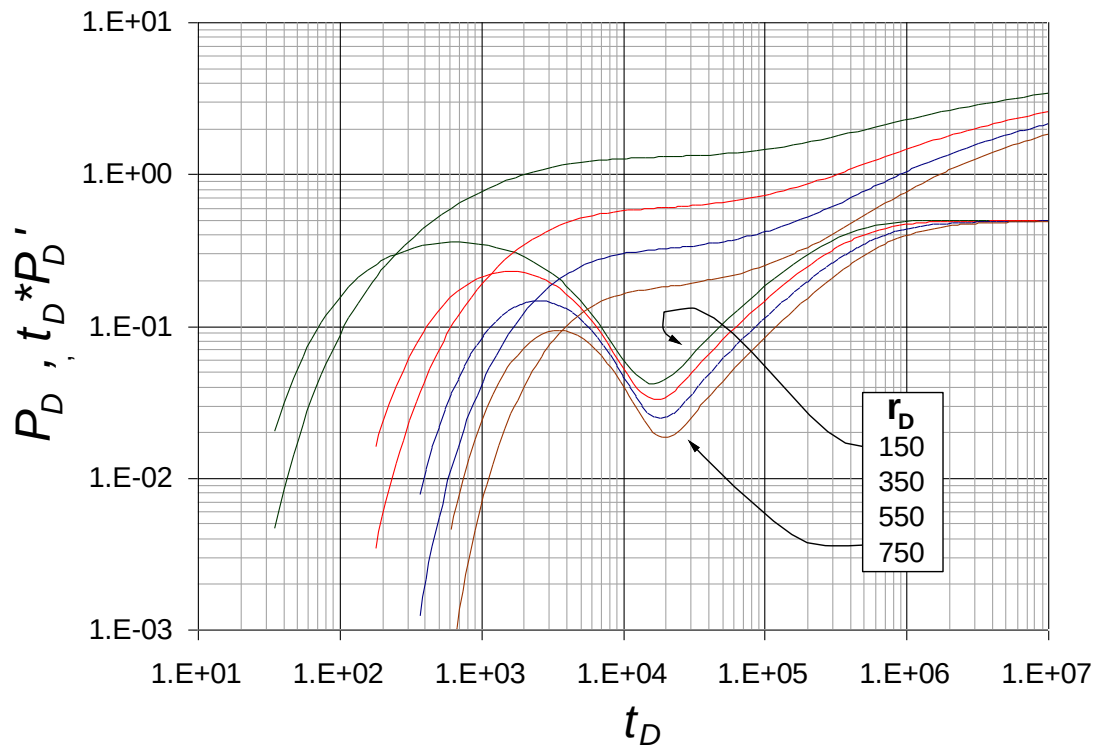


Figura 16. Efecto de r_D sobre el comportamiento de las curvas de presión y derivada de presión adimensional en yacimientos naturalmente fracturados para $\lambda=5E-06$, $\omega=0.02$

3.2 Expresiones Matemáticas Propuestas para cada Parámetro

Se realizaron diferentes corridas en el software Interference NFR para obtener gráficas log-log de presión y derivada de presión adimensional variando los parámetros de flujo interporoso, capacidad de almacenamiento y radio adimensional, resaltando que no se tuvo en cuenta el

almacenamiento ni el daño. A partir de la metodología de Tiab (1993), se lograron establecer ecuaciones a través de las cuales es posible determinar el valor de cada uno de los parámetros.

3.2.1 Puntos característicos

3.2.1.1 Pendiente unitaria e intersección con el flujo radial de acción infinita

En la Figura 17 se resaltan los puntos característicos para el cálculo del parámetro de flujo interporoso. Las ecuaciones que representan la pendiente unitaria y el punto de intersección entre esta y el flujo radial de acción infinita son:

$$\ln(t_D * P_D')_{\min} = \ln(0.58) + \ln(\lambda * t_{D\min}) \quad (19)$$

$$\lambda * t_{D_{USr2,i}} = 1 \quad (20)$$

Reordenando las Ecuaciones 19 y 20, se obtienen dos expresiones matemáticas con las que se calcula el parámetro de flujo interporoso:

$$\lambda = 1.724 \frac{(t_D * P_D')_{\min}}{t_{D\min}} \quad (19a)$$

$$\lambda = 1.1 / t_{D_{USr2,i}} \quad (20a)$$

Ahora de las Ecuaciones 19a y 20a se reemplazan los términos adimensionales por sus respectivos valores adimensionales de las Ecuaciones 16, 17 y 18, lo cual resulta en:

$$\lambda = 46.3 \frac{(\phi c)_{f+m} h r_w^2}{qB} \left[\frac{t * \Delta P'}{t} \right]_{\min} \quad (19b)$$

$$\lambda = 4171.41 \frac{(\phi c)_{f+m} \mu r_w^2}{k_f} \left(\frac{1}{t_{USr2,i}} \right) \quad (20b)$$

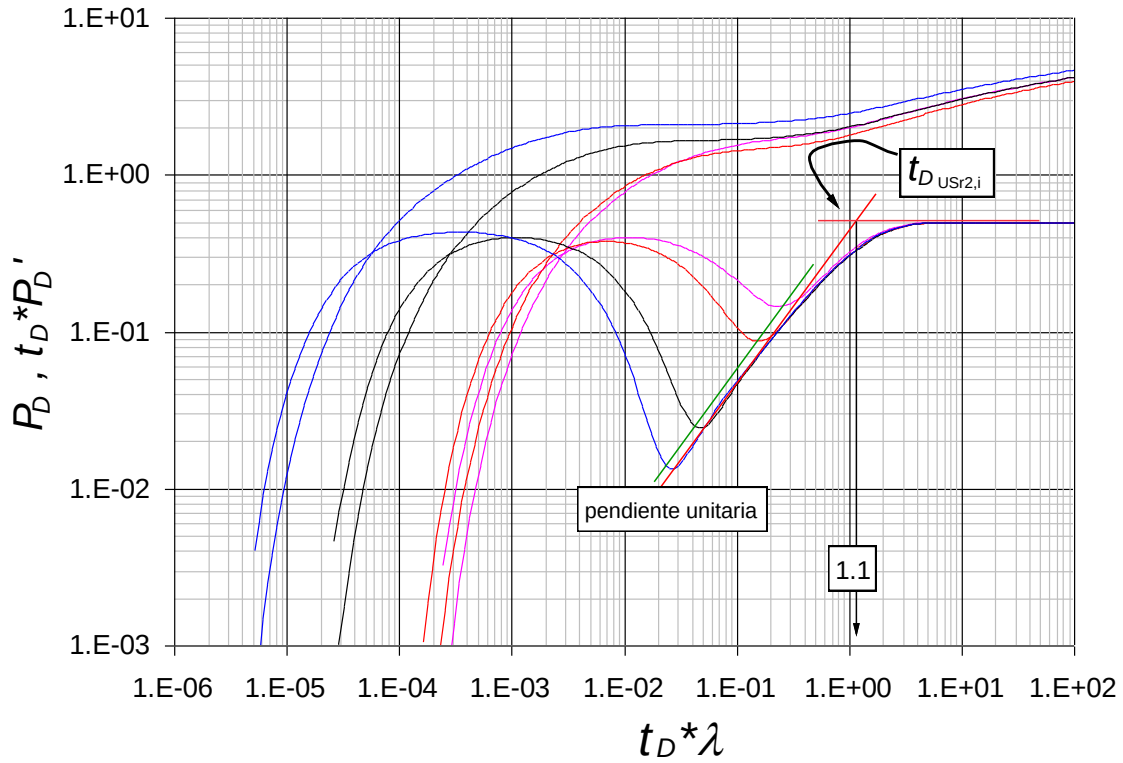


Figura 17. Pendiente unitaria e intersección con el flujo radial de acción infinita para el cálculo del parámetro de flujo interporoso.

3.2.1.2 Tiempo de la derivada de presión adimensional mínima

En la Figura 18 se resalta el punto característico para el cálculo del parámetro de capacidad de almacenamiento. La expresión que representa este punto es:

$$\frac{t_{D\min} * \lambda^{1.05}}{\omega^{0.86}} = 1 \quad (21)$$

Reordenando la Ecuación 21, se obtiene una expresión matemática con la que se calcula la capacidad de almacenamiento:

$$\omega = \left(t_{D\min} * \lambda^{1.05} \right)^{\frac{1}{0.86}} \quad (21a)$$

Ahora de la Ecuación 21a se reemplazan los términos adimensionales por sus respectivos valores adimensionales de las Ecuaciones 16, 17 y 18, lo cual resulta en:

$$\omega = \lambda^{1.221} \left(\frac{0.0002637 k_f t_{\min}}{(\phi c)_{f+m} \mu r_w^2} \right)^{\frac{1}{0.86}} \quad (21b)$$

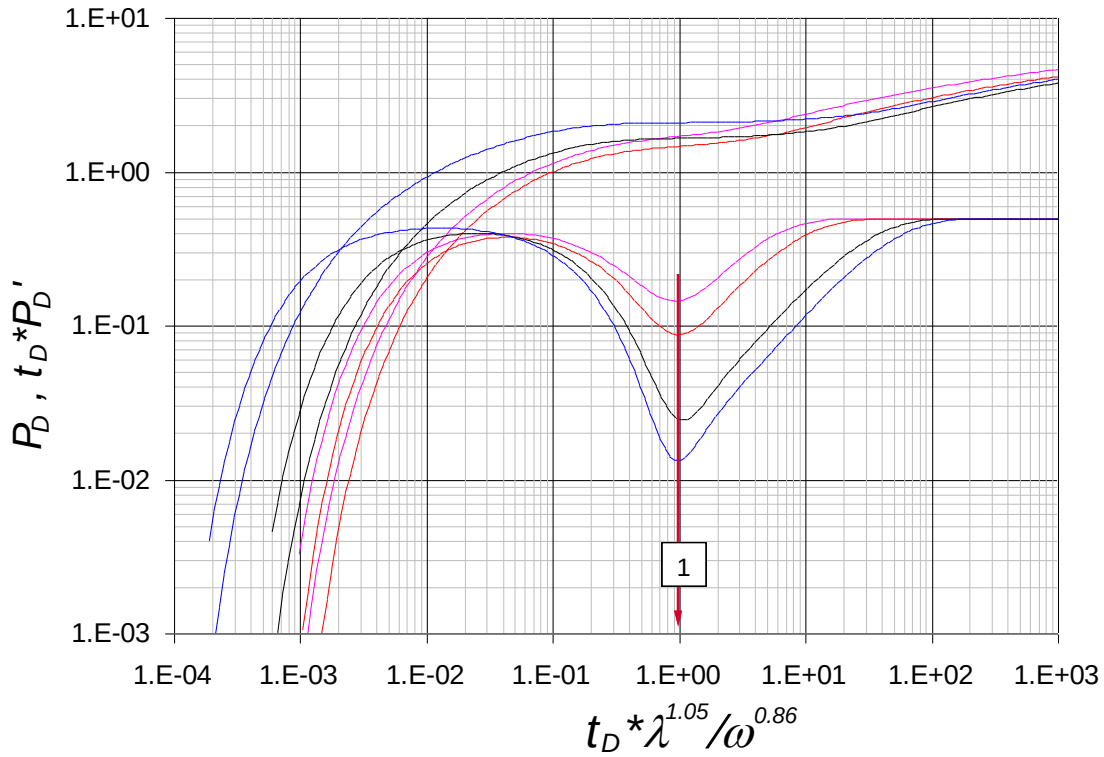


Figura 18. Tiempo de la derivada de presión adimensional mínima para el cálculo de la capacidad de almacenamiento.

3.2.1.3 Punto de intersección entre las curvas caída de presión y derivada de la presión

En la Figura 19 se resalta el punto de intersección entre las curvas para el cálculo del radio adimensional. La expresión que representa este punto es la siguiente:

$$\frac{t_{D\text{int}}}{\omega * r_D^2} = 0.55 \quad (22)$$

Reordenando la Ecuación 22, se obtiene una expresión matemática con las que se calcula el radio adimensional:

$$r_D = \sqrt{\frac{t_{Dint}}{0.55\omega}} \quad (22a)$$

Ahora de la Ecuación 22a se reemplazan los términos adimensionales por sus respectivos valores adimensionales de las Ecuaciones 16, 17 y 18, lo cual resulta en:

$$r_D = \sqrt{\frac{0.0004795k_f t_{int}}{\omega(\phi c)_{f+m} \mu r_w^2}} \quad (22b)$$

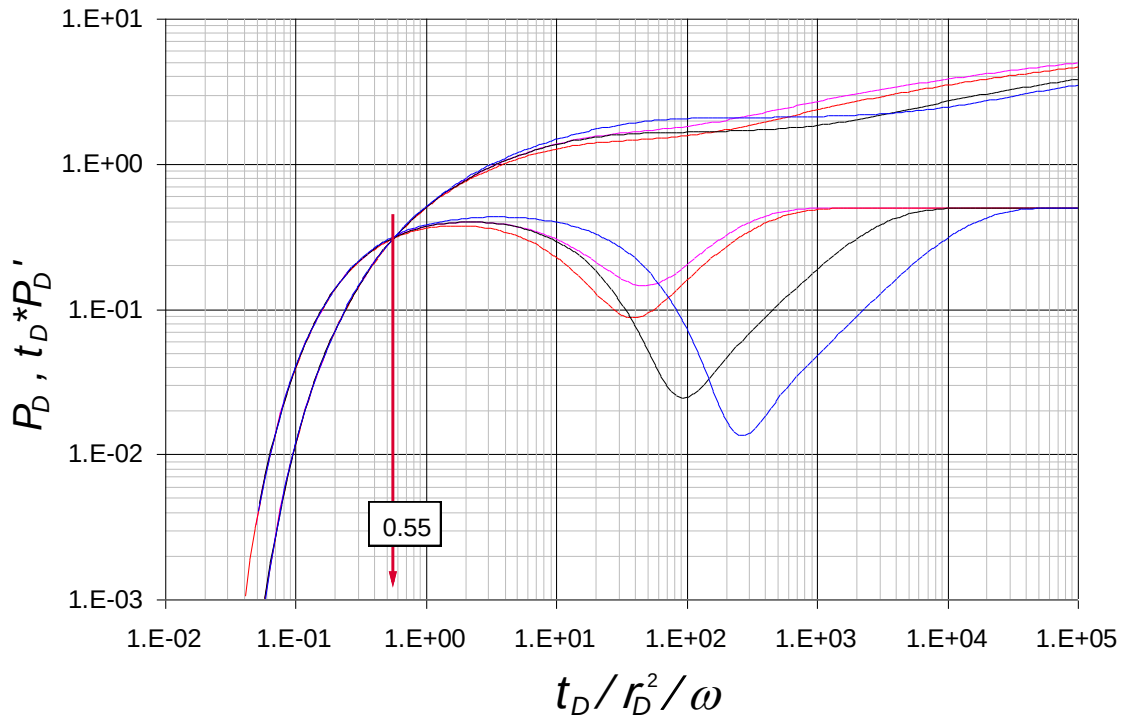


Figura 19. Intercepto entre las curvas de presión y derivada de la presión para el cálculo del radio adimensional.

3.2.1.4 Punto mínimo en la curva de la derivada de la presión

En la Figura 20 se resalta que el punto en común es el valor mínimo de la curva de la derivada de la presión, que está en función de la capacidad de almacenamiento. La expresión que representa este punto es la siguiente:

$$\frac{(t_D * P_D')_{\min}}{\omega^{4/5}} = 0.9 \quad (23)$$

Reordenando la Ecuación 23, se obtiene una expresión matemática con la que se calcula el la capacidad de almacenamiento:

$$\omega = \left[\frac{(t_D * P_D')_{\min}}{0.9} \right]^{5/4} \quad (23a)$$

Ahora de la Ecuación 23a se reemplazan los términos adimensionales por sus respectivos valores adimensionales de las Ecuaciones 16, 17 y 18, lo cual resulta en:

$$\omega = \left[\frac{k_f h(t * \Delta P')_{\min}}{127.08 q \mu B} \right]^{5/4} \quad (23b)$$

3.2.1.5 Relación entre el parámetro de flujo interporoso y el tiempo de inicio del flujo radial de acción infinita

En la Figura 21 se observa la linealidad, en un gráfico log-log, que existe entre el parámetro de flujo interporoso y el tiempo en cual inicial el segundo flujo radial. La expresión que representa esta recta es la siguiente:

$$\ln(\lambda) = \ln(2.413) - 0.9376 \ln(t_{Db2}) \quad (24)$$

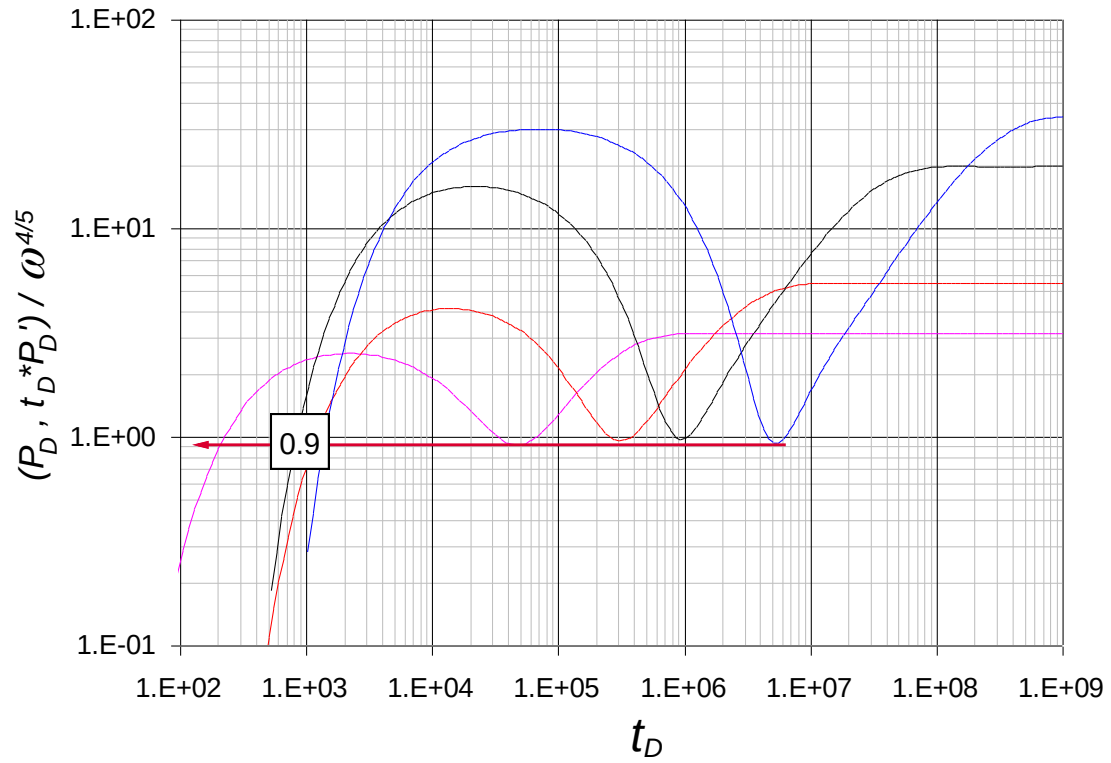


Figura 20. Intercepto entre las curvas de presión y derivada de la presión para el cálculo del radio adimensional.

Reordenando la Ecuación 24, se obtiene una expresión matemática con la que se calcula el parámetro de flujo interporoso:

$$\lambda = \frac{2.413}{t_{Db2}^{0.9376}} \quad (24a)$$

Ahora de la Ecuación 24a se reemplazan los términos adimensionales por sus respectivos valores adimensionales de las Ecuaciones 16, 17 y 18, lo cual resulta en:

$$\lambda = 5471.3 \left(\frac{(\phi c)_{f+m} \mu r_w^2}{k_f t_{b2}} \right)^{0.9376} \quad (24b)$$

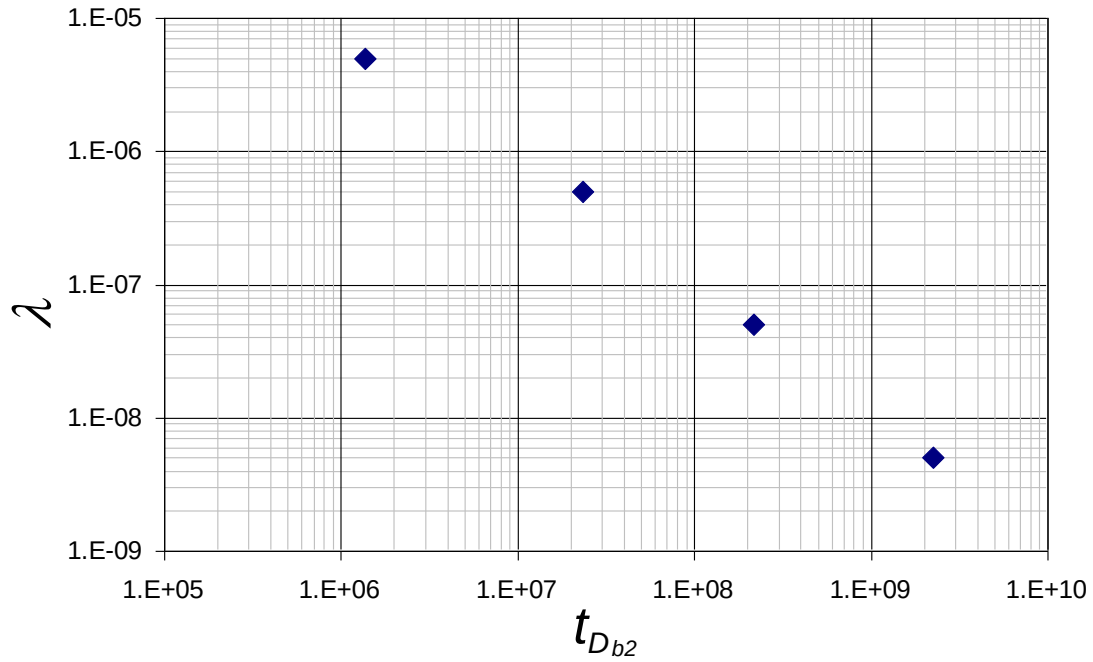


Figura 21. Intercepto entre las curvas de presión y derivada de la presión para el cálculo del radio adimensional.

3.2.1.6 Relación entre el parámetro capacidad de almacenamiento y el cociente entre la derivada máxima y mínima.

En la Figura 22 se observa la linealidad, en un gráfico log-log, que existe entre el parámetro de almacenamiento y el cociente entre la derivada máxima y mínima. La expresión que representa esta recta es la siguiente:

$$\ln(\omega) = \ln(0.3151) - 1.2119 \ln \left(\frac{(t_D * P_D')_{\max}}{(t_D * P_D')_{\min}} \right) \quad (25)$$

Reordenando la Ecuación 25, se obtiene una expresión matemática con las que se calcula la capacidad de almacenamiento:

$$\omega = \frac{0.3151}{\left(\frac{(t_D * P_D')_{\max}}{(t_D * P_D')_{\min}} \right)^{1.2119}} \quad (25a)$$

Ahora de la Ecuación 25a se reemplazan los términos adimensionales por sus respectivos valores dimensionales de las Ecuaciones 16, 17 y 18, lo cual resulta en:

$$\omega = 0.3151 \left(\frac{(t * \Delta P')_{\min}}{(t * \Delta P')_{\max}} \right)^{1.2119} \quad (25b)$$

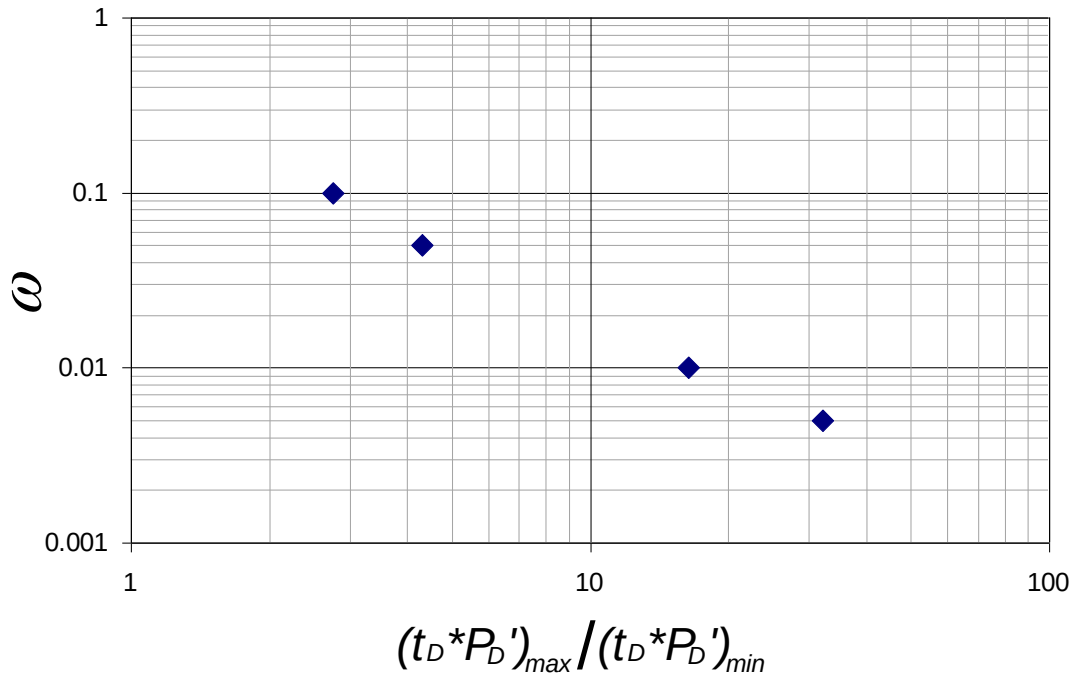


Figura 22. Relación entre capacidad de almacenamiento y cociente de derivadas máxima y mínima en gráfico log-log.

3.2.1.7 Relación entre el parámetro de flujo interporoso y el tiempo de desarrollo del punto mínimo de la derivada.

En la Figura 23 se observa la linealidad, en un gráfico log-log, que existe entre el parámetro de flujo interporoso y el tiempo en que se desarrolla el punto mínimo de la derivada. La expresión que representa esta recta es la siguiente:

$$\ln(\lambda) = \ln(72.255) - 1.5166 \ln(t_{D\min}) \quad (26)$$

Reordenando la Ecuación 26, se obtiene una expresión matemática con la que se calcula el parámetro de flujo interporoso:

$$\lambda = \frac{72.255}{(t_{D\min})^{1.5166}} \quad (26a)$$

Ahora de la Ecuación 26a se reemplazan los términos adimensionales por sus respectivos valores adimensionales de las Ecuaciones 16, 17 y 18, lo cual resulta en:

$$\lambda = 72.255 \left(\frac{(\phi c)_{f+m} \mu r_w^2}{0.0002637 k_f t_{\min}} \right)^{1.5166} \quad (26b)$$

3.2.1.8 Relación entre el cociente del radio adimensional y capacidad de almacenamiento y el cociente de las derivadas máxima y mínima.

En la Figura 24 se observa la linealidad, en un gráfico log-log, que existe entre el parámetro de flujo interporoso y el tiempo en que se desarrolla el punto mínimo de la derivada. La expresión que representa esta recta es la siguiente:

$$\ln\left(\frac{r_D}{\omega^5}\right) = \ln(16064) + 7.1432 \ln\left(\frac{(t_D * P_D')_{\max}}{(t_D * P_D')_{\min}}\right) \quad (27)$$

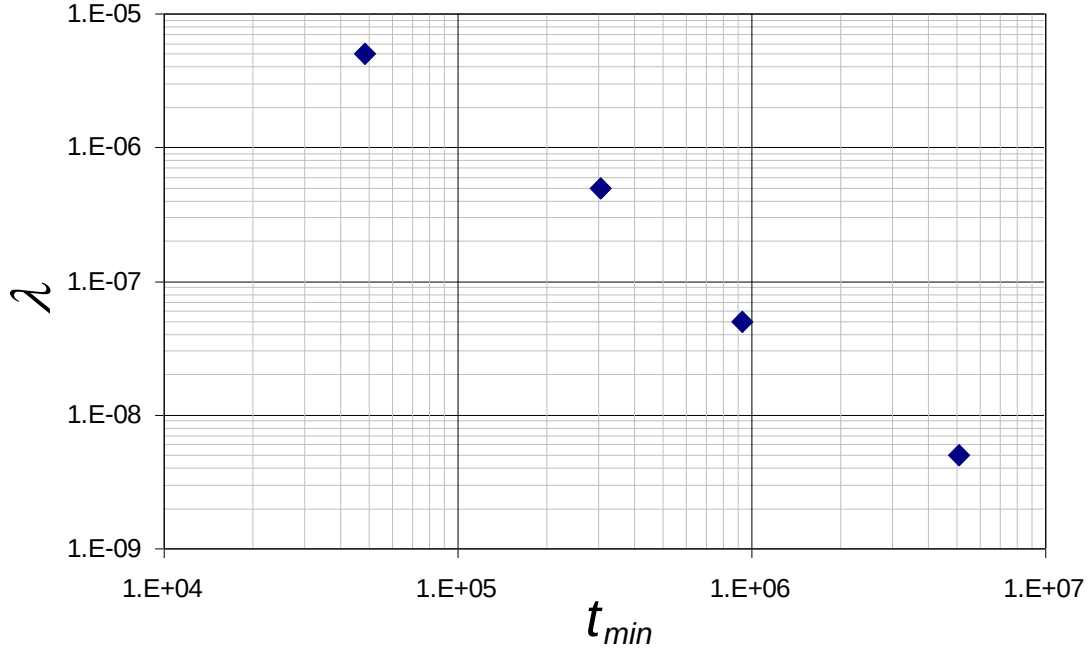


Figura 23. Relación entre parámetro de flujo interporoso y el tiempo de desarrollo de la derivada mínima en gráfico log-log.

Reordenando la Ecuación 26, se obtiene una expresión matemática con la que se calcula el radio adimensional:

$$\frac{r_D}{\omega^5} = 16064 \left(\frac{(t_D * P_D')_{\max}}{(t_D * P_D')_{\min}} \right)^{7.1432} \quad (27a)$$

Ahora de la Ecuación 27a se reemplazan los términos adimensionales por sus respectivos valores adimensionales de las Ecuaciones 16, 17 y 18, lo cual resulta en:

$$r_D = 16064 \omega^5 \left(\frac{(t * \Delta P')_{\max}}{(t * \Delta P')_{\min}} \right)^{7.1432} \quad (27b)$$

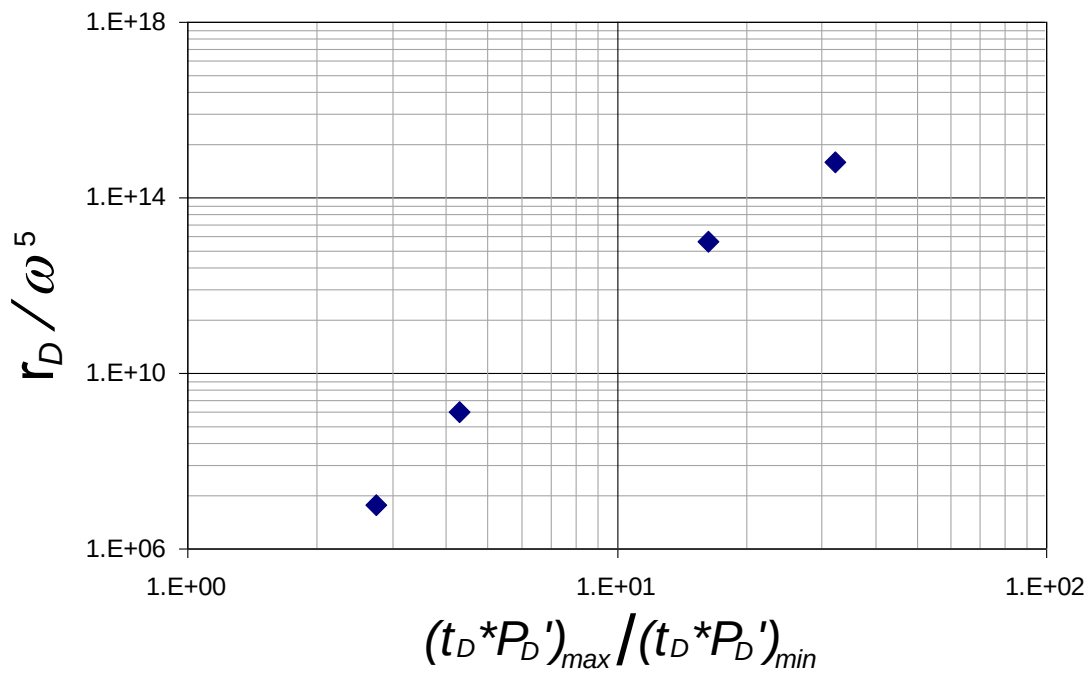


Figura 24. Relación entre el cociente del radio adimensional y capacidad de almacenamiento y el cociente de las derivadas máxima y mínima.

Capítulo 4. Aplicación de la Metodología Propuesta

4.1 Procedimiento

1. Graficar los datos de presión (ΔP) y derivada de la presión ($t * \Delta P'$) en función del tiempo en un gráfico logarítmico (log-log).
2. Identificar el flujo radial tardío, con este se puede calcular la permeabilidad.
3. Identificar la derivada mínima y el tiempo en el que se desarrolla, con estos se puede calcular el flujo interporoso con la Ecuación 19b.
4. Trazar una línea de pendiente unitaria que cruce la derivada mínima, la intersección de esta con la línea del flujo radial le dará el tiempo en el cual se intersectan las líneas, con este dato calcular el flujo interporoso con la Ecuación 20b.

5. Con el dato de tiempo mínimo del punto 3 se puede calcular el flujo interporoso con la Ecuación 26b.
6. Identifique el tiempo en el cual se empieza a desarrollar el flujo radial, con este se puede calcular el flujo interporoso con la Ecuación 24b.
 - 6.1. Calcular el porcentaje de error de cada dato obtenido de flujo interporoso.
7. Con el tiempo mínimo del punto 3 y el dato de flujo interporoso con menor error, calcular la capacidad de almacenamiento con la Ecuación 21b.
8. Con el dato de derivada mínima del punto 3, calcular la capacidad de almacenamiento con la Ecuación 23b.
9. Identificar el punto de derivada máxima, con este dato y el dato de la derivada mínima calcular la capacidad de almacenamiento con la Ecuación 25b.
 - 9.1. Calcular el porcentaje de error de cada dato obtenido de capacidad de almacenamiento.
10. Identifique el tiempo de intersección entre las curvas de presión y derivada de presión y, con el dato de capacidad de almacenamiento con menor error, calcular el radio adimensional con la Ecuación 22b.
11. Con los datos de derivada del punto 9 y la capacidad de almacenamiento con menor error, calcular el radio adimensional con la Ecuación 27b.

4.2 Ejemplo de aplicación

En la Figura 25 se da el gráfico de la caída de presión y la derivada de la caída de presión en función del tiempo para encontrar los parámetros ω , λ y r_D , los datos de la prueba se pueden ver en el Anexo 1. Los datos del yacimiento proporcionados son:

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

$$r_w = 0.25 \text{ ft}$$

$$P_i = 3000 \text{ psia}$$

$$h = 100 \text{ ft}$$

$$k_f = 40 \text{ mD}$$

$$(\phi c)_t = 8 \times 10^{-7} \text{ psia}^{-1}$$

$$\mu = 0.65 \text{ cP}$$

$$B = 1.05 \text{ bbl/STB}$$

$$\omega = 0.0075$$

$$\lambda = 2.75 \times 10^{-8}$$

$$r_D = 1500$$

Los datos obtenidos de los puntos característicos de la Figura 25 son:

$$(t^* \Delta P')_{min} = 0.43 \text{ psia}$$

$$(t^* \Delta P')_{max} = 9.5 \text{ psia}$$

$$(t^* \Delta P')_r = 12 \text{ psia}$$

$$t_{min} = 4 \text{ hr}$$

$$t_{int} = 0.03 \text{ hr}$$

$$t_{b2} = 900 \text{ hr}$$

$$t_{USr2,i} = 120 \text{ hr}$$

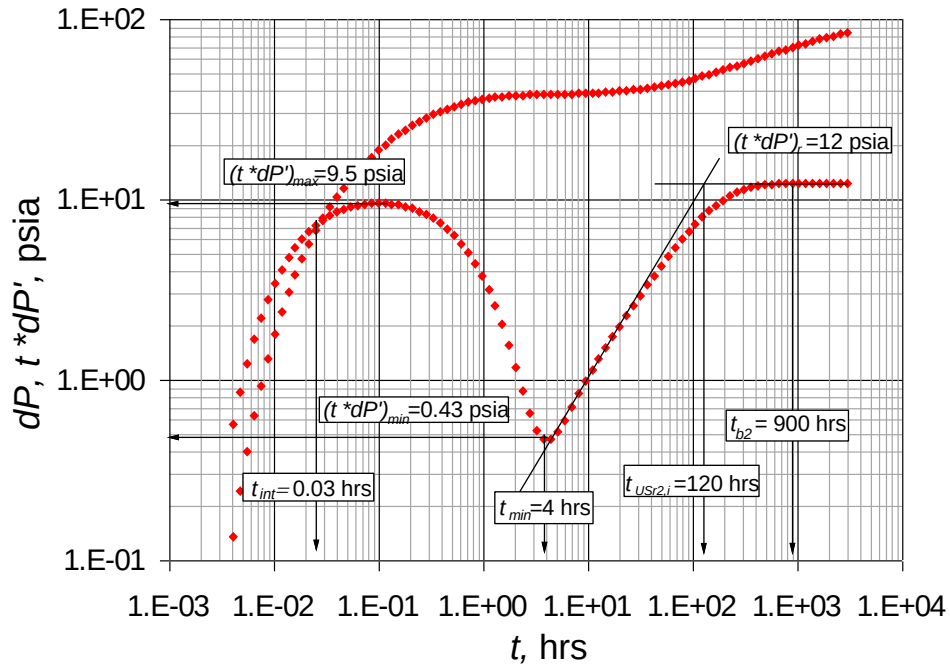


Figura 25. Ejemplo prueba de interferencia.

Cálculo de la permeabilidad k_f

$$k_f = \frac{70.6 q \mu B_o}{h (t^* \Delta P')_r} = \frac{70.6 (1000) (0.65) (1.05)}{(100) (12)} = 40.15 \text{ md}$$

Cálculo parámetro flujo interporoso con la Ecuación 19b.

$$\lambda = 46.3 \frac{(100)(8*10^{-7})(0.25)^2}{(1000)(1.05)} \left[\frac{0.43}{4} \right] = 2.37*10^{-8}$$

Cálculo parámetro flujo interporoso con la Ecuación 20b.

$$\lambda = 4171.41 \frac{(8*10^{-7})(0.65)(0.25)^2}{(40.15)} \left(\frac{1}{120} \right) = 2.814*10^{-8}$$

Cálculo parámetro flujo interporoso con la Ecuación 26b.

$$\lambda = 72.255 \left(\frac{(8*10^{-7})(0.65)(0.25)^2}{0.0002637(40.15)(4)} \right)^{1.5166} = 3.844*10^{-7}$$

Cálculo parámetro flujo interporoso con la Ecuación 24b.

$$\lambda = 5471.3 \left(\frac{(8*10^{-7})(0.65)(0.25)^2}{(40.15)(900)} \right)^{0.9376} = 2.778*10^{-8}$$

Cálculo capacidad de almacenamiento con la Ecuación 21b.

$$\omega = (2.778*10^{-8})^{1.221} \left(\frac{0.0002637(40.15)(4)}{(8*10^{-7})(0.65)(0.25)^2} \right)^{\frac{1}{0.86}} = 0.00766$$

Cálculo capacidad de almacenamiento con la Ecuación 23b.

$$\omega = \left[\frac{(40.15)(100)(0.43)}{127.08(1000)(0.65)(1.05)} \right]^{\frac{5}{4}} = 0.007478$$

Cálculo capacidad de almacenamiento con la Ecuación 25b.

$$\omega = 0.3151 \left(\frac{0.43}{9.5} \right)^{1.2119} = 0.007402$$

Cálculo radio adimensional con la Ecuación 22b y el dato anterior.

$$r_D = \sqrt{\frac{0.0004795(40.15)(0.03)}{(0.007478)(8*10^{-7})(0.65)(0.25)^2}} = 1541.64$$

Cálculo radio adimensional con la Ecuación 27b y el dato de la Ecuación 21b.

$$r_D = 16064(0.007478)^5 \left(\frac{9.5}{0.43} \right)^{7.1432} = 1503.36$$

Por último se calcula el error porcentual que produce cada ecuación usada para los parámetros con respecto al valor real proporcionado por el ejercicio.

Tabla 1.

Porcentaje de error proporcionado por cada ecuación propuesta para el cálculo de ω , λ y r_D

Parámetro	V. Real	V. Estimado	Error (%)
λ	2.75×10^{-8}	2.37×10^{-8}	13.81
		2.814×10^{-8}	2.31
		3.844×10^{-8}	39.8
		2.778×10^{-8}	1.01
ω	0.0075	0.00766	2.13
		0.007478	0.29
		0.007402	1.31
r_D	1500	1541.64	2.78
		1503.36	0.22

5. Análisis de Resultados

En el capítulo anterior se llevó a cabo la simulación de una prueba de interferencia donde son partícipes dos pozos, el productor y el de observación. En la gráfica se pueden evidenciar los puntos característicos de una prueba de interferencia mencionados en la Figura 13. Luego de tener los datos de la prueba graficados en escala logarítmica se procede a hallar los valores de cada punto para hacer uso de las expresiones obtenidas para el cálculo de los tres parámetros que se han mencionado en el documento.

Los resultados obtenidos para cada parámetro validan la metodología propuesta por Tiab con la que se puede obtener expresiones matemáticas para la caracterización de un yacimiento naturalmente fracturado; cabe destacar que los errores calculados para cada parámetro, se encuentran fiables debido a que estos en su mayoría son tolerables, exceptuando los valores más altos que fueron obtenidos con las ecuaciones 19b (13.81%) y 26b (39.8%) (las cuales se usan para calcular λ).

6. Conclusiones

- Mediante el uso de pruebas de interferencia y la aplicación de la metodología propuesta por Tiab, también llamada *TDST*, se desarrollaron nuevas expresiones matemáticas que permiten la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados haciendo uso de los puntos característicos presentes en la gráfica logarítmica de presión y derivada de la presión contra el tiempo. Estas nuevas expresiones permiten calcular los parámetros: flujo interporoso λ , capacidad de almacenaje ω y el radio adimensional r_D . Posteriormente, estos parámetros fueron hallados mediante la aplicación de un ejemplo sintético en donde se pudo comprobar que dichas expresiones están en un margen de error tolerable.
- Las Ecuaciones 19b (13.81%) y 26b (39.8%) (las cuales se usan para calcular λ) fueron las expresiones que arrojaron un mayor porcentaje de error. La primera depende de la derivada de presión y tiempo mínimo, como se puede observar en la Figura 14 la derivada mínima es la misma para valores menores a 1×10^{-6} por lo que este valor puede estar generando ese error elevado; la segunda depende solo del tiempo mínimo, que como se puede ver en las Figuras 14, 15 y 16, todos los parámetros hacen que este valor varíe por lo que al ser todos variables pueden estar generando este error tan alto.
- De acuerdo a lo anterior, queda demostrado nuevamente que la metodología que propuso Tiab años atrás sigue siendo una técnica muy versátil, rápida y útil para llevar a cabo la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados con pruebas de interferencia.

7. Recomendaciones

- Para el cálculo de los parámetros ω , λ y r_D , es importante aclarar que las expresiones matemáticas no sirven para todos los valores, para ello es indispensable tener en cuenta los siguientes rangos de valores para cada uno de ellos:
 - λ : valores entre 5×10^{-6} y 5×10^{-9}
 - ω : valores entre 0.1 y 0.005
 - r_D : valores entre 100 y 2000

- En las expresiones propuestas solo hay dos de ellas que sirven para calcular el radio adimensional, además de esto, ambas depende del valor que tenga ω , por ello se sugiere que el valor usado de este sea el obtenido mediante la Ecuación 23b porque es la que menor error proporciona con respecto al valor real.

- Al hacer uso de las ecuaciones en un ejemplo sintético, es recomendable aplicar esta metodología en un yacimiento real para poder valorar mejor su precisión y así ayudar a contribuir a su aplicación en campos en desarrollo o maduros.

8. Nomenclatura

B	Factor volumétrico del aceite, rb/STB
c	Compresibilidad, 1/psi
c_m	Compresibilidad total de la matriz, psi-1
c_f	Compresibilidad total de la fractura, psi-1
h	Espesor de formación, ft
k	Permeabilidad horizontal o radial de la formación, md
k_r	Permeabilidad horizontal o radial de la formación, md
k_f	Permeabilidad del sistema bloque-fractura, md
P	Presión, psi
P'	Derivada de presión, psi/hr
P_D	Presión adimensional
$P_{D'}$	Derivada de presión adimensional
P_{fD}	Presión adimensional de fractura
$P_{fD}^*(s)$	Transformada de Laplace de la presión de fisura adimensional
P_i	Presión inicial, psi
P_{max}'	Derivada de presión máxima, psi
q	Caudal de petróleo, BPD
q_o	Rata de flujo al instante de cierre expresada en unidades de yacimiento, rb
r	Radio, ft (distancia entre el pozo activo y el de observación)
r_D	Radio adimensional
r_e	Radio de drenaje del pozo, radio externo del yacimiento, ft

r_{eD}	Radio adimensional de los límites del yacimiento, $r_D = r_{eD} = r_e/r_w$
r_w	Radio del pozo, ft
s	Factor de daño, parámetro Laplace
t	Tiempo, hrs, tiempo de prueba
t_D	Tiempo adimensional calculado usando el radio
t_{int}	Tiempo de intercepto

Símbolos griegos

Δ	Cambio, caída
ΔP	Diferencia de presión, psi
$\Delta P'$	Cambio de la rata de presión con el tiempo (derivada de presión), psi
ΔP_D	Amplitud del tiempo adimensional
Δt	Tiempo de cierre total, hrs, intervalo de tiempo
λ	Parámetro de flujo de interporosidad
ϕ	Porosidad
ϕ_f	Porosidad de la fractura
ϕ_m	Porosidad de la matriz
μ	Viscosidad, cp
ω	Coeficiente de almacenamiento adimensional
η	Factor de difusividad hidráulica
σ	Característica del medio fracturado

Subíndices

b_2	Inicio del segundo período de flujo radial
D	Cantidad adimensional
f	Fractura
i	Intercepto
int	Intersección
m	Matriz
max	Máximo
min	Mínimo
$m+f$	Matriz + fractura
r	Flujo radial
r_2	Tiempo tardío, flujo radial
US	Pendiente unitaria
USr_2i	Intersección entre la pendiente unitaria y el flujo radial tardío
w	Cara del pozo

9. Bibliografía

- Aguilera, R. (1995). *Naturally Fractured Reservoirs*. Segunda Edición. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Publishing Company.
- Barenblatt, G.I. and Zheltov, Yu.P., (1977). *Fundamental Equations of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks*. Dokl. Akad. Nauk SSR.
- Bourdet, D., Alagoe, A., & Pirard, Y.M., (1984). *New type curves aid analysis of fissured zone well tests*. World Oil, United States.
- Bratton, T., (2006). *La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados*. Schlumberger, Oilfield Review.
- Da Prat, G., Cinco-Ley, H., & Ramey, H. (1981). *Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two-Porosity Systems*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9292-PA
- Deruyck, B. G., Bourdet, D. P., DaPrat, G., & Ramey, H. J. (1982). *Interpretation of Interference Tests in Reservoirs With Double Porosity Behavior Theory and Field Examples*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/11025-MS
- Engler, T. W., & Tiab, D. (1996, January 1). *Interpretation of Pressure Tests in Naturally Fractured Reservoirs Without Type Curve Matching*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/35163-MS
- Grasman, T. J., & Grader, A. S. (1990). *Constant Pressure Interference Testing: Detecting Double-Porosity Properties*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18835-PA.
- Horne, R. (1990). *Modern Well Test Analysis, A Computer-Aided Approach*. Palo Alto, California: Petroway, Inc.

- Kazemi, H. (1969). *Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/2156-A.
- Khan, M.I. & Islam, M.R., (2007). *The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations*. Gulf publishing company, Houston, Texas. Pag 189-241.
- Lee, W.J. (1982). *Well Testing, First printing*. SPE Textbook series. SPE of AIME, New York, Dallas, USA.
- León, C. (2010). *Análisis de Pruebas de Interferencia en Yacimientos Naturalmente Fracturados con Geometría Fractal*. Tesis de Grado, programa de Maestría en Ingeniería, Universidad Autónoma de México.
- Narr, W., Schechter, D.S. & Thompson, L.B., (2006). *Naturally Fractured Reservoir Characterization*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Nelson R.A., (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, Segunda edición. Woburn, Massachusetts, EUA: Gulf Professional, pag 101–124.
- Ogbe, D. O., & Brigham, W. E. (1989). A Correlation for Interference Testing With Wellbore-Storage and Skin Effects. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13253-PA
- Ozkan, E., Ohaeri, U., & Raghavan, R. (1987). *Unsteady Flow to a Well Produced at a Constant Pressure in a Fractured Reservoir*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9902-PA
- Streltsova, T. D. (1983). *Well Pressure Behavior of a Naturally Fractured Reservoir*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/10782-PA
- Tiab, D., (1989). *Direct Type-Curve Synthesis of Pressure Transient Tests*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18992-MS

- Tiab, D., (1993). *Analysis of pressure and pressure derivatives without type-curve matching: I-skin and wellbore storage*. Soc Pet Eng. Doi:10.2118/25426 –MS
- Tongpenyai, Y., & Raghavan, R. (1981). *The Effect of Wellbore Storage and Skin on Interference Test Data*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/8863-PA
- Uraiet, A. A., & Raghavan, R. (1980). *Unsteady Flow to a Well Producing at a Constant Pressure*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/8768-PA
- Warren, J. E., & Root, P. J. (1963). *The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/426-PA
- Zhuang, H., (2013). *Dynamic Well Testing in Petroleum Exploration and Development*. Elsevier, Kidlington, Oxford, UK. Cap. 6.

10. Anexo

Datos de la prueba de interferencia mostrada en la Fig. 25.

t, hrs	dP, psi	t*dP', psi
0.00419574	0.1334981	0.55718952
0.00488334	0.23955331	0.84663927
0.00568364	0.39739682	1.21551992
0.00661508	0.61899861	1.66287188
0.00769918	0.91540994	2.18202568
0.00896094	1.29601139	2.76124443
0.01042947	1.767959	3.38497747
0.01213868	2.33586884	4.03545825
0.01412799	3.00173795	4.69436066
0.01644332	3.76506986	5.34427239
0.01913809	4.62315084	5.96981955
0.02227448	5.57135816	6.55828257
0.02592488	6.60354991	7.09984709
0.0301735	7.71249454	7.58768594
0.03511841	8.89080501	8.01899012
0.04087369	10.1302061	8.39182051
0.04757216	11.4200579	8.69927032
0.05536839	12.7553304	8.95550931
0.06444229	14.1240961	9.14744054
0.07500324	15.5200871	9.28677785
0.08729494	16.9337916	9.36967214
0.10160103	18.3573503	9.39918326
0.11825164	19.7825154	9.37569391
0.13763098	21.2010945	9.299384
0.16018626	22.6048805	9.17007593
0.18643794	23.9856022	8.98727619
0.21699181	25.3348968	8.75031889
0.25255292	26.6443064	8.45858112
0.29394186	27.9053091	8.11176172
0.34211371	29.1093942	7.71022153
0.39818008	30.2481922	7.2553799
0.46343473	31.3136709	6.75015367
0.53938345	32.2984045	6.19940979
0.62777883	33.1959181	5.61038209
0.73066064	34.0010969	4.99297865

t, hrs	dP, psi	t*dP', psi
0.85040295	34.7106339	4.35988459
0.9897689	35.3234692	3.72635454
1.15197446	35.841154	3.10960289
1.34076262	36.2680575	2.52774918
1.56048982	36.6113415	1.99836436
1.81622641	36.8806511	1.53677953
2.11387369	37.0875244	1.15443058
2.46030007	37.244581	0.85757529
2.86349959	37.3646133	0.64669375
3.33277635	37.4597285	0.51675412
3.87895925	37.5406828	0.45832245
4.51465183	37.6164995	0.45928348
5.25452314	37.6943913	0.50679509
6.11564623	37.7799417	0.58907224
7.11789211	37.8774555	0.6966893
8.2843883	37.99038	0.8232555
9.64205252	38.1217114	0.96549149
11.2222138	38.2743364	1.12285847
13.0613355	38.4512862	1.29694138
15.2018566	38.6559096	1.49077025
17.6931711	38.8919778	1.70820717
20.5927678	39.1637414	1.95345968
23.967557	39.4759535	2.23072513
27.8954142	39.8338672	2.54393584
32.4669775	40.2432103	2.89655925
37.7877389	40.7101339	3.29140771
43.9804787	41.2411267	3.73042097
51.1880987	41.8428875	4.2143988
59.5769196	42.5221429	4.7426773
69.3405194	43.285402	5.31276176
80.7041999	44.1386421	5.91995075
93.930186	45.0869283	6.55701036
109.323676	46.1339812	7.2139819
127.239887	47.2817291	7.8782236
148.092246	48.5298959	8.53478759

t, hrs	dP, psi	t*dP', psi
172.361937	49.8756981	9.16720569
200.609	51.313728	9.75869286
233.485254	52.8360873	10.2936785
271.749344	54.4328016	10.7594625
316.284239	56.092488	11.1477024
368.117612	57.8031926	11.4554114
428.445556	59.5532661	11.6852136
498.660178	61.3321356	11.8447631
580.381732	63.1308543	11.9454346
675.495998	64.942371	12.0005717
786.197803	66.7615242	12.0236743
915.04167	68.5848253	12.0268778
1065.00076	70.4101196	12.0199569
1239.53548	72.2362159	12.0099221
1442.67335	74.0625504	12.0011295
1679.10191	75.8889226	11.9957342
1954.27691	77.7153123	11.9942993
2274.54822	79.5417665	11.9964026
2647.3063	81.3683406	12.0011409
3081.15283	83.1950735	12.0074908