

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

Neiva, 15 de marzo de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

FRANCISCO JOSÉ AMADO IRIARTE, con C.C. No. 1075292404,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado *“METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS COMPUESTOS EN GEOMETRÍA RADIAL Y LINEAL”*

presentado y aprobado en el año 2019 como requisito para optar al título de

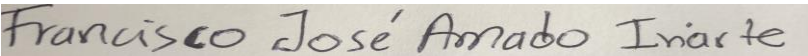
INGENIERO DE PETRÓLEOS

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.

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 

Vigilada Mineducación

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	2014	PÁGINA	1 de 3	

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS COMPUESTOS EN GEOMETRÍA RADIAL Y LINEAL

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
AMADO IRIARTE	FRANCISCO JOSÉ

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
SEPÚLVEDA GAONA	JAIRO ANTONIO
MARTÍNEZ PEREZ	JAVIER ANDRÉS

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2019 NÚMERO DE PÁGINAS: 99

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas_X_ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X_ Grabados___
 Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
 Tablas o Cuadros_X_

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: No Aplica

MATERIAL ANEXO: No aplica

Vigilada mieducación

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	2014	PÁGINA	2 de 3

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria): No aplica

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Pruebas de Presión	Pressure Tests
2. Yacimiento Compuesto	Composite Reservoir
3. Geometría Radial	Radial Geometry
4. Geometría Lineal	Linear Geometry
5. Yacimientos Heterogéneos	Heterogeneous Reservoir
6. Razón de Difusividad	Diffusivity Ratio
7. Razón de Movilidad	Mobility Ratio
8. Razón de Almacenabilidad	Storativity Ratio
9. Discontinuidad Radial	Radial Discontinuity
10. Discontinuidad Lineal	Linear Discontinuity

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Un yacimiento compuesto es un modelo ampliamente usado en *well testing* para analizar pruebas de pozos que se encuentren por ejemplo bajo procesos de inyección de fluidos como proyecto de recobro mejorado, yacimientos gas condensado, daño a la formación, proyectos de acidificación, entre otros procesos. Estas potenciales y múltiples aplicaciones se han discutido en varias oportunidades en la literatura, sin embargo, el modelo de interpretación más usado por la mayoría de los interpretes para yacimientos de este tipo es de manera gráfica leyendo mínimos y máximos en la curva de la derivada de presión en el gráfico de Bourdet lo que hace que dicha metodología sea impráctica, ya que se hace un método de diagnóstico particular.

Por tanto, el fin de este trabajo y en consiguiente de este documento es analizar el comportamiento de la respuesta de este modelo en la derivada de presión a distintas variaciones de la razón de movilidad M y la razón de difusividad D , todo esto basado en data generada de un modelo de simulado de un yacimiento compuesto lineal y otro radial a través de un software de alto uso comercial en la industria y academia, para posteriormente generar ecuaciones matemáticas de unificación que representen el comportamiento unificado de D y M para dichos yacimientos y así generar una nueva metodología de interpretación.

	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 3

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

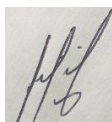
A composite reservoir is a model widely used in well testing to analyze well tests that are for example under fluid injection processes as an improved recovery project, gas condensate reservoirs, formation damage, acidification projects, among other processes. These potential and multiple applications have been discussed several times in the literature, however, the interpretation model most used by most interpreters for deposits of this type is graphically reading minimums and maximums in the curve of the derivative of pressure in the Bourdet chart which makes that methodology impractical, inasmuch as a particular diagnostic method is made.

Therefore, the purpose of this paper and consequently of this document is to analyze the behavior of the response of this model in the pressure derivative to different variations of the mobility ratio M and the diffusivity ratio D all this based on data generated of a simulated model of a linear composite deposit and a radial one through a software of high commercial use in the industry and academia to generate mathematical unification equations that represent the unified behavior of D and M for said deposits and generate a new interpretation methodology.

APROBACION DE LA TESIS

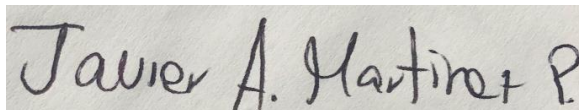
Nombre Jurado: JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA

Firma:



Nombre Jurado: JAVIER ANDRES MARTINEZ PEREZ

Firma:



Vigilada mieducación

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.

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA DERIVADA DE PRESIÓN EN
YACIMIENTOS COMPUESTOS EN GEOMETRÍA RADIAL Y LINEAL**



FRANCISCO JOSÉ AMADO IRIARTE

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA, 2019

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA DERIVADA DE PRESIÓN EN
YACIMIENTOS COMPUESTOS EN GEOMETRÍA RADIAL Y LINEAL**

FRANCISCO JOSÉ AMADO IRIARTE

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

**PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR POR EL
TÍTULO DE INGENIERO DE PETROLEOS**

DIRECTOR

PhD FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

INGENIERO DE PETROLEOS

DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA, 2019

NOTA DE ACEPTACION

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

DEDICATORIA

El presente trabajo de grado quiero dedicarlo en primer lugar a Dios por ser mi guía durante esta fructífera etapa de mi proyecto de vida la cual estoy terminando como lo fue mi paso por la universidad y la obtención de mi título profesional.

A mis padres Beatriz Eugenia Iriarte Vieco y Víctor Francisco Amado Díaz, quienes siempre han sido un ejemplo a seguir para mí, por siempre depositar su confianza, dedicación y su amor en mí y mi hermana y por todos los sacrificios, trabajos y esfuerzos hechos por nosotros dos para que siempre tengamos un hogar y una educación digna para que seamos unas grandes personas de bien. A mi hermana María Camila Amado Iriarte por existir, su amor y darme esos buenos momentos de risas y juegos juntos que hemos tenido y tendremos en el futuro.

A mis abuelos Eduardo Enrique Amado Hernández y Gloria Cecilia Díaz Cetina por ser ambos un excelente ejemplo a seguir para mí, por siempre estar apoyando al máximo mis decisiones, por su infinito amor y cariño, por su gran dedicación y esfuerzo invertido para que mi hermana y yo recibamos la mejor educación posible y por haber sido mis financiadores de educación superior en mi universidad.

A todos mis profesores del programa de ingeniería de petróleos por la gran dedicación y perseverancia que día a día ejercen para enseñarnos a todos nosotros las bases técnicas para entender y ejercer esta profesión con altura. En especial, a los profesores Freddy Humberto Escobar Macualo y Jairo Antonio Sepúlveda Gaona por ser los dos profesores que más me brindaron su apoyo y enseñanzas en conocimientos técnicos, y por también, porque a través de sus conocimientos y capacidades de enseñanza ayudaron a desarrollar en mí un amor y apasionamiento especial por la ingeniería de yacimientos.

A todos mis compañeros de código 20131 y otros muy buenos amigos de la universidad por su gran amistad, compañerismo y los buenos tiempos juntos invertidos tanto estudiando para nuestros cursos como socializando.

Por último, pero no menos importante a la Universidad Surcolombiana USCO porque a pesar de las dificultades, la educación que he recibido a través de ella hasta el último día de mi pregrado fue de excelente calidad y siempre estaré eternamente agradecido por ello.

Francisco José Amado Iriarte

AGRADECIMIENTOS

El autor del proyecto expresa sus agradecimientos a:

La **Universidad Surcolombiana –USCO-**, por brindarme un segundo hogar y una excelente educación académica y personal para formarme como futuro profesional y ciudadano.

A el ingeniero **Freddy Humberto Escobar Macualo**, por compartir sus conocimientos, sus experiencias, su motivación para enseñar y el apoyo brindado durante el desarrollo de este trabajo de grado.

A los ingenieros **Jairo Antonio Sepúlveda Gaona** y **Javier Andrés Martínez Pérez** por su apoyo y contribución al desarrollo de este proyecto gracias a su labor prestada como jurados del mismo.

TABLA DE CONTENIDO

1. RESUMEN	14
2. INTRODUCCIÓN.....	15
3. CAPÍTULO I: CONCEPTOS BÁSICOS.....	17
3.1 ¿Qué es una Prueba de Presión?.....	17
3.1.1. Tipos de Pruebas de Presión	17
3.1.2. ¿Qué es el Análisis de Pruebas de Presión?.....	18
3.1.3. ¿Cuál es la Utilidad del Análisis de Pruebas de Presión?.....	18
3.2 Principales Pruebas de Presiones	18
3.2.1. Prueba de Restauración de Presión (PBU)	18
3.2.2. Prueba de Abatimiento de Presión (DD)	19
3.2.3. Prueba de Formación o Drill Stem Test (DST)	20
3.3 Anisotropía de Permeabilidad	20
3.3.1. Anisotropía Vertical.....	21
3.3.2. Anisotropía Horizontal.....	21
3.4 Tipos de Yacimientos.....	21
3.4.1. Yacimientos Homogeneos	21
3.4.2. Yacimientos Heterogeneos	22
3.4.3. Yacimientos Hidraulicamente Fracturados.....	22
3.4.4. Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).....	23
3.4.5. Yacimiento de Doble Porosidad	23
3.4.6. Yacimientos de Doble Permeabilidad.....	24
3.4.7. Yacimientos Multicapas.....	25
3.5 Metodología Convencional de Interpretación	25
3.5.1. Gráfico Semilog.....	26
3.5.2. Curvas Tipo.....	26
3.5.3. Gráfico Log-log	27
3.6 Metodología Técnica de Síntesis Directa de Tiab (TDST).....	28
4. CAPÍTULO II: FLUJO EN MEDIO POROSO	29
4.1. Geometrías de Flujo	29
4.1.1. Geometría Lineal	29
4.1.2. Geometría Radial	29
4.2. Ecuación de Difusividad	30

4.2.1.	Estado Estable	30
4.2.2.	Estado Pseudoestable	31
4.2.3.	Variables Adimensionales	31
4.2.3.1.	Presión y Derivada de Presión Adimensional.....	32
4.2.3.2.	Tiempo Adimensional.....	32
4.2.3.3.	Radio Adimensional.....	32
4.2.4.	Estado Inestable	33
4.3.	Efectos Percibidos en una Prueba de Presión.....	33
4.3.1.	Efecto Tempranos	34
4.3.1.1	Almacenamiento del Pozo	34
4.3.1.2	Terminación del Pozo	35
4.3.1.2.1	Flujo esférico.....	35
4.3.1.2.2	Flujo hemiesférico.....	35
4.3.1.2.2	Flujo debido a Fracturas.....	36
4.3.2	Actuación Infinita del Flujo Radial (IARF)	36
4.3.3	Efectos de Frontera.....	37
4.3.3.1	Frontera Cerrada	37
4.3.3.2	Frontera de Incremento de Capacidad de Flujo	37
4.3.3.3	Frontera de Decremento de Capacidad de Flujo	38
4.4.	Tipos de Yacimientos Encerrados.....	39
4.4.1.	Yacimientos con Frontera Lineal	39
4.4.2.	Yacimientos con Frontera Circular.....	39
4.4.3.	Yacimientos con Múltiples Fronteras Lineales.....	40
4.4.3.	Yacimientos Compuestos.....	41
5.	CAPÍTULO III: YACIMIENTOS COMPUESTOS.....	42
5.1	Modelo de Yacimientos Compuestos.....	42
5.1.1.	Importancia del Modelo.....	42
5.1.2.	Características del Modelo.....	42
5.1.3.	Variables Importantes	43
5.2.	Yacimiento Compuesto Lineal.....	44
5.2.1.	Características	44
5.2.2.	Comportamiento Variación de las Razones M y D	45
5.2.3.	Aplicaciones a la industria	46
5.3.	Yacimiento Compuesto Radial.....	46

5.3.1.	Características	46
5.3.2.	Comportamiento variación de las Razones M y D	47
5.3.3.	Aplicaciones a la industria	48
5.4.	Yacimientos Compuestos Multicapa.....	49
5.5.	Tipos de Frontera Interna en Yacimientos Compuestos	50
5.5.1.	Falla Leaky.....	50
5.5.2.	Cambio Tipo de Roca.	50
5.5.3.	Contacto de Fluidos	50
5.6.	Metodología de Interpretación Convencional	51
5.6.1.	Análisis Gráfico Log-log	51
5.6.2.	Análisis Gráfico Semilog.....	51
5.6.2.1.	Caso I: $M=D$	51
5.6.2.2.	Caso II: $M \neq D$	52
5.6.2.3.	Caso III: $M=1$ y $D \neq 1$	52
6.	CAPÍTULO IV: DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....	53
6.1.	Generación de la Data	53
6.2.	Obtención y Control de Calidad de los gráficos	54
6.3.	Análisis de los Gráficos Obtenidos	59
6.4.	Unificación y Ecuaciones de Unificación	59
6.5.	Obtenación de Correlaciones	65
7.	CAPÍTULO V: PRUEBAS Y RESULTADOS.....	67
7.1.	Ejercicio 1	67
7.2.	Ejercicio 2	69
7.3.	Ejercicio 3	71
7.4.	Ejercicio 4	73
7.5.	Ejercicio 5	75
8.	CONCLUSIONES.....	77
	RECOMENDACIONES.....	78
	NOMENCLATURA.....	79
	REFERENCIAS.....	81
	APÉNDICE	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de una Prueba de Prseión	17
Figura 2. Esquema de una Prueba de Interferencia.....	17
Figura 3. Ilustración de una Prueba de Restauración de Presión	19
Figura 4. Ilustración de una Prueba de Abatimiento de Presión.....	19
Figura 5. Ilustración de una prueba drill stem test de cierre sencillo	20
Figura 6. Ilustración Anisotropía Vertical de la Permeabilidad	21
Figura 7. Esquema tipos de flujos típicos en un pozo vertical hidráulicamente fracturado	22
Figura 8. Esquema de un Yacimiento Nturalmente Fracturada y su representación ideal	23
Figura 9. Resumen Avances de la metodología convencional en el tiempo.....	26
Figura 10. Ilustración de un gráfico semilog propuesto por Horner	26
Figura 11. Ilustración de un gráfico de curvas tipo propuesto por Ramey	27
Figura 12. Ilustración de un Gráfico Log-log	27
Figura 13. Ilustracion Flujo Lineal Pozo Vertical Hidráulicamente Fracturado	29
Figura 14. Ilustración de geometría radial	30
Figura 15. Efectos Percibidos durante una Prueba de Presión.....	34
Figura 16. Efecto de Almacenamiento del pozo en un gráfico Log-log.....	35
Figura 17. Esquema regímenes de Flujo Esférico y Hemisférico.....	36
Figura 18. Comportamiento de la $t^* \Delta P'$ en un yacimiento con frontera cerrada	37
Figura 19. Comportamiento de la $t^* \Delta P'$ de un yacimiento con frontera de presión constante ...	38
Figura 20. Comportamiento de la $t^* \Delta P'$ en un yacimiento con frontera de decremento de capacidad de flujo	38
Figura 21. Esquema de una frontera lineal cerrada y otra lineal abierta.....	39
Figura 22. Esquema de una frontera circular cerrada y otra circular abierta.....	40
Figura 23. Esquema de un yacimiento tipo canal infinito y un yacimiento rectangular con multiples fronteras lineales	40
Figura 24. Esquema de un yacimiento con intersección de fallas no conductivas	41
Figura 25. Ilustración de un yacimiento compuesto radial	41
Figura 26. Esquema de un yacimiento compuesto lienal.....	44
Figura 27. Comportamiento Log-log yacimiento compuesto lineal con variaciones $M=D$	45
Figura 28. Comportamiento Log-log yacimiento compuesto lienal con variaciones M y $D=1$.	45
Figura 29. Esquema de un yacimiento compuesto radial	46
Figura 30. Comportamiento Log-log yacimiento compuesto radial variando M y $D=1$	47
Figura 31. Comportamiento Log-log yacimiento compuesto radial variando D y $M=1$	48
Figura 32. Esquema aplicaciones de yacimeintos compuestos radiales	48
Figura 33. Esquema de un yacimiento compuesto multicapa.....	49
Figura 34. Esquema de una falla Leaky en un yacimiento compuesto lineal.....	50
Figura 35. Comportamiento Log-log yacimiento compuesto radial con variaciones $M=D$	51
Figura 36. Gráfico Horner Yacimiento Compuesto Radial $M=D=10$	52

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Comportamiento de $t^*\Delta P'$ con la variaciónn de M y dejando D=1 para un yacimiento compuesto lineal	56
Gráfica 2. Comportamiento de $t^*\Delta P'$ con la variaciónn de D y dejando M=1 para un yacimiento compuesto lineal	57
Gráfica 3. Comportamiento de $t^*\Delta P'$ con la variaciónn de D y dejando M=1 para un yacimiento compuesto radial	58
Gráfica 4. Comportamiento de $t^*\Delta P'$ con la variaciónn de M y dejando D=1 para un yacimiento compuesto radial	59
Gráfica 5. Unificación D>1 y dejando M=1 para geometría lineal	62
Gráfica 6. Unificación D>1 y dejando M=1 para geometría radial	62
Gráfica 7. Unificación D<1 y dejando M=1 para geometría lineal	63
Gráfica 8. Unificación D<1 y dejando M=1 para geometría radial	63
Gráfica 9. Unificación M>1 y dejando D=1 para geometría lineal	64
Gráfica 10. Unificación M>1 y dejando D=1 para geometría radial	64
Gráfica 11. Unificación M<1 y dejando D=1 para geometría lineal	65
Gráfica 12. Unificación M<1 y dejando D=1 para geometría radial	65
Gráfica 13. Ilustración Puntos Máximos y Mínimos variación de D para geometría radial.....	66
Gráfica 14. Comportamiento Log-log Data de Presión Ejercicio 1	69
Gráfica 15. Comportamiento Log-log Data de Presión Ejercicio 2	71
Gráfica 16. Comportamiento Log-log Data de Presión Ejercicio 3.....	73
Gráfica 17. Comportamiento Log-log Data de Presión Ejercicio 4.....	75
Gráfica 18. Comportamiento Log-log Data de Presión Ejercicio 5.....	77

TABLA DE DATOS

Tabla 1. Datos de Entrada Geometría Lienal.....	53
Tabla 2. Datos de Entrada Geometría Radial.....	54
Tabla 3. Datos Iniciales Ejercicio 1	67
Tabla 4. Datos Iniciales Ejercicio 2	69
Tabla 5. Datos Iniciales Ejercicio 3	71
Tabla 6. Datos Iniciales Ejercicio 4.....	73
Tabla 7. Datos Iniciales Ejercicio 5	75

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN GEOCIENCIAS, INFRAESTRUCTURA,
PRODUCTIVIDAD Y MEDIO AMBIENTE**



**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA DERIVADA DE PRESIÓN EN
YACIMIENTOS COMPUESTOS EN GEOMETRÍA RADIAL Y LINEAL**

**PRESENTADO POR:
FRANCISCO JOSE AMADO IRIARTE**

Neiva, Huila. Febrero 08 de 2019

1. RESUMEN

El objetivo de este trabajo es generar una nueva metodología de interpretación de las pruebas de presión para yacimientos compuestos, a través del desarrollo de ecuaciones matemáticas que modelen el comportamiento unificado de la razón de movilidad M y difusividad D entre las dos zonas que componen el yacimiento; centrado así el estudio en yacimientos compuestos tanto en geometría lineal como radial.

Para ello, se procedió a generar la data realizándose así un número significativo de simulaciones variando primero M y dejando D constante, y luego haciendo el proceso inverso variando D dejando M constante; esto para cada geometría (radial y lineal) con el software comercial Ecrin Versión 4.02.04 (oficialmente nombrado como KAPPA Saphir) de la compañía KAPPA Engineering, para así obtener las curvas teóricas de estos yacimientos.

Seguidamente, se realizó primero el proceso de control de calidad y verificación de los gráficos obtenidos con el fin de cerciorarse que estos sean una copia de los gráficos teóricos de la literatura y no se encuentren afectados por errores de la simulación, y luego, se procedió a realizar el análisis del comportamiento de la derivada de presión de las variaciones de M y D identificando puntos, líneas y pendientes características.

Posteriormente, se generan las ecuaciones características del comportamiento unificado de la variación de M y D que luego son usadas para calcular y caracterizar los parámetros bajo estudio. Estas ecuaciones son verificadas con casos simulados con la ayuda del software y un caso real.

Finalmente, se realizó el análisis de los resultados y las conclusiones respecto a esta nueva metodología propuesta para así hallar las limitaciones y alcances obtenidos y posibles puntos de mejora que puedan posteriormente hacer más fuerte y por tanto más aplicable la metodología

2. INTRODUCCIÓN

La interpretación de pruebas de presiones de pozos en la industria del petróleo es una de las técnicas más antigua y usadas para obtener la mejor información posible sobre el estado y las características de los yacimientos de hidrocarburos, así como para tener indicios de la forma, datos geoestructurales, distribución de saturación y las reservas de los mismos. Por tanto, la relevancia de esta técnica para los ingenieros de petróleos en especial aquellos dedicados a la ingeniería de yacimientos es inmensa y alto impacto en sus estudios integrados de yacimientos. Durante la interpretación de estas pruebas los interpretes utilizan diversos tipos de modelos para así hacer más realista la interpretación de la data a la realidad y condición del yacimiento en evaluación. Uno de los tantos modelos de muchísimo potencial es el modelo yacimientos compuestos.

Un yacimiento compuesto es un modelo ampliamente usado en *well testing* para analizar pruebas de pozos que se encuentren por ejemplo bajo procesos de inyección de fluidos como proyecto de recobro mejorado, yacimientos gas condensado, daño a la formación, proyectos de acidificación, entre otros procesos. Estas potenciales y múltiples aplicaciones se han discutido en varias oportunidades en la literatura, sin embargo, el modelo de interpretación más usado por la mayoría de los interpretes para yacimientos de este tipo es de manera gráfica leyendo mínimos y máximos en la curva de la derivada de presión en el gráfico de Bourdet lo que hace que dicha metodología sea impráctica, ya que se hace un método de diagnóstico particular.

Por tanto, el fin de este trabajo y en consiguiente de este documento es analizar el comportamiento de la respuesta de este modelo en la derivada de presión a distintas variaciones de la razón de movilidad M y la razón de difusividad D , todo esto basado en data generada de un modelo de simulado de un yacimiento compuesto lineal y otro radial a través de un software de alto uso comercial en la industria y academia, para posteriormente generar ecuaciones matemáticas de unificación que representen el comportamiento unificado de D y M para dichos yacimientos y así generar una nueva metodología de interpretación.

En conclusión, una vez dicho todo lo anterior la relevancia y trascendencia de este proyecto es de gran importancia, para así lograr obtener una nueva metodología más general y practica que permita obtener resultados más reales de las propiedades características durante la interpretación de yacimientos compuestos, y es finalmente, la razón motivo de la cual nace el interés en la realización de esta investigación y trabajo de grado.

INTRODUCTION

The interpretation of well pressures tests in the oil industry is one of the oldest techniques used to obtain the best possible information on the state and characteristics of hydrocarbon deposits, as well as to have indications of the shape, geo-structural data, the distribution of saturation of the fluids and their reserves. Therefore, the importance of this technique for petroleum engineers, especially those dedicated to reservoir engineering, is immense and has a high impact on their integrated reservoir studies. During the interpretation of these tests the interpreters use different types of models to make the interpretation of the data more realistic and the condition of the deposit under evaluation. One of the many models with a lot of potential is the composite reservoir model.

A composite reservoir is a model widely used in well testing to analyze well tests that are for example under fluid injection processes as an improved recovery project, gas condensate reservoirs, formation damage, acidification projects, among other processes. These potential and multiple applications have been discussed several times in the literature, however, the interpretation model most used by most interpreters for deposits of this type is graphically reading minimums and maximums in the curve of the derivative of pressure in the Bourdet chart which makes that methodology impractical, inasmuch as a particular diagnostic method is made.

Therefore, the purpose of this paper and consequently of this document is to analyze the behavior of the response of this model in the pressure derivative to different variations of the mobility ratio M and the diffusivity ratio D all this based on data generated of a simulated model of a linear composite deposit and a radial one through a software of high commercial use in the industry and academia to generate mathematical unification equations that represent the unified behavior of D and M for said deposits and generate a new interpretation methodology.

In conclusion, once said all the above the relevance and significance of this project is of great importance in order to achieve a new methodology more general and practical that allows to obtain more real results of the characteristic properties during the interpretation of composite deposits, and finally, this is the reason for which interest is born in the realization of this research and degree work.

3. CAPITULO I: CONCEPTOS BÁSICOS

3.1 ¿Qué es una Prueba de Presión?

Una prueba de presión es una medición continua de la respuesta de la presión en el fondo de un pozo registrada a través de un medidor de presión debido al cambio de caudal (estímulo) de operación, bien sea de inyección o producción, que se ve sometido el pozo. Ver **Fig 1**.

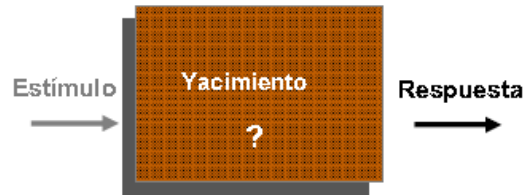


Fig 1. Esquema Prueba de Presión (Cinco Ley, 2010)

3.1.1 Tipos de Pruebas de Presión

En términos generales, existen dos grandes tipos de pruebas de presión cuya diferencia principal radica en el punto de observación y por tanto en la zona objetivo de investigación:

- 1.) Pruebas de pozo en las cuales el estímulo generado en un pozo se analiza con la respuesta de presión percibidas con un medidor en el mismo pozo. La zona objetivo de investigación son principalmente la zona del yacimiento alrededor de este pozo.
- 2.) Pruebas de interferencia entre pozos en las cuales el estímulo es generado en un pozo, pero se analiza la respuesta de presión percibidas con un medidor de presión situado en otro pozo distinto dándole así el nombre de pozo observador. La zona objetivo de investigación es la porción de yacimiento que hay entre estos dos pozos. Ver **Fig 2**.

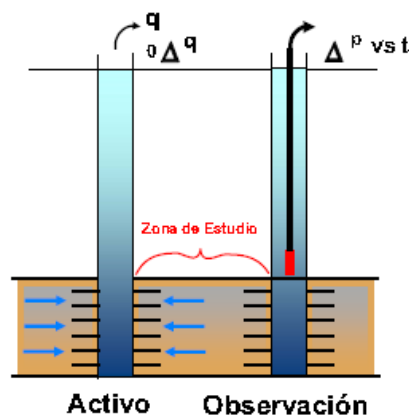


Fig 2. Esquema Prueba de Interferencia (Cinco Ley, 2010)

3.1.2 ¿Qué es el Análisis de Pruebas de Presión?

El análisis de pruebas de presión es una técnica que consiste en obtener información sobre las características del yacimiento, examinando y analizando la data respuesta de la presión durante el periodo transiente o transitorio causado por el cambio del caudal de operación del pozo. Es importante decir que durante la interpretación de una prueba de presión los datos obtenidos sobre el yacimiento pueden ser tanto cuantitativos como cualitativos.

3.1.3 ¿Cuál es la Utilidad del Análisis de Pruebas de Presión?

La utilidad de la técnica de análisis de pruebas de presión es diversa y muy aceptada en la industria del petróleo, pero en términos simples la utilidad y fin de ésta es ayudar a caracterizar de la mejor manera posible el yacimiento dando datos de tipo cuantitativo como los son el valor de la permeabilidad o área de drenaje de un pozo por ejemplo y de tipo cualitativo como si se encuentra o no dañada las vecindades del pozo, si hay o no fallas en el yacimiento y de qué tipo, entre otros, todo esto con el único fin de hacer el mejor modelamiento posible y al final para realizar las mejores decisiones tanto en el desarrollo y la administración del yacimiento.

3.2 Principales Pruebas de Presiones

Existen múltiples pruebas de presión que han sido desarrolladas a través de los años, investigación y lecciones aprendidas en el día a día, sin embargo, por uso frecuente y mayor utilidad en la industria del petróleo existe un grupo de pruebas principales de presión que se discutirán brevemente a continuación:

3.2.1 Prueba de Restauración de Presión (PBU)

Medición de datos de presión del fondo del pozo (usualmente) adquiridos después de que se cierra un pozo de producción. Las pruebas de restauración de presión son los medios preferidos para determinar la capacidad de flujo del pozo, la capacidad de flujo de la formación, el factor de daño, la presión inicial del yacimiento, entre otra información. Ver **Fig 3**.

El procedimiento operacional en la realización de esta prueba consiste en dos etapas:

- 1.) Se realiza un periodo de producción. En esta etapa se pone a producir el pozo durante un tiempo determinado a un caudal de fluidos establecido y que se debe mantener constante durante esta etapa.
- 2.) Periodo de cierre y restauración. En esta etapa una vez alcanzado el tiempo de cierre se procede a cerrar el pozo por medio de los choques y/o válvulas en superficie y se deja registrando el sensor de presión en el fondo del durante el tiempo establecido en el diseño de la prueba.

Una vez realizadas estas etapas se procede a recuperar la herramienta, realizar el control de calidad QA/QC de la data de memoria y finalmente interpretación de la data final.

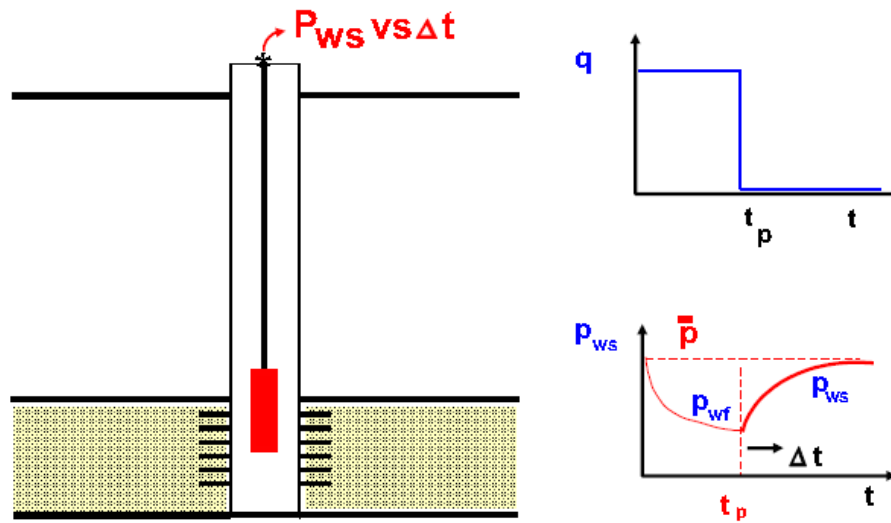


Fig 3. Ilustración de una prueba de restauración de presión (Cinco Ley, 2010)

3.2.2 Prueba de Abatimiento de Presión (DD)

Medición de datos de presión tomados después de que se pone en producción un pozo, ya sea por primera vez o después de un período extenso de cierre. Los datos de caída o abatimiento de presión son usualmente ruidosos, lo que significa que la presión sube y baja a medida que el fluido circula por los medidores o sensores y tienen lugar pequeñas variaciones en la tasa de flujo ya que mantener el caudal estable es siempre una labor difícil. La información que se puede obtener es capacidad de flujo del pozo, capacidad de flujo de la formación, área de drene del pozo, entre otros. Ver **Fig 4**.

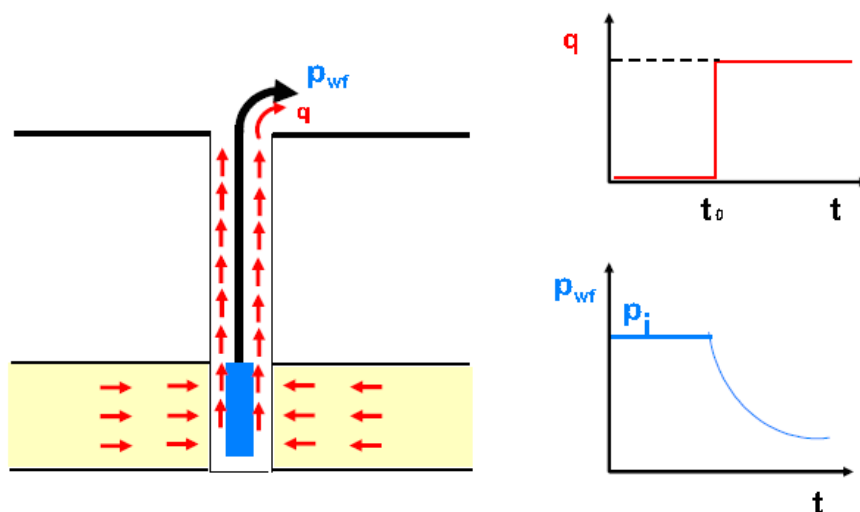


Fig 4. Ilustración de una prueba de abatimiento de presión (Cinco Ley, 2010)

3.2.3 Prueba de Formación o Drill Stem Test (DST)

Es una prueba de pozo que se realiza con la sarta de perforación aún dentro del pozo. Con frecuencia denominadas DST por su nombre en inglés (drill stem test), esta prueba se realiza con una herramienta de cierre dentro del pozo que permite que el pozo se abra y se cierre en el fondo con una válvula accionada desde la superficie. Se acostumbra a montar uno o más medidores de presión dentro de la herramienta DST que se leen e interpretan después de terminada la prueba. La secuencia de realización más común consta de primero un corto período de flujo (limpieza), quizás cinco o diez minutos, seguido de un período de restauración de alrededor de una hora que se utiliza para determinar la presión inicial del yacimiento. Este es seguido por un período de flujo de 4 a 24 horas para establecer un flujo estable hacia la superficie, si es posible, seguido por el cierre final o la prueba de restauración final que se utiliza para determinar la capacidad de flujo y el potencial de flujo del pozo (permeabilidad y daño), este proceso es denominado como DST de doble cierre, sin embargo, existen otras variantes del proceso como el DST de cierre sencillo en el cual solo se realiza el primer cierre del proceso descrito anteriormente para así tener un indicio de la presión inicial de la formación objetivo. Ver Fig 5.

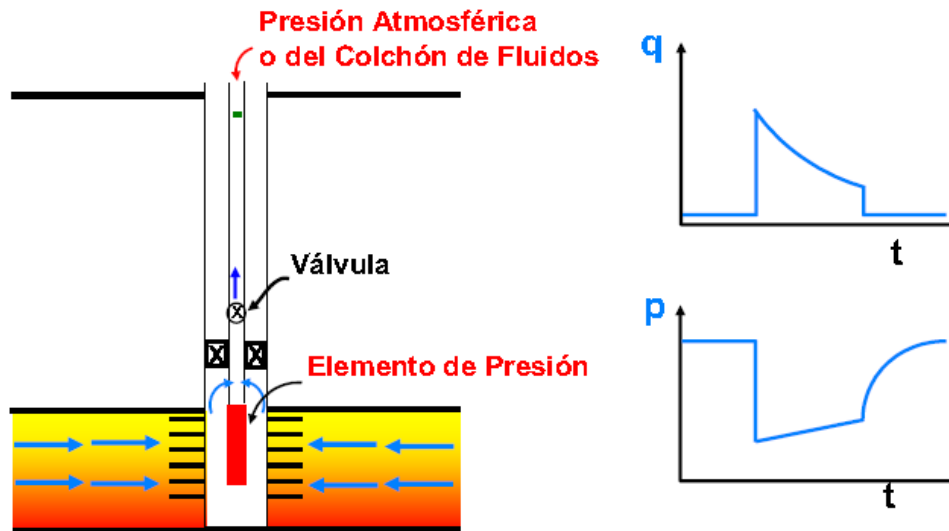


Fig 5. Ilustración de una prueba drill stem de test cierre sencillo (Cinco Ley, 2010)

3.3 Anisotropía de Permeabilidad

Se define que un yacimiento es anisotrópico cuando el valor de su permeabilidad k no es relativamente constante, sino que posee cambios considerables entre las tres principales direcciones de coordenadas que se utilizan en el geomodelamiento, que son la coordenada horizontal x , horizontal y y vertical z . Cabe resaltar que en principio todos los yacimientos son de naturaleza anisotrópica pero a veces existen cambios que no son tan considerables y por tanto no afectan el modelamiento ni de la permeabilidad ni del yacimiento y así se considera que el reservorio es “isotrópico”. Por otro lado, antiguamente la mayoría de los modelos de interpretación de pruebas de presión no consideraban este fenómeno y asumían de facto isotropía, sin embargo, en la actualidad todos los software comerciales y modernos de interpretación ya incluyen la opción

de incluir en el modelo de interpretación anisotropía vertical, horizontal o ambas y así hacer que el modelo este más acercado a la realidad del yacimiento.

3.3.1 Anisotropía Vertical

La anisotropía vertical es cuando hay variaciones considerables entre los datos de la permeabilidad horizontal y vertical de un yacimiento. Conocer bien este valor juega un gran papel en pozos horizontales y de limitada entrada, bien sea por completamiento o penetración parcial, ya que el aporte por flujos verticales influye notablemente en la productividad de estos pozos. Normalmente, en la industria del petróleo se utiliza la relación k_v/k_r para definir el grado de anisotropía vertical que tiene un yacimiento dado. Ver Fig 6.

3.3.2 Anisotropía Horizontal

La anisotropía horizontal es cuando se presenta grandes cambios en los valores de la permeabilidad entre la permeabilidad x (K_x) y permeabilidad y (K_y). De igual forma conocer este valor correctamente ayudará y mejorará inmensamente el modelamiento del yacimiento para que así se asemeje más a la realidad del mismo.

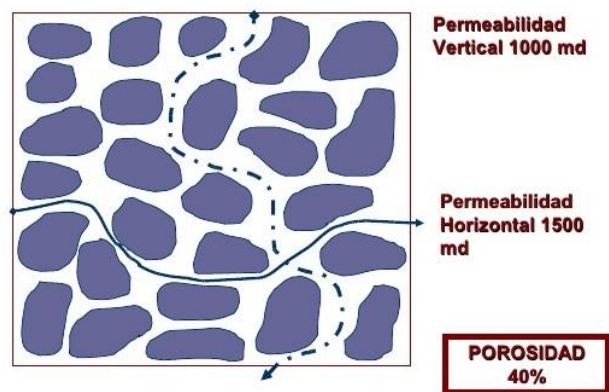


Fig 6. Ilustración anisotropía vertical de la permeabilidad (Cinco Ley, 2010)

3.4 Tipos de Yacimientos

Actualmente se ha desarrollado diversos tipos de modelos de interpretación por los interpretes para así clasificar el tipo de yacimiento con el que se está tratando, los principales tipos de yacimientos son los nombrados a continuación:

3.4.1 Yacimientos Homogéneos

El modelo de yacimientos homogéneos es el más simple que existe hoy en día donde se asume que en toda la extensión y direcciones del yacimiento la porosidad, permeabilidad y espesor productor neto son constantes, es decir, son yacimientos isotrópicos. Los regímenes de flujos más comunes en estos yacimientos son: Almacenamiento, flujo esférico o hemisférico, flujo lineal, flujo radial infinito IARF, flujo estable, flujo pseudoestable, entre otros.

3.4.2 Yacimientos Heterogéneos

El modelo de yacimientos heterogéneos es aquel que considera que existe variación considerable de la porosidad y permeabilidad principalmente dentro de la matriz del yacimiento. Los modelos de yacimientos heterogéneos más usados en análisis de pruebas de presiones son todos los relacionados con yacimientos fracturados.

3.4.3 Yacimientos Hidráulicamente Fracturados

El modelo de yacimientos hidráulicamente fracturados representa los depósitos de hidrocarburos que sus pozos han sido estimulados para buscar una mayor productividad. Los regímenes de flujo más comunes en este tipo de yacimientos son: Almacenamiento, flujo elíptico, flujo bilineal, flujo lineal en fractura, flujo lineal en formación, flujo pseudoradial, flujo radial infinito IARF, entre otros. Ver **Fig 7**.

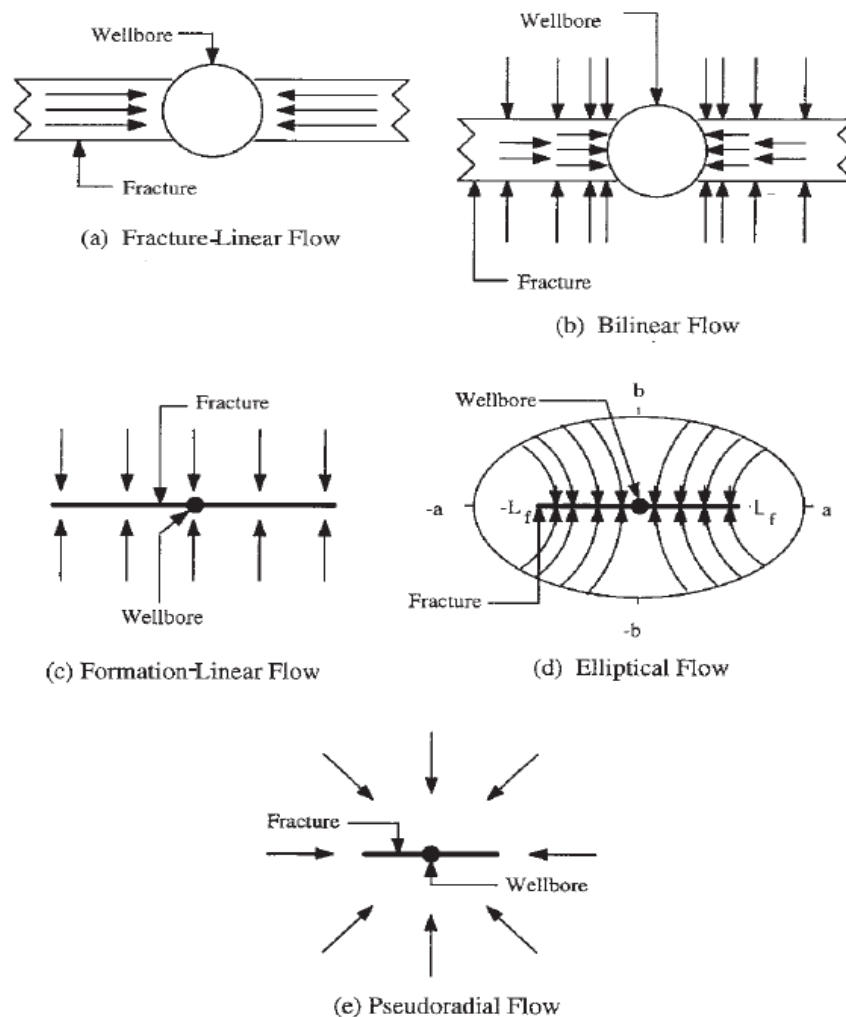


Fig 7. Esquema tipos de flujo típicos en un pozo vertical hidráulicamente fracturado (Lee, Rollins, & Spivey, 2003)

3.4.4 Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)

El modelo yacimientos naturalmente fracturados se caracteriza porque se observa dos tipos de porosidad, una alta porosidad que se encuentra presente en los poros de la matriz y la segunda porosidad baja y es representada por las fisuras, cavidades y fracturas. Adicionalmente, en cuanto a la permeabilidad se observa dos valores igualmente de permeabilidad, la de la matriz que es mucho menor que la de las fracturas naturales del sistema. Ejemplos de este tipo de yacimientos son los yacimientos de carbonatos (dolomitas y calizas). Ver **Fig 8**.

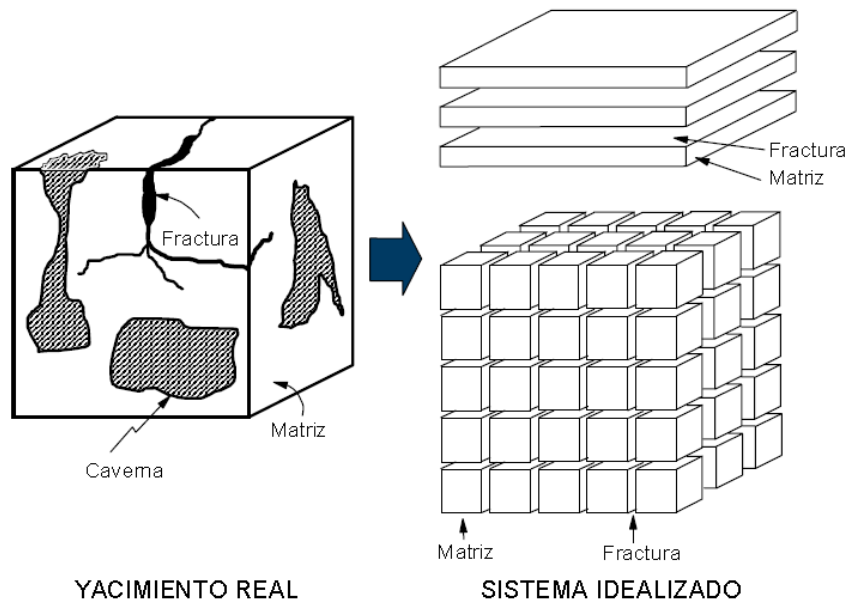


Fig 8. Ilustración de un yacimiento naturalmente fractura y su representación ideal (Escobar, 2008)

De acuerdo con Escobar (2008), desde el punto de vista de pruebas de pozos, tres condiciones mínimas se deben ser cumplidas para determinar si un yacimiento es naturalmente fracturado, las cuales son:

- 1.) La porosidad de la matriz debe ser mayor que la porosidad del sistema de fracturas
- 2.) La permeabilidad de la matriz no es cero, pero su valor es mucho más pequeño que la permeabilidad del sistema de fracturas
- 3.) El pozo debe estar conectado al sistema de fracturas, es decir, que necesariamente este debe interceptar las fracturas

3.4.5 Yacimientos de Doble Porosidad

El modelo de yacimientos de doble porosidad se caracteriza por la presencia de dos porosidades en el medio, por tanto, no es un sistema homogéneo, compuesto por los

bloques de la roca matriz de alto almacenamiento y baja permeabilidad y el pozo que está conectado a un sistema de fisuras y fracturas naturales de bajo almacenamiento y alta permeabilidad. Por tanto, la mecánica del flujo en este modelo es de la matriz a las fracturas y luego de las fracturas al pozo debido al impedimento del medio transmitir los fluidos directamente al pozo. Debido a esta mecánica, se han establecido dos variables adicionales para este tipo de yacimientos para describirlos mejor, las cuales son:

- Parámetro ω : es el coeficiente de almacenamiento de las fracturas, fisuras y cavidades del yacimiento, y significa esencialmente la fracción de líquidos almacenados en dicho sistema. Este parámetro siempre va a tender a valores cercanos a cero.
- Parámetro λ : que es la relación entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad del sistema de fisuras, por tanto, este valor siempre tiende a ser mucho menor que 1, ya que siempre la permeabilidad de las fisuras es mucho mayor que el de la matriz.

Durante la puesta en producción de un pozo en este tipo de yacimientos, el primer régimen de flujo que se observa es un flujo radial en los alrededores del pozo debido al flujo dentro del sistema de fisuras, ya que en dicho momento se encuentran produciendo como si fueran el único sistema presente y debido a que no hay cambio de presión dentro de la matriz, aún entonces no hay producción por la matriz. Este primer flujo es muy típico y es enmascarado frecuentemente por el efecto del coeficiente de almacenamiento. Una vez que el sistema de fisura ha comenzado a producir, un diferencial de presión se establece entre los bloques de la matriz y las fisuras. Seguidamente, cuando una diferencia de presión entre los bloques de la matriz y el sistema de fisuras ya no es significativa se logra observar el flujo radial infinito IARF. Y finalmente, cuando la presión dentro de los bloques de la matriz es la misma que en el sistema de fisuras se observa por lo general una segunda estabilización horizontal en la derivada de presión. Cabe resaltar que la inmensa mayoría de yacimientos naturalmente fracturados se encuentran clasificados en ese tipo de yacimientos.

3.4.6 Yacimientos de Doble Permeabilidad

También conocidos como yacimientos de doble porosidad y doble permeabilidad. Los yacimientos del modelo de doble permeabilidad son yacimientos del tipo doble porosidad pero que producen tanto desde las fracturas como de la matriz fluidos al pozo, es decir, en estos yacimientos la porosidad de la matriz es mayor que la porosidad del sistema de fracturas tal como el modelo de doble porosidad y la permeabilidad de la matriz es menor que la permeabilidad de las fisuras, pero, no tan menor como el modelo anterior de tal forma que la matriz es capaz de transmitir ella misma aporte de fluidos a las fracturas y adicionalmente al pozo. La otra parte restante de los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran clasificados en este tipo.

3.4.7 Yacimientos Multicapas

El modelo de yacimientos de dos o múltiples capas se puede aplicar a muchos casos en la medida de que sea posible dividir una formación de múltiples capas en dos, y tratar esto como un sistema equivalente de dos capas. Sin embargo, esto puede convertirse en una simplificación excesiva y el empleo de varias capas en el modelo puede ser necesario para un mejor modelamiento.

El mismo principio usado en la solución de dos capas, puede ser también utilizado en un modelo de más de dos capas. Los parámetros que son definidos para el caso de dos capas son:

- ω_i , relación de almacenamiento de las capas, es la fracción del volumen de poros interconectados ocupados por capa i en comparación con el volumen total del poro.

$$\omega_i = \frac{(V\Phi c_t)_i}{\sum (V\Phi c_t)_j}$$

- λ_i , el parámetro de la capa intermediaria del flujo, se describe la capacidad de flujo entre la capa i y la capa $i+1$:

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{(kh)_i}{(kh)_i + (kh)_{i+1}}$$

- K_i es la relación entre el producto de la permeabilidad, espesor de la capa i del total de capas kh :

$$K_i = (kh)_i / \sum (kh)_j$$

Sin embargo, cabe resaltar que en estos sistemas de múltiples capas con múltiples valores de permeabilidad es de esperar encontrar unas respuestas heterogéneas marcadas en el modelamiento.

3.5 Metodología de Interpretación Convencional

La metodología de interpretación de pruebas de presión convencional es la más antigua y usada en toda la industria del petróleo, esta se ha desarrollado con el tiempo de la mano con el surgimiento de los modelos de tipo de yacimientos. Actualmente el método convencional se basa principalmente en tres herramientas 1.) el gráfico semilog, 2.) las curvas tipo y 3.) la derivada de presión y el gráfico diagnostico log-log. Todas herramientas las cuales han mostrado ser fiables y efectivas han sido desarrolladas durante el transcurso del último siglo. Ver **Fig 9**.

<u>Período</u>	<u>Método</u>	<u>Características</u>
1950-70	Línea recta (Horner) (MDH)	Yacimiento homogéneo
1970-80	Curva tipo (Ramey)	Efecto de Pozo y sus vecindades
1980-85	Curva tipo con Parámetros	Pozo fracturado Doble Porosidad
1984-90	Derivada	Yacimiento heterogéneo
1990-	Análisis con Computadora	Integración de Información

Fig 9. Resumen Avances de la metodología convencional (Cinco Ley, 2010)

3.5.1 Grafico Semilog

El gráfico semilog propuesto se usó por primera vez con la creación del modelo de yacimientos homogéneos y con la técnica de la línea recta propuesta por Horner. Con la ayuda de esta gráfica y el método en mención se puede lograr obtener información de los efectos del almacenamiento del pozo, daño de la formación, caracterizar del flujo radial infinito IARF y los efectos de frontera. Ver **Fig 10**.

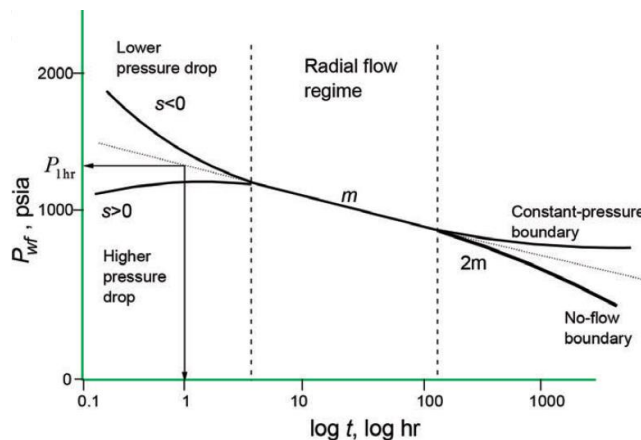


Fig 10. Ilustración de un gráfico semilog propuesto por Horner (Escobar, 2008)

3.5.2 Curvas Tipo

El método de las curvas tipo fue implementado y propuesto por Henry Ramey para lograr caracterizar con detalle, precisión y rapidez los efectos de almacenamiento y daño a la formación mediante el uso de múltiples gráficos con serie de familias de curvas con un vasto rango de posibles valores. Ver **Fig 11**.

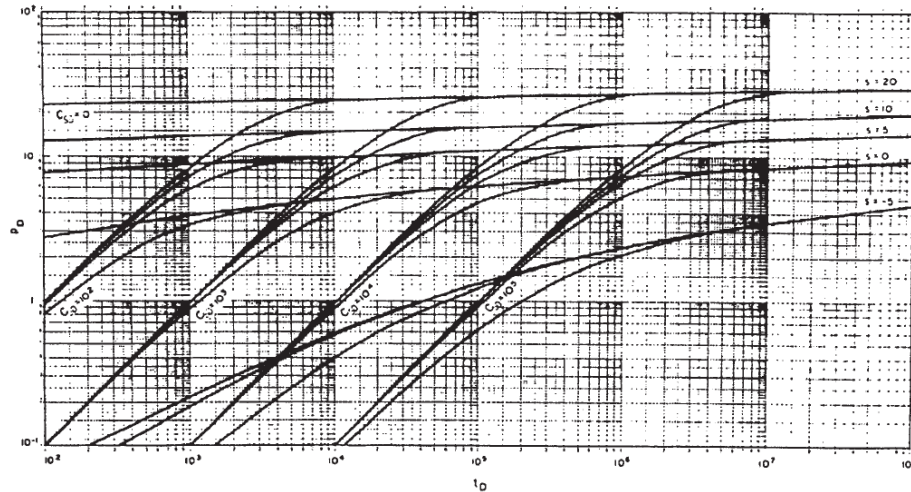


Fig 11. Ilustración de un gráfico de curvas tipo propuesto por Ramey (Lee, Rollins, & Spivey, 2003)

3.5.3 Gráfico Log-log

La técnica del gráfico log-log o gráfico diagnóstico es la más reciente de las tres y fue propuesta por Rene Bourdet al introducir el concepto de la derivada de presión a la interpretación, con la ayuda de esta herramienta se pueden calcular diversas sino todas las las características necesarias para la interpretación y por tanto caracterización del yacimiento, como más adelante Tiab en 1993 demostraría con su propuesta de nueva metodología de interpretación. La principal información que se puede obtener de un gráfico diagnóstico es la identificación de los regímenes de flujo implicados, efectos de almacenamiento, caracterización del flujo radial infinito IARF, efectos de frontera, forma del yacimiento, entre otros. Ver **Fig 12**.

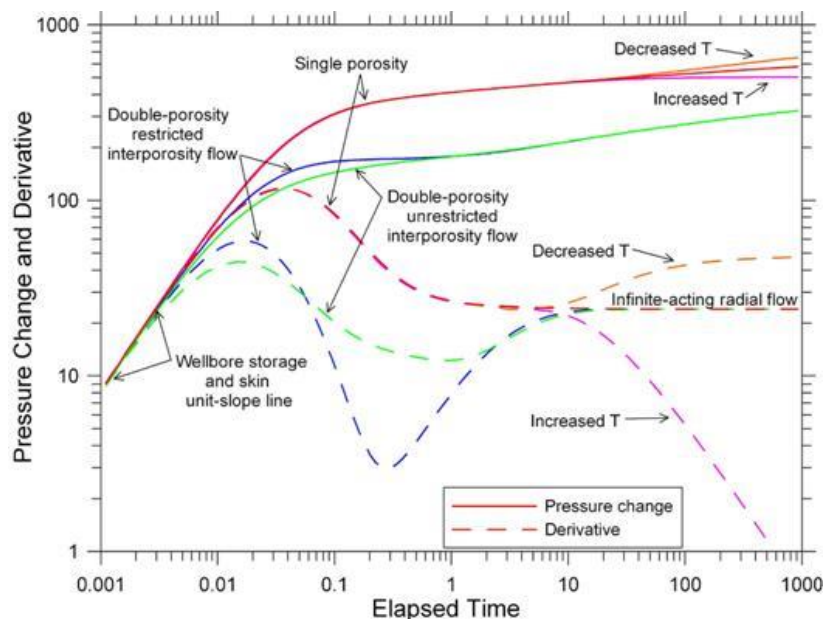


Fig 12. Ilustración de un gráfico log-log (Lee, Rollins, & Spivey, 2003)

3.6 Metodología Técnica de Síntesis Directa de Tiab (TDST)

Esta nueva, novedosa y revolucionaria técnica propuesta por Djebbar Tiab en 1993 y denominada como la “Tiab’s Direct Synthesis Technique” (TDST), es una técnica más práctica y moderna para el análisis e interpretación de las pruebas de presión. Se basa en la utilización de los puntos de intersección característicos y en las pendientes de las líneas rectas que representan los regímenes de flujo, en gráfico el log-log de los datos de presión y derivada de presión versus el tiempo y permite calcular parámetros del yacimiento sin utilizar el método de ajustes por curvas tipo lo cual la hace mucho más práctica y versátil. La técnica TDST es aplicable a pruebas de declinación de presión, pruebas de restauración de presión, pruebas de formación y pruebas multirata.

4. CAPITULO II: FLUJO EN MEDIO POROSO

4.1 Geometrías de Flujo

El concepto de geometría de flujos surge de la necesidad de entender mejor cómo es la mecánica de flujo de los fluidos dentro del medio poroso del yacimiento y así buscar el mejor sistema de coordenadas que mejor represente la realidad de esta mecánica. Las principales geometrías de flujo acorde con la literatura son lineal y radial, sin embargo, existe otra geometría de uso considerable en el modelamiento de yacimientos, la geometría esférica.

4.1.1 Geometría Lineal

La geometría lineal es una de las principales geometrías usadas en el modelamiento de yacimientos y surgió por la necesidad de representar mejor el flujo en situaciones especiales como pozos verticales hidráulicamente fracturados, yacimientos alargados, entre otros. Ver **Fig 13**.

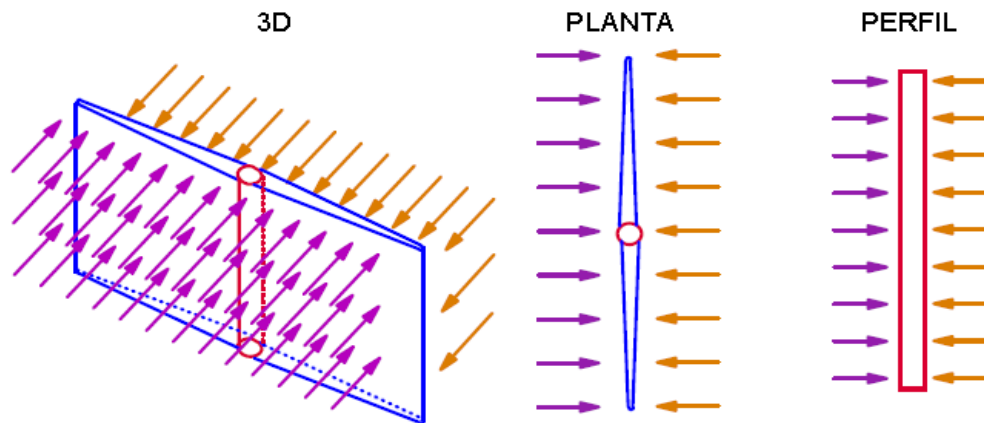


Fig 13. Ilustración flujo lineal pozo vertical hidráulicamente fracturado
(Escobar, 2008)

4.1.2 Geometría Radial

La geometría radial que es para muchos la de mayor utilidad y uso, es una de las principales geometrías usadas en el modelamiento de yacimientos y surgió por la necesidad de representar mejor el flujo de la situación más común, un pozo vertical en un yacimiento circular, rectangular o en una porción del yacimiento. Ver **Fig 14**.

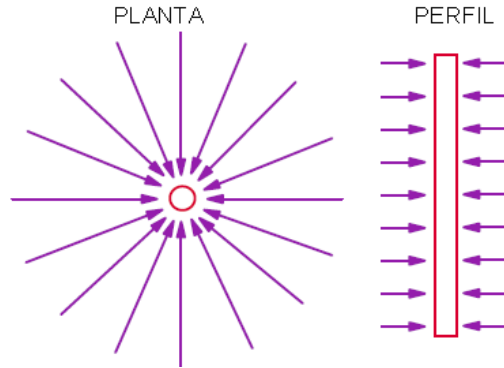


Fig 14. Ilustración geometría de flujo radial (Escobar, 2008)

4.2 Ecuación de Difusividad

La ecuación de la difusividad es la expresión matemática que modela el flujo de fluidos en el medio poroso, por tanto, es la ecuación más importante en la mayoría sino todos los modelamientos de yacimiento. Esta ecuación es el resultado de la combinación de cinco ecuaciones fundamentales que rigen los fenómenos que se dan en el yacimiento durante el flujo de fluidos, estas ecuaciones son: 1.) Ecuación de continuidad, 2.) Ecuación de cantidad de movimiento, 3.) Ecuación de conservación de energía, 4.) Ecuación de estado y 5.) otras ecuaciones auxiliares.

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)$$

Donde:

k= es la permeabilidad (mD)

r= es la distancia radial (ft)

P= es la presión (psi)

t= es el tiempo (hr)

ϕ = es la porosidad (fracción)

μ = es la viscosidad (Cp)

Esta expresión matemática que es una ecuación diferencial parcial no lineal no posee solución única y general, sino que depende de las suposiciones que se realicen en la condición inicial y las dos condiciones de frontera.

4.2.1 Estado Estable

Durante el estado estable el termino derecho de la ecuación de la difusividad se cancela y se hace cero, lo que significa, que físicamente en el yacimiento a un tiempo t y en cualquier parte r de un yacimiento de geometría radial su presión es igual y constante con el tiempo durante toda la producción. Entonces queda que la ecuación de difusividad para el estado estable es:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0$$

Por tanto, para esta condición de flujo la ecuación de difusividad tiene una única solución para este caso. Adicionalmente la ecuación de Darcy para estado estable para el caudal de aceite es:

$$q_o = 0.00708 \frac{kh(\bar{P} - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 + s \right]}$$

Donde, q_o es el caudal de aceite en STBOD, k es la permeabilidad en mD, h es el espesor neto producto en ft, μ_o es la viscosidad el aceite en Cp, β_o es el factor volumétrico del aceite en bbl/STB, s es el factor de daño, r_w es el radio del pozo en ft, r_e es el radio de drenaje del yacimiento en ft, P_{wf} es la presión de fondo fluyendo del pozo en psi y $\bar{P}$ es la presión promedio del yacimiento en psi.

4.2.2 Estado Pseudoestable

Durante el estado pseudoestable el termino derecho de la ecuación de la difusividad es conocido y constante, ya que la única variable que hay, que es la razón entre el diferencial de presión respecto al tiempo, por definición se vuelve constante pero diferente de cero, lo que significa, que físicamente en el yacimiento sucede que para un tiempo t la presión en cualquier punto r de un yacimiento radial es igual y constante en todo el yacimiento, pero como el diferencial de presión respecto tiempo es constante y con valor distinto de cero, quiere decir que la presión del yacimiento a medida que el tiempo de producción avanza declina en todo el yacimiento de manera proporcional con el tiempo. Entonces la ecuación de difusividad para este caso es:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right) = cte$$

Por tanto, para esta condición de flujo la ecuación de difusividad tiene una única solución para este caso. Adicionalmente la ecuación de Darcy para estado pseudoestable para es:

$$q_o = 0.00708 \frac{kh(\bar{P} - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]}$$

4.2.3 Variables Adimensionales

Antes de discutir sobre el estado inestable, resulta útil introducir el concepto de variables adimensionales que son muy ampliamente usadas en el análisis de pruebas de presión, puesto que hacen más fácil la operación matemática de los parámetros que describen el yacimiento, además de que las soluciones obtenidas son independientes de cualquier sistema de unidades. Las siguientes expresiones sobre la presión, el tiempo y el radio adimensionales son las fórmulas utilizadas para geometría radial.

4.2.3.1 Presión y Derivada Adimensional

Para nuestro caso, donde las variables utilizadas están expresadas en unidades de campo, la presión adimensional P_D se expresa de la siguiente forma:

$$P_D = \frac{kh * \Delta P}{141.2q\mu\beta}, \text{ entonces: } (t_D * P_D)' = \frac{kh * (t * \Delta P')}{141.2q\mu\beta}$$

Donde:

$\Delta P = P_i - P_{wf}$ (psi)

k = Permeabilidad (mD).

h = Espesor (ft).

P_i = Presión inicial (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi).

q = Caudal de producción o tasa de inyección (STB/D).

β = Factor volumétrico de formación (RB/STB)

μ = Viscosidad (cP).

4.2.3.2 Tiempo Adimensional

En unidades de campo, el tiempo adimensional t_D se expresa de la siguiente forma:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\Phi\mu c_t r_w^2}$$

Donde:

t = tiempo (horas).

ϕ = Porosidad (fracción).

C_t = compresibilidad total (psi⁻¹)

r_w = Radio del pozo (ft).

4.2.3.3 Radio Adimensional

Se define el radio adimensional r_D , donde r_w es el radio del pozo y r es una posición radial cualquiera dentro del yacimiento:

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

Como se puede observar esta variable es independiente del sistema de unidades y para el caso de que r en la anterior ecuación se igual a radio de drenaje del yacimiento, la expresión es:

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}$$

4.2.4 Estado Inestable

Durante el estado inestable o transiente el término de la derecha de la ecuación de difusividad no es constante y por tanto es variable, lo que significa, que primero la presión del yacimiento declina, pero no de manera proporcional en el tiempo y segundo que para un tiempo t la presión en distintos puntos r de la geometría radial del yacimiento no es el mismo valor y por tanto no es constante la presión en el yacimiento. La ecuación de difusividad para el estado de flujo transiente queda finalmente:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)$$

Lo que indica, que para este estado no existe una solución única de la ecuación de la difusividad y por tanto como se dijo anteriormente la solución que se obtenga dependerá de las suposiciones hechas en la condición inicial y las dos condiciones de frontera. La solución más conocida para geometría radial de este caso es cuando se asume las siguientes condiciones:

- 1.) Condición inicial: $P=P_i$ para $t=0$ y para todo valor de r
- 2.) Condición de frontera interna: $r \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right) = 141.2 \frac{q \mu \beta}{kh} = cte$
- 3.) Condición de frontera externa: $P=P_i$ para $r=\infty$ y para todo valor de t

La solución de la ecuación de difusividad es:

$$P_D(t_D, r_D) = -\frac{1}{2} Ei(x) = -\frac{1}{2} Ei\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right)$$

La anterior es la solución final para este set de condiciones que solo será válida siempre y cuando se cumplan las tres condiciones que son: la presión del yacimiento al principio de la producción en todo el yacimiento, que el caudal de producción sea constante durante todo el tiempo de producción y que el yacimiento se comporte como infinito. Cabe resaltar que esta solución, que se conoce como la solución de yacimiento infinito, es uno de los principios que son base para la interpretación y análisis de pruebas de presión.

4.3 Efectos Percibidos en una Prueba de Presión

En el análisis de pruebas de presión existen tres grandes efectos que influyen el comportamiento de la data de presión y por tanto su derivada y se deben a diversas situaciones bien sea por la condición del pozo, heterogeneidades y modelamientos especiales. A nivel general, estas divisiones son: 1. Todos los efectos almacenamiento, terminación del pozo y heterogeneidades en el *wellbore* que influyen la primera parte de la data de presión (efectos tempranos), 2.) Efectos de la actuación infinita del transiente de presión en el flujo radial IARF, y 3.) los efectos percibidos en la frontera del yacimiento que influyen siempre la última parte de la data de la prueba. Ver Fig 15.

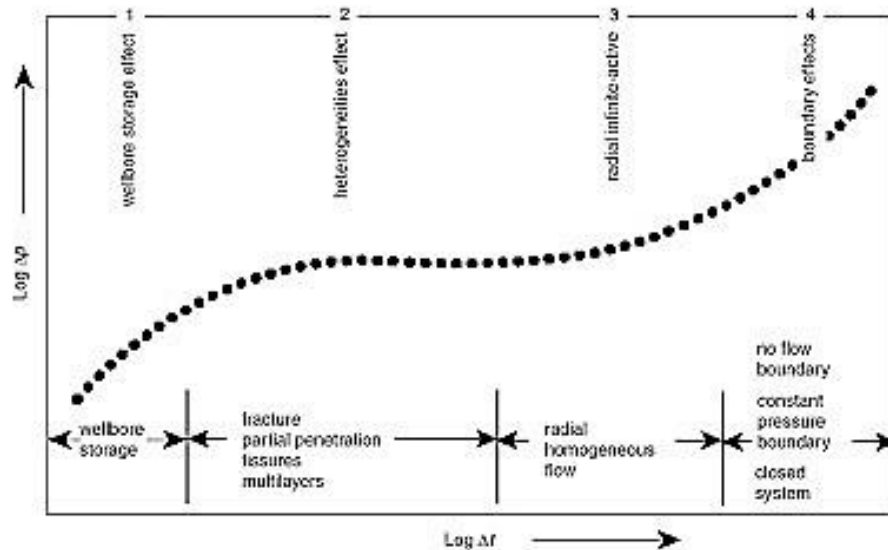


Fig 15. Efectos percibidos durante una prueba de presión (Escobar, 2008)

4.3.1 Efectos Tempranos

Durante la toma de datos en una prueba de presión generalmente los datos del inicio de la prueba son altamente afectados por los efectos del almacenamiento del pozo y en algunas ocasiones muy específicas del tipo de terminación del pozo también. Estos efectos, en cierta medida pueden resultar beneficiosos como adversos para el modelamiento, ya que en unos casos ayudan a caracterizar mejor el daño de formación alrededor del pozo o entender mejor los regímenes de flujo que se están formando en las vecindades del pozo, debido a que el pozo está bien sea penetrado o completado parcialmente, estos regímenes de flujos especiales se les denomina también flujos verticales. En esta investigación se despreciaron completamente cualquiera de estos efectos ya que su influencia no es objeto de estudio.

4.3.1.1 Almacenamiento del Pozo

El fenómeno del almacenamiento del pozo (nombrado en inglés como *wellbore storage*) ocurre siempre al inicio de las pruebas de presión de pozos productores cuando el pozo luego de estar cerrado en cabeza por un periodo considerable inicia a fluir; pero debido a la capacidad de almacenamiento de fluidos que tiene el pozo dentro de su zona anular y el interior de su tubería, las primeras lecturas de presión detectadas en el sensor de presión en fondo de pozo son alteradas y muy influenciadas por la presión que genera la columna de fluidos dentro del hoyo sobre el sensor mientras dicha columna es vaciada, por tanto, este efecto distorsiona o enmascara la data de la respuesta de la presión del yacimiento en la primera etapa de la prueba, que directamente está ligada con el flujo de las vecindades del pozo. Este efecto con el método convencional es interpreta mediante las curvas tipo principalmente. El valor de la derivada de presión para este efecto es 1. Ver **Fig 16**.

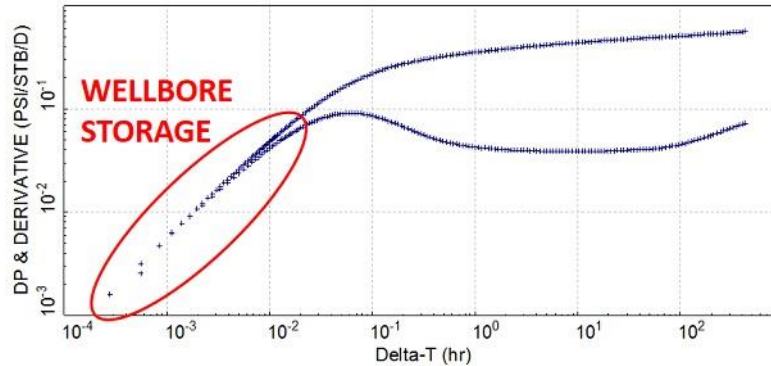


Fig 16. Efecto del almacenamiento del pozo en un gráfico log-log (Lee, Rollins, & Spivey, 2003)

4.3.1.2 Terminación del Pozo

Actualmente solo existen dos tipos de efectos posibles de la terminación del pozo los cuales son la generación del flujo esférico, flujo hemisférico o flujo dentro de fracturas. Estos tres flujos son altamente influenciados por las heterogeneidades alrededor del wellbore por la anisotropía de la permeabilidad.

4.3.1.2.1 Flujo Esférico

El régimen de flujo esférico se genera debido a que la terminación del pozo cuenta con la característica que a pesar que el pozo atraviesa completamente la formación objetivo, este no fué completado totalmente sino parcialmente en la zona objetivo. Por tanto, cuando el pozo fluye se genera un flujo esférico alrededor del completamiento parcial, pero hay que notar que para que esto suceda el valor de la permeabilidad vertical debe ser tal que permita dicho flujo, es decir, que la anisotropía vertical de la permeabilidad juega un papel fundamental acá. El valor de la derivada de presión para este flujo es -0.5. Ver **Fig 17**.

4.3.1.2.2 Flujo Hemisférico

El régimen de flujo hemisférico se genera debido a que la terminación del pozo cuenta con la característica que el pozo no atraviesa la totalidad del espesor de la formación objetivo, sino que lo penetra parcialmente. Por tanto, cuando el pozo comienza producción se genera un flujo de este tipo en los alrededores del pozo; pero hay que notar que para que esto suceda el valor de la permeabilidad vertical debe ser tal que permita dicho flujo, es decir, que la anisotropía vertical de la permeabilidad juega un papel fundamental acá. El valor de la derivada de presión para este flujo es -0.5. Ver **Fig 17**.

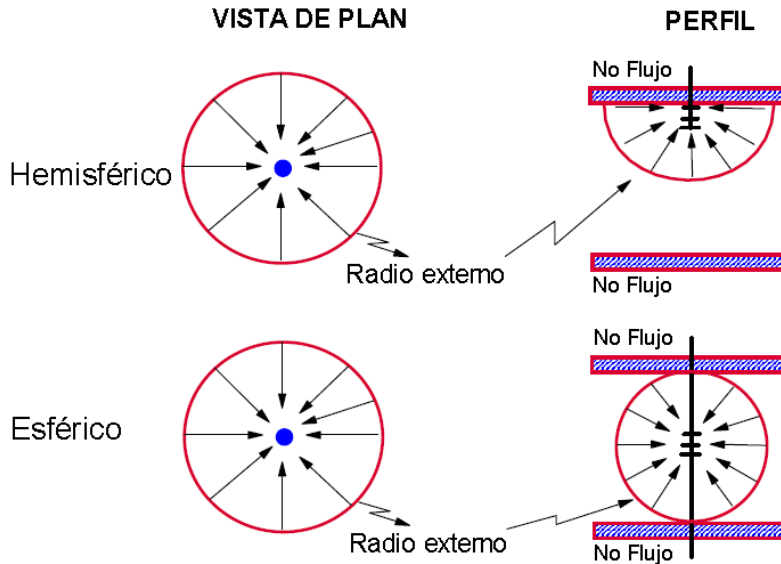


Fig 17. Esquemas regímenes de flujo esférico y hemisférico. (Escobar, 2008)

4.3.1.2.3 Flujo debido a Fracturas

Los efectos de flujo debido a la presencia de fracturas cerca al pozo, como es el caso de los yacimientos fracturados, son aquellos que surgen porque al inicio de la prueba los aportes de fluido iniciales los está suministrando una fractura artificial o un sistema de fracturas naturales y no la matriz del yacimiento como tal que es la objetivo principal de investigación entonces estos efectos siempre antecederán el flujo infinito de actuación radial IARF del yacimiento y pueden llegar a enmascararlo en algunos raros casos. Sin embargo, la aparición de esta data asociada a dichos flujos de fracturas puede llegar a resultar beneficioso para la caracterización de la influencia de las mismas en la productividad del pozo o del yacimiento mismo, para saber así qué modelo de yacimiento fracturado representa mejor el reservorio.

4.3.2 Actuación Infinita del Flujo Radial (IARF)

La actuación infinita del flujo radial (IARF, de sus siglas en inglés *Infinite Acting Radial Flow*) es el fenómeno más importante en el flujo del medio poroso para el análisis de pruebas de presión y sus intérpretes, ya que durante este se revelan las principales características del yacimiento, como la permeabilidad, y así se puede caracterizar el reservorio. Este flujo aparece justo después de los efectos de almacenamiento y terminación del pozo y antes que el pulso de presión toque la primera frontera para dar inicio a los efectos de frontera, la caracterización e interpretación del IARF mediante el método convencional se realiza con la ayuda del grafico semilog y el método Horner y MDH de la línea recta. El valor de la derivada de presión para el flujo radial es 0, de ahí la característica línea recta horizontal que se observa en el gráfico log-log o gráfico diagnóstico.

4.3.3 Efectos de Frontera

Los efectos percibidos en la data de presión de una prueba cuando el pulso de presión llega o toca todas las fronteras del yacimiento y se dividen principalmente en tres tipos de posibles respuestas que han sido estudiadas ampliamente por diversos autores durante el transcurso de los últimos años: modelo frontera cerrada, modelo de frontera abierta con incremento de capacidad de flujo y frontera abierta con decremento de capacidad de flujo.

4.3.3.1 Frontera Cerrada

De acuerdo con Lee and Spivey (2013), para un yacimiento con frontera cerrada durante un *drawdown test* la respuesta que se forma una vez el trasiente de presión llega a todas las fronteras del yacimiento es el desarrollo del flujo pseudoestable lo que se observará en el grafico diagnóstico con un incremento con pendiente unitaria al final de la derivada, y en el caso del mismo yacimiento, pero para una prueba *buildup test* se observará una muy marcada caída en el valor de la derivada de presión en el gráfico log-log luego que el trasiente de presión llegue a todas las fronteras del yacimiento. Ver **Fig 18**.

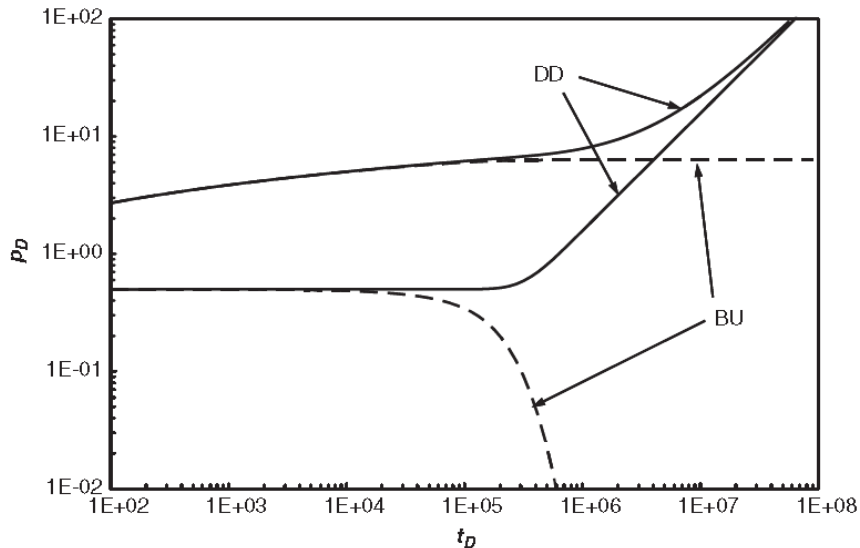


Fig 18. Comportamiento $t \Delta P'$ en un yacimiento con frontera cerrada. (DD= Drawdown y BU= Buildup) (Lee, John; Spivey, John, 2013)

4.3.3.2 Frontera con Incremento de Capacidad de Flujo

Este tipo de modelo de frontera, también conocido como frontera de presión constante, se observa luego que el trasiente de presión toca todas las fronteras del yacimiento y se exhibe un comportamiento en la derivada de presión que tiende hacia abajo una vez que el régimen transitorio termina, esto se deberá a la presencia de una o más fronteras abiertas que incrementan la capacidad de flujo, y que se puede percibir como el inicio de un régimen de estado estable. Cabe aclarar que en la naturaleza no existe una verdadera frontera de presión constante. Sin embargo, un incremento muy considerable en la capacidad de flujo hace parecer una verdadera frontera de presión constante. Este incremento se puede dar por cambio de facies de una de menor a mayor permeabilidad, presencia una falla altamente conductiva cerca al pozo, entre otras. Ver **Fig 19**.

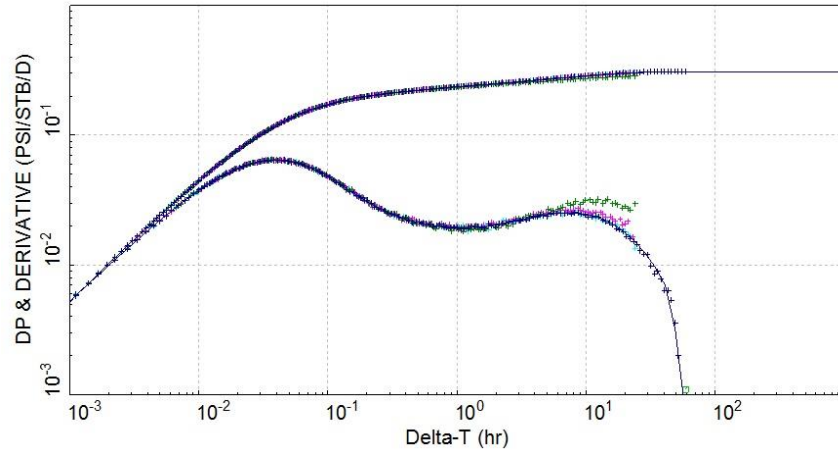


Fig 19. Comportamiento $t^*\Delta P'$ en un yacimiento con frontera de presión constante.
(Lee, John; Spivey, John, 2013)

4.3.3.3 Frontera con Decremento de Capacidad de Flujo

En este tipo de modelo de frontera ocurre cuando hay un decremento en la capacidad de flujo debido, por ejemplo, por el contraste de viscosidad entre los fluidos o la intrusión de un acuífero. Durante este efecto de frontera se observa la derivada de presión tiende hacia arriba después de terminar el régimen transitorio, y exhibiendo una pendiente unitaria hacia arriba la cual es típica del régimen pseudoestable. Cabe aclarar que una pendiente de este tipo para un *drawdown test* indica yacimiento con frontera cerrada, pero para un *builup test* es un yacimiento con frontera abierta con decremento en la capacidad de flujo. Ver Fig 20.

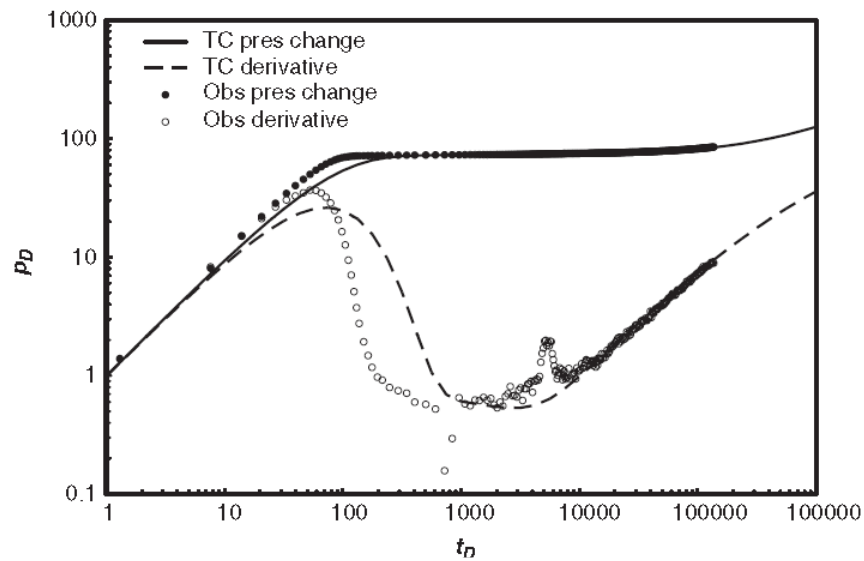


Fig 20. Comportamiento $t^*\Delta P'$ en un yacimiento con frontera con decremento de capacidad de flujo. (Lee, John; Spivey, John, 2013)

4.4 Yacimientos Encerrados

Los yacimientos encerrados son básicamente el tipo de frontera física que puede tener un yacimiento, los cuales son: yacimiento con frontera cerrada lineal, yacimiento con frontera circular, yacimiento con múltiples fronteras lineales y los yacimientos compuestos.

Es bueno aclarar al lector, que la temática de esta sección es un complemento de la anterior ya que aquí se discuten de cómo se considera actualmente como puede ser la forma física de la frontera de un yacimiento y la anterior sección trató sobre los modelos de cómo se podría comportar la frontera durante la mecánica de flujo en el medio poroso y por tanto en análisis de presiones

4.4.1 Yacimiento con Frontera Lineal

Este modelo de la forma de frontera lineal resulta ser el más sencillo de resolver matemáticamente, la cual se realiza utilizando un pozo imagen que se encuentra al otro lado de la frontera a una distancia equidistante con la distancia que separa el pozo de la prueba con la frontera. Este modelo se subdivide en tres casos según sea la actuación de los efectos de frontera en: 1.) Cuando la frontera es cerrada, 2.) cuando la frontera es abierta y con presión constante y 3.) cuando la frontera es abierta y genera un decremento en la capacidad de flujo. Ejemplo de yacimientos con fronteras lineales son: yacimientos tipo canal, yacimientos rectangulares, entre otros como se ilustrará más adelante. Ver **Fig 21**.



Fig 21. Esquema de una frontera lineal-cerrada (izq.) y otra lineal-abierta (der.)
(Lee, John; Spivey, John, 2013)

4.4.2 Yacimiento con Frontera Circular

Este modelo de la forma de la frontera asume que el pozo se encuentra dentro de un yacimiento circular, que por lo general se encuentra ubicado en el centro del yacimiento. La solución de este modelo no es tan simple como la del lineal, pero tiene la característica que sin importar si es frontera abierta o cerrada tienen simetría radial, entonces, sus soluciones resultan ser matemáticamente muy parecidas, también cabe aclarar que al ser un sistema en coordenadas radiales sus soluciones se dan en el espacio de Laplace y quedarán expresadas en términos de funciones Bessel modificadas. Este modelo se subdivide en tres casos según la actuación de los efectos de frontera en: 1.) Cuando la frontera es cerrada, 2.) cuando la frontera es abierta y con presión constante y 3.) cuando la frontera es abierta y genera un decremento en la capacidad de flujo. Por otro lado, la subdivisión 1 es el modelo más estudiado y utilizado por los interpretes ya que en él se

exhibe siempre dos de los más importantes regímenes de flujo: La actuación infinita del flujo radial IARF y el estado pseudoestable de flujo. Ver **Fig 22**.

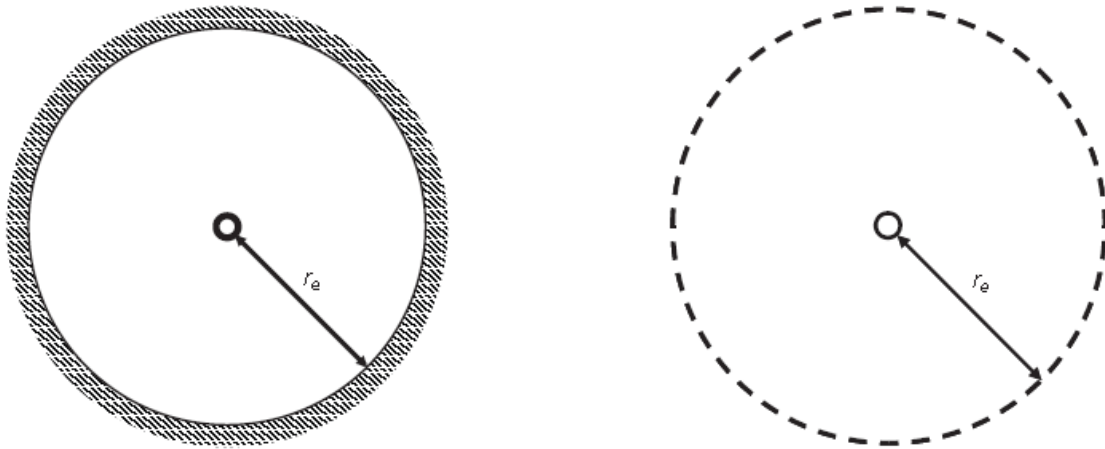


Fig 22. Esquema de una frontera circular-cerrada (izq.) y otra circular-abierta (der.) (Lee, John; Spivey, John, 2013)

4.4.3 Yacimiento con Múltiples Fronteras Lineales

De acuerdo con Lee and Spivey (2013), algunos de los más importantes modelos de forma de frontera de los yacimientos son una combinación de dos o más fronteras lineales como lo son, por ejemplo, los yacimientos tipo canal infinito, yacimientos rectangulares y los yacimientos con intersección de fallas; los cuales son modelos de yacimientos de amplísimo uso en la industria del petróleo y además su solución se realiza de la misma forma que en el caso de una frontera simple lineal, usando el método de representación de la frontera por medio de una imagen del pozo; a excepción del caso de intersección de fallas que se debe tener presente el ángulo de intersección que se genera entre ellas para aplicar esta metodología del método de imágenes. Ver **Fig 23 y 24**.

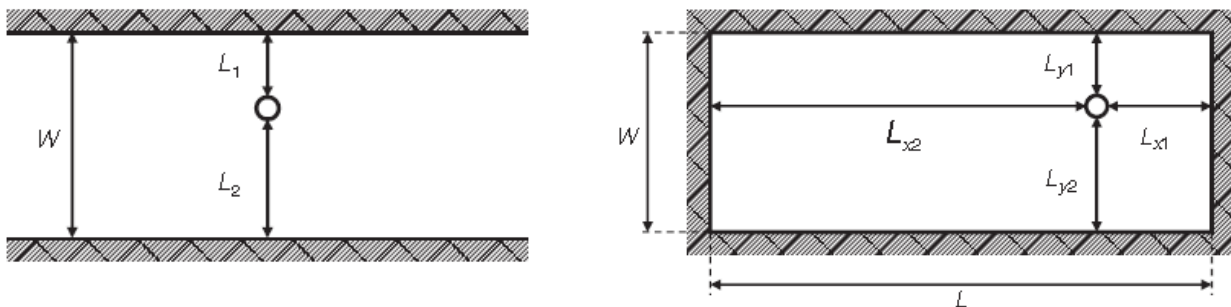


Fig 23. Esquema de un yacimiento tipo canal infinito (izq.) y uno rectangular (der.) con múltiples fronteras lineales cerradas (Lee, John; Spivey, John, 2013)

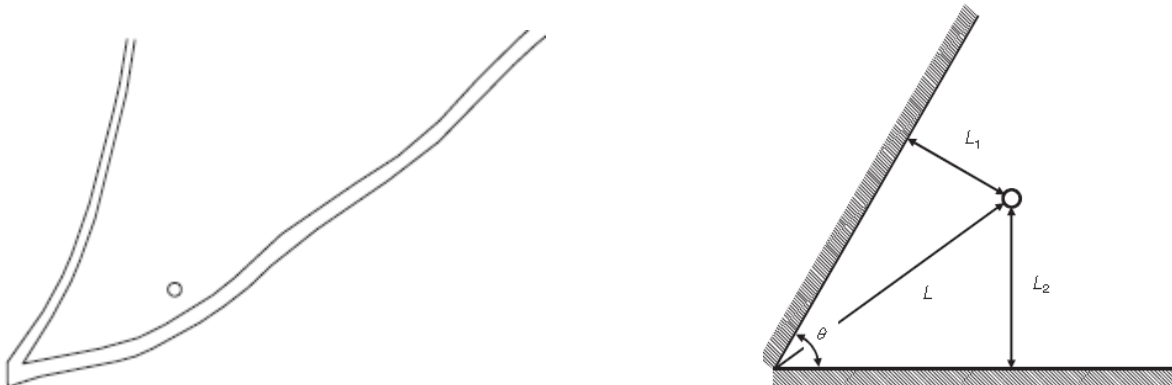


Fig 24. Esquema de un yacimiento con intersección de dos fallas no conductivas (Lee, John; Spivey, John, 2013)

4.4.4 Yacimientos Compuestos

El modelo de forma de frontera tipo yacimientos compuestos es uno de los más usados, en especial el de yacimiento compuesto radial debido a su altísima aplicabilidad a diversos fenómenos y procesos que suceden y se le hacen al yacimiento, como lo son el modelamiento de inundación de agua por proceso de recobro mejorado o un proceso de acidificación para optimizar la productividad del pozo. Estos tipos de yacimientos se dividen según su geometría en dos clases, las cuales son: yacimientos compuestos lineales y yacimientos compuestos radiales. En ambos casos el modelo supone que el yacimiento está compuesto por mínimo dos regiones que se diferencian entre ellas por tener unas propiedades distintas bien sea relacionadas con el tipo de fluido o la roca del medio poroso y que su subdivisión interna se debe o al contacto de fluidos o a una falla geológica con una conductividad distinta de cero. Ver **Fig 25**.

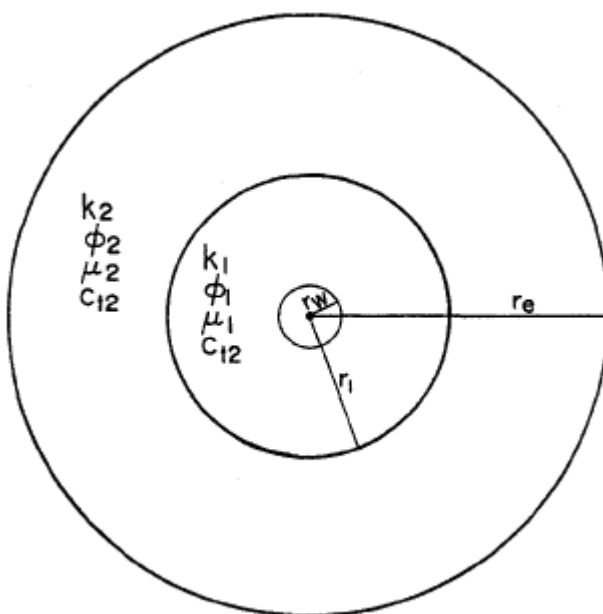


Fig 25. Ilustración de un yacimiento compuesto radial (Lee, John; Spivey, John, 2013)

5. CAPITULO III: YACIMIENTOS COMPUESTOS

5.1 Modelo de Yacimientos Compuestos

Como se ha discutido anteriormente en múltiples ocasiones el modelo de yacimientos compuestos (*composite reservoir* en inglés) es uno de los más usados debido a sus diversas aplicaciones, por tanto, es uno de los modelos de frontera con mayor interés investigativo en la actualidad, pero en especial más el modelo de geometría radial. Hasta este punto, todos los modelos presentados anteriormente son uniformes o constantes en su valor de movilidad, tipo de fluido, porosidad y hasta en cierto grado en permeabilidad del yacimiento, por ello el modelo compuesto toma la importancia debido a que posee la capacidad de modelar los contrastes de cualquiera de estas propiedades dentro del mismo yacimiento mediante el concepto de asumir que el yacimiento está compuesto por dos o más compartimientos o regiones.

Por todo lo anterior y con el ánimo de entender aún mejor el comportamiento de este fenómeno y mejorar su aplicación al análisis de pruebas de presiones, es que surge el motivo de esta investigación como trabajo de grado.

5.1.1 Importancia del Modelo

Igualmente, como hemos discutido anteriormente la importancia del modelo es debido a su gran variedad de aplicaciones sobre todo para el modelo en geometría radial. Algunas de las aplicaciones más notables son: análisis de pruebas de presión en yacimientos en medio de un proceso de inundación de agua como recobro mejorado, modelamiento de daño de formación alrededor de pozos productores, modelamiento acidificación de pozos productores y modela de falla con conductividad finita en medio del yacimiento. Todos estos procesos son métodos utilizados en el día a día de la industria del petróleo, bien sea para aumentar u optimizar la producción de crudo en los campos en explotación; sin embargo, debido a su gran oportunidad de ganancia su costo de inversión si se llegan a ejecutar uno u otro resulta ser altísimo y por tanto la toma de decisión sobre cuál y cómo de los anteriores procesos se va ejecutar resulta ser de alta responsabilidad y difícil en gran parte por la incertidumbre de cómo respondería el reservorio. Por ello, este modelo de yacimiento es tan útil ya que en alguna medida ayuda a disminuir el grado de incertidumbre del modelamiento de técnicas de alta inversión como estas.

5.1.2 Características del Modelo

Como se discutió al final del capítulo anterior, el modelo de yacimiento compuesto se caracteriza porque el medio se encuentra dividido en dos regiones, los principales componentes son su geometría, la posición del pozo y la diferencia de propiedades entre las dos regiones bien sea por tener distinto fluido entrampado, por tener distintos valores para la permeabilidad o porosidad. La división entre estas dos regiones dentro del reservorio puede ser diversas como un contacto entre fluidos, cambio de tipo de roca o una falla *leaky* con conductividad infinita o finita.

Debido a estos cambios durante la interpretación de pruebas de presión de yacimientos, la solución adimensional de la ecuación de difusividad para reservorios de este tipo se basa en dos variables adimensionales que representan el contraste de las propiedades de las regiones y así se concluye que la interpretación en sí de este modelo se resume en

caracterizar de manera adecuada estas dos variables, las cuales son: la razón de difusión D y la razón de movilidad M .

5.1.3 Variables Importantes

La razón de difusividad o difusión junto con la razón de movilidad son las dos variables que durante el análisis de pruebas de presión de yacimientos compuestos caracterizan el yacimiento, ya que al conocerlas no solo se conocen las características de la región del reservorio cercana al pozo sino también el contraste o diferencia de esa región con la región más alejada del pozo. Entonces las expresiones matemáticas que definen estas variables son:

- Para la razón de difusividad D :

$$D = \frac{D_1}{D_2} = \frac{\left(\frac{k}{\phi\mu c_t}\right)_1}{\left(\frac{k}{\phi\mu c_t}\right)_2}$$

- Para la razón de movilidad M :

$$M = \frac{M_1}{M_2} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_1}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_2}$$

Donde k es la permeabilidad, ϕ la porosidad, μ la viscosidad y c_t es la compresibilidad total del medio. Es importante resaltar que ambas ecuaciones anteriores no dependen de ningún sistema de unidades solo de que las unidades del numerador sean las mismas del denominador, es decir, que sean consistentes para poder realizar la razón.

Como se puede observar las ecuaciones anteriores tienen términos en común lo que indican que sus variaciones están ligadas matemáticamente hablando, por eso algunos autores sugieren que para evitar este detalle se utilice otra variable denominada razón de almacenabilidad en vez de la razón de la difusividad, ya que no tiene ningún termino en común con la razón de movilidad, la razón de almacenabilidad se define como:

$$S = \frac{S_1}{S_2} = \frac{(\phi c_t)_1}{(\phi c_t)_2}, \text{ entonces } D_i = \left(\frac{M}{S}\right)_i = \left(\frac{\mu/k}{\phi c_t}\right)_i$$

Sin embargo, de acuerdo con Lee and Spivey (2013), la realidad es que estas dos razones (la de movilidad y almacenabilidad) pueden ser matemáticamente independientes, pero no físicamente, ya que se encuentran ligados por dos factores principales, que son: 1.) existe una relación entre la viscosidad y la compresibilidad ya que ambas dependen del modelo de fluido y 2.) la porosidad y permeabilidad están usualmente correlacionadas de alguna u otra manera, ya que están ligadas al tipo de roca.

5.2 Yacimiento Compuesto Lineal

El modelo de yacimiento compuesto lineal es uno de los dos principales tipos de reservorios compuestos que se diferencian entre sí por su geometría de flujo. Este modelo tiene aplicaciones limitadas en la industria y por tanto menor uso en la industria, pero sus pocas aplicaciones son muy representativas. Este modelo fue desarrollado posteriormente al de geometría radial en la década de los 90's.

5.2.1 Características

En cuanto a las características de este modelo, por definición el yacimiento se encuentra dividido en dos compartimientos y uno de ellos se encuentra el pozo en el cual se realiza la prueba de presión, por convención se habla que la región 1 es el compartimiento que fluye directamente al pozo y la región 2 que es la que se encuentra más alejada del pozo, cada uno de estas regiones por definición tiene sus característicos valores de difusividad y movilidad. Como se ilustra en **Fig. 26**, el yacimiento se encuentra dividido con una frontera interna que se encuentra alejada del pozo a una distancia L y puede ser de diversa índole como un contacto de fluidos, cambio tipo de roca o una falla *leaky*.

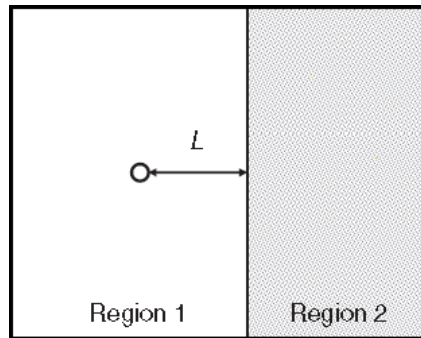


Fig 26. Esquema de un yacimiento compuesto lineal (Lee, John; Spivey, John, 2013)

Durante la interpretación de datos de presión se puede observar que: 1.) a tiempos tempranos se detectará la región 1 dando la impresión de yacimiento homogéneo entonces los valores aparentes de movilidad y difusividad serán los de esta región, pero cuando la frontera interna sea detectada y se realiza la transición, la movilidad y difusividad aparentes que se observará es aproximadamente el promedio de los valores de los dos compartimientos, 2.) el tiempo necesaria para percibir la frontera interna está en función de la distancia L , y 3.) el yacimiento exhibe dos flujos radiales IARF, el flujo radial de la primera región y el segundo flujo radial luego de la transición para la segunda. De acuerdo con Lee and Spivey (2013), matemáticamente es una expresión que relaciona aproximadamente el valor de la derivada del IARF de la región 2 con los valores obtenidos del primer comportamiento IARF de la región 1:

$$(t^* \Delta P')_2 = \frac{2}{1+M} (t^* \Delta P')_1$$

Donde M es la razón de la movilidad.

5.2.2 Comportamiento de las Razones M & D

Para yacimientos compuestos lineales, en la **Fig. 27**, se ilustra el comportamiento en el gráfico diagnostico log-log de la variación cuando $M=D$ y sus valores son 0,0.1,0.5,1,2,10, ∞ . Lo que se concluye que para valores mayores que 1 la derivada tiende hacia arriba y para menores que 1 tiende hacia abajo y los casos extremos que cuando $M=D=0$ hay presencia del efecto de frontera abierta con presión constante y cuando $M=D=\infty$ se percibe un efecto de frontera cerrada. En esta figura se asume que $M=M_1/M_2$ y $D=D_1/D_2$

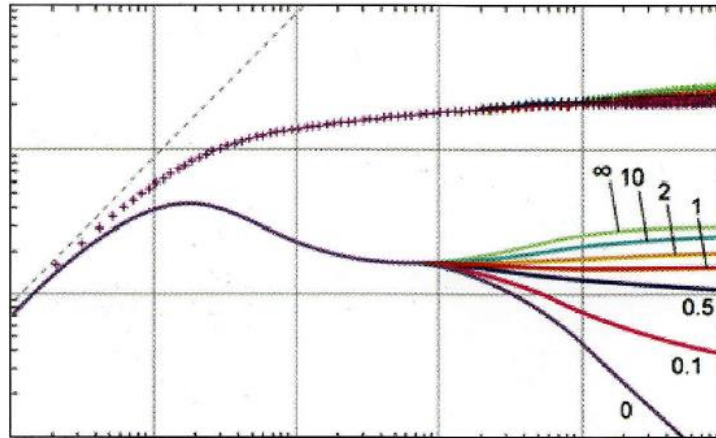


Fig 27. Comportamiento log-log yacimiento compuesto lineal con variaciones $M=D$
(Houzé, 2008)

En la **Fig. 28**, se ilustra el comportamiento de la derivada en el grafico log-log por la variación de la razón de movilidad M desde 0.03 hasta 100 y dejando la razón de difusividad D como constante e igual a 1, y se observa que cuando $M>1$ la derivada tiende hacia abajo, cuando $M<1$ la derivada tiende hacia arriba, cuando $M=0$ se percibe efecto de frontera cerrada y cuando $M=\infty$ se percibe efecto de frontera abierta con presión constante. Notar que la razón M es tomada a la inversa, es decir, región externa sobre región interna.

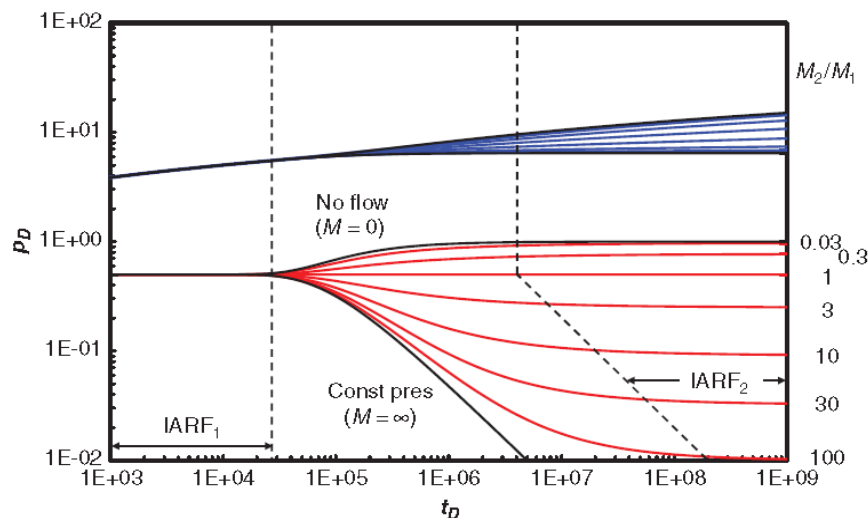


Fig 28. Comportamiento log-log yacimiento compuesto lineal variando M y $D=1$ (Lee, John; Spivey, John, 2013)

5.2.3 Aplicaciones en la Industria

Las aplicaciones de los yacimientos compuestos lineales a pesar de ser menores respecto a las del yacimiento compuesto radial, son muy representativas y útiles, entre las más representativas y estudiadas se encuentran la aplicabilidad a un pozo de gas cerca al contacto gas-agua, un pozo de aceite cerca al contacto gas-acetite o para modelar un pozo con múltiples compartimientos la heterogeneidad del yacimiento.

5.3 Yacimiento Compuesto Radial

El modelo de yacimiento compuesto radial es el modelo más antiguo (1961) y usado de los yacimientos compuestos. Su habilidad para modelar distintos fenómenos o procesos es comparable por muchos investigadores con la del modelo de yacimiento rectangular. De acuerdo con la literatura, este modelo fue la base para plantear la ecuación de skin propuesta por Hawkins en 1956.

5.3.1 Características

En las características de este modelo se tiene que por definición el yacimiento se encuentra dividido en dos secciones como mínimo la sección interna de yacimiento en la cual se encuentra el pozo en el centro de ella y el compartimiento externo, nuevamente por convención se habla que la región 1 es el compartimiento que fluye directamente al pozo (región interna) y la región 2 que es la que se encuentra más alejada (región externa), cada una de las cuales tiene sus propias características como ilustra la **Fig. 29**, en la cual además se observa que la distancia radial que separa el pozo de la frontera interna se denomina r_f y al igual que en geometría radial puede representar el contacto de fluidos, cambio tipo de roca o una falla *leaky*.

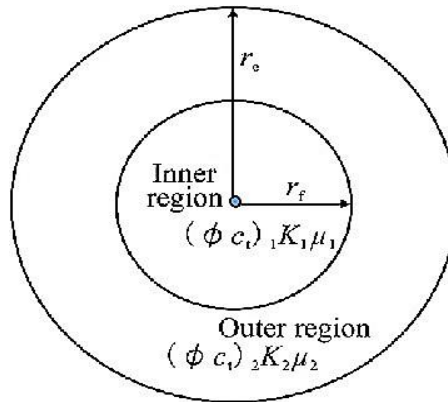


Fig 29. Esquema de un yacimiento compuesto radial (Lee, John; Spivey, John, 2013)

Durante la interpretación de datos de prueba de presión se puede observar que: 1.) a tiempos temprano solo la región interna será detectada dando el comportamiento de yacimiento homogéneo con valores aparente de movilidad y difusividad iguales a los de la región uno, con el límite interno es alcanzado y una vez dejada la transición los valores aparentes de movilidad y difusividad se vuelven iguales a los de la región externa, 2.) el tiempo para

percibir la frontera interna es proporcional a la distancia radial r_f del pozo a frontera, y 3.) se observara la presencia de dos actuaciones infinitas del flujo radial IARF, la primera debido al flujo radial generado en la región interna y la segunda del flujo radial generado el región externa. De acuerdo con Lee and Spivey (2013), matemáticamente los valores de la derivada del flujo radial de la región externa se encuentran relacionados con los del flujo radial de la región interna mediante la siguiente ecuación:

$$(t^* \Delta P')_2 = \frac{1}{M} (t^* \Delta P')_1$$

Donde M es la razón de movilidad.

5.3.2 Comportamiento de las Razones M & D

En la **Fig. 30**, se ilustra el comportamiento de la derivada de presión para yacimientos compuestos radiales variando la razón de movilidad y dejan la razón de movilidad como constante e igual a 1. Como se observa, cuando $M > 1$ la derivada tiende hacia abajo, cuando $M < 1$ la derivada tiende hacia arriba, cuando $M = 0$ se percibe como una frontera cerrada, y cuando $M = \infty$ se percibe frontera abierta con presión constante. Como conclusión general, se observa que para ambas situaciones de yacimientos compuestos (radial y lineal) la razón de movilidad afecta la posición en el grafico log-log del segundo flujo radial respecto al primer flujo radial, es decir, el valor de M determina si queda arriba o debajo del primer flujo radial de la región 1. Notar que la razón M es tomada a la inversa, es decir, región externa sobre región interna.

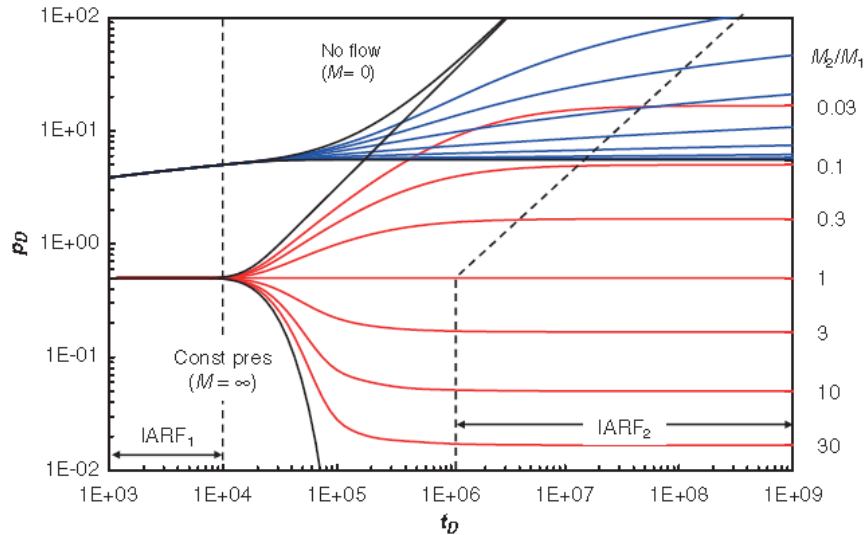


Fig 30. Comportamiento log-log yacimiento compuesto radial variando M y D=1
(Lee, John; Spivey, John, 2013)

En la **Fig. 31**, se ilustra el comportamiento log-log de la derivada de presión para un yacimiento compuesto radial variando la razón de difusividad y dejando la razón de movilidad constante e igual a 1. Como se puede observar, si $D > 1$ la derivada tiende hacia arriba formando una joroba durante la etapa de transición hasta que llega al segundo flujo radial infinito y si $D < 1$ la derivada de presión tiende hacia abajo formando una joroba durante la etapa de transición hasta que llega al segundo flujo radial infinito producto de la región externa. Como conclusión general, se observa que, para ambos casos de yacimientos

compuestos, bien sea en geometría radial y lineal, la influencia del valor de la razón de difusividad D en la forma de la derivada en el gráfico log-log es en la forma de la zona de transición entre los compartimientos del yacimiento. En esta figura se asume que $M=M_1/M_2$ y $D=D_1/D_2$.

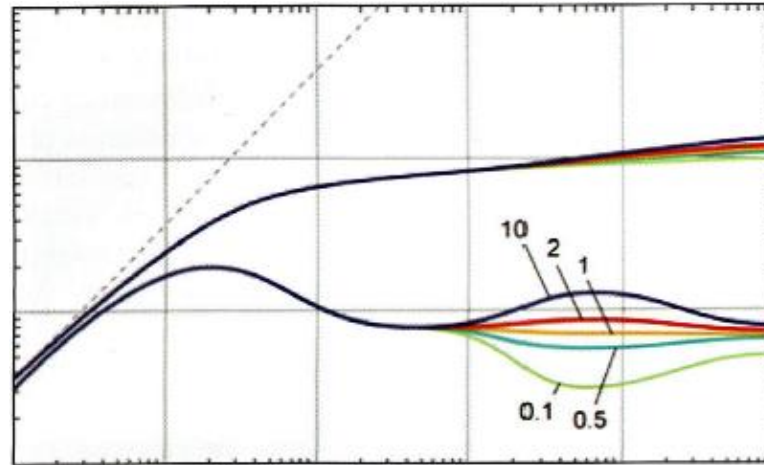


Fig 31. Comportamiento log-log yacimiento compuesto radial variando D y $M=1$
(Houzé, 2008)

5.3.3 Aplicaciones en la Industria

Las aplicaciones del modelo yacimiento compuesto radial son múltiples y muy diversas, debido a esto algunos investigadores comparan el modelo con el de yacimiento rectangular que también presenta diversas aplicaciones. Entre las aplicaciones más representativas se encuentra: modelamiento de un pozo con alta influencia del filtrado de lodo de perforación como daño, modelamiento del daño de formación de un pozo, modelamiento de acidificación de un pozo productor, en pozos productores de aceite que la presión en los alrededores cae por debajo del punto de burbuja el modelo ayuda a modelar el anillo de gas que se genera, en pozo de gas condensado el modelamiento del anillo de condensados alrededor del pozo cuando la presión de esas zonas cae por debajo del punto de rocío, modelamiento de un pozo cerca contacto aceite-agua, en yacimientos de gas con acuífero lateral, modelamiento de pozo con yacimiento con marcadas heterogeneidades, modelamiento de un pozo bajo inyección de agua como método de recobro mejorado para determinar el radio de inundación y así saber de manera aproximada la ubicación del frente, entre otras aplicaciones. Ver **Fig 32**.

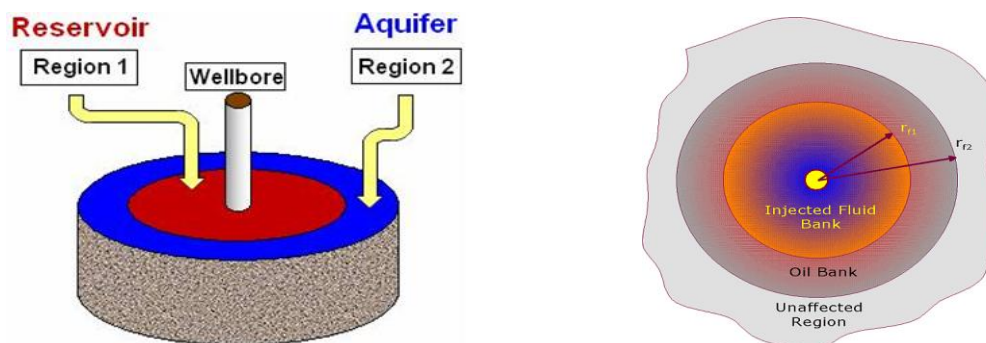


Fig 32. Esquema de aplicaciones yacimientos compuestos radiales (Houzé, 2008)

5.4 Yacimientos Compuestos Multicapa

Los yacimientos compuestos son básicamente reservorios compuestos bien sea en geometría radial o lineal de más de dos divisiones o compartimientos dentro del yacimiento cada una con su respectivo valor de movilidad y difusividad. Ver **Fig 33**.

En comparación a los anteriores modelos de dos compartimientos es el más reciente y con menos investigación de todos, ya que su interpretación resulta ser un poco más compleja y tedioso en comparación los modelos anteriores que por el contrario son más sencillos de interpretar y muy prácticos en su uso. Sin embargo, este modelo es particularmente útil para describir los cambios de propiedades en los bancos de líquido cerca del pozo debido a procesos de inyección por recobro mejorado o por la intrusión de un acuífero lateral o también para representar más detalladamente el perfil lateral de cambios en las propiedades del yacimiento por heterogeneidades.

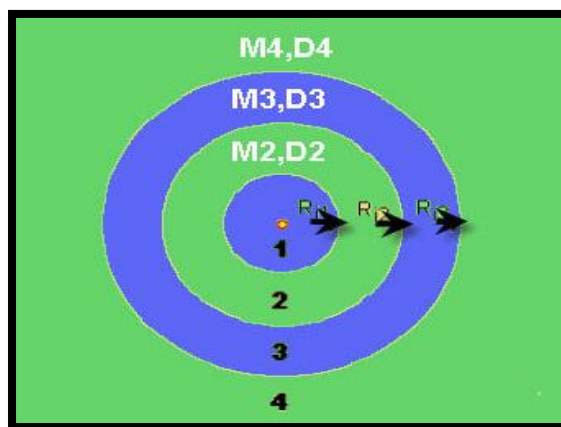


Fig 33. Esquema yacimiento compuesto radial multicapa (Houzé, 2008)

Por ejemplo, existen considerables investigaciones muy representativas que han utilizado este modelo de yacimiento compuesto en su investigación, modelando unos procesos algo complejos de modelar en la industria, tales como: el modelo de un yacimiento compuesto radial de tres compartimientos que utilizó Hazebroek et al en 1958, en el cual se modelaba un proceso de inyección de agua como recobro mejorado en un yacimiento de aceite donde la inyección inicia cuando la presión del reservorio por esta debajo de la presión de burbuja y las regiones se dividen en la más externa con saturaciones iniciales de agua, aceite y gas, la región del medio como el banco de aceite con saturación residual de agua y gas y la región interna como el banco de agua con saturación residual de aceite y gas. Otro notable experimento fue ejecutado por Chen et al en 1996 usando nuevamente el modelo compuesto radial con tres zonas para un yacimiento de gas con acuífero lateral, en el cual el compartimiento externo representaba al acuífero original, el compartimiento del medio la zona intruida de agua y el interno el banco de gas no afectado por la intrusión.

En conclusión, el modelo de yacimiento compuesto multicapa tiene una muy buena utilidad para diversos escenarios críticos en la industria del petróleo a la hora de entender y modelarlos a precisión, sin embargo, al mismo tiempo el modelo es muy complejo matemáticamente y por tanto tedioso en la práctica, resultando así ser impráctico ya que existen modelos más sencillos y amigables matemáticamente que dan aceptables resultados para representar el fenómeno.

5.5 Tipos de Frontera Interna en Yacimientos Compuestos

Como ya se ha discutido en un yacimiento compuesto sus compartimientos se encuentran divididos por una frontera de distancia L y r al pozo para las geometrías lineal y radial respectivamente. Los tipos de frontera interna más representativas son debido a una falla *leaky*, un contacto de fluidos o un cambio en el tipo de roca.

5.5.1 Fallas Leaky

En este caso la frontera es una falla con fugas o filtraciones, es decir, una falla geológica que permite el paso parcial o en algunos muy raros eventos total de los fluidos a través de ella de una región a la otra del yacimiento compuesto. Este es el modelo de frontera interna más difícil de modelar. El coeficiente de transmisibilidad α , define el grado de actividad de la falla para dejar pasar fluidos a través de ella, siendo sus casos extremos cuando $\alpha=0$ es una falla cerrada al flujo y $\alpha=1$ falla con conductividad infinita. Ver Fig 34.

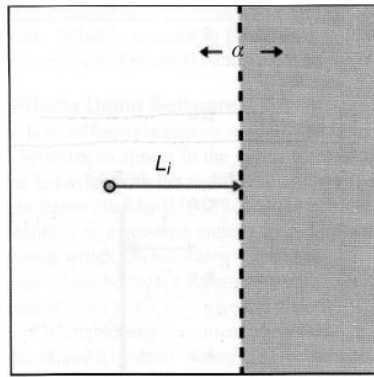


Fig 34. Esquema de una falla leaky en un yacimiento compuesto lineal (Houzé, 2008)

5.5.2 Cambio Tipo de Roca

En este caso la frontera que hay entre los dos o más compartimientos que componen el yacimiento compuesto es un cambio de tipo de roca al pasar de una roca con una característica de permeabilidad y porosidad dadas a otra con distintos valores para estas propiedades y así obteniendo el contraste de propiedades, en este caso de roca, entre las regiones que componen el yacimiento.

Este tipo de frontera es muy usada cuando se utiliza el modelo para yacimientos en el cual se desea modelar el perfil horizontal de las heterogeneidades del medio poroso.

5.5.3 Contacto de Fluidos

En este caso, la frontera que hay entre los dos o más compartimientos que componen el yacimiento compuesto es debido a un cambio el fluido que satura el medio poroso de un compartimiento a otro y así como es distinto fluido cada uno con su modelo de fluido propio se genera el contraste de propiedades, en este caso de fluidos, entre las regiones que componen el yacimiento.

Este tipo de frontera es muy usada cuando se utiliza el modelo para yacimientos que se encuentran en proceso de inyección de agua, intrusión de agua por acuífero lateral o por cambio de fases en las cercanías del pozo debido a la caída de presión de la zona.

5.6 Metodología de Interpretación Convencional

Como se mencionó anteriormente la solución de la ecuación de difusividad para un yacimiento compuesto tanto en geometría lineal como radial en variables adimensionales es igual a la razón de movilidad M y la razón de difusividad D , por tanto, la metodología para interpretar el comportamiento de la presión en régimen transitorio radica en caracterizar correctamente estas dos variables y ya con ellas se puede caracterizar completamente el yacimiento. A continuación, se discutirá casos generales las variaciones de dichas razones.

5.6.1 Análisis Gráfico Log-log

En la **Fig 35**, se ilustra el comportamiento del grafico log-log de un yacimiento compuesto radial con la razón de difusividad D y la razón de movilidad M iguales y variando con valores desde 0.1 a 10. En el gráfico log-log de un yacimiento compuesto cualquiera, siempre se van a presentar dos regiones de actuación infinita del flujo radial una para cada compartimiento del yacimiento y la desviación en la cual la derivada inicia la zona de transición hacia el otro compartimiento está directamente ligada a la distancia del pozo a la frontera interna del reservorio como en el caso de una falla sello. Cabe notar que cuando $M=D=1$ el yacimiento se comporta en toda su extensión como yacimiento homogéneo y por tanto el modelo compuesto no tendría papel que jugar en la interpretación. En esta figura se asume que $M=M_1/M_2$ y $D=D_1/D_2$.

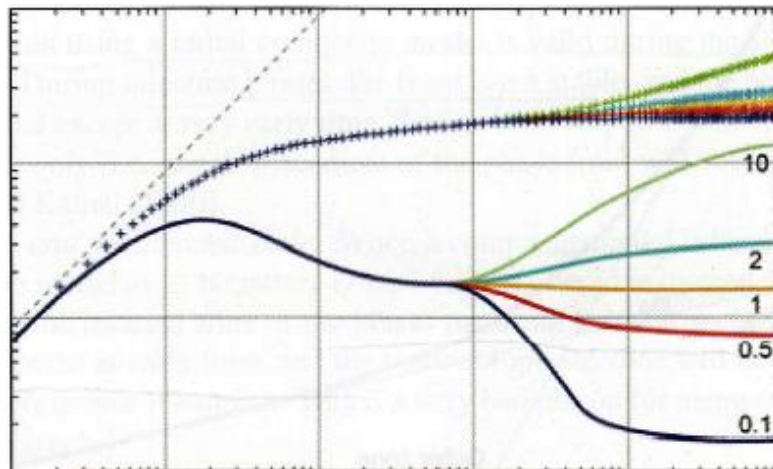


Fig 35. Comportamiento log-log yacimiento compuesto radial con variaciones $M=D$
(Houzé, 2008)

5.6.2 Análisis Gráfico Semilog

Cuatro casos especiales hay que resaltar en el análisis del grafico semilog los cuales se discutirán a continuación:

5.6.2.1 Caso I: $M=D$

En este caso, la interpretación del comportamiento del grafico semilog es completamente igual al de un sistema con intersección de dos fallas. En la **Fig 36**, como se observa en el gráfico presenta dos líneas rectas, la primera recta correspondiente a la región 1 (región interna para geometría radial) y la segunda recta para la región 2 en el caso de geometría radial o correspondiente al promedio de las dos regiones para el caso de geometría lineal. La relación de las pendientes de estas dos rectas es igual a M en el caso de la geometría

radial e igual a $2M/(M+1)$ para la geometría lineal y el tiempo obtenido en el punto de intersección de las dos rectas es el tiempo de inicio de la transición de una región a la otra y por tanto ayuda a calcular la distancia a la cual se encuentra la frontera interna (la frontera entre las dos regiones) del pozo de la prueba.

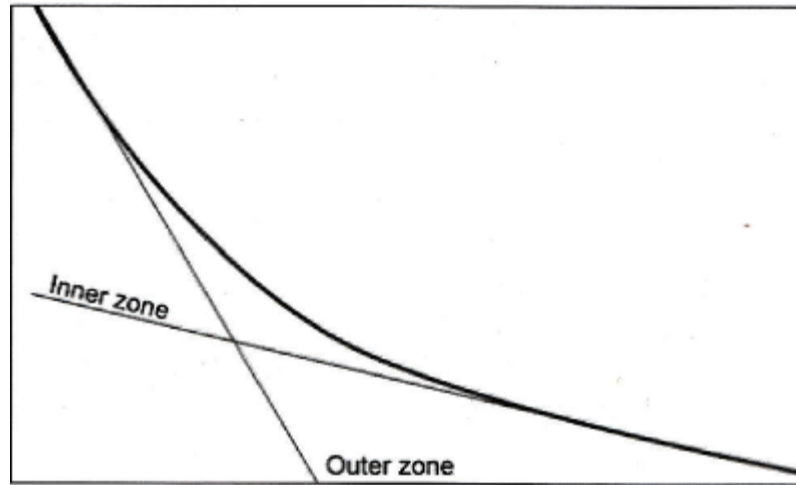


Fig 36. Gráfico Horner yacimiento compuesto radial $M=D=10$ (Houzé, 2008)

5.6.2.2 Caso II: $M \neq D$

En el caso general en el que M y D son diferentes, la derivada va a cambiar durante el primer nivel de flujo radial de la región cercana al pozo hacia el nivel del segundo y final flujo radial de la segunda región del yacimiento; esto se hace en función del valor de la razón de movilidad M solamente, con una tendencia hacia arriba en la derivada si $D < M$ o con una tendencia hacia abajo en la derivada si $D > M$. Y adicionalmente, la forma de la derivada en la zona de transición es altamente influenciada por el valor de la razón de la difusividad.

5.6.2.3 Caso III: $M=1$ y $D \neq 1$

En este caso donde se mantiene la razón de movilidad constante e igual a 1 y variando la razón de difusividad se puede observar de acuerdo al comportamiento de la derivada según si $D < 1$ tiende hacia arriba o $D > 1$ tiende hacia abajo. Llama la atención que para el caso en el que la derivada tiende a formar una joroba hacia abajo ($D > 1$) la forma de la derivada es muy parecida a la que se obtiene de un yacimiento naturalmente fracturado, modelo doble porosidad, sin embargo, existe una gran diferencia del fondo físico por el cual se forma dicha forma en cada caso, y es que para un yacimiento compuesto el cambio en la almacenabilidad ocurre por el compartimiento lejano del pozo y en un YNF de doble porosidad la almacenabilidad ocurre en todas partes del reservorio.

6. CAPITULO IV: DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

6.1 Generación de la Data

En esta etapa primera etapa se realizó la generación de la data mediante la ayuda del software comercial KAPPA Saphir (Ecrin versión 4.02.04) de la compañía KAPPA Engineering mediante el uso del módulo Test Design según las siguientes condiciones:

- 1.) No se considera el efecto del almacenamiento del pozo en ningún caso, de manera que como modelo en el software se seleccionó la opción “*no wellbore storage*”
- 2.) El tipo de pozo que se utilizó es un pozo vertical con penetración y completamiento completo y además asumiendo que no hay daño de formación en los alrededores del pozo, por tanto, en el software se seleccionó la opción de modelo de pozo “*vertical well*” y como valor del skin S se le asignó 0.
- 3.) Para el modelo de yacimiento a utilizar se usaron dos modelos en el software yacimiento compuesto radial y el modelo yacimiento compuesto lineal, los cuales son el objetivo de investigación (opción: “*Radial composite*” y “*Linear Composite*”).
- 4.) Para el modelo de frontera se asumió modelo de yacimiento con extensión infinita para todos los casos tanto en geometría radial como lineal (opción: “*Infinite Reservoir*”).

Las anteriores condiciones fueron establecidas con el ánimo de centrarse exclusivamente en los resultados de la data de presión simulada en los efectos asociados a un yacimiento compuesto y que así dichos efectos no se vean de pronto enmascarados por otros fenómenos.

Adicionalmente para cada geometría se le asignaron sus respectivos valores relacionados con las propiedades de los fluidos, de la roca y condiciones generales del pozo, yacimiento y de la prueba en sí, dichos valores se encuentran en la tabla a continuación para la geometría lineal:

Tabla 1. Datos de Entrada Geometría Lineal

VARIABLE		VALOR	UNIDADES
Daño del Yacimiento	S	0	
Espesor Neto Productor	h	100	ft
Porosidad	ϕ	15	%
Permeabilidad	k	100	mD
Frontera interna	Li	300	ft
Compresibilidad total	Ct	3.0E-06	1/psi
Radio del Pozo	rw	0.5	ft
Almacenamiento del Pozo	C	0	bbl/psi
Factor Volumétrico	β	1.2	bbl/STB
Viscosidad	μ	3	Cp
Presión Inicial	Pi	5000	Psi
Distancia Frontera interna	Li	300	ft
Caudal	q	500	STBOD
Tiempo de la Prueba	tp	1E06	hr

Y para geometría radial:

Tabla 2. Datos de Entrada Geometría Radial

VARIABLE		VALOR	UNIDADES
Daño del Yacimiento	S	0	
Espesor Neto Productor	h	100	ft
Porosidad	ϕ	15	%
Permeabilidad	k	100	mD
Frontera interna	R_i	300	ft
Compresibilidad total	C_t	3.0E-06	1/psi
Radio del Pozo	r_w	0.5	ft
Almacenamiento del Pozo	C	0	bbl/psi
Factor Volumétrico	β	1.2	bbl/STB
Viscosidad	μ	3	Cp
Presión Inicial	P_i	5000	Psi
Distancia Frontera interna	R_i	350	ft
Caudal	q	500	STBOD
Tiempo de la Prueba	tp	1E06	hr

6.2 Obtención y Control de Calidad de los Gráficos

Una vez insertados los valores anteriores según la geometría y seleccionados los modelos mencionados, se procedió a realizar 8 sensibilidades con la ayuda del módulo de sensibilidad del software, las cuales se hicieron para representar plenamente la variación de la razón de movilidad y la razón de difusividad según los siguientes ocho casos:

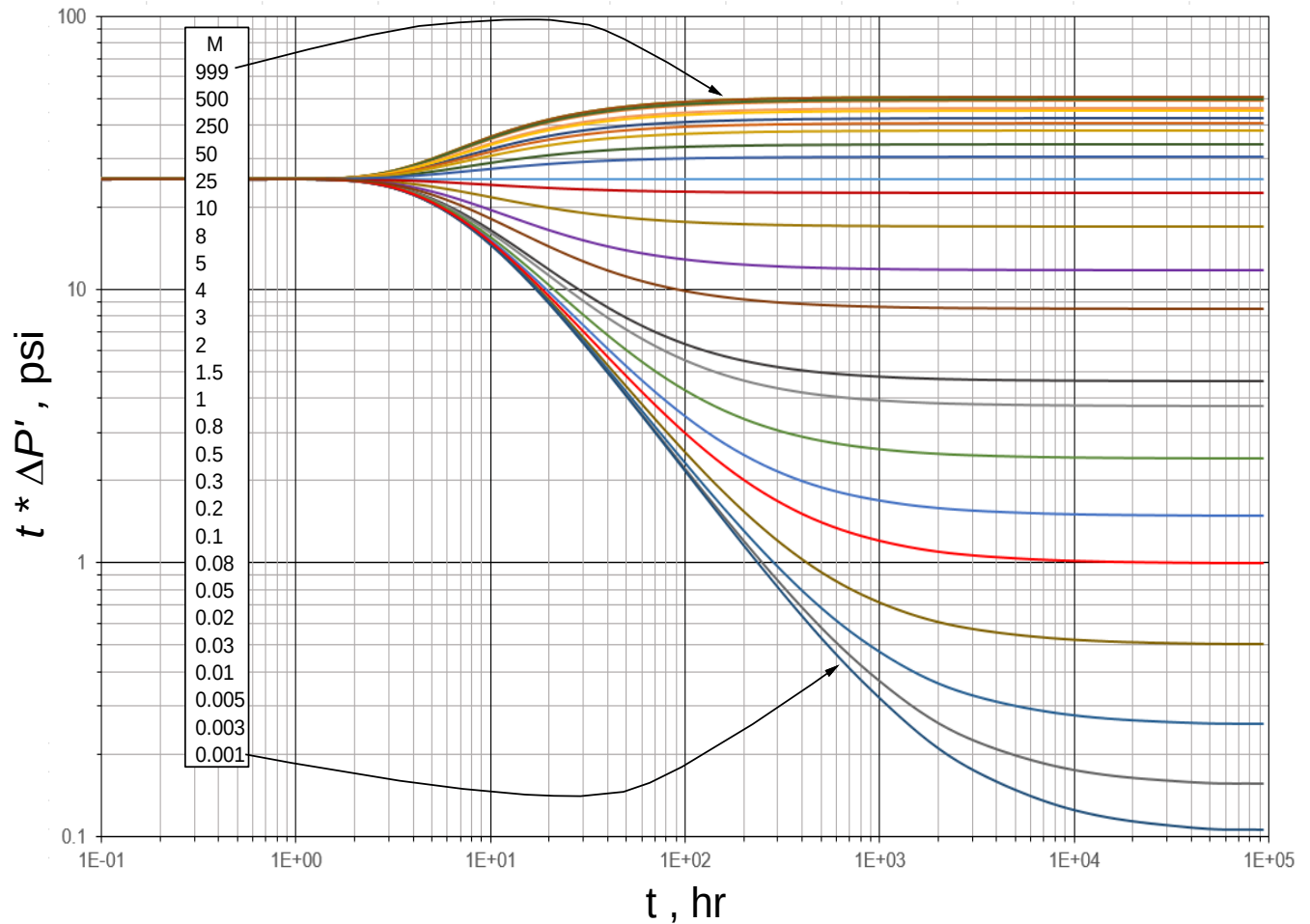
- 1.) Geo Lineal, $D=1$ y $M>1$
- 2.) Geo Lineal, $D=1$ y $M<1$
- 3.) Geo Lineal, $M=1$ y $D>1$
- 4.) Geo Lineal, $M=1$ y $D<1$
- 5.) Geo Radial, $D=1$ y $M>1$
- 6.) Geo Radial, $D=1$ y $M<1$
- 7.) Geo Radial, $M=1$ y $D>1$
- 8.) Geo Radial, $M=1$ y $D<1$

Una vez hecho lo anterior se procedió a ordenar y graficar todos los datos en una hoja de Excel y posteriormente a ello se procedió a realizar control de calidad QA/QC para buscar errores e inconsistencias en los datos y sí poderlos corregir o sino eliminarlos de la data para poder continuar con el proceso de unificación.

En termino generales, lo realizado en esta segunda etapa fue simplemente hacer la sensibilidad de la variación de la razón de movilidad M cuando es mayor que uno y luego cuando es menor que uno manteniendo siempre la razón de difusividad D constante e igual a uno y posteriormente se realizó el proceso inverso en el cual se variaba de la misma forma la razón de difusividad y dejando constante $M=1$, todo lo anterior para la geometría lineal, y por tanto, seguidamente se realizó el

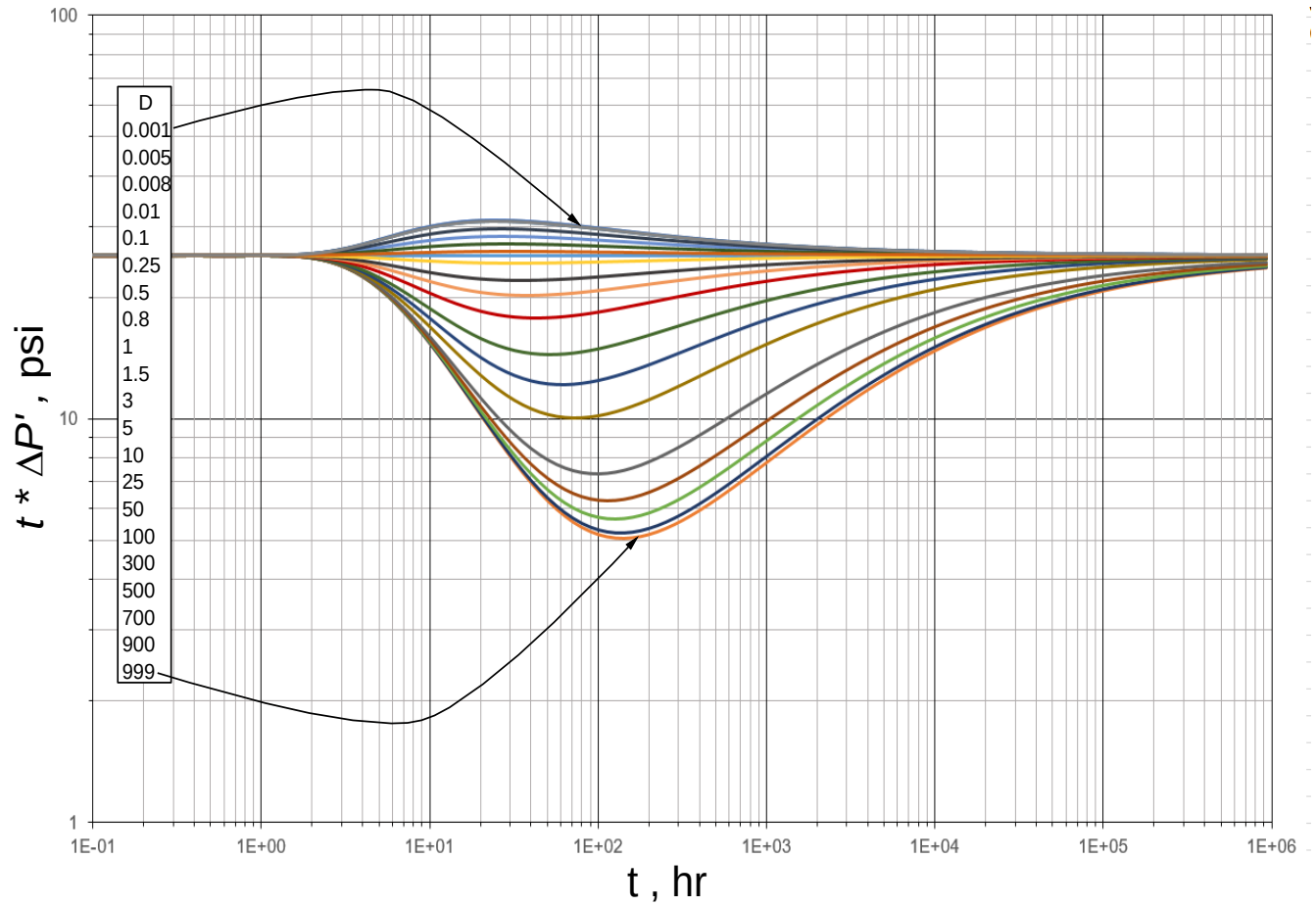
mismo proceso anterior para la otra geometría, que en este caso sería geometría radial. Los gráficos finales obtenidos son los mostrados a continuación en los cuales se asume que $M=M_1/M_2$ y $D=D_1/D_2$ son:

- 1.) Para la geometría lineal:
 - Variando M y dejando $D=1$



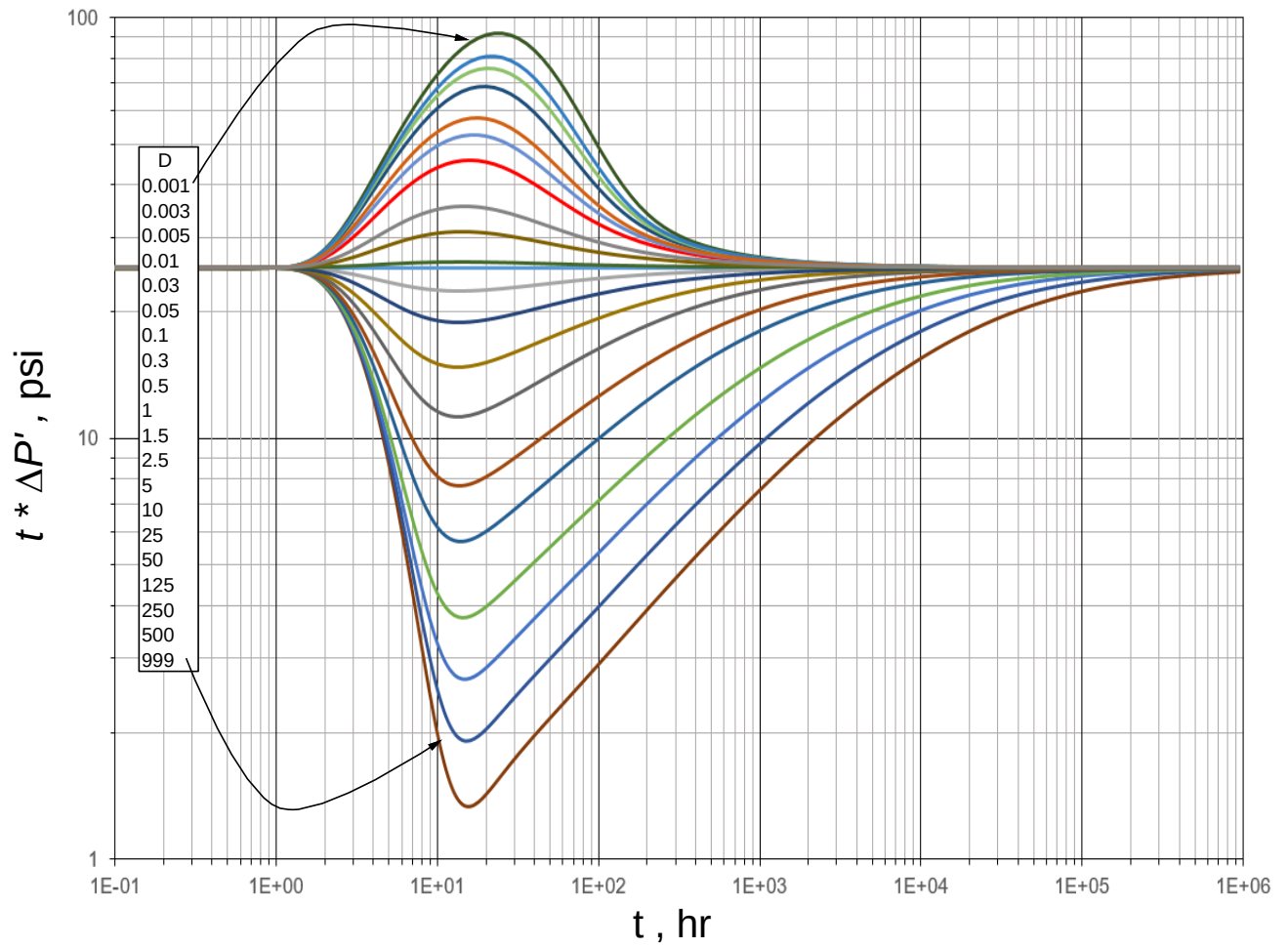
Gráfica 1. Comportamiento de $t \cdot \Delta P'$ con la variación de M y dejando $D=1$ para un yacimiento compuesto lineal

➤ Variando D y dejando $M=1$



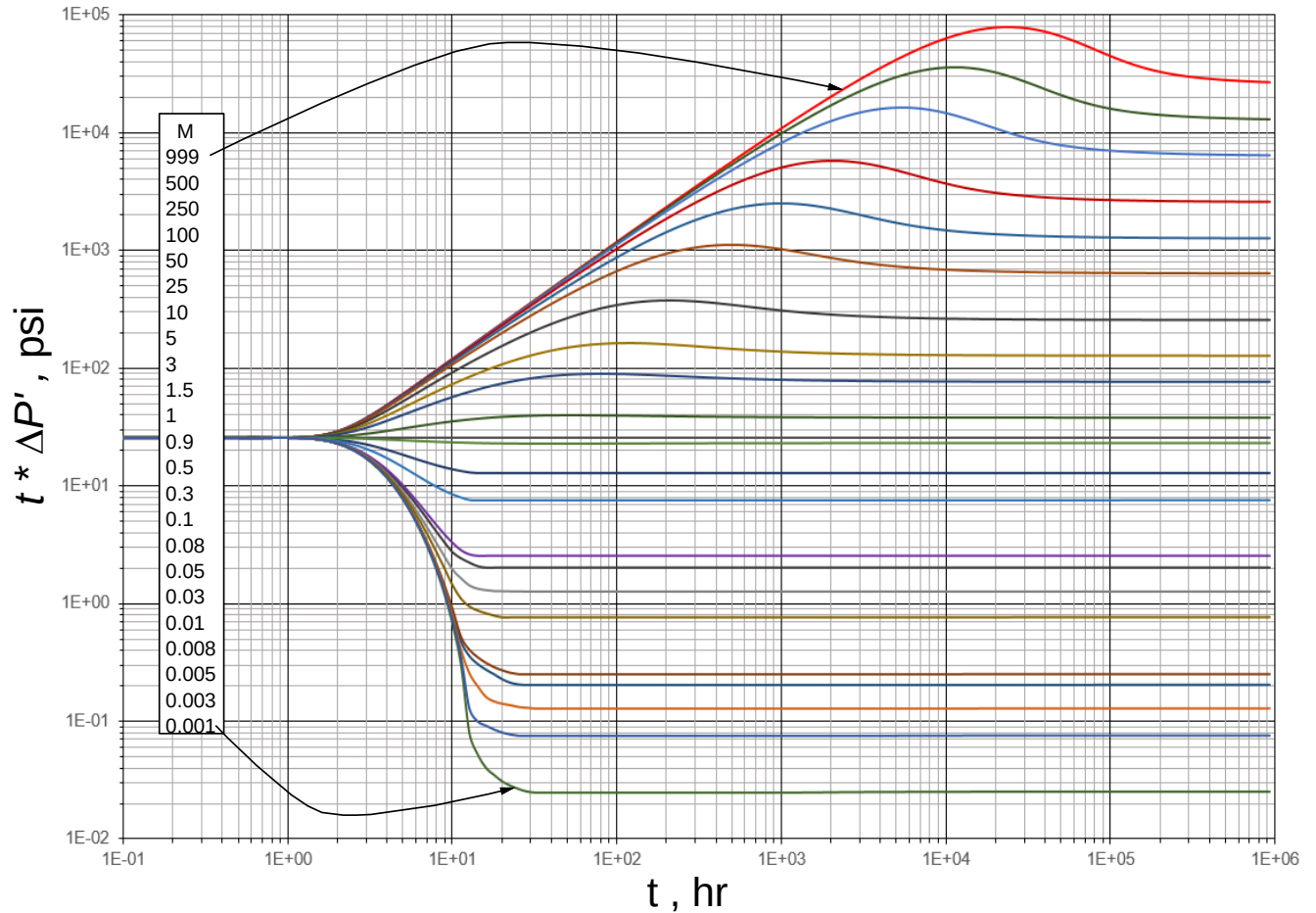
Gráfica 2. Comportamiento de $t^* \Delta P'$ con la variación de D y dejando $M=1$ para un yacimiento compuesto lineal

- 2.) Para la geometría radial:
 ➤ Variando D y dejando $M=1$



Gráfica 3. Comportamiento de $t^* \Delta P'$ con la variación de D y dejando $M=1$ para un yacimiento compuesto radial

➤ Variando M y dejando $D=1$



Gráfica 4. Comportamiento de $t^*\Delta P'$ con la variación de M y dejando $D=1$ para un yacimiento compuesto radial

Por último, en esta etapa es importante resaltar que todos los gráficos anteriores cumplieron el control de calidad, cumplen con la teoría y son acordes su forma con los gráficos teóricos que se ilustran en la literatura a excepción del gráfico 4; en el cual debido a un error del modelo numérico que utiliza el software Ecrin cuando realiza las simulaciones para generar los datos, dicho datos presentan errores considerables sobre todo en la derivada de presión y en especial los de la zona de transición, lo que hace que en el gráfico se enmascaren los puntos máximos y mínimos y adicionalmente ya que se genera una incertidumbre sobre los valores de la zona de transición en los puntos máximos y mínimos, que es prácticamente la zona de interés de análisis de la metodología. Debido a lo anterior, se decidió en un principio eliminar la gráfica, pero ya que los puntos máximos y mínimos coinciden aproximadamente con la posición del flujo radial de la zona externa se realizó el análisis basado en dicho flujo radial como si fuera el punto máximo y mínimo, lo cual es cierto para los gráficos de variación de la razón de movilidad M .

6.3 Análisis de los Gráficos Obtenidos

Una vez obtenidos y hecho el control de calidad sobre los gráficos y su respectiva data se procede a analizarlos y así se observan las características típicas que están relacionadas en la teoría, como la variación de la razón de movilidad determina la ubicación de la altura del segundo flujo radial respecto al primer flujo radial y que para la variación de la razón de difusividad determina o influye en la forma de la derivada en la zona de transición entre los dos compartimientos que componen el yacimiento, lo que nos permite concluir, que son las variaciones de estas dos variables que influyen notablemente en la forma de la derivada.

Por otro lado, en cuanto a puntos y secciones características se observan los dos flujos radiales, el de la región interna y externa, la zona de transición entre los dos flujos radiales y los mínimos y máximos en el valor de la derivada que se observan principalmente durante la zona de transición y que permite hallar el valor aproximado de la razón de difusividad o la razón de movilidad según sea el gráfico. Basados en dicha información, se procederá entonces a realizar unificaciones y correlaciones de tendencia para así obtener las ecuaciones finales.

6.4 Proceso Unificación y Ecuaciones de Unificación

En esta última etapa, conociendo los puntos característicos se procede a realizar la unificación de los puntos máximos y mínimos para cada caso de variación de la razón movilidad y difusividad en cada geometría, para así obtener luego las ecuaciones de la unificación.

Para esto, se debe primero identificar las variables que afecta el comportamiento de la presión, en este caso las variables razón M y D , posteriormente se multiplica o suma según sea la magnitud de la variación a la derivada o el tiempo o ambos por dicha razón elevada a un exponente de unificación único para cada gráfico. Durante este proceso se observó que cuando existían grandes variaciones en la tendencia de la curva de la derivada de presión en el gráfico log-log era más viable multiplicar y cuando las variaciones eran medianas o relativamente sumar, y adicionalmente en algunos pocos casos, se le adicionó la variable ΔP elevada a un exponente a la derivada en el eje todo esto con el fin de obtener la mejor unificación posible de la zona o punto de interés. Ejemplo de unificación se ilustran en las gráficas 5 al 12 en las cuales se unificaron los puntos máximos y mínimos de la variación de la difusividad.

Finalmente, se procedió con el proceso obtención y arreglo de las ecuaciones resultantes del proceso de unificación que se mencionan a continuación:

- Para geometría lineal:
 - Razón de Difusividad:

$$\bullet \quad D = \sqrt[0.04]{1.825 - (t_D * P_D')_{\min}^{0.3}}, \text{ aplica para valores de } D > 1 \quad (\text{E. 1})$$

$$\bullet \quad D = \sqrt[0.2]{1.378 * 10^{-7} * t_{D_{\min}}}, \text{ aplica para valores de } D > 1 \quad (\text{E. 2})$$

- $D = \sqrt[0.0065]{1.845 - (t_D * P_D')_{\max}^{0.28}}$, aplica para valores de $D < 1$ (E. 3)

- $D = \sqrt[0.05]{2.48 * 10^{-7} * t_{D_{\max}}}$, aplica para valores de $D < 1$ (E. 4)

▪ Razón de Movilidad:

- $M = \sqrt[0.0058]{\frac{1}{1.9692 - (t_D * P_D')_{raexter}^{0.075}}}$, aplica para valores de $M > 1$ (E. 5)

- $M = \sqrt[1.02]{\frac{(t_D * P_D')_{raexter}}{3.87 - P_{D_{raexter}}^{0.5}}}$, aplica para valores de $M < 1$ (E. 6)

➤ Para geometría radial:

▪ Razón de Difusividad:

- $D = \sqrt[0.045]{1.875 - (t_D * P_D')_{\min}^{0.18}}$, aplica para valores de $D > 1$ (E. 7)

- $D = \sqrt[0.05]{6.358 * 10^{-7} * t_{D_{\min}}}$, aplica para valores de $D > 1$ (E. 8)

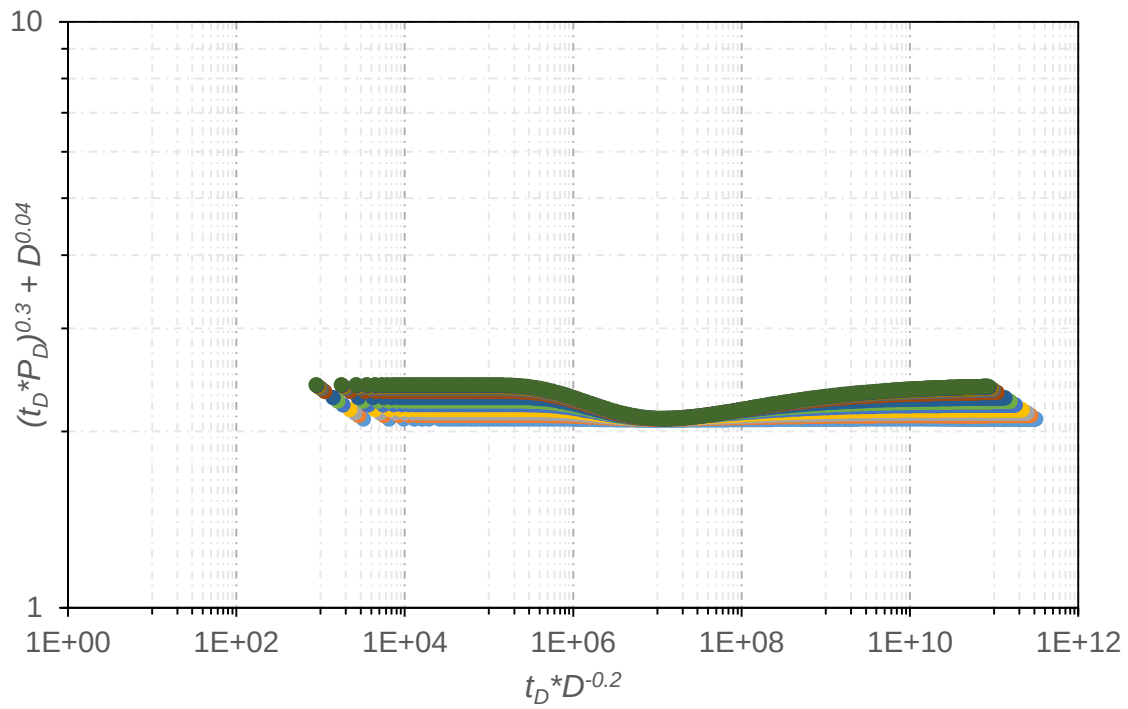
- $D = \sqrt[0.05]{1.862 - (t_D * P_D')_{\max}^{0.22}}$, aplica para valores de $D < 1$ (E. 9)

- $D = \sqrt[0.1]{\frac{1871733}{t_{D_{\max}}}}$, aplica para valores de $D < 1$ (E. 10)

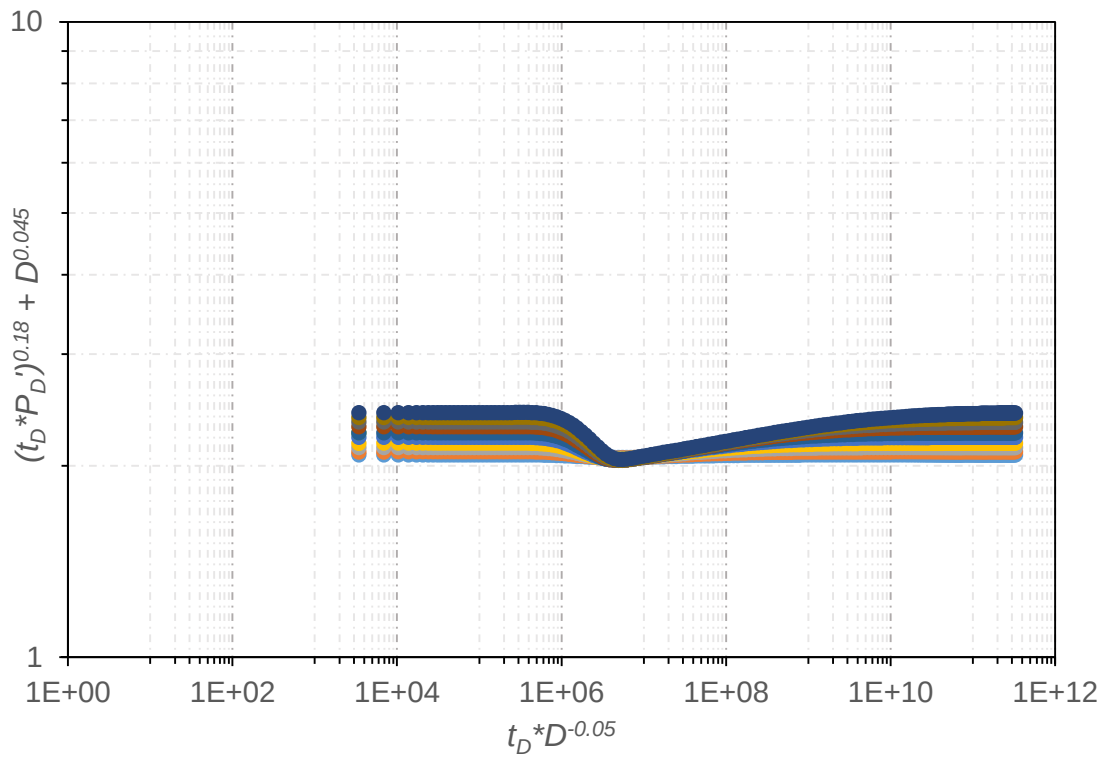
▪ Razón de Movilidad:

- $M = \sqrt[0.807]{1.78 * (t_D * P_D')_{raexter}^{0.8}}$, aplica para valor de $M > 1$ (E. 11)

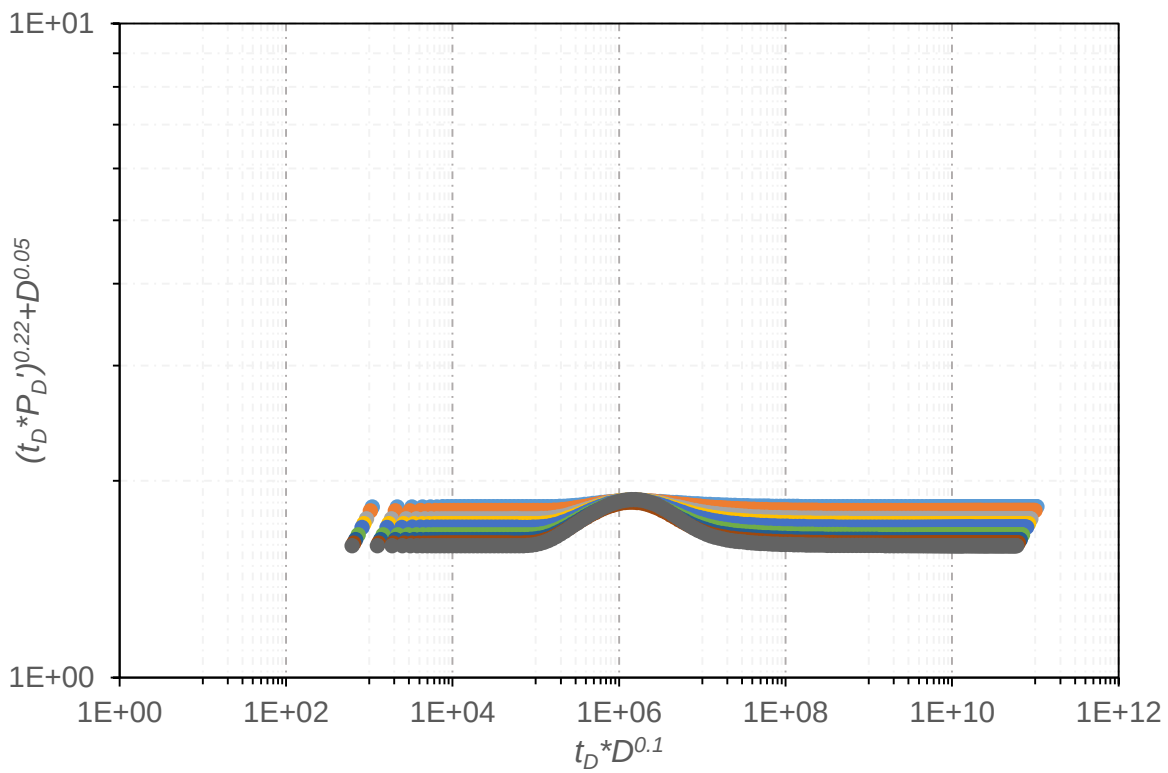
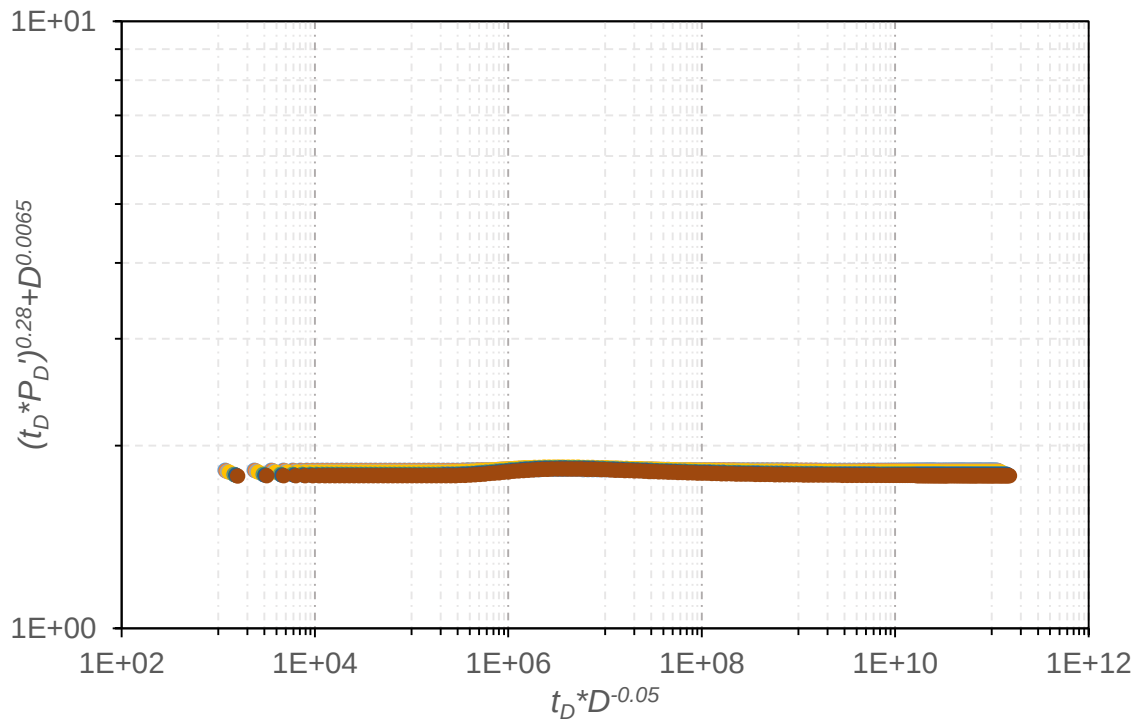
- $M = \sqrt[0.05]{\frac{1}{1.95 - (t_D * P_D')_{raexter}^{0.065}}}$, aplica para valor de $M < 1$ (E. 12)

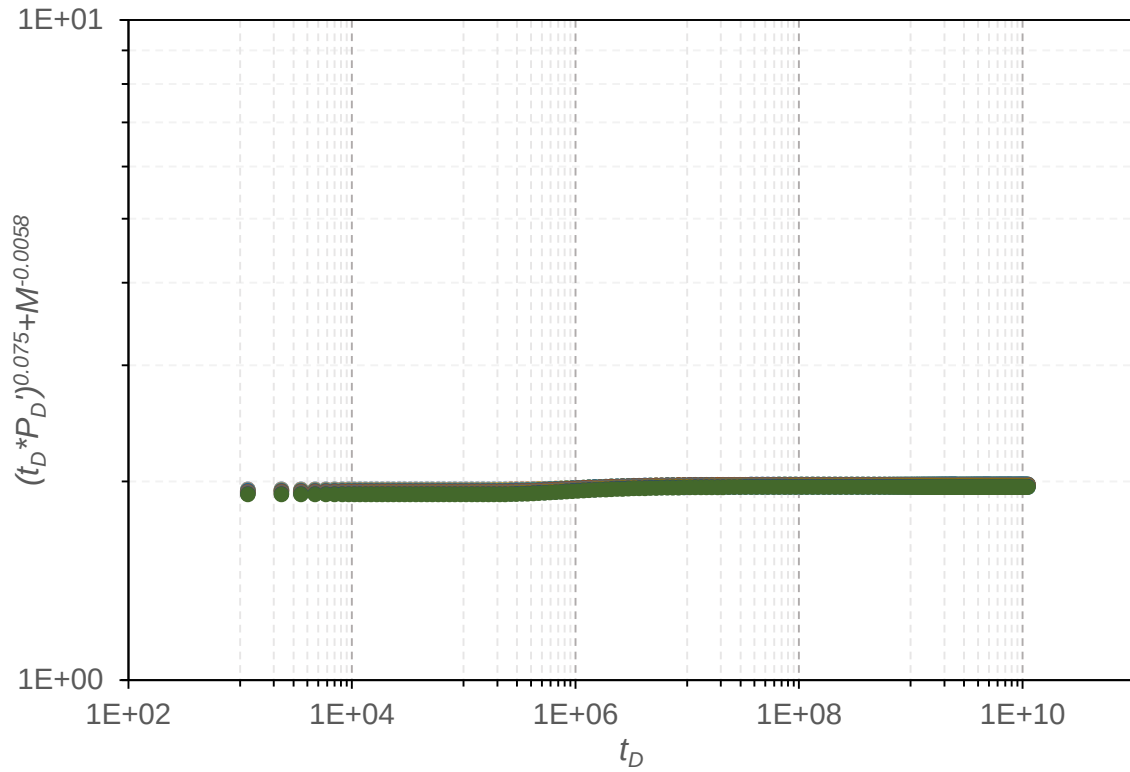


Gráfica 5. Unificación variación $D > 1$ y dejando $M = 1$ para geometría lineal

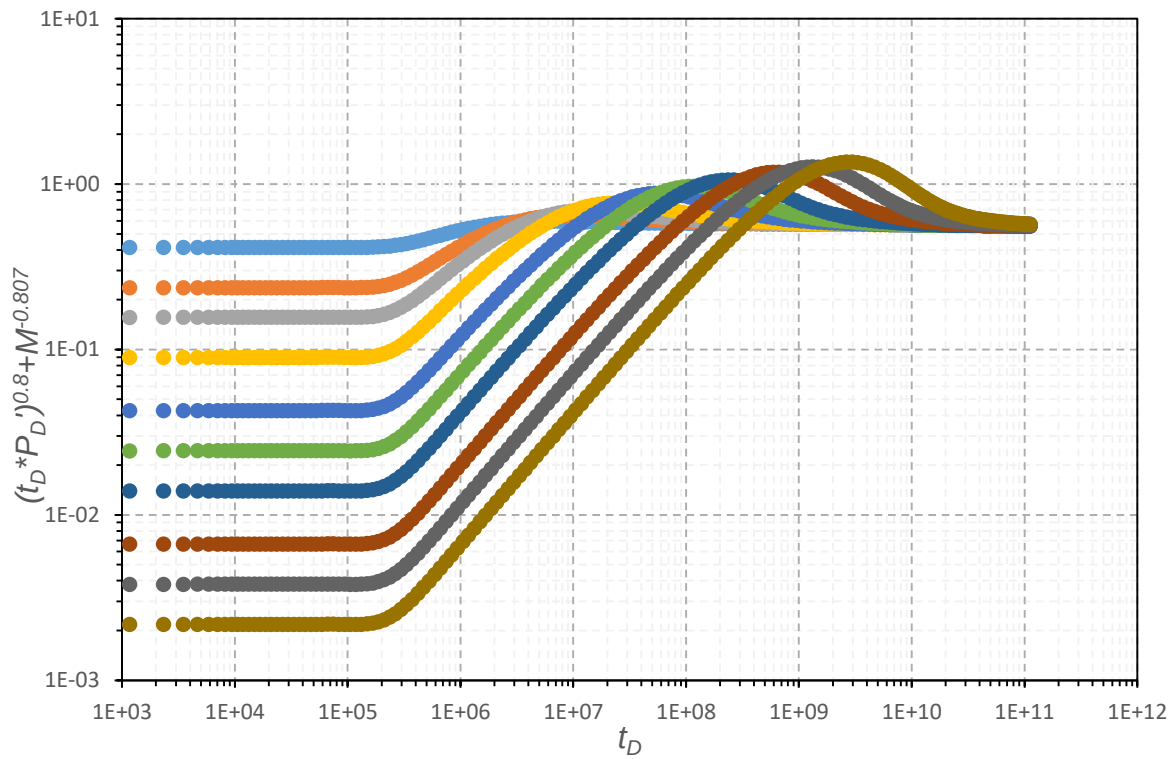


Gráfica 6. Unificación variación $D > 1$ y dejando $M = 1$ para geometría radial

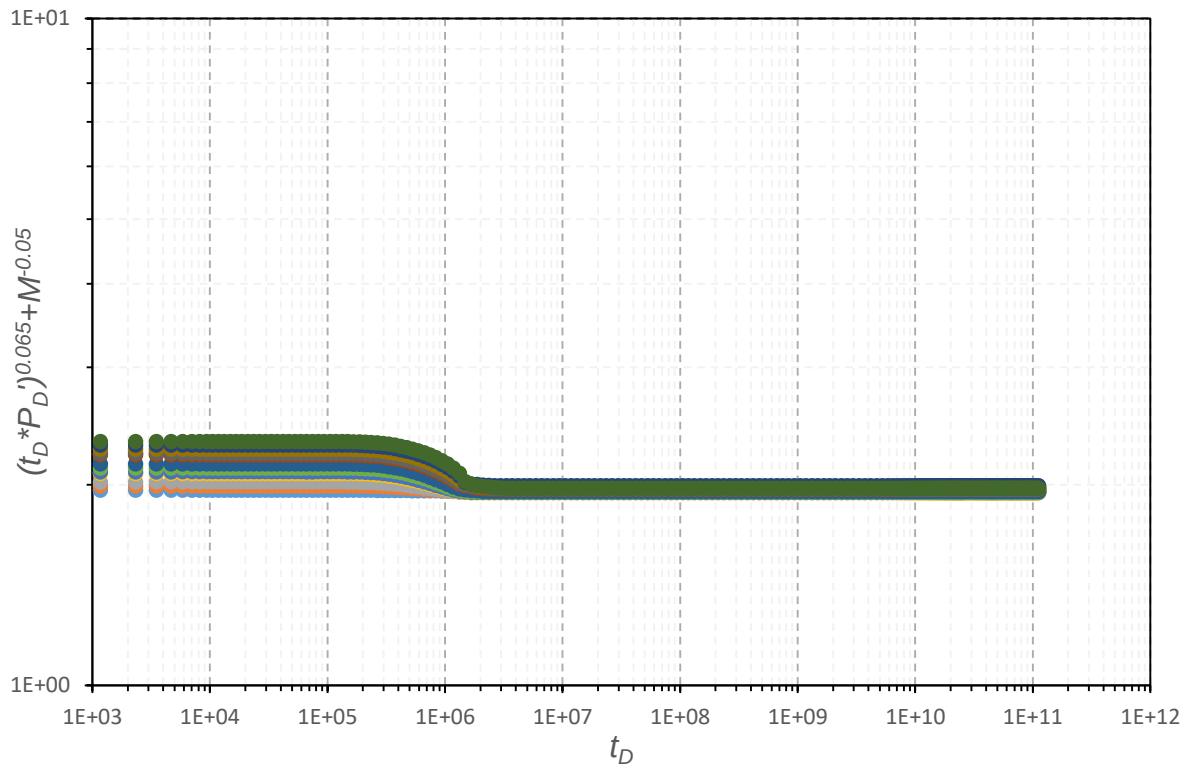
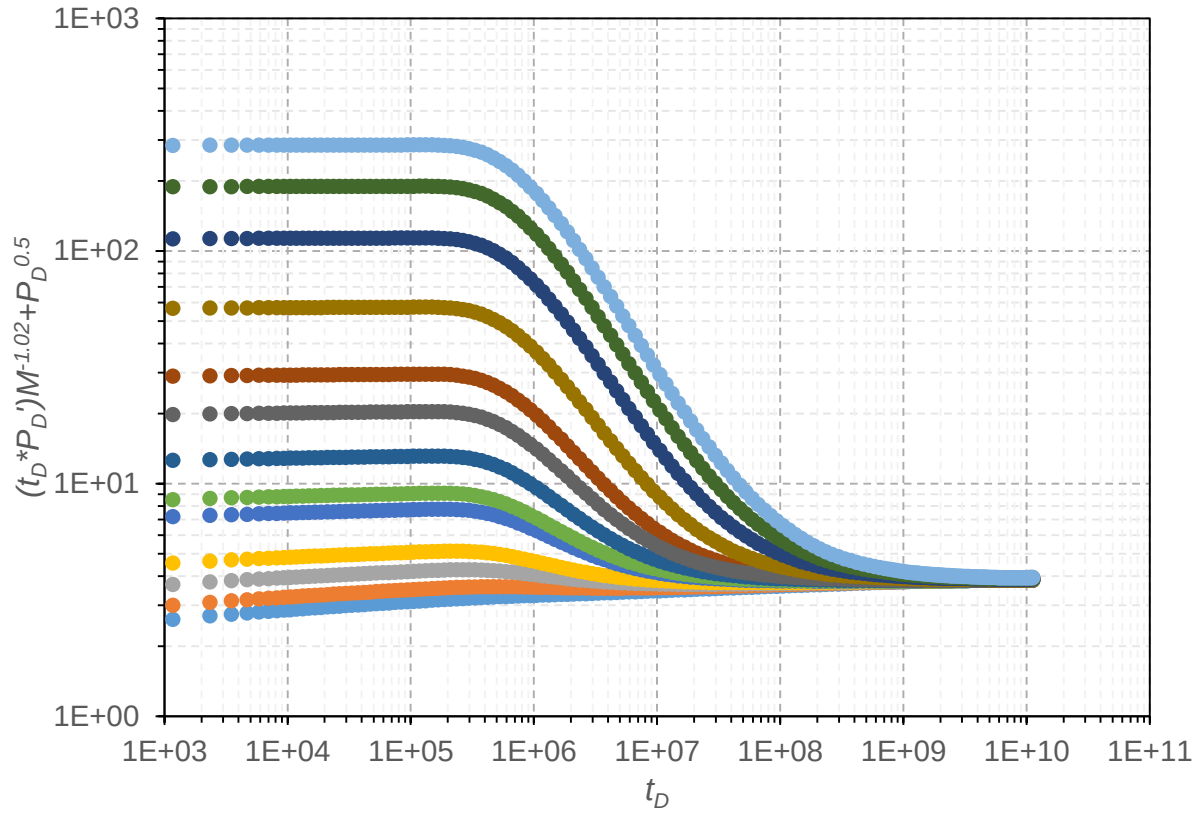




Gráfica 9. Unificación variación $M > 1$ y dejando $D=1$ para geometría lineal

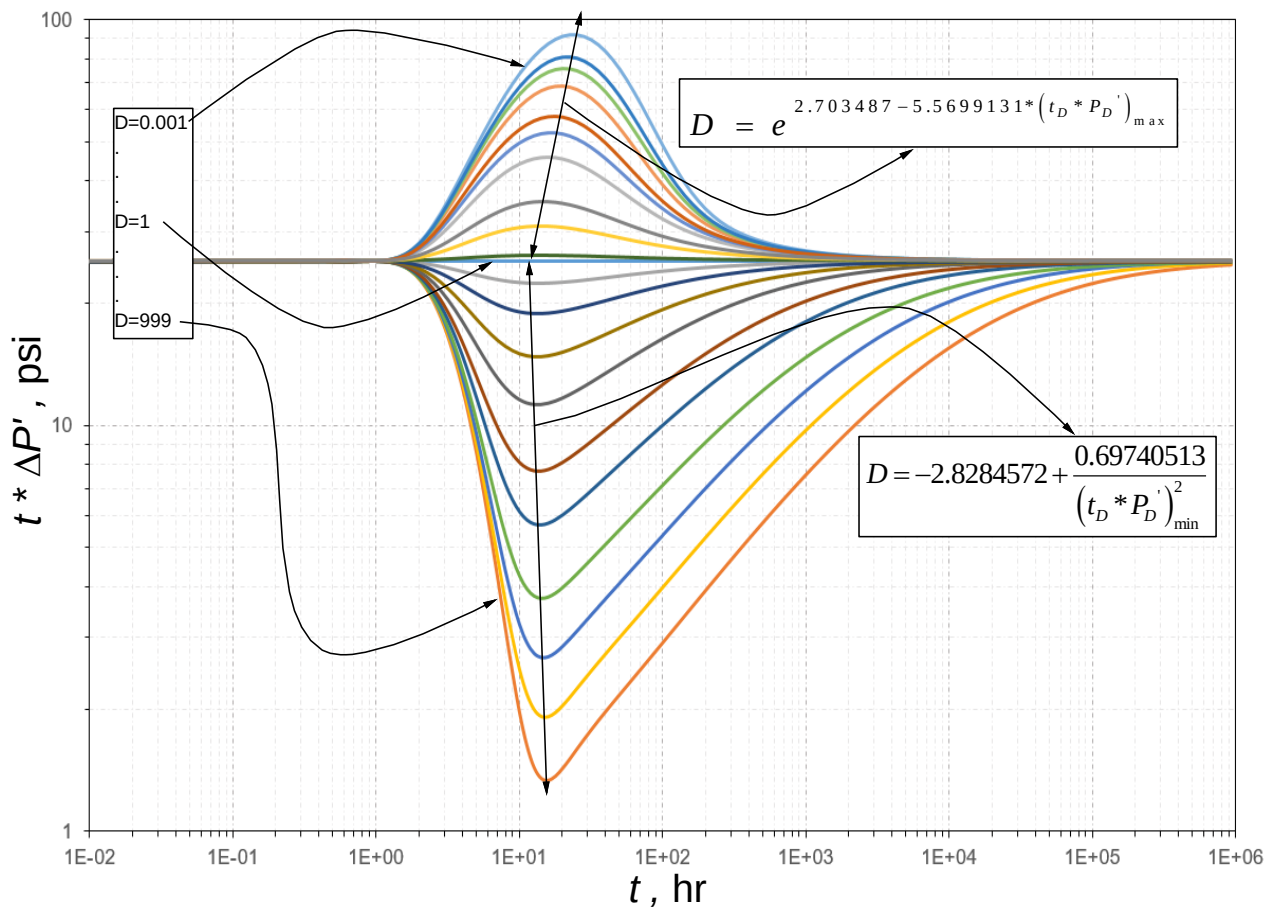


Gráfica 10. Unificación variación $M > 1$ y dejando $D=1$ para geometría radial



6.5 Obtención de Correlaciones

En esta última etapa se les realizó a las gráficas de la variación de la razón de difusividad la obtención de un par de correlaciones para cada geometría según si la variación es cuando la razón de difusividad es menor o mayor que 1 basándose gráficamente en los puntos máximos y mínimos de la joroba de la zona de transición respectivamente, es decir, que cuando la razón es menor que la joroba se forma hacia arriba y por tanto se leen puntos máximos, de manera similar pero inverso, cuando la razón es mayor que uno la joroba se forma hacia abajo por lo que se leen puntos mínimos en este caso. Ver **Gráfica 7**.



Seguidamente, con la ayuda del software TableCurve2D se procedió a hallar la ecuación más simple matemáticamente pero que mejor se ajusten estadísticamente a la tendencia de los valores de puntos máximos y mínimos. Dichas correlaciones obtenidas son para cada caso son las siguientes:

❖ Para geometría radial:

➤ Cuando $D < 1$

$$D = e^{2.703487 - 5.5699131 * (t_D * P_D')_{\max}} \quad (\text{E. 13})$$

➤ Cuando $D > 1$

$$D = -2.8284572 + \frac{0.69740513}{(t_D * P_D')_{\min}^2} \quad (\text{E. 14})$$

➤ Cuando $M < 1$

$$M = \frac{1}{8.1973755 * 10^{-5} + \frac{0.49967937}{(t_D * P_D')_{raexter}}} \quad (\text{E. 15})$$

➤ Cuando $M > 1$

$$M = \frac{1}{8.1973761 * 10^{-5} + \frac{0.49967937}{(t_D * P_D')_{raexter}}} \quad (\text{E. 16})$$

❖ Para geometría lineal:

➤ Cuando $D < 1$

$$D = \left(9.6536555 - 12.249197 * (t_D * P_D')_{\max}^{0.5} \right)^2 \quad (\text{E. 17})$$

➤ Cuando $D > 1$

$$D = \left(-1.9532788 + \frac{1.050968}{(t_D * P_D')_{\min}^{1.5}} \right)^2 \quad (\text{E. 18})$$

➤ Cuando $M < 1$

$$M = \frac{1}{-1.0051894 + \frac{1.0022772}{(t_D * P_D')_{raexter}}} \approx \frac{1}{-1 + \frac{1}{(t_D * P_D')_{raexter}}} \quad (\text{E. 19})$$

➤ Cuando $M > 1$

$$M = \frac{1}{-1.0000372 + \frac{0.99986572}{(t_D * P_D')_{raexter}}} \approx \frac{1}{-1 + \frac{1}{(t_D * P_D')_{raexter}}} \quad (\text{E. 20})$$

7. CAPITULO V: PRUEBAS Y RESULTADOS

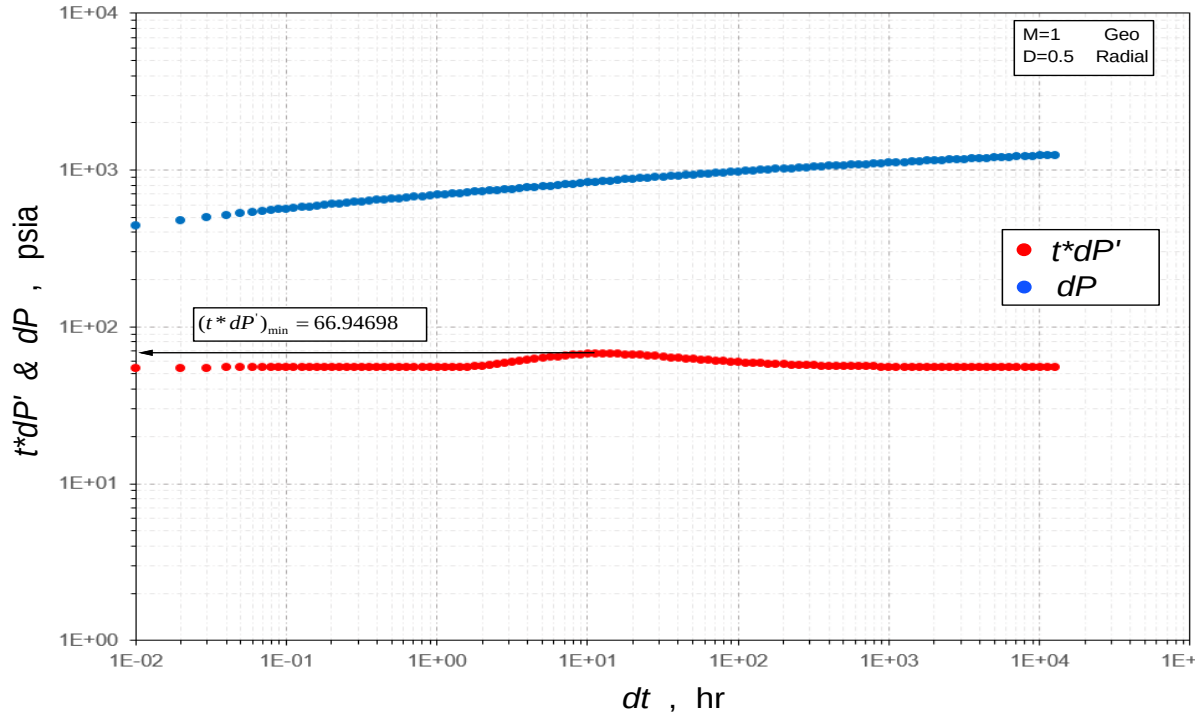
7.1 Ejercicio 1

Este ejercicio fue realizado para geometría radial variando D por medio de ecuaciones de unificación. Los datos iniciales o input data fueron los mostrados en la **Tabla 3** a continuación:

Tabla 3. Datos Iniciales Ejercicio 1

VARIABLE		VALOR	UNIDAD
Viscosidad	μ	2.5	Cp
Factor Volumétrico	β	1.15	bbl/STB
Porosidad	ϕ	10	%
Permeabilidad	k	33	mD
Compresibilidad	C_t	$3 \cdot 10^{-6}$	psi ⁻¹
Caudal	q_o	450	STBOD
Radio del pozo	r_w	0.3	ft
Espesor formación	h	50	ft
Presión inicial	P_i	4000	psi
Razón Movilidad	M	1	-
Razón Difusividad	D	0.5	-
Daño de formación	S	0	-
Almacenamiento	C_D	0	-
Distancia Frontera Interna	R_i	350	ft
Geometría		Radial	

La data de presión de la prueba se anexa en su totalidad en la sección Apéndice al final del documento, adicionalmente el gráfico log-log para dicha data es el que se ilustra en el **Gráfico 14** a continuación:



Gráfica 14. Comportamiento log-log data de presión ejercicio 1

Aplicando la ecuación para variaciones de $D < 1$ geometría radial (E. 9), la cual es:

$$D = 0.05 \sqrt{1.862 - (t_D * P_D')_{\max}^{0.22}} = 0.05 \sqrt{1.862 - \left(\frac{kh(t * dP')_{\max}}{141.2q\mu\beta} \right)^{0.22}}$$

Reemplazando el valor de la derivada del punto máximo en la E. 9, se obtiene:

$$D = 0.05 \sqrt{1.862 - \left(\frac{(33.3333)(50)(66.94698)}{(141.2)(2.5)(1.15)(450)} \right)^{0.22}} = 0.4882$$

$$D = 0.488$$

Por medio de correlaciones, la correlación a utilizar es E. 13 y utilizando el valor leído de la derivada de presión en el máximo se obtiene:

$$D = e^{2.703487 - 5.5699131 * (t_D * P_D')_{\max}} = e^{2.703487 - 5.5699131 * (0.610793)}$$

$$D = 0.497$$

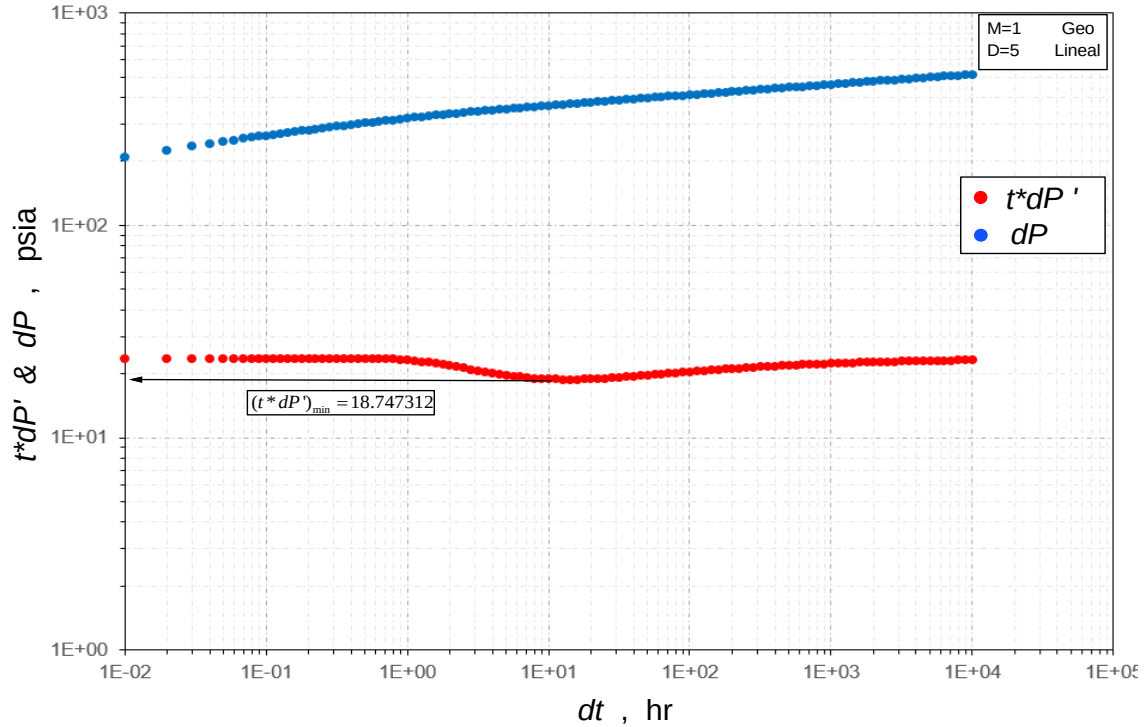
7.2 Ejercicio 2

Este ejercicio fue realizado para geometría lineal variando D por medio de ecuaciones de unificación. Los datos iniciales o input datan fueron los mostrados en la **Tabla 4** a continuación:

Tabla 4. Datos Iniciales Ejercicio 2

VARIABLE		VALOR	UNIDAD
Viscosidad	μ	2	Cp
Factor Volumétrico	β	1.25	bbl/STB
Porosidad	ϕ	15	%
Permeabilidad	k	100	mD
Compresibilidad	C_t	$3 \cdot 10^{-6}$	psi ⁻¹
Caudal	q_o	400	STBOD
Radio del pozo	r_w	0.3	ft
Espesor formación	h	30	ft
Presión inicial	P_i	5000	psi
Razón Movilidad	M	1	-
Razón Difusividad	D	5	-
Daño de formación	S	0	-
Almacenamiento	C_D	0	-
Distancia Frontera interna	L_i	300	ft
Geometría		Lineal	

La data de presión de la prueba se anexa en su totalidad en la sección Apéndice al final del documento, adicionalmente el gráfico log-log para dicha data es el que se ilustra en el **Gráfico 15** a continuación:



Gráfica 15. Comportamiento log-log data de presión ejercicio 2

Aplicando la ecuación para variaciones de $D > 1$ geometría lineal (E. 1), la cual es:

$$D = 0.04 \sqrt[0.3]{1.825 - (t_D * P_{D'})_{\min}} = 0.04 \sqrt[0.3]{1.825 - \left(\frac{kh(t * dP')_{\min}}{141.2q\mu\beta} \right)^{0.3}}$$

Reemplazando el valor de la derivada del punto mínimo en la E. 1, se obtiene:

$$D = 0.04 \sqrt[0.3]{1.825 - \left(\frac{(100)(30)(18.747312)}{(141.2)(400)(2)(1.25)} \right)^{0.3}} = 4.97796$$

$$D = 4.9779$$

Por medio de correlaciones, la correlación a utilizar es E. 18 y utilizando el valor leído de la derivada de presión en el mínimo se obtiene:

$$D = \left(-1.9532788 + \frac{1.050968}{(t_D * P_D)^{1.5}} \right)^2 = \left(-1.9532788 + \frac{1.050968}{(0.3983141)^{1.5}} \right)^2$$

$$D = 4.9615$$

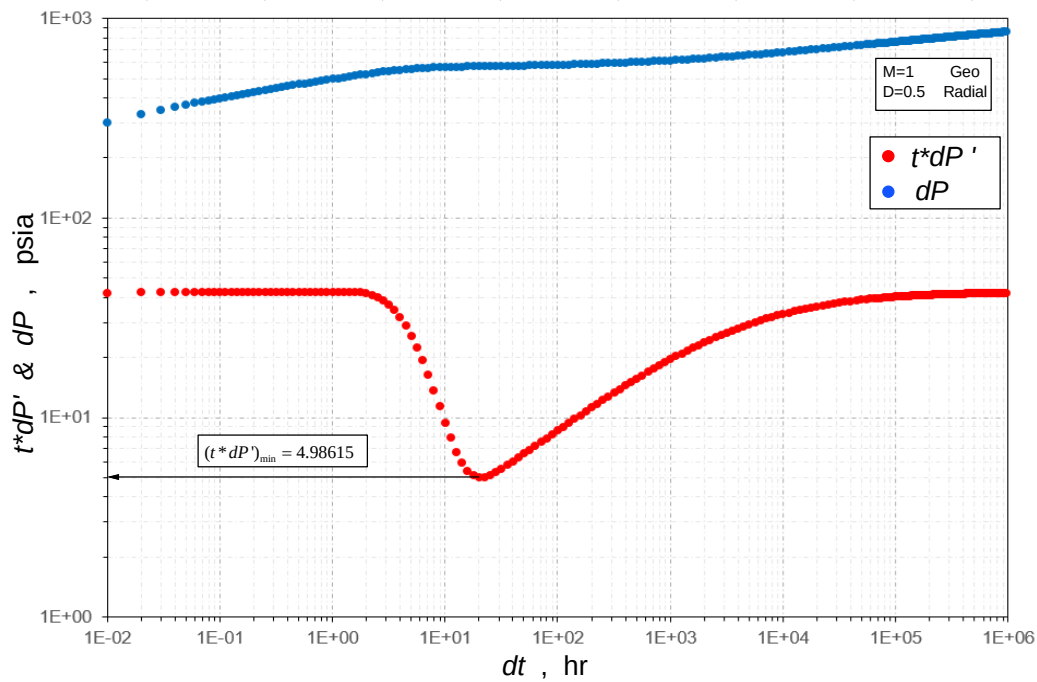
7.3 Ejercicio 3

Este ejercicio fue realizado para geometría radial variando D por medio de correlaciones. Los datos iniciales o input dados fueron los mostrados en la **Tabla 5** a continuación:

Tabla 5. Datos Iniciales Ejercicio 3

VARIABLE		VALOR	UNIDAD
Viscosidad	μ	1.5	Cp
Factor Volumétrico	β	1.2	bbl/STB
Porosidad	ϕ	20	%
Permeabilidad	k	15	mD
Compresibilidad	C_t	$1 \cdot 10^{-6}$	psi ⁻¹
Caudal	q_o	500	STBOD
Radio del pozo	r_w	0.5	ft
Espesor formación	h	100	ft
Presión inicial	P_i	4500	psi
Razón Movilidad	M	1	-
Razón Difusividad	D	200	-
Daño de formación	S	0	-
Almacenamiento	C_D	0	-
Distancia Frontera Interna	R_i	350	ft
Geometría		Radial	

La data de presión de la prueba en su totalidad se anexa en la sección Apéndice al final del documento, adicionalmente el gráfico log-log para dicha data es el que se ilustra en el **Gráfico 16** a continuación:



Gráfica 16. Comportamiento log-log data de presión ejercicio 3

Aplicando la correlación obtenida para variaciones de $D > 1$ geometría radial (E. 14), la cual es:

$$D = -2.8284572 + \frac{0.69740513}{(t_D * P_D')_{\min}^2} = -2.8284572 + \frac{0.69740513}{\left(\frac{kh(t * dP')_{\min}}{141.2q\mu\beta} \right)^2}$$

Reemplazando el valor de la derivada del punto mínimo en la ecuación E. 14, se obtiene:

$$D = -2.8284572 + \frac{0.69740513}{\left(\frac{(15)(100)(4.98615)}{(1.5)(1.2)(500)(141.2)} \right)^2} = 198.51$$

$$D = 198.51$$

Por medio de ecuaciones de unificación, la ecuación a utilizar es E. 7 y utilizando el valor leído de la derivada de presión en el mínimo se obtiene:

$$D = 0.045 \sqrt{1.875 - (t_D * P_D')_{\min}^{0.18}} = 0.045 \sqrt{1.875 - (0.06002)^{0.18}}$$

$$D = 211$$

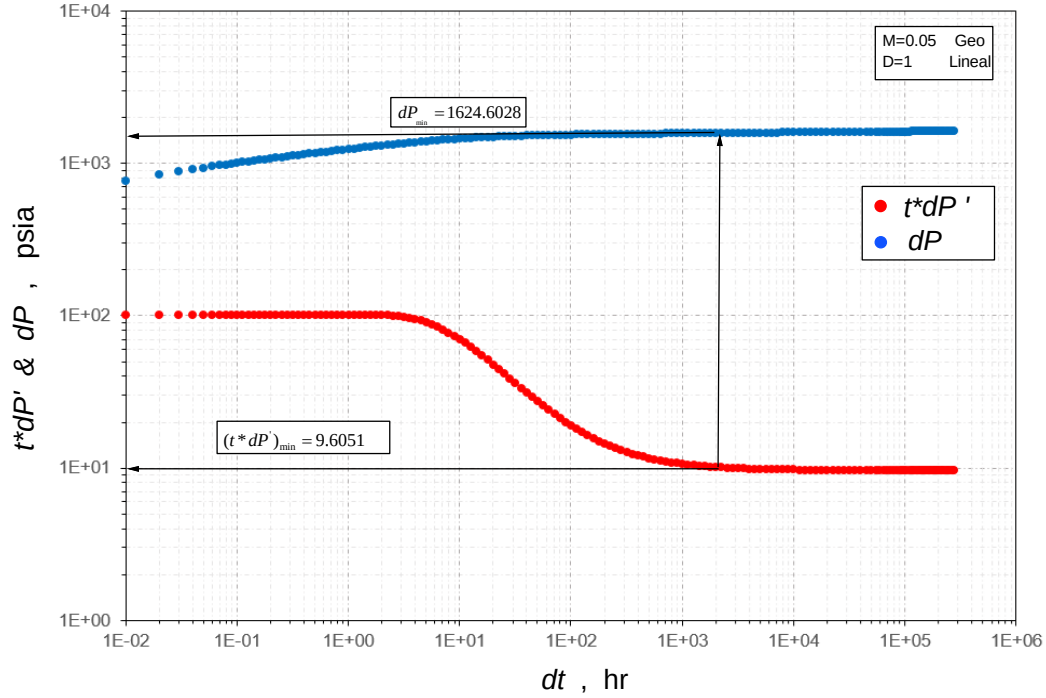
7.4 Ejercicio 4

Este ejercicio fue realizado para geometría lineal variando M por medio de ecuaciones de unificación. Los datos iniciales o input datan fueron los mostrados en la **Tabla 6** a continuación:

Tabla 6. Datos Iniciales Ejercicio 4

VARIABLE		VALOR	UNIDAD
Viscosidad	μ	5	Cp
Factor Volumétrico	β	1.5	bbl/STB
Porosidad	ϕ	8	%
Permeabilidad	k	70	mD
Compresibilidad	C_t	$2 \cdot 10^{-6}$	psi ⁻¹
Caudal	q_o	200	STBOD
Radio del pozo	r_w	0.5	ft
Espesor formación	h	15	ft
Presión inicial	P_i	1500	psi
Razón Movilidad	M	0.05	-
Razón Difusividad	D	1	-
Daño de formación	S	0	-
Almacenamiento	C_D	0	-
Distancia Frontera Interna	L_i	300	ft
Geometría		Lineal	

La data de presión de la prueba en su totalidad se anexa en la sección Apéndice al final del documento, adicionalmente el gráfico log-log para dicha data es el que se ilustra en el **Gráfico 17** a continuación:



Gráfica 17. Comportamiento log-log data de presión ejercicio 4

Aplicando la ecuación para variaciones de $M < 1$ geometría lineal (E. 6), la cual es:

$$M = {}^{1.02}\sqrt{\frac{(t_D * P_D')_{\min}}{3.87 - P_{D_{\min}}^{0.5}}} = {}^{1.02}\sqrt{\frac{\left(\frac{kh(t * dP')_{\min}}{141.2q\mu\beta}\right)}{3.87 - \left(\frac{kh(dP)_{\min}}{141.2q\mu\beta}\right)^{0.5}}}$$

Reemplazando el valor de la derivada del punto mínimo en la ecuación E. 6, se obtiene:

$$M = {}^{1.02}\sqrt{\frac{\left(\frac{(70)(15)(9.6051)}{(141.2)(200)(5)(1.5)}\right)}{3.87 - \left(\frac{(70)(15)(1624.6028)}{(141.2)(200)(5)(1.5)}\right)^{0.5}}} = 0.049$$

$$M = 0.049$$

Por medio de correlaciones, la correlación a utilizar es E. 19 y utilizando el valor leído de la derivada de presión en el mínimo se obtiene:

$$M = \frac{1}{-1 + \frac{1}{(t_D * P_D')_{\text{reter}}}} = \frac{1}{-1 + \frac{1}{(0.0476173)}}$$

$$M = 0.04999$$

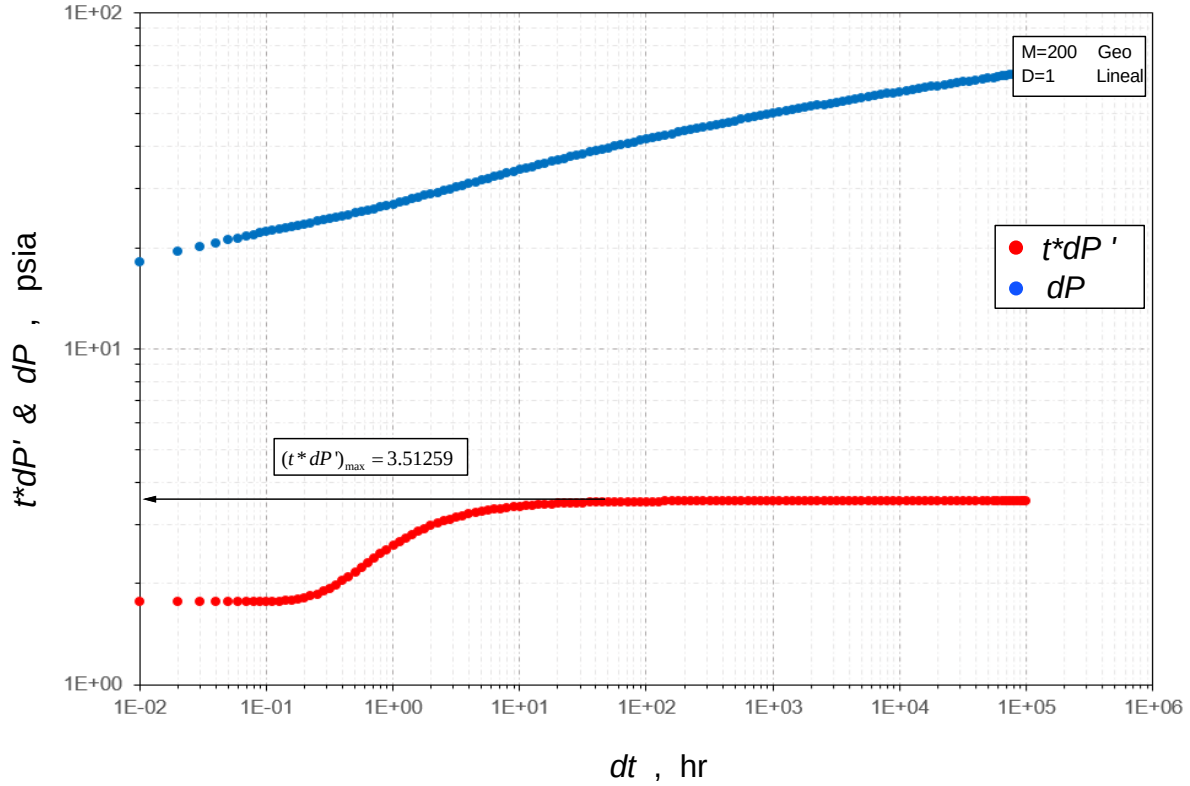
7.5 Ejercicio 5

Este ejercicio fue realizado para geometría lineal variando M por medio de correlaciones. Los datos iniciales o input datan fueron los mostrados en la **Tabla 7** a continuación:

Tabla 7. Datos Iniciales Ejercicio 5

VARIABLE		VALOR	UNIDAD
Viscosidad	μ	5	Cp
Factor Volumétrico	β	1.5	bbl/STB
Porosidad	ϕ	8	%
Permeabilidad	k	1000	mD
Compresibilidad	C_t	$2 \cdot 10^{-6}$	psi ⁻¹
Caudal	q_o	50	STBOD
Radio del pozo	r_w	0.5	ft
Espesor formación	h	15	ft
Presión inicial	P_i	1500	psi
Razón Movilidad	M	200	-
Razón Difusividad	D	1	-
Daño de formación	S	0	-
Almacenamiento	C_D	0	-
Distancia Frontera Interna	L_i	300	ft
Geometría		Lineal	

La data de presión de la prueba en su totalidad se anexa en la sección Apéndice al final del documento, adicionalmente el gráfico log-log para dicha data es el que se ilustra en el **Gráfico 18** a continuación:



Gráfica 18. Comportamiento log-log data de presión ejercicio 5

Aplicando la correlación obtenida para variaciones de $M > 1$ geometría lineal (E. 20), la cual es:

$$M = \frac{1}{-1 + \frac{1}{(t_D * P_D')_{\max}}} = \frac{1}{-1 + \frac{141.2q\mu\beta}{kh(t * \Delta P')_{\max}}}$$

Reemplazando el valor de la derivada del punto máximo en la ecuación E. 20, se obtiene:

$$M = \frac{1}{-1 + \frac{(141.2)(50)(5)(1.5)}{(1000)(15)(3.51259)}} = 201.757$$

$$M = 201.757$$

Por medio de ecuaciones de unificación, la ecuación a utilizar es E. 5 y utilizando el valor leído de la derivada de presión en el máximo se obtiene:

$$M = 0.0058 \sqrt{\frac{1}{1.9692 - (t_D * P_D')_{raexter}^{0.075}}} = 0.0058 \sqrt{\frac{1}{1.9692 - (0.995068)^{0.075}}}$$

$$M = 206$$

8. CONCLUSIONES

- ❖ Se desarrollaron satisfactoriamente ecuaciones de unificación para diversos casos de variación de la razón de difusividad y movilidad para tanto geometría radial como lineal mientras una de esas variables es constante e igual a uno, encontrando resultados igualmente satisfactorios con un porcentaje de error de dichas ecuaciones menor a 8% en promedio
- ❖ Igualmente, se desarrollaron satisfactoriamente correlaciones de puntos característicos de la gráfica de derivada de presión con varios escenarios de variación de la razón de difusividad y movilidad para geometría radial y lineal, mientras una de esas variables permanece constante e igual a uno, basándose principalmente en puntos mínimos y máximos de la derivada de presión, encontrando resultados muy buenos, aunque un poco menos precisos en algunos casos que los de las ecuaciones de unificación con un porcentaje de error promedio menor al 10%.
- ❖ Las ecuaciones obtenidas en su totalidad cumplen con las expectativas propuestas en este trabajo, ya que como se comentó anteriormente son formulas con alta precisión para modelar el fenómeno de yacimientos compuesto al tiempo que matemáticamente son ecuaciones baja complejidad o simples lo que hace que la metodología sea más práctica y amigable.
- ❖ Como muestran los resultados de todos los ejercicios se puede corroborar que en efecto la solución de la ecuación de difusividad para este fenómeno de sistemas compuestos está totalmente determinada por los valores de las razones de difusividad y movilidad, ya que reflejan perfectamente la magnitud del cambio de propiedades de una región a otra del medio poroso del yacimiento.

RECOMENDACIONES

- Realizar una investigación sobre yacimientos compuestos heterogéneos (yacimientos naturalmente fracturados) ya que estudio se limitó solamente a compartimientos de comportamiento homogéneos.
- También, este estudio se restringió a flujo de una fase lo cual deja abierto para futuras investigaciones el estudio del mismo modelo, pero para flujo simultaneo de dos o múltiples fases.
- Adicionalmente, este estudio se delimitó al análisis de pruebas de presión de pozos y no de interferencia, lo cual permite para posibles estudios a futuro ampliar la metodología propuesta para este otro tipo de pruebas.
- Finalmente, este estudio se basó en el análisis de yacimientos compuestos cuando hay cambio de movilidad o difusividad, pero no ambos a la vez, por tanto, esto genera una gran oportunidad para futuras investigaciones

NOMENCLATURA

c_t	Compresibilidad total, 1/psi
μ	Viscosidad, cp
ρ	Densidad, lbm/ft ³
ϕ	Porosidad, fracción
h	Espesor neto de formación, ft
k	Permeabilidad, md
r_w	Radio de drenaje del pozo, radio externo del yacimiento, ft
S	Factor de daño
r_D	Radio adimensional
ω	Coefficiente de almacenamiento adimensional
λ	Parámetro de flujo interporoso
β	Factor volumétrico
p	Presión, psi
$\Delta P'$	Derivada de presión, psi/hr
p_i	Presión inicial, psi
p_{wf}	Presión del pozo fluyendo, psi
Q	Caudal o rata de flujo del pozo, STBD
t_D	Tiempo adimensional
ΔP	Cambio o caída de presión, psi
P_D	Presión adimensional

$t_D * P_D'$	Derivada de presión adimensional
$(t_D * P_D')_{max}$	Derivada en el punto máximo de la transición
$(t_D * P_D')_{min}$	Derivada en el punto mínimo de la transición
t_{Dmax}	Tiempo en el punto máximo de la transición
t_{Dmin}	Tiempo en el punto mínimo de la transición
M	Razón de movilidad
D	Razón de Difusividad
C	Coeficiente de almacenamiento, bbl/psi
C_D	Coeficiente de almacenamiento adimensional
R_i	Distancia frontera interna geo radial, ft
L_i	Distancia frontera interna geo lineal, ft

REFERENCIAS

- Ambastha, Anil Kumar, 1988. “Pressure Transient Analysis for Composite Reservoirs”. PhD Dissertation. Stanford University, Palo Alto, CA, USA.
- Cinco Ley, Heber, 2010. “*Apuntes Análisis de Presiones*”. MEX.
- Dake, L.P., 2001. “The Practice of Reservoir Engineering”. Elsevier, Developments in Petroleum Science 36. USA.
- Earlougher Jr, Robert, 1977. “*Advances in Well Tests Analysis*”. Society of Petroleum Engineers, SPE Monograph Volume 5. Richardson, TX, USA.
- Escobar, Freddy H., 2008. “*Análisis Moderno de Pruebas de Presiones de Pozos*”. Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva, Huila, COL.
- Houzé, Olivier (KAPPA Engineering), 2008. “*Transient Well Testing*”, Chapter 7: Outer Boundaries. USA.
- Houzé Olivier, Viturat Didier and Fjare Ole, 2008. “*Dynamic Flow Analysis: The Theory and Practice of Pressure Transient and Production Analysis*”. Kappa Engineering. USA
- Lee, John and John, Spivey, 2013. “*Applied Well Test Interpretation*”. Society of Petroleum Engineers, SPE Textbooks Series Vol 13. Richardson, TX, USA.
- Lee, J., Rollins J. and Spivey, J., 2003. “*Pressure Transient Analysis*”. Society of Petroleum Engineers, SPE Textbooks Series Vol 9. Richardson, TX, USA.
- Lee, J. and Oslarewaje, J.S., 1989. “*A Comprehensive Application of a Composite Reservoir Model to Pressure-Transient Analysis*”. SPE Paper 16345. USA
- Paris de Ferrer, Magdalena, 2009. “*Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*”. Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo, Zulia, VEN
- Tiab, Djebbar, 1994. “Analysis of Pressure and Pressure Derivative without type-curve matching – Skin and Wellbore Storage”. Journal of Petroleum Science and Engineering, Paper SPE 2546. The University of Oklahoma, Norman, OK, USA.

APÉNDICE

❖ Data de presión ejercicio 1:

dTime	p-p@dt=0	Derivative	t _D	P _D	t _D *P _D '
(hr)	(psia)	(psia)			
1.00E-02	437.5710	54.6491	1.30E+03	3.9922	0.4986
2.00E-02	475.4722	54.7108	2.60E+03	4.3380	0.4992
3.00E-02	497.6629	54.7408	3.90E+03	4.5404	0.4994
4.00E-02	513.4133	54.7558	5.20E+03	4.6841	0.4996
5.00E-02	525.6328	54.7649	6.49E+03	4.7956	0.4996
6.00E-02	535.6182	54.7710	7.79E+03	4.8867	0.4997
7.00E-02	544.0616	54.7755	9.09E+03	4.9638	0.4997
8.00E-02	551.3761	54.7789	1.04E+04	5.0305	0.4998
9.00E-02	557.8283	54.7816	1.17E+04	5.0894	0.4998
1.01E-01	564.1354	54.7839	1.31E+04	5.1469	0.4998
1.13E-01	570.4427	54.7860	1.47E+04	5.2045	0.4998
1.27E-01	576.7503	54.7880	1.65E+04	5.2620	0.4999
1.43E-01	583.0581	54.7897	1.85E+04	5.3196	0.4999
1.60E-01	589.3661	54.7912	2.08E+04	5.3771	0.4999
1.80E-01	595.6743	54.7926	2.33E+04	5.4347	0.4999
2.01E-01	601.9826	54.7939	2.62E+04	5.4922	0.4999
2.26E-01	608.2910	54.7951	2.94E+04	5.5498	0.4999
2.54E-01	614.5996	54.7961	3.29E+04	5.6073	0.4999
2.85E-01	620.9083	54.7970	3.70E+04	5.6649	0.4999
3.19E-01	627.2171	54.7978	4.15E+04	5.7224	0.5000
3.58E-01	633.5260	54.7978	4.65E+04	5.7800	0.5000
4.02E-01	639.8347	54.7978	5.22E+04	5.8376	0.4999
4.51E-01	646.1436	54.8052	5.86E+04	5.8951	0.5000
5.06E-01	652.4541	54.8200	6.57E+04	5.9527	0.5002
5.68E-01	658.7664	54.8217	7.38E+04	6.0103	0.5002
6.37E-01	665.0773	54.8048	8.28E+04	6.0679	0.5000
7.15E-01	671.3857	54.7874	9.28E+04	6.1254	0.4999
8.02E-01	677.6926	54.7782	1.04E+05	6.1830	0.4998
9.00E-01	683.9988	54.7796	1.17E+05	6.2405	0.4998
1.01E+00	690.3060	54.7996	1.31E+05	6.2980	0.5000
1.13E+00	696.6169	54.8558	1.47E+05	6.3556	0.5005
1.27E+00	702.9370	54.9638	1.65E+05	6.4133	0.5015
1.43E+00	709.2728	55.1435	1.85E+05	6.4711	0.5031

1.60E+00	715.6343	55.4114	2.08E+05	6.5291	0.5055
1.80E+00	722.0317	55.7815	2.33E+05	6.5875	0.5089
2.01E+00	728.4785	56.2639	2.62E+05	6.6463	0.5133
2.26E+00	734.9870	56.8585	2.94E+05	6.7057	0.5188
2.54E+00	741.5706	57.5632	3.29E+05	6.7657	0.5252
2.85E+00	748.2414	58.3622	3.70E+05	6.8266	0.5325
3.19E+00	755.0090	59.2399	4.15E+05	6.8884	0.5405
3.58E+00	761.8819	60.1695	4.65E+05	6.9511	0.5490
4.02E+00	768.8636	61.1262	5.22E+05	7.0148	0.5577
4.51E+00	775.9567	62.0797	5.86E+05	7.0795	0.5664
5.06E+00	783.1579	63.0026	6.57E+05	7.1452	0.5748
5.68E+00	790.4636	63.8687	7.38E+05	7.2118	0.5827
6.37E+00	797.8643	64.6543	8.28E+05	7.2793	0.5899
7.15E+00	805.3508	65.3415	9.28E+05	7.3476	0.5961
8.02E+00	812.9097	65.9142	1.04E+06	7.4166	0.6014
9.00E+00	820.5281	66.3647	1.17E+06	7.4861	0.6055
1.01E+01	828.1907	66.6860	1.31E+06	7.5560	0.6084
1.13E+01	835.8831	66.8795	1.47E+06	7.6262	0.6102
1.27E+01	843.5903	66.9470	1.65E+06	7.6965	0.6108
1.43E+01	851.2982	66.8970	1.85E+06	7.7669	0.6103
1.60E+01	858.9939	66.7377	2.08E+06	7.8371	0.6089
1.80E+01	866.6651	66.4824	2.33E+06	7.9071	0.6066
2.01E+01	874.3020	66.1432	2.62E+06	7.9767	0.6035
2.26E+01	881.8952	65.7349	2.94E+06	8.0460	0.5997
2.54E+01	889.4380	65.2712	3.29E+06	8.1148	0.5955
2.85E+01	896.9244	64.7662	3.70E+06	8.1831	0.5909
3.19E+01	904.3510	64.2330	4.15E+06	8.2509	0.5860
3.58E+01	911.7146	63.6830	4.65E+06	8.3181	0.5810
4.02E+01	919.0146	63.1272	5.22E+06	8.3847	0.5759
4.51E+01	926.2502	62.5739	5.86E+06	8.4507	0.5709
5.06E+01	933.4228	62.0314	6.57E+06	8.5161	0.5659
5.68E+01	940.5334	61.5047	7.38E+06	8.5810	0.5611
6.37E+01	947.5847	60.9991	8.28E+06	8.6453	0.5565
7.15E+01	954.5790	60.5172	9.28E+06	8.7091	0.5521
8.02E+01	961.5193	60.0617	1.04E+07	8.7725	0.5480
9.00E+01	968.4087	59.6334	1.17E+07	8.8353	0.5441
1.01E+02	975.2504	59.2330	1.31E+07	8.8977	0.5404

1.13E+02	982.0476	58.8601	1.47E+07	8.9597	0.5370
1.27E+02	988.8035	58.5143	1.65E+07	9.0214	0.5339
1.43E+02	995.5210	58.1944	1.85E+07	9.0827	0.5309
1.60E+02	1002.2032	57.8995	2.08E+07	9.1436	0.5282
1.80E+02	1008.8529	57.6280	2.33E+07	9.2043	0.5258
2.01E+02	1015.4726	57.3786	2.62E+07	9.2647	0.5235
2.26E+02	1022.0648	57.1498	2.94E+07	9.3248	0.5214
2.54E+02	1028.6318	56.9402	3.29E+07	9.3848	0.5195
2.85E+02	1035.1758	56.7485	3.70E+07	9.4445	0.5177
3.19E+02	1041.6986	56.5731	4.15E+07	9.5040	0.5161
3.58E+02	1048.2022	56.4130	4.65E+07	9.5633	0.5147
4.02E+02	1054.6882	56.2667	5.22E+07	9.6225	0.5134
4.51E+02	1061.1581	56.1333	5.86E+07	9.6815	0.5121
5.06E+02	1067.6133	56.0117	6.57E+07	9.7404	0.5110
5.68E+02	1074.0553	55.9008	7.38E+07	9.7992	0.5100
6.37E+02	1080.4850	55.7998	8.28E+07	9.8578	0.5091
7.15E+02	1086.9036	55.7079	9.28E+07	9.9164	0.5083
8.02E+02	1093.3122	55.6242	1.04E+08	9.9749	0.5075
9.00E+02	1099.7116	55.5481	1.17E+08	10.0333	0.5068
1.01E+03	1106.1026	55.4788	1.31E+08	10.0916	0.5062
1.13E+03	1112.4861	55.4159	1.47E+08	10.1498	0.5056
1.27E+03	1118.8626	55.3587	1.65E+08	10.2080	0.5051
1.43E+03	1125.2329	55.3068	1.85E+08	10.2661	0.5046
1.60E+03	1131.5975	55.2596	2.08E+08	10.3242	0.5042
1.80E+03	1137.9569	55.2167	2.33E+08	10.3822	0.5038
2.01E+03	1144.3116	55.1778	2.62E+08	10.4402	0.5034
2.26E+03	1150.6620	55.1425	2.94E+08	10.4981	0.5031
2.54E+03	1157.0086	55.1105	3.29E+08	10.5560	0.5028
2.85E+03	1163.3517	55.0815	3.70E+08	10.6139	0.5025
3.19E+03	1169.6916	55.0552	4.15E+08	10.6717	0.5023
3.58E+03	1176.0286	55.0313	4.65E+08	10.7295	0.5021
4.02E+03	1182.3630	55.0097	5.22E+08	10.7873	0.5019
4.51E+03	1188.6951	54.9901	5.86E+08	10.8451	0.5017
5.06E+03	1195.0250	54.9724	6.57E+08	10.9029	0.5015
5.68E+03	1201.3529	54.9563	7.38E+08	10.9606	0.5014
6.37E+03	1207.6792	54.9418	8.28E+08	11.0183	0.5013
7.15E+03	1214.0038	54.9286	9.28E+08	11.0760	0.5011

8.02E+03	1220.3269	54.9167	1.04E+09	11.1337	0.5010
9.00E+03	1226.6488	54.9060	1.17E+09	11.1914	0.5009
1.01E+04	1232.9695	54.8962	1.31E+09	11.2490	0.5008
1.13E+04	1239.2891	54.8874	1.47E+09	11.3067	0.5008
1.27E+04	1245.6078	54.8794	1.65E+09	11.3643	0.5007

❖ **Data de Presión Ejercicio 2:**

dTime	p-p@dt=0	Derivative	t_D	P_D	t_D*P_D'
(hr)	(psia)	(psia)			
1.00E-02	209.4185	23.5043	3.25E+03	4.4494	0.4994
2.00E-02	225.7145	23.5162	6.49E+03	4.7956	0.4996
3.00E-02	235.2510	23.5220	9.74E+03	4.9983	0.4998
4.00E-02	242.0183	23.5249	1.30E+04	5.1420	0.4998
5.00E-02	247.2680	23.5266	1.62E+04	5.2536	0.4999
6.00E-02	251.5575	23.5278	1.95E+04	5.3447	0.4999
7.00E-02	255.1844	23.5286	2.27E+04	5.4218	0.4999
8.00E-02	258.3262	23.5293	2.60E+04	5.4885	0.4999
9.00E-02	261.0976	23.5298	2.92E+04	5.5474	0.4999
1.01E-01	263.8066	23.5302	3.28E+04	5.6050	0.4999
1.13E-01	266.5156	23.5306	3.68E+04	5.6625	0.4999
1.27E-01	269.2247	23.5310	4.13E+04	5.7201	0.5000
1.43E-01	271.9339	23.5314	4.63E+04	5.7776	0.5000
1.60E-01	274.6430	23.5319	5.20E+04	5.8352	0.5000
1.80E-01	277.3523	23.5311	5.83E+04	5.8928	0.5000
2.01E-01	280.0613	23.5290	6.54E+04	5.9503	0.4999
2.26E-01	282.7700	23.5284	7.34E+04	6.0079	0.4999
2.54E-01	285.4789	23.5302	8.24E+04	6.0654	0.4999
2.85E-01	288.1881	23.5325	9.24E+04	6.1230	0.5000
3.19E-01	290.8974	23.5343	1.04E+05	6.1805	0.5000
3.58E-01	293.6070	23.5356	1.16E+05	6.2381	0.5000
4.02E-01	296.3167	23.5355	1.31E+05	6.2957	0.5000
4.51E-01	299.0263	23.5316	1.46E+05	6.3532	0.5000
5.06E-01	301.7351	23.5215	1.64E+05	6.4108	0.4997
5.68E-01	304.4423	23.5013	1.84E+05	6.4683	0.4993
6.37E-01	307.1464	23.4673	2.07E+05	6.5258	0.4986
7.15E-01	309.8459	23.4150	2.32E+05	6.5831	0.4975
8.02E-01	312.5379	23.3405	2.60E+05	6.6403	0.4959

9.00E-01	315.2202	23.2406	2.92E+05	6.6973	0.4938
1.01E+00	317.8893	23.1121	3.28E+05	6.7540	0.4911
1.13E+00	320.5420	22.9545	3.68E+05	6.8104	0.4877
1.27E+00	323.1747	22.7669	4.13E+05	6.8663	0.4837
1.43E+00	325.7842	22.5516	4.63E+05	6.9218	0.4791
1.60E+00	328.3674	22.3107	5.20E+05	6.9766	0.4740
1.80E+00	330.9215	22.0489	5.83E+05	7.0309	0.4685
2.01E+00	333.4444	21.7704	6.54E+05	7.0845	0.4625
2.26E+00	335.9343	21.4813	7.34E+05	7.1374	0.4564
2.54E+00	338.3906	21.1871	8.24E+05	7.1896	0.4502
2.85E+00	340.8128	20.8935	9.24E+05	7.2411	0.4439
3.19E+00	343.2015	20.6060	1.04E+06	7.2918	0.4378
3.58E+00	345.5575	20.3295	1.16E+06	7.3419	0.4319
4.02E+00	347.8826	20.0685	1.31E+06	7.3913	0.4264
4.51E+00	350.1785	19.8264	1.46E+06	7.4401	0.4212
5.06E+00	352.4478	19.6064	1.64E+06	7.4883	0.4166
5.68E+00	354.6930	19.4103	1.84E+06	7.5360	0.4124
6.37E+00	356.9172	19.2398	2.07E+06	7.5832	0.4088
7.15E+00	359.1231	19.0952	2.32E+06	7.6301	0.4057
8.02E+00	361.3140	18.9769	2.60E+06	7.6766	0.4032
9.00E+00	363.4927	18.8842	2.92E+06	7.7229	0.4012
1.01E+01	365.6622	18.8163	3.28E+06	7.7690	0.3998
1.13E+01	367.8253	18.7718	3.68E+06	7.8150	0.3988
1.27E+01	369.9846	18.7494	4.13E+06	7.8609	0.3984
1.43E+01	372.1425	18.7473	4.63E+06	7.9067	0.3983
1.60E+01	374.3013	18.7640	5.20E+06	7.9526	0.3987
1.80E+01	376.4631	18.7978	5.83E+06	7.9985	0.3994
2.01E+01	378.6297	18.8468	6.54E+06	8.0445	0.4004
2.26E+01	380.8028	18.9096	7.34E+06	8.0907	0.4018
2.54E+01	382.9838	18.9844	8.24E+06	8.1370	0.4034
2.85E+01	385.1741	19.0697	9.24E+06	8.1836	0.4052
3.19E+01	387.3747	19.1641	1.04E+07	8.2303	0.4072
3.58E+01	389.5868	19.2661	1.16E+07	8.2773	0.4093
4.02E+01	391.8109	19.3745	1.31E+07	8.3246	0.4116
4.51E+01	394.0479	19.4881	1.46E+07	8.3721	0.4141
5.06E+01	396.2982	19.6057	1.64E+07	8.4199	0.4166
5.68E+01	398.5623	19.7263	1.84E+07	8.4680	0.4191

6.37E+01	400.8404	19.8490	2.07E+07	8.5164	0.4217
7.15E+01	403.1327	19.9731	2.32E+07	8.5651	0.4244
8.02E+01	405.4393	20.0976	2.60E+07	8.6142	0.4270
9.00E+01	407.7603	20.2221	2.92E+07	8.6635	0.4296
1.01E+02	410.0956	20.3459	3.28E+07	8.7131	0.4323
1.13E+02	412.4452	20.4684	3.68E+07	8.7630	0.4349
1.27E+02	414.8087	20.5893	4.13E+07	8.8132	0.4375
1.43E+02	417.1860	20.7082	4.63E+07	8.8637	0.4400
1.60E+02	419.5769	20.8249	5.20E+07	8.9145	0.4425
1.80E+02	421.9811	20.9391	5.83E+07	8.9656	0.4449
2.01E+02	424.3983	21.0506	6.54E+07	9.0170	0.4473
2.26E+02	426.8282	21.1593	7.34E+07	9.0686	0.4496
2.54E+02	429.2704	21.2651	8.24E+07	9.1205	0.4518
2.85E+02	431.7247	21.3676	9.24E+07	9.1726	0.4540
3.19E+02	434.1905	21.4668	1.04E+08	9.2250	0.4561
3.58E+02	436.6676	21.5624	1.16E+08	9.2776	0.4581
4.02E+02	439.1554	21.6544	1.31E+08	9.3305	0.4601
4.51E+02	441.6537	21.7429	1.46E+08	9.3836	0.4620
5.06E+02	444.1619	21.8279	1.64E+08	9.4369	0.4638
5.68E+02	446.6797	21.9096	1.84E+08	9.4904	0.4655
6.37E+02	449.2068	21.9883	2.07E+08	9.5441	0.4672
7.15E+02	451.7427	22.0640	2.32E+08	9.5979	0.4688
8.02E+02	454.2872	22.1369	2.60E+08	9.6520	0.4703
9.00E+02	456.8399	22.2068	2.92E+08	9.7062	0.4718
1.01E+03	459.4005	22.2739	3.28E+08	9.7606	0.4732
1.13E+03	461.9687	22.3381	3.68E+08	9.8152	0.4746
1.27E+03	464.5441	22.3994	4.13E+08	9.8699	0.4759
1.43E+03	467.1264	22.4579	4.63E+08	9.9248	0.4771
1.60E+03	469.7152	22.5135	5.20E+08	9.9798	0.4783
1.80E+03	472.3103	22.5663	5.83E+08	10.0349	0.4795
2.01E+03	474.9113	22.6166	6.54E+08	10.0902	0.4805
2.26E+03	477.5179	22.6644	7.34E+08	10.1456	0.4815
2.54E+03	480.1300	22.7097	8.24E+08	10.2011	0.4825
2.85E+03	482.7470	22.7528	9.24E+08	10.2567	0.4834
3.19E+03	485.3690	22.7937	1.04E+09	10.3124	0.4843
3.58E+03	487.9955	22.8326	1.16E+09	10.3682	0.4851
4.02E+03	490.6264	22.8695	1.31E+09	10.4241	0.4859

4.51E+03	493.2614	22.9046	1.46E+09	10.4801	0.4866
5.06E+03	495.9004	22.9380	1.64E+09	10.5361	0.4874
5.68E+03	498.5431	22.9698	1.84E+09	10.5923	0.4880
6.37E+03	501.1894	23.0001	2.07E+09	10.6485	0.4887
7.15E+03	503.8390	23.0289	2.32E+09	10.7048	0.4893
8.02E+03	506.4919	23.0562	2.60E+09	10.7612	0.4899
9.00E+03	509.1479	23.0821	2.92E+09	10.8176	0.4904
1.01E+04	511.8068	23.1067	3.28E+09	10.8741	0.4909

❖ **Data de Presión Ejercicio 3:**

dTime	p-p@dt=0	Derivative	tD	PD	tD*PD'
(hr)	(psia)	(psia)			
1.00E-02	300.1069	42.0977	5.26E+02	3.5423	0.4969
2.00E-02	329.3225	42.2007	1.05E+03	3.8872	0.4981
3.00E-02	346.4456	42.2509	1.58E+03	4.0893	0.4987
4.00E-02	358.6045	42.2762	2.10E+03	4.2328	0.4990
5.00E-02	368.0401	42.2917	2.63E+03	4.3442	0.4992
6.00E-02	375.7518	42.3022	3.16E+03	4.4352	0.4993
7.00E-02	382.2734	42.3098	3.68E+03	4.5122	0.4994
8.00E-02	387.9235	42.3157	4.21E+03	4.5789	0.4995
9.00E-02	392.9078	42.3203	4.73E+03	4.6377	0.4995
1.01E-01	397.7804	42.3243	5.31E+03	4.6952	0.4996
1.13E-01	402.6533	42.3279	5.96E+03	4.7528	0.4996
1.27E-01	407.5267	42.3312	6.69E+03	4.8103	0.4997
1.43E-01	412.4005	42.3342	7.50E+03	4.8678	0.4997
1.60E-01	417.2745	42.3369	8.42E+03	4.9253	0.4997
1.80E-01	422.1489	42.3393	9.45E+03	4.9829	0.4998
2.01E-01	427.0235	42.3415	1.06E+04	5.0404	0.4998
2.26E-01	431.8984	42.3435	1.19E+04	5.0980	0.4998
2.54E-01	436.7735	42.3453	1.33E+04	5.1555	0.4998
2.85E-01	441.6488	42.3469	1.50E+04	5.2130	0.4998
3.19E-01	446.5242	42.3484	1.68E+04	5.2706	0.4999
3.58E-01	451.3999	42.3497	1.88E+04	5.3281	0.4999
4.02E-01	456.2756	42.3509	2.11E+04	5.3857	0.4999
4.51E-01	461.1515	42.3519	2.37E+04	5.4432	0.4999
5.06E-01	466.0275	42.3529	2.66E+04	5.5008	0.4999
5.68E-01	470.9036	42.3538	2.99E+04	5.5584	0.4999

6.37E-01	475.7798	42.3546	3.35E+04	5.6159	0.4999
7.15E-01	480.6561	42.3579	3.76E+04	5.6735	0.5000
8.02E-01	485.5331	42.3593	4.22E+04	5.7310	0.5000
9.00E-01	490.4097	42.3339	4.73E+04	5.7886	0.4997
1.01E+00	495.2808	42.2987	5.31E+04	5.8461	0.4993
1.13E+00	500.1493	42.3382	5.96E+04	5.9036	0.4997
1.27E+00	505.0296	42.4298	6.69E+04	5.9612	0.5008
1.43E+00	509.9192	42.4635	7.50E+04	6.0189	0.5012
1.60E+00	514.8071	42.3831	8.42E+04	6.0766	0.5003
1.80E+00	519.6782	42.1584	9.45E+04	6.1341	0.4976
2.01E+00	524.5145	41.7311	1.06E+05	6.1912	0.4926
2.26E+00	529.2872	41.0182	1.19E+05	6.2475	0.4842
2.54E+00	533.9593	39.9629	1.33E+05	6.3026	0.4717
2.85E+00	538.4890	38.5066	1.50E+05	6.3561	0.4545
3.19E+00	542.8257	36.6329	1.68E+05	6.4073	0.4324
3.58E+00	546.9240	34.3450	1.88E+05	6.4557	0.4054
4.02E+00	550.7340	31.6878	2.11E+05	6.5006	0.3740
4.51E+00	554.2204	28.7414	2.37E+05	6.5418	0.3393
5.06E+00	557.3519	25.6047	2.66E+05	6.5788	0.3022
5.68E+00	560.1161	22.4093	2.99E+05	6.6114	0.2645
6.37E+00	562.5118	19.2719	3.35E+05	6.6397	0.2275
7.15E+00	564.5536	16.3218	3.76E+05	6.6638	0.1927
8.02E+00	566.2701	13.6492	4.22E+05	6.6840	0.1611
9.00E+00	567.6964	11.3307	4.73E+05	6.7009	0.1337
1.01E+01	568.8791	9.4027	5.31E+05	6.7148	0.1110
1.13E+01	569.8615	7.8718	5.96E+05	6.7264	0.0929
1.27E+01	570.6916	6.7221	6.69E+05	6.7362	0.0793
1.43E+01	571.4093	5.9093	7.50E+05	6.7447	0.0698
1.60E+01	572.0523	5.3876	8.42E+05	6.7523	0.0636
1.80E+01	572.6499	5.0965	9.45E+05	6.7593	0.0602
2.01E+01	573.2258	4.9862	1.06E+06	6.7661	0.0589
2.26E+01	573.7980	5.0063	1.19E+06	6.7729	0.0591
2.54E+01	574.3786	5.1193	1.33E+06	6.7797	0.0604
2.85E+01	574.9767	5.2948	1.50E+06	6.7868	0.0625
3.19E+01	575.5977	5.5110	1.68E+06	6.7941	0.0650
3.58E+01	576.2457	5.7545	1.88E+06	6.8018	0.0679
4.02E+01	576.9227	6.0158	2.11E+06	6.8098	0.0710

4.51E+01	577.6309	6.2914	2.37E+06	6.8181	0.0743
5.06E+01	578.3714	6.5786	2.66E+06	6.8269	0.0777
5.68E+01	579.1457	6.8779	2.99E+06	6.8360	0.0812
6.37E+01	579.9551	7.1895	3.35E+06	6.8456	0.0849
7.15E+01	580.8011	7.5147	3.76E+06	6.8555	0.0887
8.02E+01	581.6854	7.8544	4.22E+06	6.8660	0.0927
9.00E+01	582.6096	8.2096	4.73E+06	6.8769	0.0969
1.01E+02	583.5757	8.5811	5.31E+06	6.8883	0.1013
1.13E+02	584.5855	8.9694	5.96E+06	6.9002	0.1059
1.27E+02	585.6410	9.3751	6.69E+06	6.9127	0.1107
1.43E+02	586.7442	9.7982	7.50E+06	6.9257	0.1157
1.60E+02	587.8971	10.2391	8.42E+06	6.9393	0.1209
1.80E+02	589.1018	10.6976	9.45E+06	6.9535	0.1263
2.01E+02	590.3603	11.1739	1.06E+07	6.9684	0.1319
2.26E+02	591.6747	11.6677	1.19E+07	6.9839	0.1377
2.54E+02	593.0469	12.1790	1.33E+07	7.0001	0.1438
2.85E+02	594.4790	12.7074	1.50E+07	7.0170	0.1500
3.19E+02	595.9729	13.2527	1.68E+07	7.0346	0.1564
3.58E+02	597.5306	13.8145	1.88E+07	7.0530	0.1631
4.02E+02	599.1538	14.3923	2.11E+07	7.0722	0.1699
4.51E+02	600.8445	14.9857	2.37E+07	7.0921	0.1769
5.06E+02	602.6044	15.5940	2.66E+07	7.1129	0.1841
5.68E+02	604.4352	16.2165	2.99E+07	7.1345	0.1914
6.37E+02	606.3384	16.8525	3.35E+07	7.1570	0.1989
7.15E+02	608.3156	17.5011	3.76E+07	7.1803	0.2066
8.02E+02	610.3682	18.1613	4.22E+07	7.2045	0.2144
9.00E+02	612.4974	18.8322	4.73E+07	7.2297	0.2223
1.01E+03	614.7044	19.5125	5.31E+07	7.2557	0.2303
1.13E+03	616.9903	20.2012	5.96E+07	7.2827	0.2384
1.27E+03	619.3559	20.8968	6.69E+07	7.3106	0.2467
1.43E+03	621.8020	21.5982	7.50E+07	7.3395	0.2549
1.60E+03	624.3291	22.3038	8.42E+07	7.3693	0.2633
1.80E+03	626.9376	23.0122	9.45E+07	7.4001	0.2716
2.01E+03	629.6279	23.7219	1.06E+08	7.4319	0.2800
2.26E+03	632.3998	24.4314	1.19E+08	7.4646	0.2884
2.54E+03	635.2534	25.1390	1.33E+08	7.4983	0.2967
2.85E+03	638.1883	25.8431	1.50E+08	7.5329	0.3050

3.19E+03	641.2040	26.5422	1.68E+08	7.5685	0.3133
3.58E+03	644.2999	27.2348	1.88E+08	7.6051	0.3215
4.02E+03	647.4750	27.9192	2.11E+08	7.6425	0.3295
4.51E+03	650.7285	28.5940	2.37E+08	7.6809	0.3375
5.06E+03	654.0590	29.2576	2.66E+08	7.7202	0.3453
5.68E+03	657.4653	29.9088	2.99E+08	7.7604	0.3530
6.37E+03	660.9458	30.5462	3.35E+08	7.8015	0.3606
7.15E+03	664.4988	31.1685	3.76E+08	7.8435	0.3679
8.02E+03	668.1226	31.7747	4.22E+08	7.8862	0.3751
9.00E+03	671.8152	32.3637	4.73E+08	7.9298	0.3820
1.01E+04	675.5746	32.9347	5.31E+08	7.9742	0.3887
1.13E+04	679.3987	33.4868	5.96E+08	8.0193	0.3953
1.27E+04	683.2853	34.0194	6.69E+08	8.0652	0.4016
1.43E+04	687.2320	34.5319	7.50E+08	8.1118	0.4076
1.60E+04	691.2365	35.0240	8.42E+08	8.1591	0.4134
1.80E+04	695.2965	35.4953	9.45E+08	8.2070	0.4190
2.01E+04	699.4096	35.9456	1.06E+09	8.2555	0.4243
2.26E+04	703.5733	36.3750	1.19E+09	8.3047	0.4294
2.54E+04	707.7853	36.7835	1.33E+09	8.3544	0.4342
2.85E+04	712.0430	37.1712	1.50E+09	8.4047	0.4388
3.19E+04	716.3442	37.5384	1.68E+09	8.4554	0.4431
3.58E+04	720.6866	37.8854	1.88E+09	8.5067	0.4472
4.02E+04	725.0677	38.2128	2.11E+09	8.5584	0.4510
4.51E+04	729.4854	38.5212	2.37E+09	8.6105	0.4547
5.01E+04	733.5492	38.7847	2.64E+09	8.6585	0.4578
5.51E+04	737.2496	39.0083	2.90E+09	8.7022	0.4604
6.01E+04	740.6467	39.2062	3.16E+09	8.7423	0.4628
6.51E+04	743.7869	39.3796	3.42E+09	8.7794	0.4648
7.01E+04	746.7067	39.5327	3.69E+09	8.8138	0.4666
7.51E+04	749.4351	39.6692	3.95E+09	8.8460	0.4682
8.01E+04	751.9960	39.7919	4.21E+09	8.8763	0.4697
8.51E+04	754.4088	39.9026	4.48E+09	8.9047	0.4710
9.01E+04	756.6898	40.0032	4.74E+09	8.9317	0.4722
9.51E+04	758.8528	40.0942	5.00E+09	8.9572	0.4733
1.00E+05	760.9094	40.1785	5.27E+09	8.9815	0.4743
1.05E+05	762.8697	40.2550	5.53E+09	9.0046	0.4752

❖ Data de Presión Ejercicio 4:

dTime	p-p@dt=0	Derivative	td	P_D	td*P_D'
(hr)	(psia)	(psia)			
1.00E-02	770.6853	100.4730	9.21E+02	3.82068	0.49810
2.00E-02	840.3808	100.6256	1.84E+03	4.16619	0.49885
3.00E-02	881.1991	100.6999	2.76E+03	4.36855	0.49922
4.00E-02	910.1747	100.7370	3.68E+03	4.51220	0.49940
5.00E-02	932.6563	100.7596	4.60E+03	4.62365	0.49952
6.00E-02	951.0284	100.7750	5.52E+03	4.71473	0.49959
7.00E-02	966.5639	100.7862	6.44E+03	4.79175	0.49965
8.00E-02	980.0226	100.7946	7.36E+03	4.85847	0.49969
9.00E-02	991.8949	100.8013	8.28E+03	4.91733	0.49972
1.01E-01	1003.5005	100.8072	9.30E+03	4.97486	0.49975
1.13E-01	1015.1066	100.8125	1.04E+04	5.03240	0.49978
1.27E-01	1026.7134	100.8173	1.17E+04	5.08994	0.49980
1.43E-01	1038.3207	100.8216	1.31E+04	5.14748	0.49982
1.60E-01	1049.9284	100.8255	1.47E+04	5.20503	0.49984
1.80E-01	1061.5366	100.8290	1.65E+04	5.26258	0.49986
2.01E-01	1073.1452	100.8322	1.85E+04	5.32012	0.49988
2.26E-01	1084.7541	100.8351	2.08E+04	5.37768	0.49989
2.54E-01	1096.3633	100.8376	2.33E+04	5.43523	0.49990
2.85E-01	1107.9728	100.8400	2.62E+04	5.49278	0.49991
3.19E-01	1119.5826	100.8421	2.94E+04	5.55034	0.49993
3.58E-01	1131.1925	100.8440	3.30E+04	5.60790	0.49993
4.02E-01	1142.8027	100.8457	3.70E+04	5.66545	0.49994
4.51E-01	1154.4131	100.8472	4.15E+04	5.72301	0.49995
5.06E-01	1166.0237	100.8500	4.66E+04	5.78057	0.49996
5.68E-01	1177.6347	100.8525	5.23E+04	5.83813	0.49998
6.37E-01	1189.2458	100.8420	5.86E+04	5.89569	0.49992
7.15E-01	1200.8544	100.8183	6.58E+04	5.95324	0.49981
8.02E-01	1212.4601	100.8109	7.38E+04	6.01078	0.49977
9.00E-01	1224.0670	100.8283	8.28E+04	6.06832	0.49986
1.01E+00	1235.6767	100.8501	9.30E+04	6.12588	0.49996
1.13E+00	1247.2886	100.8672	1.04E+05	6.18344	0.50005
1.27E+00	1258.9022	100.8798	1.17E+05	6.24102	0.50011
1.43E+00	1270.5170	100.8777	1.31E+05	6.29860	0.50010
1.60E+00	1282.1301	100.8355	1.47E+05	6.35617	0.49989

1.80E+00	1293.7352	100.7263	1.65E+05	6.41370	0.49935
2.01E+00	1305.3232	100.5080	1.85E+05	6.47115	0.49827
2.26E+00	1316.8780	100.1401	2.08E+05	6.52843	0.49645
2.54E+00	1328.3813	99.5722	2.33E+05	6.58546	0.49363
2.85E+00	1339.8054	98.7596	2.62E+05	6.64209	0.48960
3.19E+00	1351.1216	97.6595	2.94E+05	6.69819	0.48415
3.58E+00	1362.2923	96.2371	3.30E+05	6.75357	0.47710
4.02E+00	1373.2810	94.4729	3.70E+05	6.80805	0.46835
4.51E+00	1384.0455	92.3539	4.15E+05	6.86142	0.45785
5.06E+00	1394.5463	89.8912	4.66E+05	6.91347	0.44564
5.68E+00	1404.7437	87.0987	5.23E+05	6.96403	0.43179
6.37E+00	1414.6015	84.0143	5.86E+05	7.01290	0.41650
7.15E+00	1424.0887	80.6751	6.58E+05	7.05993	0.39995
8.02E+00	1433.1776	77.1352	7.38E+05	7.10499	0.38240
9.00E+00	1441.8497	73.4449	8.28E+05	7.14798	0.36410
1.01E+01	1450.0889	69.6612	9.30E+05	7.18883	0.34535
1.13E+01	1457.8898	65.8367	1.04E+06	7.22750	0.32639
1.27E+01	1465.2484	62.0213	1.17E+06	7.26398	0.30747
1.43E+01	1472.1707	58.2610	1.31E+06	7.29830	0.28883
1.60E+01	1478.6635	54.5933	1.47E+06	7.33048	0.27065
1.80E+01	1484.7413	51.0530	1.65E+06	7.36062	0.25310
2.01E+01	1490.4188	47.6634	1.85E+06	7.38876	0.23629
2.26E+01	1495.7162	44.4466	2.08E+06	7.41502	0.22034
2.54E+01	1500.6531	41.4131	2.33E+06	7.43950	0.20531
2.85E+01	1505.2519	38.5729	2.62E+06	7.46230	0.19123
3.19E+01	1509.5348	35.9267	2.94E+06	7.48353	0.17811
3.58E+01	1513.5244	33.4751	3.30E+06	7.50331	0.16595
4.02E+01	1517.2427	31.2122	3.70E+06	7.52174	0.15473
4.51E+01	1520.7112	29.1326	4.15E+06	7.53894	0.14442
5.06E+01	1523.9507	27.2270	4.66E+06	7.55500	0.13498
5.68E+01	1526.9805	25.4869	5.23E+06	7.57002	0.12635
6.37E+01	1529.8193	23.9016	5.86E+06	7.58409	0.11849
7.15E+01	1532.4840	22.4612	6.58E+06	7.59730	0.11135
8.02E+01	1534.9912	21.1552	7.38E+06	7.60973	0.10488
9.00E+01	1537.3552	19.9733	8.28E+06	7.62145	0.09902
1.01E+02	1539.5902	18.9056	9.30E+06	7.63253	0.09372
1.13E+02	1541.7084	17.9425	1.04E+07	7.64303	0.08895

1.27E+02	1543.7216	17.0750	1.17E+07	7.65301	0.08465
1.43E+02	1545.6401	16.2944	1.31E+07	7.66252	0.08078
1.60E+02	1547.4736	15.5927	1.47E+07	7.67161	0.07730
1.80E+02	1549.2304	14.9625	1.65E+07	7.68032	0.07418
2.01E+02	1550.9188	14.3971	1.85E+07	7.68869	0.07137
2.26E+02	1552.5455	13.8899	2.08E+07	7.69676	0.06886
2.54E+02	1554.1171	13.4356	2.33E+07	7.70455	0.06661
2.85E+02	1555.6391	13.0285	2.62E+07	7.71209	0.06459
3.19E+02	1557.1170	12.6642	2.94E+07	7.71942	0.06278
3.58E+02	1558.5552	12.3379	3.30E+07	7.72655	0.06117
4.02E+02	1559.9579	12.0459	3.70E+07	7.73350	0.05972
4.51E+02	1561.3288	11.7845	4.15E+07	7.74030	0.05842
5.06E+02	1562.6714	11.5508	4.66E+07	7.74695	0.05726
5.68E+02	1563.9885	11.3418	5.23E+07	7.75348	0.05623
6.37E+02	1565.2830	11.1554	5.86E+07	7.75990	0.05530
7.15E+02	1566.5571	10.9894	6.58E+07	7.76622	0.05448
8.02E+02	1567.8134	10.8417	7.38E+07	7.77245	0.05375
9.00E+02	1569.0535	10.7104	8.28E+07	7.77859	0.05310
1.01E+03	1570.2795	10.5932	9.30E+07	7.78467	0.05252
1.13E+03	1571.4927	10.4883	1.04E+08	7.79069	0.05200
1.27E+03	1572.6945	10.3940	1.17E+08	7.79664	0.05153
1.43E+03	1573.8860	10.3086	1.31E+08	7.80255	0.05111
1.60E+03	1575.0682	10.2316	1.47E+08	7.80841	0.05072
1.80E+03	1576.2419	10.1620	1.65E+08	7.81423	0.05038
2.01E+03	1577.4081	10.0999	1.85E+08	7.82001	0.05007
2.26E+03	1578.5675	10.0449	2.08E+08	7.82576	0.04980
2.54E+03	1579.7210	9.9968	2.33E+08	7.83148	0.04956
2.85E+03	1580.8694	9.9549	2.62E+08	7.83717	0.04935
3.19E+03	1582.0132	9.9185	2.94E+08	7.84284	0.04917
3.58E+03	1583.1532	9.8867	3.30E+08	7.84849	0.04901
4.02E+03	1584.2897	9.8587	3.70E+08	7.85413	0.04887
4.51E+03	1585.4232	9.8336	4.15E+08	7.85975	0.04875
5.06E+03	1586.5540	9.8109	4.66E+08	7.86535	0.04864
5.68E+03	1587.6823	9.7901	5.23E+08	7.87095	0.04853
6.37E+03	1588.8083	9.7710	5.86E+08	7.87653	0.04844
7.15E+03	1589.9321	9.7535	6.58E+08	7.88210	0.04835
8.02E+03	1591.0541	9.7376	7.38E+08	7.88766	0.04827

9.00E+03	1592.1743	9.7233	8.28E+08	7.89322	0.04820
1.01E+04	1593.2930	9.7104	9.30E+08	7.89876	0.04814
1.13E+04	1594.4102	9.6990	1.04E+09	7.90430	0.04808
1.27E+04	1595.5262	9.6888	1.17E+09	7.90983	0.04803
1.43E+04	1596.6411	9.6798	1.31E+09	7.91536	0.04799
1.60E+04	1597.7551	9.6719	1.47E+09	7.92088	0.04795
1.80E+04	1598.8682	9.6648	1.65E+09	7.92640	0.04791
2.01E+04	1599.9805	9.6586	1.85E+09	7.93191	0.04788
2.26E+04	1601.0922	9.6532	2.08E+09	7.93743	0.04786
2.54E+04	1602.2032	9.6484	2.33E+09	7.94293	0.04783
2.85E+04	1603.3138	9.6441	2.62E+09	7.94844	0.04781
3.19E+04	1604.4239	9.6403	2.94E+09	7.95394	0.04779
3.58E+04	1605.5336	9.6368	3.30E+09	7.95944	0.04777
4.02E+04	1606.6428	9.6335	3.70E+09	7.96494	0.04776
4.51E+04	1607.7518	9.6303	4.15E+09	7.97044	0.04774
5.01E+04	1608.7640	9.6276	4.61E+09	7.97546	0.04773
5.51E+04	1609.6796	9.6254	5.07E+09	7.98000	0.04772
6.01E+04	1610.5155	9.6236	5.53E+09	7.98414	0.04771
6.51E+04	1611.2844	9.6223	5.99E+09	7.98795	0.04770
7.01E+04	1611.9963	9.6214	6.45E+09	7.99148	0.04770
7.51E+04	1612.6591	9.6208	6.91E+09	7.99477	0.04770
8.01E+04	1613.2791	9.6205	7.37E+09	7.99784	0.04769
8.51E+04	1613.8616	9.6204	7.83E+09	8.00073	0.04769
9.01E+04	1614.4108	9.6204	8.29E+09	8.00345	0.04769
9.51E+04	1614.9304	9.6205	8.75E+09	8.00603	0.04769
1.00E+05	1615.4233	9.6205	9.21E+09	8.00847	0.04769
1.10E+05	1616.3393	9.6203	1.01E+10	8.01301	0.04769
1.15E+05	1616.7665	9.6201	1.06E+10	8.01513	0.04769
1.25E+05	1617.5679	9.6194	1.15E+10	8.01910	0.04769
1.30E+05	1617.9449	9.6188	1.20E+10	8.02097	0.04769
1.35E+05	1618.3076	9.6182	1.24E+10	8.02277	0.04768
1.40E+05	1618.6571	9.6176	1.29E+10	8.02450	0.04768
1.45E+05	1618.9944	9.6168	1.34E+10	8.02618	0.04768
1.50E+05	1619.3201	9.6161	1.38E+10	8.02779	0.04767
1.55E+05	1619.6352	9.6153	1.43E+10	8.02935	0.04767
1.60E+05	1619.9403	9.6144	1.47E+10	8.03087	0.04766
1.70E+05	1620.5227	9.6128	1.57E+10	8.03375	0.04766

1.75E+05	1620.8012	9.6120	1.61E+10	8.03513	0.04765
1.80E+05	1621.0718	9.6112	1.66E+10	8.03647	0.04765
1.85E+05	1621.3350	9.6104	1.70E+10	8.03778	0.04764
1.95E+05	1621.8406	9.6091	1.80E+10	8.04029	0.04764
2.00E+05	1622.0837	9.6085	1.84E+10	8.04149	0.04763
2.10E+05	1622.5522	9.6075	1.93E+10	8.04381	0.04763
2.20E+05	1622.9989	9.6067	2.03E+10	8.04603	0.04763
2.30E+05	1623.4257	9.6060	2.12E+10	8.04814	0.04762
2.40E+05	1623.8343	9.6054	2.21E+10	8.05017	0.04762

❖ **Data de Presión Ejercicio 5:**

dTime	p-p@dt=0	Derivative	td	P_D	td*P_D'
(hr)	(psia)	(psia)			
1.00E-02	18.1733	1.7644	1.32E+04	5.1482	0.4998
2.00E-02	19.3964	1.7647	2.63E+04	5.4947	0.4999
3.00E-02	20.1119	1.7648	3.95E+04	5.6974	0.4999
4.00E-02	20.6196	1.7650	5.26E+04	5.8413	0.5000
5.00E-02	21.0135	1.7655	6.58E+04	5.9528	0.5001
6.00E-02	21.3355	1.7655	7.89E+04	6.0440	0.5001
7.00E-02	21.6076	1.7651	9.21E+04	6.1211	0.5000
8.00E-02	21.8432	1.7647	1.05E+05	6.1879	0.4999
9.00E-02	22.0511	1.7645	1.18E+05	6.2468	0.4999
1.01E-01	22.2542	1.7646	1.33E+05	6.3043	0.4999
1.13E-01	22.4574	1.7655	1.49E+05	6.3619	0.5002
1.27E-01	22.6607	1.7678	1.67E+05	6.4195	0.5008
1.43E-01	22.8645	1.7723	1.88E+05	6.4772	0.5021
1.60E-01	23.0688	1.7796	2.10E+05	6.5351	0.5041
1.80E-01	23.2742	1.7910	2.36E+05	6.5933	0.5074
2.01E-01	23.4812	1.8070	2.65E+05	6.6519	0.5119
2.26E-01	23.6903	1.8287	2.97E+05	6.7111	0.5180
2.54E-01	23.9023	1.8566	3.34E+05	6.7712	0.5259
2.85E-01	24.1178	1.8910	3.74E+05	6.8322	0.5357
3.19E-01	24.3377	1.9322	4.20E+05	6.8945	0.5474
3.58E-01	24.5627	1.9801	4.71E+05	6.9583	0.5609
4.02E-01	24.7936	2.0341	5.29E+05	7.0237	0.5762
4.51E-01	25.0311	2.0937	5.93E+05	7.0910	0.5931
5.06E-01	25.2757	2.1581	6.66E+05	7.1603	0.6114

5.68E-01	25.5280	2.2262	7.47E+05	7.2317	0.6307
6.37E-01	25.7883	2.2971	8.38E+05	7.3055	0.6507
7.15E-01	26.0569	2.3697	9.40E+05	7.3816	0.6713
8.02E-01	26.3340	2.4429	1.05E+06	7.4600	0.6921
9.00E-01	26.6194	2.5159	1.18E+06	7.5409	0.7127
1.01E+00	26.9133	2.5878	1.33E+06	7.6242	0.7331
1.13E+00	27.2153	2.6578	1.49E+06	7.7097	0.7529
1.27E+00	27.5253	2.7254	1.67E+06	7.7975	0.7721
1.43E+00	27.8428	2.7900	1.88E+06	7.8875	0.7904
1.60E+00	28.1677	2.8512	2.10E+06	7.9795	0.8077
1.80E+00	28.4994	2.9090	2.36E+06	8.0735	0.8241
2.01E+00	28.8375	2.9630	2.65E+06	8.1693	0.8394
2.26E+00	29.1816	3.0133	2.97E+06	8.2667	0.8536
2.54E+00	29.5313	3.0599	3.34E+06	8.3658	0.8668
2.85E+00	29.8862	3.1029	3.74E+06	8.4663	0.8790
3.19E+00	30.2458	3.1424	4.20E+06	8.5682	0.8902
3.58E+00	30.6097	3.1785	4.71E+06	8.6713	0.9004
4.02E+00	30.9777	3.2116	5.29E+06	8.7755	0.9098
4.51E+00	31.3492	3.2416	5.93E+06	8.8808	0.9183
5.06E+00	31.7241	3.2690	6.66E+06	8.9870	0.9260
5.68E+00	32.1019	3.2937	7.47E+06	9.0940	0.9331
6.37E+00	32.4825	3.3161	8.38E+06	9.2018	0.9394
7.15E+00	32.8655	3.3364	9.40E+06	9.3103	0.9451
8.02E+00	33.2507	3.3546	1.05E+07	9.4195	0.9503
9.00E+00	33.6379	3.3711	1.18E+07	9.5292	0.9550
1.01E+01	34.0269	3.3859	1.33E+07	9.6394	0.9592
1.13E+01	34.4175	3.3992	1.49E+07	9.7500	0.9629
1.27E+01	34.8096	3.4111	1.67E+07	9.8611	0.9663
1.43E+01	35.2030	3.4218	1.88E+07	9.9725	0.9694
1.60E+01	35.5975	3.4314	2.10E+07	10.0843	0.9721
1.80E+01	35.9931	3.4400	2.36E+07	10.1963	0.9745
2.01E+01	36.3896	3.4477	2.65E+07	10.3087	0.9767
2.26E+01	36.7870	3.4547	2.97E+07	10.4212	0.9787
2.54E+01	37.1851	3.4608	3.34E+07	10.5340	0.9804
2.85E+01	37.5839	3.4664	3.74E+07	10.6470	0.9820
3.19E+01	37.9832	3.4713	4.20E+07	10.7601	0.9834
3.58E+01	38.3832	3.4757	4.71E+07	10.8734	0.9846

4.02E+01	38.7836	3.4797	5.29E+07	10.9868	0.9858
4.51E+01	39.1844	3.4832	5.93E+07	11.1004	0.9868
5.06E+01	39.5856	3.4864	6.66E+07	11.2141	0.9876
5.68E+01	39.9872	3.4892	7.47E+07	11.3278	0.9884
6.37E+01	40.3890	3.4917	8.38E+07	11.4416	0.9891
7.15E+01	40.7911	3.4939	9.40E+07	11.5556	0.9898
8.02E+01	41.1935	3.4959	1.05E+08	11.6695	0.9903
9.00E+01	41.5961	3.4976	1.18E+08	11.7836	0.9908
1.01E+02	41.9989	3.4993	1.33E+08	11.8977	0.9913
1.13E+02	42.4018	3.5007	1.49E+08	12.0118	0.9917
1.27E+02	42.8049	3.5020	1.67E+08	12.1260	0.9921
1.43E+02	43.2082	3.5032	1.88E+08	12.2403	0.9924
1.60E+02	43.6116	3.5043	2.10E+08	12.3546	0.9927
1.80E+02	44.0151	3.5052	2.36E+08	12.4689	0.9930
2.01E+02	44.4187	3.5060	2.65E+08	12.5832	0.9932
2.26E+02	44.8224	3.5067	2.97E+08	12.6976	0.9934
2.54E+02	45.2261	3.5073	3.34E+08	12.8119	0.9936
2.85E+02	45.6299	3.5078	3.74E+08	12.9263	0.9937
3.19E+02	46.0338	3.5083	4.20E+08	13.0407	0.9938
3.58E+02	46.4377	3.5087	4.71E+08	13.1552	0.9940
4.02E+02	46.8417	3.5091	5.29E+08	13.2696	0.9941
4.51E+02	47.2457	3.5094	5.93E+08	13.3841	0.9942
5.06E+02	47.6498	3.5098	6.66E+08	13.4985	0.9943
5.68E+02	48.0539	3.5101	7.47E+08	13.6130	0.9944
6.37E+02	48.4580	3.5104	8.38E+08	13.7275	0.9944
7.15E+02	48.8622	3.5106	9.40E+08	13.8420	0.9945
8.02E+02	49.2664	3.5108	1.05E+09	13.9565	0.9946
9.00E+02	49.6706	3.5110	1.18E+09	14.0710	0.9946
1.01E+03	50.0748	3.5112	1.33E+09	14.1855	0.9947
1.13E+03	50.4791	3.5113	1.49E+09	14.3000	0.9947
1.27E+03	50.8833	3.5115	1.67E+09	14.4145	0.9947
1.43E+03	51.2876	3.5116	1.88E+09	14.5291	0.9948
1.60E+03	51.6919	3.5117	2.10E+09	14.6436	0.9948
1.80E+03	52.0962	3.5118	2.36E+09	14.7581	0.9948
2.01E+03	52.5005	3.5118	2.65E+09	14.8727	0.9949
2.26E+03	52.9048	3.5119	2.97E+09	14.9872	0.9949
2.54E+03	53.3092	3.5120	3.34E+09	15.1017	0.9949

2.85E+03	53.7135	3.5121	3.74E+09	15.2163	0.9949
3.19E+03	54.1178	3.5121	4.20E+09	15.3308	0.9949
3.58E+03	54.5222	3.5122	4.71E+09	15.4454	0.9949
4.02E+03	54.9265	3.5122	5.29E+09	15.5599	0.9950
4.51E+03	55.3309	3.5123	5.93E+09	15.6745	0.9950
5.06E+03	55.7353	3.5123	6.66E+09	15.7890	0.9950
5.68E+03	56.1396	3.5123	7.47E+09	15.9036	0.9950
6.37E+03	56.5440	3.5123	8.38E+09	16.0181	0.9950
7.15E+03	56.9484	3.5123	9.40E+09	16.1327	0.9950
8.02E+03	57.3527	3.5123	1.05E+10	16.2472	0.9950
9.00E+03	57.7571	3.5123	1.18E+10	16.3618	0.9950
1.01E+04	58.1615	3.5124	1.33E+10	16.4763	0.9950
1.13E+04	58.5659	3.5124	1.49E+10	16.5909	0.9950
1.27E+04	58.9703	3.5125	1.67E+10	16.7055	0.9950
1.43E+04	59.3746	3.5125	1.88E+10	16.8200	0.9951
1.60E+04	59.7790	3.5126	2.10E+10	16.9346	0.9951
1.80E+04	60.1834	3.5126	2.36E+10	17.0491	0.9951
2.01E+04	60.5878	3.5126	2.65E+10	17.1637	0.9951
2.26E+04	60.9922	3.5126	2.97E+10	17.2783	0.9951
2.54E+04	61.3966	3.5125	3.34E+10	17.3928	0.9951
2.85E+04	61.8010	3.5125	3.74E+10	17.5074	0.9950
3.19E+04	62.2054	3.5125	4.20E+10	17.6219	0.9950
3.58E+04	62.6098	3.5124	4.71E+10	17.7365	0.9950
4.02E+04	63.0142	3.5124	5.29E+10	17.8510	0.9950
4.51E+04	63.4186	3.5124	5.93E+10	17.9656	0.9950
5.01E+04	63.7878	3.5125	6.59E+10	18.0702	0.9950
5.51E+04	64.1219	3.5125	7.25E+10	18.1648	0.9950
6.01E+04	64.4270	3.5125	7.90E+10	18.2513	0.9950
6.51E+04	64.7076	3.5125	8.56E+10	18.3308	0.9950
7.01E+04	64.9675	3.5125	9.22E+10	18.4044	0.9950
7.51E+04	65.2095	3.5125	9.88E+10	18.4729	0.9950
8.01E+04	65.4359	3.5125	1.05E+11	18.5371	0.9950
8.51E+04	65.6486	3.5125	1.12E+11	18.5973	0.9951
9.01E+04	65.8491	3.5125	1.18E+11	18.6541	0.9951
9.51E+04	66.0388	3.5125	1.25E+11	18.7079	0.9951
1.00E+05	66.2188	3.5125	1.32E+11	18.7589	0.9951

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA DERIVADA DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS COMPUESTOS EN GEOMETRÍA RADIAL Y LINEAL

Freddy Humberto Escobar¹, y Francisco José Amado Iriarte²

RESUMEN

Una nueva metodología para interpretación de pruebas de presión de yacimientos compuestos tanto en geometría lineal y radial es presentada. Para ello se desarrollaron ecuaciones del comportamiento unificado y correlaciones de tendencia de la derivada de presión basado en los puntos máximos y mínimos de la derivada de presión que se observan durante el periodo de transición entre las regiones que componen el reservorio para así determinar la razón de difusividad y movilidad. Los resultados obtenidos en ambos casos con las ecuaciones y correlaciones desarrolladas dieron excelentes valores muy cercanos a los reales y por tanto con un porcentaje de error muy bajo como se ilustra en los ejemplos sintéticos al final del artículo.

Palabras clave: Yacimiento compuesto, razón de difusividad, razón de movilidad, razón de almacenabilidad y discontinuidad radial

ABSTRACT

A new methodology for the interpretation pressure-transient test of composite reservoir in both linear or radial geometry is presented. For this, equations of unified behavior and trend correlations of the pressure derivative were developed based on the maximum and minimum points of the pressure derivative that are observed during the transition period between the regions that compose the reservoir in order to determine the ratio of diffusivity and mobility. The results obtained in both cases with the developed equations and correlations gave excellent values very close to the real ones and therefore with a very low error rate as illustrated in the synthetic examples at the end of this article.

Keywords: Composite reservoir, diffusivity ratio, mobility ratio, storativity ratio, radial discontinuity.

1. INTRODUCCIÓN

El análisis de pruebas de presión es la forma más económica para caracterizar un yacimiento de hidrocarburos. Sin embargo, casi la totalidad de sus métodos son métodos isotrópicos, que asumen un yacimiento homogéneo con un valor de permeabilidad y porosidad promedio y preferiblemente un solo fluido saturando el medio poroso y con propiedades constantes y homogéneas en su valor en todo el yacimiento, lo cual debido a la heterogeneidad natural que se presenta en los mismos estas asunciones pueden resultar en algunos casos a inducir errores en la interpretación de la data de pruebas de presión-transiente.

Por lo anterior, existe un modelo de representación de yacimientos con estas características que permite realizar mejor una representación del mismo y por tanto una mejor interpretación de la data de presión-transiente, dicho modelo es denominado yacimientos compuestos y que se encuentra generalizado tanto para geometría radial como lineal, el cual ha sido estudiado por numerosos autores en diversas ocasiones para mejorar su comprensión y así ampliar aún más su aplicabilidad, la cual en la actualidad es ya muy diversa.

Entre los más notables de dichos estudios se pueden nombrar: Loucks y Guerrero (1961) y Carter (1966) los cuales fueron los primeros autores en proponer y usar el modelo compuesto de geometría radial en el cual el pozo está en el

¹ PhD in Petroleum Engineering, Universidad Surcolombiana. Petroleum Engineering Department, Neiva (Huila-Colombia). e-mail: fescobar@usco.edu.co

² BSc in Petroleum Engineering, Universidad Surcolombiana. Petroleum Engineering Department. Neiva (Huila-Colombia). e-mail: franciscoamado95@gmail.com

centro del reservorio y se encuentra a una distancia r_i de la fornera interna, que estudiaron el comportamiento de la presión para , Kuchuk and Habashy (1997) y Bourgeois *et al* (1996) que extendieron el modelo compuesto para geometría lineal con el pozo a una distancia L_i de la frontera interna para un yacimiento de extensión infinita y finita respectivamente, Levitan y Crawford (2002) que estudiaron el comportamiento de la presión de un yacimiento lineal con un perfil lateral de movilidad y almacenabilidad dado, Brown (1985) investigó el comportamiento de la presión en yacimientos compuestos para un rango de movilidad y almacenabilidad de 0 a 4 y 0 a 30 respectivamente, Boussalem, Tiab y Escobar (2002) presentaron una nueva metodología para analizar el comportamiento de la presión debido a las variaciones de la razón de movilidad en un yacimiento compuesto cerrado.

Adicionalmente, numerosas investigaciones se han realizado para ampliar o mejorar la aplicabilidad de este modelo en el estudio de procesos de recuperación mejorada, estimulación acida o modelamiento de daño a la formación. Algunos de dichas investigaciones de resaltar son: Wattenbarger and Ramey (1970) utilizaron el modelo radial para modelar el daño alrededor del pozo obteniendo una solución por medio de diferencias finitas, Satman *et al* (1980) que presentaron una solución analítica para un yacimiento compuesto infinito de dos zonas bajo recobro térmico, Ambastha y Ramey (1989) y Ambastha y Ramey (1992) estudiaron el uso del modelo compuesto radial de dos regiones y tres regiones respectivamente hallando metodologías de interpretación aplicado a data de presión de procesos de recobro mejorado en especial recobro térmico. Onyekowu (1985) y Barua y Horner (1987) presentaron una solución analítica en espacio Laplace para el comportamiento de presión trasiente de yacimientos compuestos de tres regiones para posteriormente ser aplicada a yacimientos bajo procesos de recobro mejorado térmico. Recientemente, Escobar, Martinez y Bonilla (2011), presentaron una metodología para analizar el comportamiento de la presión sin usar curvas tipo para distintos valores de razón de movilidad y difusividad en un pozo bajo un proceso de recobro térmico, Escobar, Martinez y Bonilla (2012a) y Escobar, Martinez y Bonilla (2012b), presentaron una metodología para modelar mediante un yacimiento compuesto radial de tres regiones la interpretación de pruebas de presión de pozos bajo recobro térmico y una solución numérica para un yacimiento compuesto radial con un fluido no-newtoniano y un newtoniano en el medio poroso.

En este trabajo, el modelo presentado por Kuchuk y Habashy (1997) es usado para generar los datos de presión y derivada de presión del comportamiento de la variación de la razón de movilidad y difusividad para así proceder a desarrollar la metodología de análisis de yacimientos compuestos sin uso de curvas tipo y basándose en solamente en la forma de la derivada en el grafico log-log. Este modelo no tiene en cuenta los efectos generados debido al coeficiente de filtración de fallas leaky, es decir, se asumió siempre una falla 100% conductiva.

2. MODELO MATEMÁTICO

En 1997, Kuchuk y Habashy presentaron en su artículo un nuevo método o modelo matemático para solucionar la ecuación de la difusividad para yacimientos compuestos en los cuales las propiedades de la roca, fluidos o ambos cambian lateralmente bien se de forma gradual o abrupta dando así el comportamiento compuesto.

Este modelo está basado en el concepto de reflexión-transmisión de física electromagnética aplicada a resolver problemas de flujo en medio poroso en yacimientos heterogéneos en 3D, donde la heterogeneidad cambia a lo largo del eje y .

Como principal aporte del modelo, que la solución hallada tiene la habilidad de tener numerosas regiones o capas y diferentes condiciones de frontera en los ejes x , y y z , lo que permite que el método pueda ser aplicado a una amplia variedad de sistemas compuestos, como los son yacimientos fracturados, altamente fallados, entre otros. Adicionalmente, la metodología funciona para cualquier tipo de pozo sea vertical, desviado u horizontal, también, permite hallar el efecto del almacenamiento del pozo y el daño en las vecindades del pozo ya que son fácilmente incorporables a la solución presentada porque se encuentran dadas en el dominio de la transformada de Laplace.

Aplicando dicho modelo para observar la variación de la razón de difusividad y movilidad en geometría radial y lineal de un sistema compuesto se obtuvieron los siguientes comportamientos en el grafico log-log. Ver Figuras 1-4.

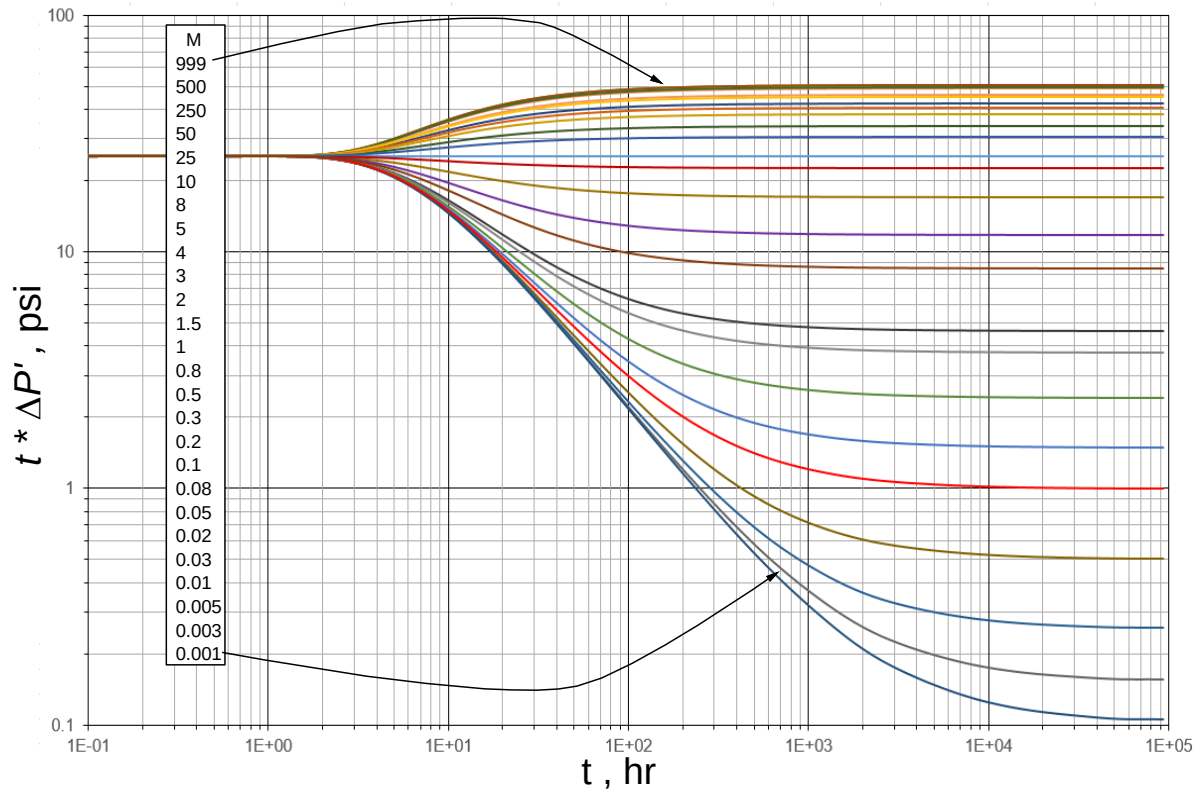


Figura 1. Comportamiento de la derivada de presión geometría lineal variando la razón M y dejando la razón D constante e igual a 1.

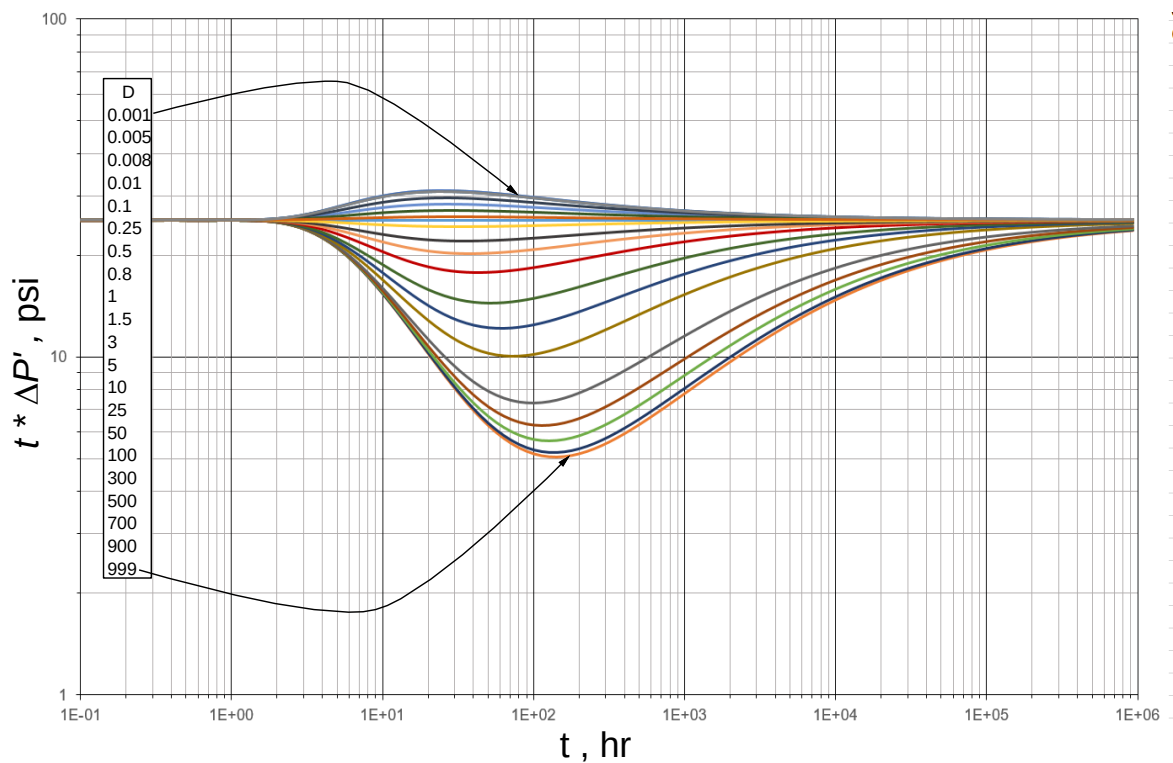


Figura 2. Comportamiento de la derivada de presión geometría lineal variando la razón D y dejando la razón M constante e igual a 1.

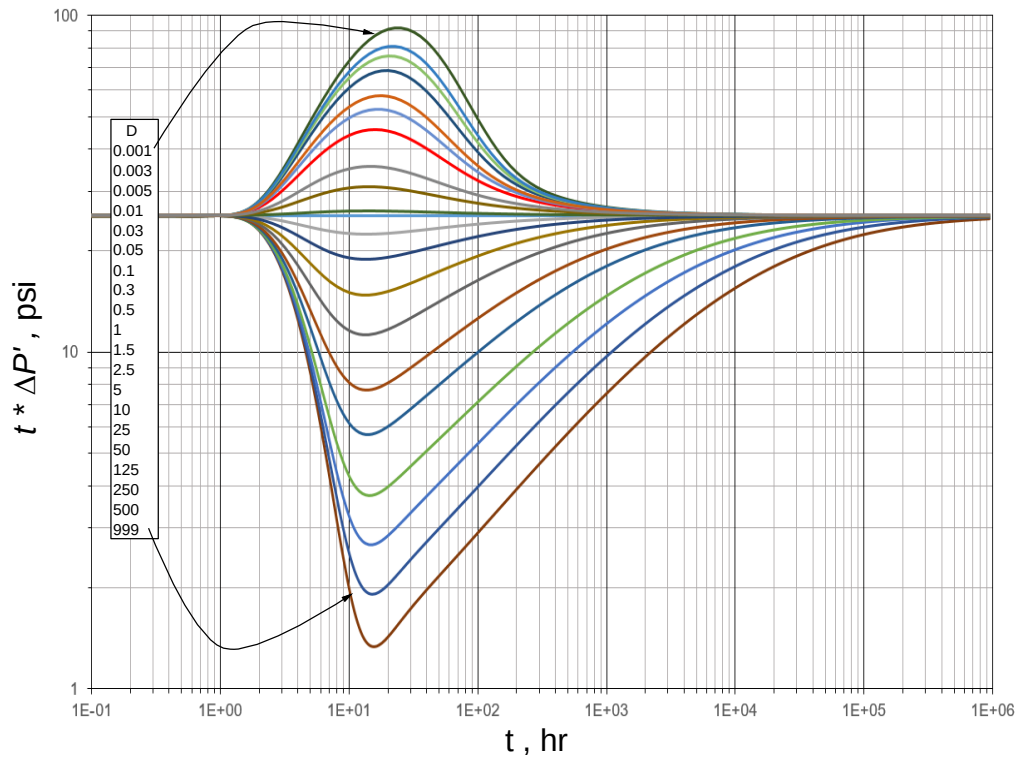


Figura 3. Comportamiento de la derivada de presión geometría radial variando la razón D y dejando la razón M constante e igual a 1.

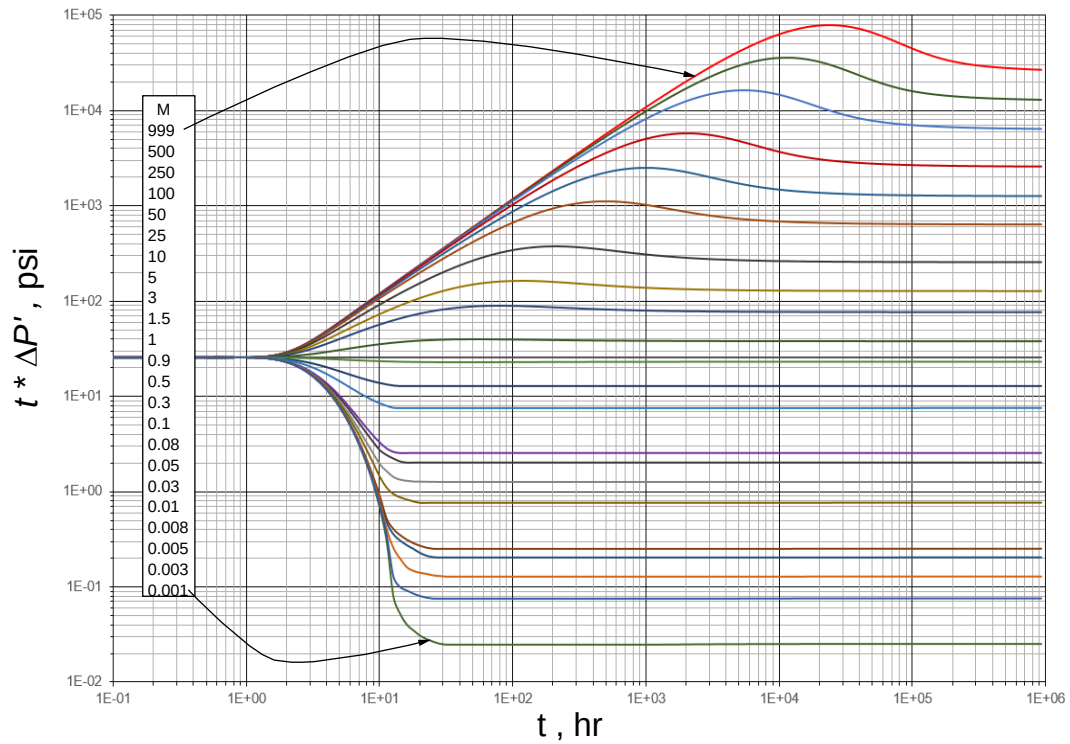


Figura 4. Comportamiento de la derivada de presión geometría radial variando la razón D y dejando la razón M constante e igual a 1.

En la Figura 1 y 4 se observa la variación de la razón de movilidad cuando la razón de difusividad es constante e igual a 1 para la geometría lineal y radial respectivamente. Observándose que la variación de este parámetro influye en la posición del flujo radial externo respecto al flujo radial interno, es decir, si queda más arriba o abajo el segundo flujo radial respecto al primero, por tanto, se puede concluir que el máximo o mínimo de la curva de la derivada de presión es la altura del flujo radial externo. Adicionalmente, en la Figura 2 y 3 se observa la variación de la razón de difusividad cuando la razón de movilidad es constante e igual a uno para la geometría lineal y radial respectivamente. Observándose que la variación de este parámetro influye en la forma de la zona de transición entre los dos flujos radiales generando una joroba hacia o hacia abajo, por tanto, se identificó que el punto máximo o mínimo es el punto más alto de la cresta o el punto más bajo del valle de la joroba respectivamente.

3. METODOLOGÍA DE INTERPRETACIÓN

Djebbar Tiab (1993) propuso la técnica TDS para la interpretación de pruebas de presión y se basa en el uso de líneas rectas y otras características observadas y halladas, como lo son puntos máximos, mínimos e inflexión, en el comportamiento de la derivada de presión en el gráfico log-log. Esta técnica ha demostrado a lo largo de diversas investigaciones hechas por diversos autores ser muy poderosa, precisa y practica para la interpretación de data de presión-transiente. En este trabajo se basa en uso de esta técnica como base para desarrollar la metodología propuesta. Para empezar, definamos las siguientes expresiones las cuales van a ser de uso considerable más adelante:

Tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (1)$$

Presión y derivada de presión adimensional:

$$P_D = \frac{\bar{k}h\Delta P}{141.2q\mu B} \quad (2)$$

$$t_D * P_D' = \frac{\bar{k}h(t * \Delta P')}{141.2q\mu B} \quad (3)$$

Adicionalmente, por convención la razón de movilidad y difusividad se definen como:

$$M = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_1}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_2} \quad (4)$$

$$D = \frac{\left(\frac{k}{\mu\phi c_t}\right)_1}{\left(\frac{k}{\mu\phi c_t}\right)_2} \quad (5)$$

Donde es subíndice 1 representa la región 1 que por convención se considera que es la región más cercana al pozo y por tanto el subíndice 2 representa la región 2 que es la más lejana del pozo.

Con el fin de extender la técnica TDS, para el caso de estudio, el procedimiento para generar ecuaciones que describan el comportamiento del sistema compuesto se base en hacer manipulación en los valores de la derivada de presión, presión y tiempo adimensionales, buscando con esto obtener las ecuaciones que representen los máximos y mínimos según sea el caso para así calcular el valor de la razón de movilidad o la razón de difusividad y así obtener el valor de movilidad o difusividad de la zona externa.

Una de las bases de la técnica TDS es determinar ecuaciones unificadas para cada punto característico en el caso objeto de estudio puntos de máximos y mínimos. Por tanto, permite encontrar combinaciones de ciertas variables como la razón M o D dadas junto con la derivada de presión o el tiempo (o ambas) para hallar ecuaciones matemáticas que permita caracterizar el yacimiento. Para realizar esto, se debe primero determinar las variables que afecta el comportamiento de la presión y encontrar el valor cuantificado de cada parámetro. Una manera tediosa es encontrando los parámetros usando el procedimiento de ensayo y error, la cual no se utilizó aquí. Otra forma más simple que fue utilizada en esta investigación fue la utilizada por Escobar et al (2017).

Aplicando el procedimiento mencionado anteriormente para todos los casos de variación se obtuvieron las siguientes ecuaciones de unificación para cada caso:

- Para geometría lineal:

$$D = \sqrt[0.04]{1.825 - (t_D * P_D')_{\min}^{0.3}}, \text{ aplica para valores de } D > 1 \quad (6)$$

$$D = \sqrt[0.0065]{1.845 - (t_D * P_D')_{\max}^{0.28}}, \text{ aplica para valores de } D < 1 \quad (7)$$

$$M = \sqrt[0.0058]{\frac{1}{1.9692 - (t_D * P_D')_{raexter}^{0.075}}}, \text{ aplica para valores de } M > 1 \quad (8)$$

$$M = \sqrt[1.02]{\frac{(t_D * P_D')_{raexter}}{3.87 - P_{D_{raexter}}^{0.5}}}, \text{ aplica para valores de } M < 1 \quad (9)$$

- Para geometría radial:

$$D = \sqrt[0.045]{1.875 - (t_D * P_D')_{\min}^{0.18}}, \text{ aplica para valores de } D > 1 \quad (10)$$

$$D = \sqrt[0.05]{1.862 - (t_D * P_D')_{\max}^{0.22}}, \text{ aplica para valores de } D < 1 \quad (11)$$

$$M = \sqrt[0.807]{1.78 * (t_D * P_D')_{raexter}^{0.8}}, \text{ aplica para valor de } M > 1 \quad (12)$$

$$M = \sqrt[0.05]{\frac{1}{1.95 - (t_D * P_D')_{raexter}^{0.065}}}, \text{ aplica para valor de } M < 1 \quad (13)$$

En paralelo a las ecuaciones anteriores generadas por el procedimiento de unificación, se generaron correlaciones basadas igualmente en el comportamiento de los máximos y mínimos según el caso de la misma data generada para obtener las ecuaciones de unificación. Para ello se leyó el valor de la derivada en todos los máximos y mínimos y se correlacionó con el valor de la razón M y D según el caso para así luego con la ayuda de un software estadístico comercial para hallar la ecuación matemáticamente más sencilla que cumpla con la tendencia de los datos. Las correlaciones obtenidas a través del procedimiento en mención se las mostradas a continuación:

- Para geometría radial:

$$D = e^{2.703487 - 5.5699131 * (t_D * P_D')_{\max}}, \text{ aplica para valores de } D < 1 \quad (14)$$

$$D = -2.8284572 + \frac{0.69740513}{(t_D * P_D')_{\min}^2}, \text{ aplica para valores de } D > 1 \quad (15)$$

$$M = \frac{1}{8.1973755 * 10^{-5} + \frac{0.49967937}{(t_D * P_D')_{\text{rester}}}}, \text{ aplica para valores de } M < 1 \quad (16)$$

$$M = \frac{1}{8.1973761 * 10^{-5} + \frac{0.49967937}{(t_D * P_D')_{\text{rester}}}}, \text{ aplica para valores de } M > 1 \quad (17)$$

- Para geometría lineal:

$$D = \left(9.6536555 - 12.249197 * (t_D * P_D')_{\max}^{0.5} \right)^2, \text{ aplica para valores de } D < 1 \quad (18)$$

$$D = \left(-1.9532788 + \frac{1.050968}{(t_D * P_D')^{1.5}} \right)^2, \text{ aplica para valores de } D > 1 \quad (19)$$

$$M = \frac{1}{-1.0051894 + \frac{1.0022772}{(t_D * P_D')_{\text{rester}}}} \approx \frac{1}{-1 + \frac{1}{(t_D * P_D')_{\text{rester}}}}, \text{ aplica para valores de } M < 1 \quad (20)$$

$$M = \frac{1}{-1.0000372 + \frac{0.99986572}{(t_D * P_D')_{\text{rester}}}} \approx \frac{1}{-1 + \frac{1}{(t_D * P_D')_{\text{rester}}}}, \text{ aplica para valores de } M > 1 \quad (21)$$

4. EJEMPLOS

4.1 Ejemplo 1: Yacimiento Compuesto Radial

Una prueba de presión para un pozo vertical en un yacimiento radial compuesto de extensión infinita con un contraste de movilidad $M=0.8$ fue simulada. A continuación, se encuentran los datos de entrada en la simulación:

$q = 320$ STBD
 $\mu = 8$ Cp
 $\beta = 1.2$ rb/STB
 $M = 0.8$

$k = 60$ md
 $\phi = 12\%$
 $ct = 3 \times 10^{-6}$ psi⁻¹
 $D = 1$

$r_w = 0.35$ ft
 $h = 40$ ft
 $R_i = 350$ ft
 $P_i = 5000$ psia

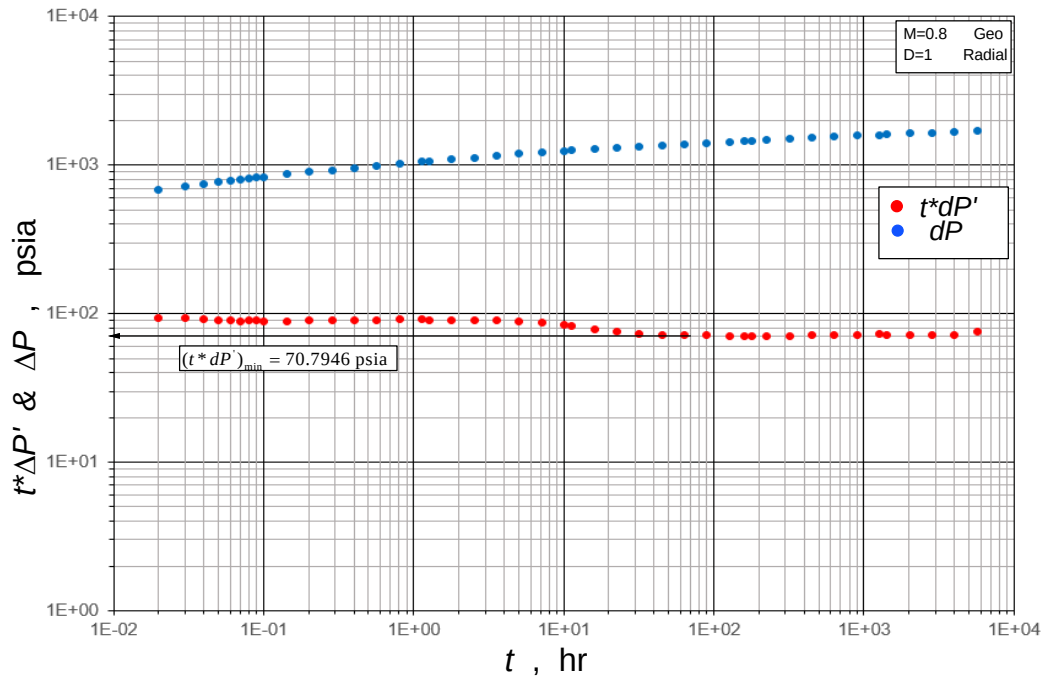


Figura 5. Comportamiento log-log data de presión ejercicio 1.

La Figura 5 es el gráfico log-log de los datos obtenidos de la simulación de la prueba, de este gráfico se lee el valor del mínimo de la derivada de presión, el cual es $(t^* \Delta P')_{min} = 70.7946$ psia, y se reemplaza en la ecuación 13 obteniendo como resultado:

$$M = \sqrt[0.05]{\frac{1}{1.95 - \left(\frac{kh(t^* dP')_{min}}{141.2 \mu \beta q} \right)^{0.065}}} = \sqrt[0.05]{\frac{1}{1.95 - \left(\frac{(60)(40)(70.7946)}{141.2(8)(1.2)(320)} \right)^{0.065}}} = 0.834$$

Por otro lado, mediante el uso de la correlación 16 se obtiene como resultado:

$$M = \frac{1}{8.1973755 \times 10^{-5} + \frac{0.49967937}{\left(\frac{kh(t^* dP')_{min}}{141.2 q \mu \beta} \right)}} = \frac{1}{8.1973755 \times 10^{-5} + \frac{0.49967937}{(0.3917)}} = 0.784$$

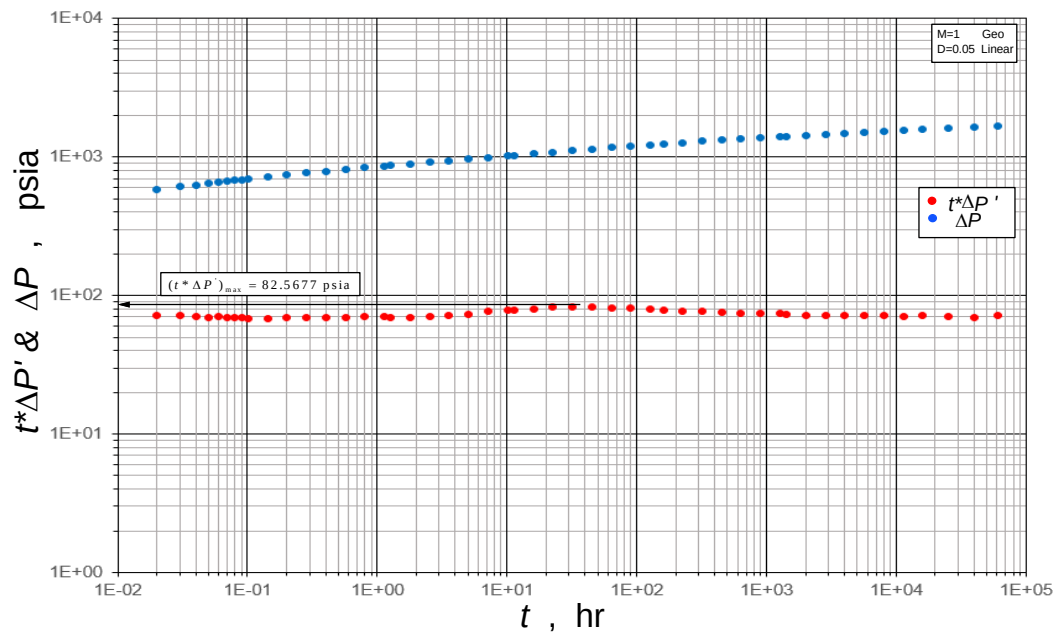
Table 1. Comparación datos de entrada y calculados para el ejemplo 1

	Dato de Entrada	Este estudio	Ecuación	Error
M	0.8	0.834	13	4.25%
		0.784	16	2%

4.2 Ejemplo 2: Yacimiento Compuesto Lineal

Una prueba de presión para un pozo vertical en un yacimiento lineal compuesto de extensión infinita con un contraste de difusividad $M=0.05$ fue simulada. A continuación, se encuentran los datos de entrada en la simulación:

$q= 250$ STBD	$k= 35$ md	$rw= 0.3$ ft
$\mu= 3$ Cp	$\phi= 18$ %	$h= 25$ ft
$\beta= 1.15$ rb/STB	$ct= 2 \times 10^{-6}$ psi ⁻¹	$Li= 300$ ft
$M= 1$	$D= 0.05$	$Pi= 5000$ psia

**Figura 6.** Comportamiento log-log data de presión ejercicio 1.

La Figura 6 es el gráfico log-log de los datos obtenidos de la simulación de la prueba, de este gráfico se lee el valor del máximo de la derivada de presión, el cual es $(t^*\Delta P')_{max} = 82.5677$ psia, y se reemplaza en la ecuación 7 y 18 como se realizó en el ejemplo anterior.

Tabla 2. Comparación datos de entrada y calculados para el ejemplo 1

	Dato de Entrada	Este estudio	Ecuación	Error
D	0.05	0.0525	7	5%
		0.048	18	4%

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Como se puede observar en los ejemplos los resultados obtenidos mediante esta nueva metodología presentan un porcentaje de error promedio para las ecuaciones menor al 8% lo que permite indicar y resaltar que las ecuaciones y correlaciones propuestas poseen una buena precisión para el análisis de pruebas de presión de yacimientos compuestos con el fin de caracterización del reservorio. Adicionalmente, es muy importante mencionar que en una gran medida de la precisión dependen de la lectura de los puntos característicos en el grafico log-log, por tanto, vale la pena notar que la experticia del interprete juega un gran papel en la calidad de la interpretación.

6. CONCLUSIONES

La técnica TDS fue desarrollada para hacer más práctica y eficiente la interpretación de pruebas de presión, para ello se base en las características notables de la forma de la derivada en el grafico log-log según los fenómenos del yacimiento, la cual en el caso de los yacimientos compuestos tiene relevante aplicabilidad como se mostró al lector a lo largo de este documento. La metodología obtenida, basada en los puntos máximos y mínimos observados en la curva de la derivada de presión, resulta ser de gran aplicabilidad para calcular el contraste de la movilidad o difusividad de las regiones que componen el yacimiento compuesto, para poder hallar así caracterizar de forma más eficiente, practica y precisa las regiones alejadas del pozo. Las diversas ecuaciones y correlaciones desarrolladas fueron en su totalidad satisfactoriamente verificadas con ejemplos sintéticos obteniendo un error promedio menor al 8% lo cual resulta muy razonable en el campo del análisis de pruebas de presión.

Nomenclatura

P_i	Presión inicial, psi
R_i	Distancia frontera interna geo radial, ft
L_i	Distancia frontera interna geo lineal, ft
M	Razón de movilidad
D	Razón de difusividad
c_t	Compresibilidad total, 1/psi
h	Espesor de la formación, ft
P	Presión, psi
P_D	Presión adimensional
q	Caudal, STBD
s	Factor Skin
t	Tiempo, hr
$t^*\Delta P'$	Derivada de presión, psi
t_D	Tiempo adimensional
$t_D^*P_D'$	Derivada de presión adimensional

Griego

ϕ	Porosidad, fracción
Δ	Cambio, caída
β	Factor volumetrico, rb/STB
μ	Viscosidad, cp

Sufijos

D	Adimensional
1	Región interna
2	Región externa
min	Punto minimo
max	Punto maximo
$raexter$	Radial externo

Referencias

- Ambastha A.K. and Ramey Jr. H.J. 1989. The thermal Recovery Well Test Design and Interpretation. SPE Formation Evaluation 4(2): 173-180
- Ambastha A.K. and Ramey Jr H.J. 1992. Pressure Transient Analysis for a Three-Region Composite Reservoir. SPE 24378. SPE Rocky Mountains Regional Meeting Casper, Wyoming, U.S.A. 18-21 May.
- Barua J. and Horner R.N. 1987. Computerized Analysis of Thermal Recovery Well Test Data. SPE Formation Evaluation. 2(4): 560-566.

- Bourgeois M.J., Daviau F.H. and Boutaud de la Combe, J-L. 1996. Pressure Behavior in Finite Channel-Levee Complexes. SPE 26461-PA. SPE Formation Evaluation.
- Boussalem R., Djebbar T. and Escobar F.H. 2002. Effect of Mobility Ratio on the Pressure and Pressure Derivative of Wells in Closed Composite Reservoirs. SPE 78781-MS. SPE Western Regional/ AAPG Pacific Section.
- Brown L.P. 1985. Pressure Transient Behavior of the Composite Reservoir. SPE 14316. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, U.S.A. 22-25 September
- Carter R.D. 1966. Pressure Behavior of a Limited Circular Composite Reservoir. SPE 1621-PA. Society of Petroleum Engineers Journal
- Escobar F.H., Zhao Yu-Long, Urazan C. and Trujillo C.M. 2018. Pressure and Pressure Derivative Interpretation for Horizontal Wells in Compressible Formations. Journal of Geophysics and Engineering. 1551-1560
- Escobar F.H., Martinez J.A. and Bonilla L.F. 2011. Pressure and Pressure Derivative Analysis Without Type-Curve Matching for Thermal Recovery Process. CT and F- Ciencia, Tecnología y Futuro. 4(4): 23-35
- Escobar F.H., Martinez J.A. and Bonilla L.F. 2012a. Numerical Solution for a Radial Composite Reservoir Model with a Non-Newtonian/Newtonian interface. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. Vol 7 No 8.
- Escobar F.H., Martinez J.A. and Bonilla L.F. 2012b. Pressure and Pressure Derivative Analysis for a Three-Region Composite Reservoir. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. Vol 7 No 10.
- Kuchuk F.J. and Habashy T. 1997. Pressure Behavior of Laterally Composite Reservoirs. SPE 24678-PA. SPE Formation Evaluation
- Levitan M.M. and Crawford G.E. 2002. General Heterogeneous Radial and Linear Models for Well-Test Analysis. SPE 78598-PA. Society of Petroleum Engineers
- Loucks T.L. and Guerrero E.T. 1961. Pressure Drop in Composite Reservoir. SPE 19-PA. Society of Petroleum Engineers Journal
- Onyekonwu M.O. 1985. Interpretation of In-Situ Combustion Thermal Recovery Falloff Test. Ph.D. Dissertation. Stanford University, Palo Alto, California, U.S.A.
- Satman A., Eggenschwiler M. and Ramey Jr H.J. 1980. Interpretation of Injection Well Pressure Transient Data in Thermal Oil Recovery. SPE 8908. SPE California Regional Meeting, Los Angeles, California, U.S.A. 9-11 April
- Tiab Djebbar. 1993. Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching: Skin and Wellbore Storage. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol 12: 171-181
- Wattenbarger R.A. and Ramey Jr H.J. 1970. An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effects in Unsteady Liquid Flow II: Finite Difference Treatment. SPE 2467-PA. Society of Petroleum Engineers Journal