

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

**ANÁLISIS CONVENCIONAL DE LA LÍNEA RECTA PARA YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS CON FLUIDOS NO-NEWTONIANOS
PSEUDOPLÁSTICOS**

PRESENTADO POR:

ANDREA MARTÍNEZ HOYOS
DIANA MARÍA SILVA SIERRA

Neiva, Huila

Enero de 2013

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

**ANÁLISIS CONVENCIONAL DE LA LÍNEA RECTA PARA YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS CON FLUIDOS NO-NEWTONIANOS
PESUDOPLÁSTICOS**

PRESENTADO POR:

ANDREA MARTÍNEZ HOYOS

DIANA MARÍA SILVA SIERRA

Proyecto de Grado presentado como requisito para optar

Al título de Ingeniero de Petróleos

Director: FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

Doctor en Ingeniería de Petróleos

Neiva, Huila

Enero de 2013

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

En un momento como este, en el que termina una etapa tan importante en mi vida, solo me quedan palabras de agradecimiento. Al **Todopoderoso**, por guiarme en mi camino y ponerme en el lugar indicado rodeada de personas maravillosas, son a ellas, a quienes les dedico todos mis logros.

A mis abuelitos, **Jesús Segundo** y **Lina María**, por sus constantes oraciones y buenos deseos, son mis Ángeles Guardianes en vida. Gracias por ser mi luz y darme la fuerza espiritual para sonreírle a la vida.

A mi madre **Sandra**, quien con su incalculable amor nunca me desampara y me apoya noche y día, impulsándome a seguir hacia adelante y no desfallecer a pesar de las adversidades. Gracias mamá, por ser mi guía de mujer y enseñarme a caminar siempre mirando al frente y nunca para atrás.

A mi padre **Fabio**, por demostrarme que siempre se le puede sacar tiempo a todo y que cuando a uno le gusta algo, falta tiempo para seguir haciéndolo. Admiro su forma de llevar el día a día, y poder cumplir con todo.

A mi **Raúl**, por su paciencia, su apoyo y ayuda incondicional, por estar aquí después del ayer y más aún por permanecer a mí lado en búsqueda de un mejor mañana.

A mi compañera de tesis, **Diana María**, por su compromiso y entrega permanente. Por ser mi co-equipera de jornadas de estudio y permitirme compartir con ella este triunfo.

A mi compañero del Grupo de Investigación de Pruebas de Pozo, **James Vega, Q.E.P.D.**, quien a pesar de su prematura partida, me demostró que es posible lo que a veces pensamos imposible. Y que una sonrisa y una mano nunca se le niega al prójimo. Lo llevaré por siempre en mi corazón.

Yo por mi parte, seguiré luchando por mis sueños, entregando lo mejor de mí, y en la búsqueda de ser una mejor profesional, pero sobretodo una mujer integral.

Andrea

A Dios, porque me ha permitido llegar hasta este punto en que culmino mis estudios de pregrado, por todas las bendiciones que me da cada día, por las buenas personas que pone en mi camino, por la salud diaria y la paz del corazón.

A mis Papás, Augusto y Sonia, por permitirme crecer en un hogar feliz y enseñarme todos los días que la perseverancia y esfuerzo son el camino para lograr los objetivos. Gracias por confiar en mis juicios, por darle siempre un lugar importante a mis opiniones e ideas. Por esperar de mí lo mejor y ofrecerme aún lo mejor de ustedes. A mi papá especialmente, por enseñarme el valor de la humildad, la confianza en los demás, el trabajo honrado, la familia. Por ser muestra constante de que se puede ser feliz con una sonrisa y que ser agradecidos nos agranda el corazón. A mi mamá, porque con ella aprendí la fuerza de las bendiciones y el poder de la oración. Por la permanente atención en mis cosas, por alegrarse de mis triunfos y preocuparse por mis problemas.

A mi Hermano Luis Alejandro, por estar ahí sin pedírselo nunca, por sus actuaciones, que me sirvieron para orientar mis habilidades y fortalezas y dirigirme cada vez con mayor claridad hacia el camino que he escogido y del cual me siento tan orgullosa. Por compartir conmigo tantos buenos momentos que hoy recuerdo con inmensa gratitud, por ser fuente de alegría. Por protegerme y dejarme ser a mi modo sin juzgarme.

Muy especialmente, a mi familia **Inaya**, por valerse de sus experiencias y enseñarme lo importante de la fe, por recordarme la tranquilidad que se siente en el corazón cuando tenemos a Dios presente en nuestra vida. Por tener conmigo la paciencia que necesité tantas veces.

A mi amiga y compañera de Tesis **Andrea**, por ser parte permanente de este sueño.

A mi compañero de carrera y de Grupo de Investigación GIPP, **James Vega (Q.E.P.D.)**, por ser un ejemplo de fortaleza y motivación. Por su esfuerzo y dedicación. Dios lo tenga en su gloria.

Sabiendo que jamás encontraré la forma de agradecer su constante apoyo y confianza, sólo espero que comprendan que mis ideales, esfuerzos y logros han sido también suyos e inspirados en ustedes.

Diana María

AGRADECIMIENTOS

Muy especialmente a nuestro profesor y director del Proyecto, PhD. **Freddy Humberto Escobar Macualo**, por confiar en que nosotras seríamos capaces de sacar adelante este proyecto, por tomarse el tiempo siempre que necesitábamos explicaciones, por responder oportunamente a todas nuestras inquietudes, por darnos la seguridad y guiarnos exitosamente hasta el final del trabajo, por su permanente disposición y desinteresada ayuda, por hacernos parte del prestigioso Grupo de Investigación en Pruebas de Pozo GIPP, que nos enseñó a ser proactivas e independientes. Por la paciencia, la entrega, el buen genio y la calma que nos brindaba fueran cuales fueran las circunstancias.

Al Profesor Javier Martínez por sus explicaciones, sus valiosas sugerencias y acertados aportes durante el desarrollo de este trabajo.

A todas aquellas personas que, aunque no estaban directamente relacionadas con la ejecución del trabajo, comprendieron que nuestros tiempos y funciones eran tanto diferentes como reducidos y aun así estuvieron siempre, incondicionalmente brindándonos su apoyo y buena energía.

RESUMEN

Actualmente, no existen ni las expresiones matemáticas ni el procedimiento para aplicar el método convencional de la línea recta para interpretar pruebas de presión en yacimientos heterogéneos (doble porosidad) que considere el efecto de un fluido no-newtoniano tipo pseudoplástico que fluye a través del medio poroso.

La literatura incluye una solución analítica para predecir el comportamiento de la presión en yacimientos de doble porosidad con fluidos no-newtonianos. Esta solución fue más tarde usada para interpretar datos de presión usando la presión y derivada de presión sin el uso de curvas tipo. Ningún programa comercial incluye a la fecha dicha solución analítica.

El presente trabajo caracteriza yacimientos naturalmente fracturados por medio de una metodología convencional de la línea recta, cuando por el sistema hay flujo de fluidos no-newtonianos pseudoplásticos. El principal objetivo es la estimación del parámetro de flujo interporoso, λ y el coeficiente de almacenamiento, ω .

Las expresiones desarrolladas se verificaron satisfactoriamente mediante la simulación de pruebas de presión sintéticas, con las que se hallaron muy buenos ajustes entre los resultados calculados y los reales generados. Se recomienda en general, hacer lecturas de puntos de presión sobre la parte media de la zona de transición y hacer correctas mediciones de la zona de transición. Otros consejos para el buen uso de las expresiones que aquí se plantean, se especifican en la sección de recomendaciones.

ABSTRACT

Currently, there are no mathematical expressions or procedure for applying the straight line conventional method for interpretation of pressure tests in heterogeneous reservoirs (dual porosity) considering the effect of a non-Newtonian pseudoplastic fluid which flowing through the porous medium.

The literature includes an analytical solution for predicting the behavior of the pressure in dual porosity reservoir with a non-Newtonian fluid. This solution was subsequently used to interpret the pressure data using the pressure and pressure derivative log-log plot flows without using type curve matching. None commercial software includes to the date analytical solution.

This work allows the naturally fractured reservoirs by using the straight line conventional methodology when the flow of a non-Newtonian fluid is taken into account. This is accomplished mainly by estimating the flow interporosity parameter, λ and storage coefficient, ω .

The expressions developed were successfully checked by using synthetic pressure test, with which was found very good adjustments between the calculated and actual results generated by the simulation. It is recommended, for specific readings on the transition zone of the pressure test, as possible, read in the middle of the line and makes correct measurements on the transition zone. Other tips for the proper use of the expressions raised here are specified in the recommendations section.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
CAPITULO 1. REVISIÓN DE LITERATURA	17
1.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	18
1.1.1 Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados	19
1.1.2 Caracterización de fracturas naturales	20
1.2 FLUIDOS NO NEWTONIANOS	23
1.2.1 Fluidos no-newtonianos independientes del tiempo	23
1.2.2 Fluidos pseudoplásticos	24
1.2.3 Fluidos no newtonianos a través de mediosporosos	25
CAPITULO 2. ANÁLISIS CONVENCIONAL DE LA LÍNEA RECTA PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS EN PRESENCIA DE FLUIDOS NO-NEWTONIANOS PSEUDOPLÁSTICOS	27
2.1 REGÍMENES DE FLUJO	27
2.2 COEFICIENTE DE FLUJO INTERPOROSO, λ	30
2.2.1 Generación de Curvas de Presión	30
2.2.2 Procedimiento	30
2.2.3 Metodología Propuesta	47
2.3 PARÁMETRO DE ALMACENAMIENTO, ω	48
2.3.1 Generación de Curvas de Presión	48
2.3.2 Procedimiento	51
2.3.3 Metodología Propuesta	55

2.4	CONSIDERACIONES ADICIONALES	59
CAPITULO 3. APLICACIONES		63
3.1	EJEMPLO N° 1 SIMULADO	63
3.2	EJEMPLO N° 2 SIMULADO	71
3.3	EJEMPLO N° 3 SIMULADO	78
3.4	EJEMPLO N° 4 SIMULADO	82
CAPITULO 4. CONCLUSIONES		86
CAPITULO 5. RECOMENDACIONES		87
CAPITULO 6. NOMENCLATURA Y ABREVIATURAS		88
CAPITULO 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		89

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1. ILUSTRACIÓN DE UN YACIMIENTO FRACTURADO NATURALMENTE Y SU REPRESENTACIÓN IDEAL SEGÚN WARREN & ROOT (1963)	17
FIGURA 1.2. SECCIÓN TRANSVERSAL DE UNA ROCA FRACTURADA	18
FIGURA 1.3. SISTEMA DE CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	20
FIGURA 1.4. REPRESENTACIÓN DE τ VS. γ PARA DISTINTOS TIPOS DE FLUIDOS	23
FIGURA 1.5. CURVAS DE ESFUERZO DE CORTE (FLUIDEZ) Y VISCOSIDAD PARA UN FLUIDO NO-NEWTONIANO PSEUDOPLÁSTICO	24
FIGURA 2.1. COMPORTAMIENTO TÍPICO DE UN YACIMIENTO DE DOBLE POROSIDAD CON $\omega=0.001$, $\lambda=1 \times 10^{-6}$ Y $n=0.6$	29
FIGURA 2.2. EFECTO DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO Y EL ÍNDICE DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO, ($0.1 < n < 0.5$), SOBRE LA RESPUESTA DE PRESIÓN EN UN YACIMIENTO HETEROGÉNEO CON $\lambda = 1 \times 10^{-6}$	32
FIGURA 2.3. EFECTO DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO Y EL ÍNDICE DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO ($0.6 < n < 1.0$), SOBRE LA RESPUESTA DE PRESIÓN EN UN YACIMIENTO HETEROGÉNEO CON $\lambda = 1 \times 10^{-6}$	33
FIGURA 2.4. EFECTO DE LOS DIFERENTES λ Y n EN LOS RESULTADOS DE PRESIÓN PARA UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO	34
FIGURA 2.5. RELACIÓN ENTRE LA CONSTANTE A Y λ	35
FIGURA 2.6. RELACIÓN ENTRE LA CONSTANTE B Y λ	35
FIGURA 2.7. RELACIÓN ENTRE LA CONSTANTE C Y λ	35
FIGURA 2.8. EFECTO DE λ Y ω EN LA RESPUESTA DE PRESIÓN DE UN YACIMIENTO HETEROGÉNEO CUANDO $n=0.1$	39
FIGURA 2.9. EFECTO DE λ Y ω EN LA RESPUESTA DE PRESIÓN DE UN YACIMIENTO HETEROGÉNEO CUANDO $n=0.1$.	40
FIGURA 2.10. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=0.1$	41

FIGURA 2.11. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=0.2$	41
FIGURA 2.12. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=0.3$	42
FIGURA 2.13. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=0.4$	42
FIGURA 2.14. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=0.5$	43
FIGURA 2.15. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=0.6$	43
FIGURA 2.16. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=0.7$	44
FIGURA 2.17. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=0.8$	44
FIGURA 2.18. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=0.9$	45
FIGURA 2.19. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y λ PARA $n=1.0$	45
FIGURA 2.20. REGRESIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA BASE a DE LA EXPRESIÓN $P_{DNN}\lambda^{0.5} = a\lambda^b$	46
FIGURA 2.21. REGRESIÓN PARA EL CÁLCULO DEL EXPONENTE b DE LA EXPRESIÓN $P_{DNN}\lambda^{0.5} = a\lambda^b$	47
FIGURA 2.22. GRÁFICO ΔP VS. T TÍPICO, ESPECIFICACIÓN DE LA ZONA DE TRANSICIÓN Y ΔP_T	48
FIGURA 2.23. EFECTO DEL PARÁMETRO DE FLUJO INTERPOROSO Y EL PARÁMETRO DE ALMACENAMIENTO SOBRE LA RESPUESTA DE PRESIÓN EN UN YACIMIENTO HETEROGÉNEO CON $n = 0.1$	50
FIGURA 2.24. GRÁFICO LOGARÍTMICO ΔP VS. t TÍPICO CON $n < 0.6$, ESPECIFICACIÓN DE LA MEDIDA DE LA ZONA DE TRANSICIÓN Y LECTURA DE ΔP_o	56
FIGURA 2.25. GRÁFICO LOGARÍTMICO ΔP VS. t TÍPICO CON $n > 0.6$, ESPECIFICACIÓN DE LA MEDIDA DE LA ZONA DE TRANSICIÓN Y LECTURA DE ΔP_o	57
FIGURA 2.26. GRÁFICO LOGARÍTMICO ΔP VS. t TÍPICO CUANDO NO HAY LÍNEA RECTA INICIAL, ESPECIFICACIÓN DE LA MEDIDA DE LA ZONA DE TRANSICIÓN Y LECTURA DE ΔP_o	57
FIGURA 2.27. EFECTO DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN LOS DATOS DE PRESIÓN PARA $n=0.1$	59

FIGURA 2.28. EFECTO DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN LOS DATOS DE PRESIÓN PARA $n=0.5$	60
FIGURA 2.29. EFECTO DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN LOS DATOS DE PRESIÓN PARA $n=1$	60
FIGURA 3.1. GRÁFICA ΔP VS. t OBTENIDA PARA EL EJEMPLO SIMULADO N°1.	70
FIGURA 3.2. GRÁFICA ΔP VS. t OBTENIDA PARA EL EJEMPLO SIMULADO N°2	77
FIGURA 3.3. GRÁFICA ΔP VS. t OBTENIDA PARA EL EJEMPLO SIMULADO N°3	81
FIGURA 3.4. GRÁFICA ΔP VS. t OBTENIDA PARA EL EJEMPLO SIMULADO N°4	85

LISTA DE CUADROS

CUADRO 2.1. VALORES DE PRESIÓN LEÍDOS PARA CADA UNO DE LOS VALORES DE n Y DIFERENTES λ	31
CUADRO 2.2. ECUACIONES GENERADAS PARA PDNN $\lambda^{0.5}$	34
CUADRO 2.3. ECUACIONES GENERADAS PARA CADA UNA DE LAS CONSTANTES EN FUNCIÓN DE λ	36
CUADRO 2.4. PUNTOS DE PRESIÓN REGISTRADOS PARA DIFERENTES n , Y VALORES COMUNES DE ω EN UN YNF	
CUADRO 2.5. MEDIDA DE CICLOS LOGARÍTMICOS DE LA ZONA DE TRANSICIÓN PARA DIFERENTES VALORES DE ω (APLICABLE PARA CUALQUIER n Y λ)	52
CUADRO 2.6. ECUACIONES GENERADAS DE ω COMO FUNCIÓN ÚNICA DE LA MEDIDA DE LA ZONA DE TRANSICIÓN	
CUADRO 2.7. DATOS REQUERIDOS PARA LA GENERACIÓN DE LA ECUACIÓN DE ω EN FUNCIÓN DEL N° DE CICLOS DE LA ZONA DE TRANSICIÓN, n Y PUNTOS DE PRESIÓN LEÍDOS	
CUADRO 3.2. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE λ OBTENIDOS CON OTROS CALCULADOS	65
CUADRO 3.4. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE ω PARA EL EJEMPLO SIMULADO N° 1	68
CUADRO 3.5. VALOR REAL VS CALCULADO PARA ω PARA EL EJEMPLO SIMULADO N° 1	69
CUADRO 3.7. COMPARACIÓN DEL RESULTADO DE λ OBTENIDO CON OTROS CALCULADOS PARA EL EJEMPLO SIMULADO N° 2	73
CUADRO 3.8. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE ω PARA EL EJEMPLO N° 2	76
CUADRO 3.9. VALOR REAL VS CALCULADO PARA ω EN EL EJEMPLO SIMULADO N° 2	76
CUADRO 3.10. COMPARACIÓN DEL RESULTADO DE λ OBTENIDO CON OTROS CALCULADOS PARA EL EJEMPLO SIMULADO N° 3	79

CUADRO 3.11. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE ω OBTENIDOS CON OTROS CALCULADOS PARA EL EJEMPLO SIMULADO N° 3	79
CUADRO 3.12. VALOR REAL VS CALCULADO PARA ω EN EL EJEMPLO SIMULADO N° 3	80
CUADRO 3.13. COMPARACIÓN DEL RESULTADO DE λ OBTENIDO CON OTROS CALCULADOS PARA EL EJEMPLO SIMULADO N° 4	83
CUADRO 3.14. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE ω OBTENIDOS CON OTROS CALCULADOS PARA EL EJEMPLO N° 4	83
CUADRO 3.15. VALOR REAL VS CALCULADO PARA ω EN EL EJEMPLO SIMULADO N°4	84

INTRODUCCIÓN

Las formaciones naturalmente fracturadas forman parte de los yacimientos más grandes y productivos de la Tierra y contribuyen con más de la mitad de las reservas de petróleo y gas en el mundo; sin embargo, los efectos de las fracturas no se conocen de manera precisa y en gran medida se subestiman. Es entonces ésta, una razón de peso para dedicar tiempo y esfuerzo a la realización de una metodología universal y convencional, que intente describirlos en toda su dimensión, desde las características propias de la roca, hasta el manejo de los fluidos dentro del yacimiento.

El análisis de pruebas de presión se ha convertido en una de las herramientas más valiosas para la comprensión del manejo de los fluidos dentro de un yacimiento, y los de fracturas naturales no son la excepción. Con el paso de los años, la ingeniería de yacimientos se ha convencido que ignorar la presencia de fracturas en un reservorio no es una práctica óptima, porque con el tiempo el desempeño técnico y económico del yacimiento se degrada, principalmente porque los canales de alta permeabilidad entorpecen el flujo de fluidos dentro del reservorio, estimulando la producción temprana y desmedida de gas y agua.

La literatura existente relacionada con yacimientos naturalmente fracturados, se fundamenta en la solución analítica del comportamiento transitorio de la curva de presión, propuesta por Olarewaju (1992), asumiendo interacción con fluidos no newtonianos pseudoplásticos, incluyendo el efecto de almacenamiento y daño del pozo. Dentro de los métodos convencionales, el más común se basa en el modelo de Warren y Root (1963), utilizando el gráfico semilogarítmico (o MDH) de presión con relación al tiempo, y leyendo el valor de la pendiente de la línea recta, la distancia vertical que se forma entre las dos rectas paralelas. Años más tarde, Escobaret *al* (2011), desarrollaron una metodología para caracterizar formaciones heterogéneas mediante el uso de la derivada de presión, obteniendo muy buenos resultados.

Este trabajo pretende complementar la interpretación de pruebas de presión, incluyendo el análisis convencional para la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados y el efecto del flujo de fluidos no-newtonianos a través de medios porosos y canales de alta permeabilidad, para dar como resultado una metodología práctica y útil que permita una mejor descripción de los yacimientos naturalmente fracturados.

CAPITULO 1. REVISIÓN DE LITERATURA

Los primeros en plantear un modelo matemático que describiera el flujo radial de un fluido a través de un medio con doble porosidad fueron Barenblatt y Zheltov (1960). Años más tarde, Warren y Root (1963) representaron este tipo de yacimientos como una red ortogonal de fracturas uniformemente distribuidas sobre una matriz (Figura 1.1), que podían caracterizarse con la estimación de dos parámetros, coeficiente de almacenamiento, ω y parámetro de flujo interporoso, λ . Hasta entonces, las investigaciones se encaminaban específicamente a encontrar una manera de entender y modelar más fácilmente la geometría de un reservorio con fracturas naturales.

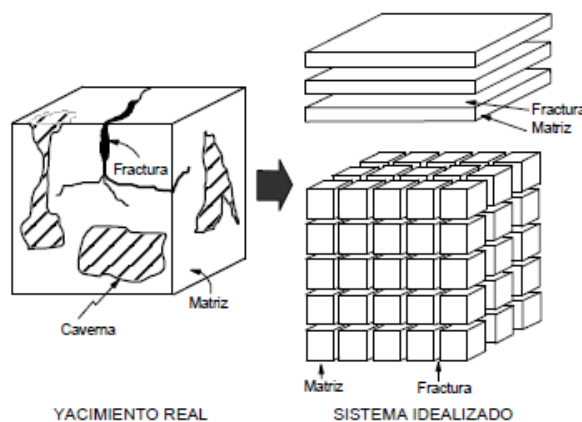


Figura 1.1. Ilustración de un yacimiento fracturado naturalmente y su representación ideal según Warren & Root (1963)¹

En cuanto al comportamiento de fluidos no-newtonianos por medios porosos se refiere, vale la pena destacar los estudios hechos por Ikoku (1979) quién contribuyó al modelamiento de este tipo de fluidos por ley de potencia, y ha sido históricamente la base para muchos otros investigadores en el desarrollo de técnicas de prueba e interpretación.

Olarewaju (1992) presentó una solución analítica para el comportamiento transitorio de formaciones con doble porosidad, por el que fluyen fluidos no-newtonianos pseudoplásticos, incluyendo efectos de daño y almacenamiento. Sin embargo, no presentó pruebas técnicas de interpretación de los datos, ni ejemplos validados. Escobar et al (2011), validaron con ejemplos sintéticos las soluciones

¹ ESCOBAR, Freddy-Humberto. Análisis Moderno de Pruebas de Presión. 2nd Ed. Neiva (H), Colombia, 2011, pp. 357.

presentadas por Olarewajuydesarrollaron satisfactoriamente una técnica de interpretación de YNF con la presión y la derivada de presión.

1.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS^{2,3}

Se definen como aquellos yacimientos de hidrocarburos cuya producción se ve directamente influenciada por la presencia de canales de alta permeabilidad en la matriz de la roca, llamadas *fracturas*. Éstas aparecen debido a que los esfuerzos de confinamiento a los que ha sido sometida la matriz productora, son superiores a los esfuerzos de ruptura. Para comprenderlos y hacer una descripción matemática de este tipo de yacimientos, Barenblatt (1960) introdujo principios físicos de las rocas fracturadas de la siguiente manera: “Una roca porosa con un sistema de fisuras altamente desarrolladas, puede ser representado como la superposición de dos medios porosos de diferentes tamaños”. Esto es, la roca está constituida por dos sistemas porosos bien diferenciados, una porosidad inter-granular, formada por los espacios vacíos entre granos asociados directamente a la matriz y la porosidad debida a la presencia de fracturas. En la Figura 1.2 se muestra una sección de roca con fracturas naturales.

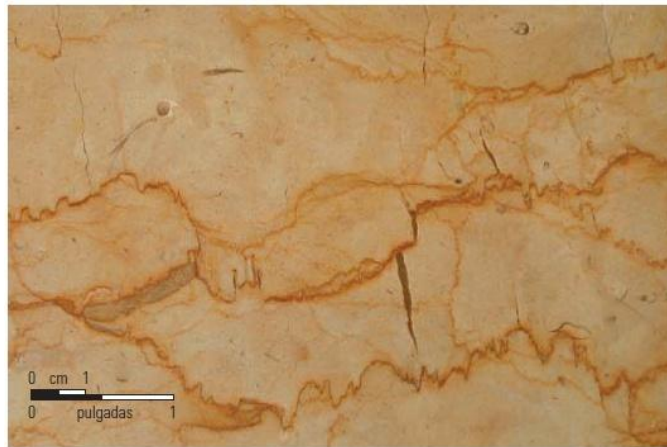


Figura 1.2. Sección transversal de una roca fracturada²

Literalmente, todos los yacimientos son fracturados porque presentan fracturas en mayor o menor cantidad, que depende en general de los esfuerzos tectónicos a los que el sistema estuvo sometido. Se puede pensar por ejemplo, que los yacimientos fracturados fueron inicialmente matriciales y de alguna manera sus propiedades físicas fueron cambiadas, deformadas o alteradas en el proceso de diagénesis física o durante la depositación. Desde el punto de vista de la Geología y la Ingeniería de yacimientos, sólo se clasifican como yacimientos naturalmente fracturados, aquellos cuyas fracturas

² BRATTOM, T., CANH, D., VAN QUE, N. *et al.* La Naturaleza de los Yacimientos Fracturados, SLB. Oilfield Review, Otoño de 2006, pp. 1-9.

gobiernan los patrones de productividad de un reservorio, ya sea de manera positiva o negativa.

1.1.1 Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados^{2,3}

La mayoría de los yacimientos, sino todos, contienen fracturas. El grado en que las fracturas inciden en el flujo a través de un yacimiento es lo que debería dictar el nivel de recursos necesarios para identificar, caracterizar y modelar las fracturas. Los efectos de las fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento, así como las presiones y los tipos de fluidos cambian durante las etapas de recuperación primaria y secundaria. Los yacimientos fracturados naturalmente se clasifican con base en la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto al sistema de fracturas como del sistema de matriz.

En yacimientos TIPO 1, las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad primaria como los de permeabilidad; habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos muestran regímenes de producción iniciales altos, pero también están sujetos a una rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la estimación de reservas.

Los yacimientos TIPO 2, poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz (incluso cero) y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad. Pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos para una matriz de baja permeabilidad, pero generalmente presentan dificultades durante la recuperación secundaria, si la comunicación entre la matriz y la fractura es pobre. Este típico comportamiento del aceite contenido en rocas ígneas o metamórficas.

Los TIPO 3 poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos aportan una permeabilidad adicional. Son habitualmente más continuos y poseen regímenes de producción sostenidos muy buenos, pero pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria.

Los TIPO M poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar aún más la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en los yacimientos a través de la formación de barreras. Poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz, pero a veces se encuentran estratificados, lo que hace que su desempeño sea menor a las estimaciones de productividad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación sea variable dentro del mismo campo.

³NELSON, Ronald A. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, 2nd Edition, BP Amoco, Houston, TX, 2001, pp. 7-37.

Las fracturas no suman ni porosidad ni permeabilidad a los yacimientos TIPO 4, por el contrario suelen constituirse como un problema para el flujo; la contribución a la permeabilidad en dichos yacimientos, puede considerarse como negativa.

Otra clase de yacimientos ha sido definida, los TIPO G, que incluyen yacimientos de gas fracturados no convencionales, tales como los de CBM (Coal BedMethane, en español, gas metano asociado a capas de carbón), y yacimientos fracturados de gas condensado. La mayor parte de estos reservorios corresponden o se aproximan a la clasificación TIPO 2.

En la Figura 1.3 se muestra la clasificación descrita anteriormente.

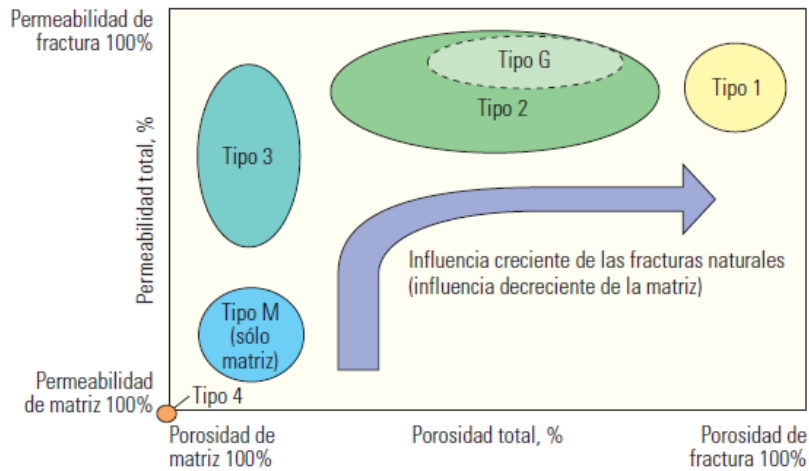


Figura 1.3. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados²

Para hacer una clasificación válida de un yacimiento naturalmente fracturado, debe conocerse tanto el sistema de fracturas naturales como el sistema de matriz del yacimiento, además de la compleja interacción de flujo entre estos dos sistemas.

Muchos son los factores que afectan el flujo de fluidos en un yacimiento de doble porosidad, entre los más determinantes se destacan, la orientación de esfuerzos, direcciones preferenciales de fractura, minerales y/o fluidos contenidos en los canales de gran permeabilidad, estado mecánico (grado de apertura) de las fracturas naturales, fases de los fluidos contenidos y la historia de producción e inyección del campo. Si bien todos estos factores generalmente no pueden controlarse, algunos problemas generados por su desconocimiento si pueden mitigarse.

1.1.2 Caracterización de fracturas naturales²

La fase de investigación del impacto de las fracturas naturales en la vida productiva del pozo debe iniciarse en la etapa de exploración. Los afloramientos en superficie

correspondientes a secciones prospectivas, pueden interpretarse como la base de cimientos litológicos y constituirse como unos modelos conceptuales iniciales de caracterización. Estos modelos pueden ampliarse posteriormente con el conocimiento de los esfuerzos regionales, los cuales son importantes porque determinan en gran medida el grado de apertura de las fracturas naturales y si son o no capaces de conducir fluidos en el yacimiento; además, la magnitud y dirección de estos esfuerzos horizontales desempeñan roles cruciales en etapas posteriores de desarrollo del yacimiento, como por el ejemplo en el diseño de fracturamiento hidráulico.

Los levantamientos sísmicos de componentes múltiples (3C), adquiridos en las primeras etapas del desarrollo de los campos, arrojan datos muy importantes para la determinación de la orientación general de los sistemas de fracturas; información que, durante la planeación de pozos, aumenta significativamente la posibilidad de que el pozo intercepte canales conductivos de alta permeabilidad, lo que garantiza que sea potencialmente productivo.

Otro tipo de recursos que ayudan a comprender la magnitud y efecto de la presencia de fracturas naturales en un yacimiento son los datos geofísicos, mecánica de fluidos, registros de pozos, levantamientos sísmicos, dispositivos de muestreo y análisis de núcleos; sin embargo, aunque todos los anteriores se constituyen como fuentes de valiosa información, la correcta evaluación del rol de las fracturas dentro del reservorio puede traducirse en éxitos anticipados en el desarrollo del campo sólo cuando se incluye análisis y modelado de pruebas de presión.

La estrategia para estimar el potencial de producción y recuperación de un yacimiento se enlaza estrechamente con un modelado e interpretación de pruebas de presión. Durante la etapa de producción primaria, los cambios producidos en la presión de yacimiento alteran el flujo de fluidos dentro de la red de fracturas. En técnicas de recuperación secundaria, se utilizan métodos de inyección de fluidos que también modifican la presión en las cercanías a la cara del pozo y por tanto alteran la conductividad. Estos momentos de la historia de producción del pozo y desarrollo del campo, deben aprovecharse para correr pruebas de presión representativas y así familiarizarse con la relación de las fracturas con el movimiento de fluidos a gran escala y entender el nivel de influencia que puede llegar a tener la red de fracturas en el barrido de hidrocarburos.

Esta relación de las fracturas con el movimiento de fluidos en el yacimiento puede cuantificarse con la estimación de dos datos puntuales, λ y ω .

1.1.2.1 Coeficiente de flujo interporoso⁴

El coeficiente de flujo interporoso, conocido con el símbolo λ , es una medida directamente proporcional a la relación entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura, tal como indica la expresión (1.1)

$$\lambda \alpha \frac{k_m}{k_f} \quad (1.1)$$

Cuando $\lambda=1$, significa que la permeabilidad de la matriz k_m es igual a la permeabilidad de la fractura k_f , luego el sistema se comporta como homogéneo y sin fractura. Normalmente $k_m < k_f$ y $\lambda < 1$.

Entre más pequeño sea el valor de λ , se deduce que la permeabilidad de la fractura es mucho mayor que la permeabilidad de la matriz, luego la capacidad de flujo del sistema se debe casi en su totalidad a la presencia de fracturas.

El valor de λ , determina que tan temprano aparece una depresión en una gráfica de derivada de presión. Entre más pequeño sea, esta depresión aparece más tarde en el tiempo.

1.1.2.2 Parámetro de Almacenamiento⁴

El parámetro de almacenamiento, ω , se define como la relación entre el almacenamiento de fluidos que tiene lugar en la fractura y la capacidad de almacenamiento total del sistema.

$$\omega = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_{ma}} \quad (1.2)$$

Cuando $\omega = 0.5$, significa que la capacidad de flujo de la matriz es igual a la capacidad de flujo de la fractura, luego el sistema se comporta como homogéneo y sin influencia de canales de flujo preferencial y de alta permeabilidad. El potencial de flujo debido a las fracturas aumenta proporcionalmente con el valor de ω .

El parámetro de almacenamiento, ω , define el tamaño de barriga de la curva de la derivada de presión. Entre más pequeño sea, más pronunciada es la barriga de la derivada.

⁴ESCOBAR, Freddy-Humberto. Análisis Moderno de Pruebas de Presión. 2nd Ed. Neiva(H), Colombia, 2011, Capítulo 7, pp. 345-351.

En general, para un yacimiento de doble porosidad, si: ω tiende a cero y $\lambda \leq 1 \times 10^{-9}$, toda la permeabilidad proviene de la fractura.

1.2 FLUIDOS NO NEWTONIANOS

Desde el punto de vista de la reología, los fluidos no-newtonianos son aquellos que se comportan de manera tal, que el esfuerzo de corte no es proporcional al gradiente de velocidad o velocidad de corte. Una primera clasificación de los fluidos no-newtonianos los divide en tres categorías:

- Fluidos no-newtonianos independientes del tiempo
- Fluidos no-newtonianos dependientes del tiempo
- Fluidos no-newtonianos viscoelásticos

Donde cada una de estas clasificaciones tiene subdivisiones y comportamientos típicos que las caracterizan.

1.2.1 Fluidos no-newtonianos independientes del tiempo:

Son aquellos fluidos que se comportan de manera tal que el esfuerzo de corte sólo depende de la velocidad de corte.

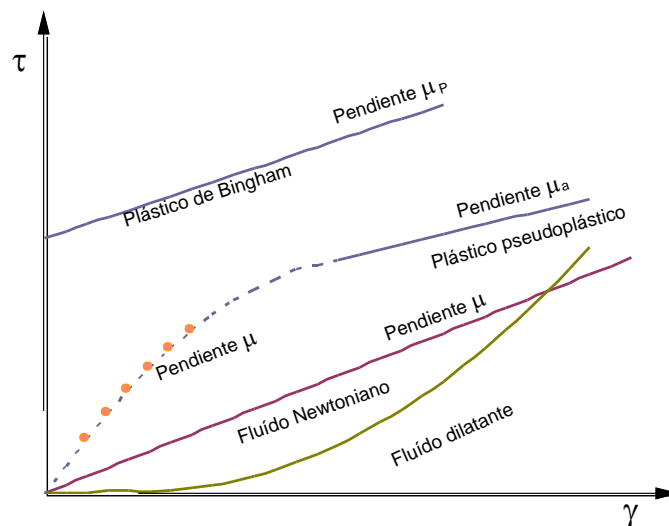


Figura 1.4. Representación de τ vs. γ para distintos tipos de fluidos.⁵

⁵ ESCOBAR, F.H., New technologies in the oil and gas industry, Capítulo 7, Transient pressure and pressure derivate analysis for non-newtonian fluids, Colombia, pp. 154-175.

1.2.2 Fluidos pseudoplásticos⁵

Este tipo de fluidos no tienen esfuerzo de cedencia y se conocen porque la pendiente del esfuerzo de corte vs velocidad de corte, decrece progresivamente y tiende a volverse constante para valores grandes de esfuerzos de corte, tal y como muestra la Figura 1.5.

El modelo más simple que explica su comportamiento es la ley de potencia por medio de la ecuación (1.3),

$$\tau = k\dot{\lambda}^n \quad (1.3)$$

Para todo $n < 1$

Donde k es una medida de la consistencia del fluido y n el índice de comportamiento de flujo (es decir, que tanto se desvía el fluido de un comportamiento newtoniano ideal).

En general, n puede tener un amplio rango de valores. Como se especificó anteriormente, cuando $n < 1$ se llama fluido no-newtoniano pseudoplástico (shear-thinning) y se caracteriza por la disminución de la viscosidad con aumentos de la velocidad de corte, es decir, fluye más fácilmente a velocidades altas. En general, entre más pequeño sea el valor de n , mayor es la desviación de comportamiento de flujo con respecto a un fluido newtoniano. Los fluidos no-newtonianos pseudoplásticos son los protagonistas en este documento.

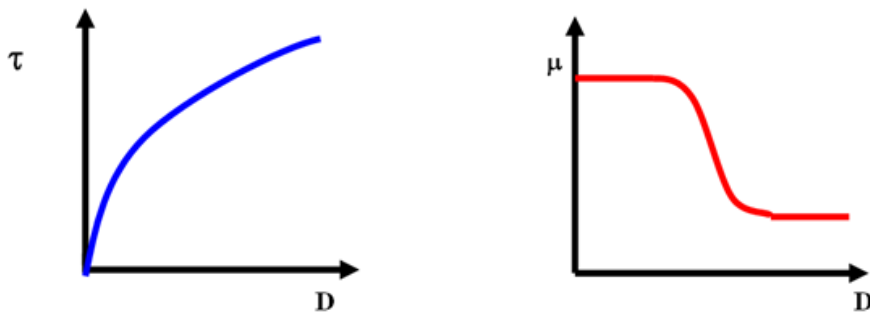


Figura 1.5. Curvas de esfuerzo de corte (fluidez) y viscosidad para un fluido no-newtoniano pseudoplástico⁵

Cuando $n=1$ el fluido se comporta idealmente y se denomina newtoniano. Este tipo de fluido es el más común y fácil de representar, tanto así que gran parte de la literatura disponible se dedica principalmente a entenderlos, sin embargo no son objeto de estudio en el presente proyecto.

Finalmente, para valores $n > 1$ la resistencia a fluir aumenta con el incremento de la velocidad de corte, y el fluido se denomina dilatante (shear-thickening). Son mucho menos comunes que los pseudoplásticos y se caracterizan porque a bajas velocidades de

corte, el líquido presente llena los espacios libres y a medida que ésta aumenta, el material se expande o dilata y comienzan a aparecer esfuerzos de interacción sólido-sólido que se traducen en un aumento de la viscosidad aparente.

1.2.3 Fluidos no newtonianos a través de mediosporosos

La interpretación de pruebas de presión debe contemplar, sin lugar a dudas, el efecto de la presencia de fluidos no-newtonianos en el medio poroso y fracturado. Es importante, como es de esperarse, la consideración de que la viscosidad en este tipo de fluidos varía con la presión y temperatura (cosa que no sucede con los fluidos newtonianos, cuya viscosidad es constante y definida a través del tiempo).

1.2.3.1 Condiciones del Modelo de Olarewaju⁶ (1992):

Para este caso particular, existe estado transitorio que es básicamente la zona de interés para el desarrollo de las ecuaciones. El modelo no toca fronteras, luego no hay estado pseudoestable al final.

Teniendo en cuenta el parámetro de Laplace $f(s)$ que es función del tipo de modelo y la geometría del sistema de fractura, se tiene la ecuación (1.4) que aplica a diversos tipos de geometrías existentes sin tener en cuenta daño interporoso.

$$f(s) = \frac{\omega(1-\omega)s + \lambda}{(1-\omega)s + \lambda} \quad (1.4)$$

Donde,

ω , es el coeficiente de almacenamiento

λ , es el parámetro de flujo interporoso

S , es el parámetro de Laplace

Las fronteras internas del yacimiento condicionan el valor de la presión adimensional la cual tiene la solución que indica la ecuación (1.5) en el espacio de Laplace, introducida por Olarewaju⁶(1992).

$$P_{DNN} = \frac{K_{\frac{1-n}{3-n}} \left(\frac{2}{3-n} (sf_s)^{1/2} \right) + S(sf_s)^{1/2} K_{\frac{2}{3-n}} \left(\frac{2}{3-n} (sf_s)^{1/2} \right)}{s \left[(sf_s)^{1/2} K_{\frac{2}{3-n}} \left(\frac{2}{3-n} (sf_s)^{1/2} \right) + sC_D \left[K_{\frac{1-n}{3-n}} \left(\frac{2}{3-n} (sf_s)^{1/2} \right) + S(sf_s)^{1/2} K_{\frac{2}{3-n}} \left(\frac{2}{3-n} (sf_s)^{1/2} \right) \right] \right]} \quad (1.5)$$

⁶ OLAREWAJU, Joseph S. A Reservoir Model of No Newtonian Fluid Flow. SPE paper 25301.

Para fluidos no-newtonianos en yacimientos naturalmente fracturados sin almacenamiento ni daño,

$$P_{DNN} = \frac{K \frac{1-n}{3-n} \left(\frac{2}{3-n} (sf_s)^{1/2} \right)}{s \left((sf_s)^{1/2} K \frac{2}{3-n} \left(\frac{2}{3-n} (sf_s)^{1/2} \right) \right)} \quad (1.6)$$

Estas expresiones son la base de este trabajo y a partir de ellas se hallaron las ecuaciones que permiten la adecuada caracterización de yacimientos heterogéneos con fluidos no-newtonianos pseudoplásticos.

1.2.3.2 Definición de parámetros adimensionales⁷:

El tiempo adimensional para flujo de fluidos con comportamiento no-newtoniano a través de medios porosos se define por medio de la ecuación (1.7),

$$t_{DNN} = \frac{t}{Gr_w^{3-n}} \quad (1.7)$$

Donde,

$$G = \frac{3792.188n\phi c_i \mu_{eff}}{k_1} \left(96681.605 \frac{h}{qB} \right)^{1-n} \quad (1.8)$$

La presión adimensional P_{DNN} a utilizar para este tipo de fluidos,

$$P_{DNN} = \frac{\Delta P}{141.2 (96681.605)^{1-n} \left(\frac{qB}{h} \right)^n \frac{\mu_{eff} R_w^{1-n}}{k_1}} \quad (1.9)$$

Donde,

$$\mu_{eff} = \left(\frac{H}{12} \right) \left(9 + \frac{3}{n} \right)^n (1.59344 \times 10^{-12} k_1 \phi)^{(1-n)/2} \quad (1.10)$$

⁷ ESCOBAR, F.H., MARTÍNEZ, J., CANTILLO, J.H., Applying Tiab's direct synthesis technique to dilatant non-Newtonian/Newtonian fluids., Ingeniería e Investigación, Vol. 31, N° 3, December 2011, pp. 130-134.

CAPITULO 2. ANÁLISIS CONVENCIONAL DE LA LÍNEA RECTA PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS CON FLUIDOS NO-NEWTONIANOS PSEUDOPLÁSTICOS

En general, el análisis convencional de pruebas de presión es una herramienta muy valiosa para describir sistemas de doble porosidad por el que fluyen fluidos no-newtonianos pseudoplásticos. Es un método basado únicamente en lecturas de puntos sobre gráficos de presión, que evita en gran medida, caer en procedimientos complejos de ensayo y error, que finalmente no cumplen niveles de tolerancia ni precisión.

La caracterización de un yacimiento naturalmente fracturado requiere del cálculo de sus parámetros de interés λ y ω . Para ello se hace necesario determinar zonas de convergencia en gráficas de P vs t que permitan hacer regresiones y relacionar variables de forma directa, para finalmente generar ecuaciones y calcular los parámetros de interés

2.1 REGÍMENES DE FLUJO

En la Figura 2.1 se pueden observar los distintos regímenes de flujo característicos de un gráfico de derivada presión, en función del tiempo para un yacimiento naturalmente fracturado.

La porción lineal (Sección 1), representa un *flujo transiente radial* a través de las fracturas. Debido a que la permeabilidad de la fractura es pequeña, el depletamiento tiene lugar rápidamente, por lo tanto, la presión de pozo fluyendo y la de la fractura caen. Esto hace que el fluido de la matriz fluya hacia las fracturas (Sección 2). Lo que causa una caída de la rata de declinación del pozo. Este período se conoce como de *transición*, característico por observarse una depresión en su derivada. Finalmente cuando la presión de la matriz alcanza la presión de fractura, la contribución de la fractura desaparece y su comportamiento es debido únicamente a la contribución de la matriz (Yacimiento homogéneo), observando entonces, una segunda línea recta en la curva de presión (Sección 3). Si las líneas de la Sección 1 y 3 no son paralelas, entonces una frontera del yacimiento ha sido detectada.

Vale la pena mencionar, que después de realizar las diferentes curvas tipo, se observó que el valor de las pendientes de las secciones 1 y 3 en la curva de presión es igual, siempre y cuando $n < 0.6$. En el caso contrario, se observa que la segunda pendiente es menor a la primera, y se reduce la paralelidad entre las mismas.

La permeabilidad puede estimarse a partir de la pendiente, m , preferiblemente calculada a partir de la segunda línea recta. No se recomienda calcular la pendiente con base en la

primera línea recta porque muy seguramente estará influenciada por efectos de almacenamiento.

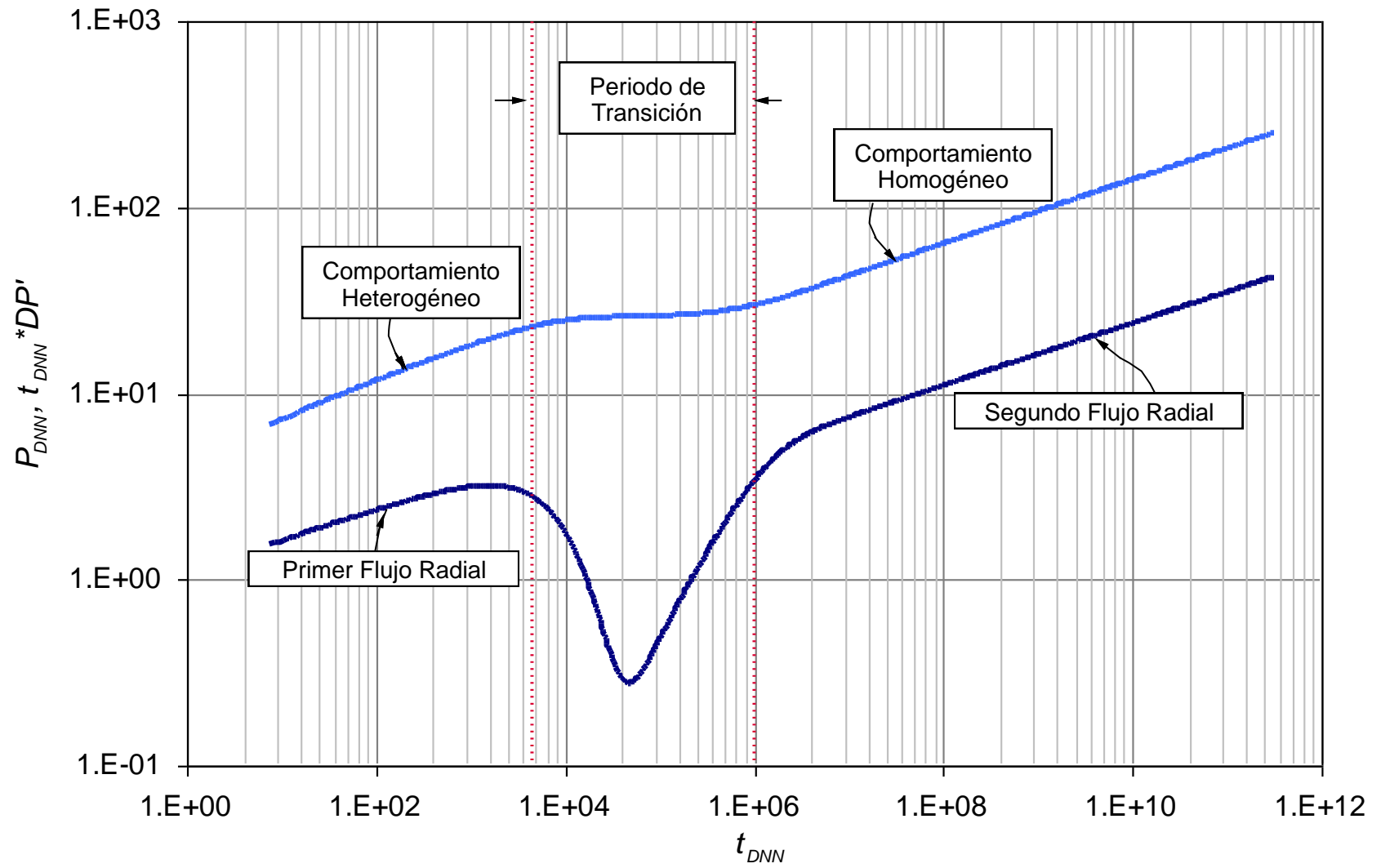


Figura 2.1. Comportamiento típico de un yacimiento de doble porosidad con $\omega=0.01$, $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $n=0.6$

2.2 COEFICIENTE DE FLUJO INTERPOROSO, λ

2.2.1 Generación de curvas de presión

Para lograr un análisis convencional, el primer paso fué generar curvas de presión base. Los datos puntuales y rangos de datos usados fueron los siguientes:

Caudal, $q = 300$ bpd

Daño al yacimiento, $s = 0$

Almacenamiento en el pozo, $C = 0$ bbl/psi

Espesor de la formación, $h = 50$ ft

Compresibilidad de la formación, $c_t = 1 \times 10^{-6}$ psi⁻¹

Radio del pozo, $r_w = 0.5$ ft

Radio de drenaje del yacimiento $r_e = 30$ ft

Porosidad, $\phi = 20$ %

Viscosidad, $\mu = 2$ cp

Permeabilidad, $k = 10$ md

Factor volumétrico, $B = 1.2$ bbl/STB

n : Valores entre 0.1 y 0.9

ω : Valores entre 1 y 1×10^{-6}

λ : Valores entre 5.5×10^{-7} y 1×10^{-2}

Se corrieron las ecuaciones de Olarewaju (1992) en el software y se generaron tres tipos de gráficos de Presión vs. Tiempo: cartesiano, log-log y semi-log, variando los datos de n , λ , ω y manteniendo las demás variables constantes.

Estos gráficos se generaron inicialmente con distintas convenciones en los ejes, con el fin de comprender qué tipo de curva resultante era más adecuada para la identificación de puntos de interés. Se concluyó finalmente, que los ejes que más ayudaban a la determinación de lecturas puntuales en los gráficos y que además presentaban curvas consecuentes, repetitivas y con intersecciones definidas eran $P_{DNN} \lambda^{0.5}$ vs. $t_D \lambda / \omega$. A partir de este tipo de gráficos, se corrieron las pruebas de presión base, que finalmente dieron lugar a las ecuaciones sintéticas registradas en este documento.

2.2.2 Procedimiento

2.2.2.1 Generación de las ecuaciones de λ

En este caso se utilizaron gráficas con ejes $P_{DNN} \lambda^{0.5}$ vs. $t_D \lambda / \omega$ con valores desde 0.1 hasta 1 y todos los valores de λ y ω comunes en un yacimiento heterogéneo.

Las Figuras 2.2 y 2.3. se tomaron como referencia para indicar el efecto de n y ω sobre la respuesta de presión en un yacimiento con doble porosidad cuando $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y permanece constante durante el tiempo. En estas figuras se observa que, para cada valor de n , sobre el período de transición todas las curvas convergen para cualquier valor de ω . Este valor común, es leído y registrado como el primer paso para relacionar directamente P y λ ; las gráficas para los demás valores de n , (desde 0.1 hasta 1) se encuentran en el ANEXO A.

Los resultados leídos para los diferentes n , están registrados en el Cuadro 2.1, y graficados en la Figura 2.4.

Cuadro 2.1. Valores de presión leídos para cada uno de los valores de n y diferentes λ

n	$P_{DNN}\lambda^{0.5}$				
	$\lambda = 1 \times 10^{-3}$	$\lambda = 1 \times 10^{-4}$	$\lambda = 1 \times 10^{-5}$	$\lambda = 1 \times 10^{-6}$	$\lambda = 1 \times 10^{-7}$
1	1.1478E-01	4.8548E-02	1.8895E-02	6.6059E-03	2.6800E-03
0.9	1.3150E-01	5.9409E-02	2.4260E-02	9.3857E-03	3.8840E-03
0.8	1.5150E-01	7.2383E-02	3.0975E-02	1.3241E-02	5.7532E-03
0.7	1.7520E-01	8.7783E-02	4.1350E-02	1.8615E-02	8.2290E-03
0.6	1.9850E-01	1.0593E-01	5.1428E-02	2.5509E-02	1.2185E-02
0.5	2.2763E-01	1.2715E-01	6.6800E-02	3.5500E-02	1.7733E-02
0.4	2.5810E-01	1.5184E-01	8.3406E-02	4.7172E-02	2.5810E-02
0.3	2.9138E-01	1.7980E-01	1.0790E-01	6.2957E-02	3.6430E-02
0.2	3.2708E-01	2.1167E-01	1.3453E-01	8.2773E-02	5.0800E-02
0.1	3.6908E-01	2.4663E-01	1.6202E-01	1.0683E-01	6.8546E-02

De las Figuras 2.2. y 2.3, se puede inferir que, valores de $\lambda > 1 \times 10^{-3}$, significa que la matriz tiene la permeabilidad suficiente para responder al estímulo que representa una caída de presión en las fracturas, lo cual gráficamente se observa con un corto desarrollo de la zona de transición, por el contrario, al reducirse el valor de λ (aproximadamente para $\lambda \leq 1 \times 10^{-4}$), crece la diferencia de permeabilidad entre ambos medios. Esto significa que los fluidos serán expulsados con mayor dificultad de la matriz en relación con la facilidad con la cual fluyen a través de las fracturas, por lo que el período de transición será más largo.

En la Figura 2.4 se observa que, existe una relación inversa entre presión y n . Es importante destacar también que, la reducción en la respuesta de presión a medida que n aumenta, es poco representativa para valores pequeños de λ , en comparación con valores de λ del orden de 1×10^{-3} y mayores.

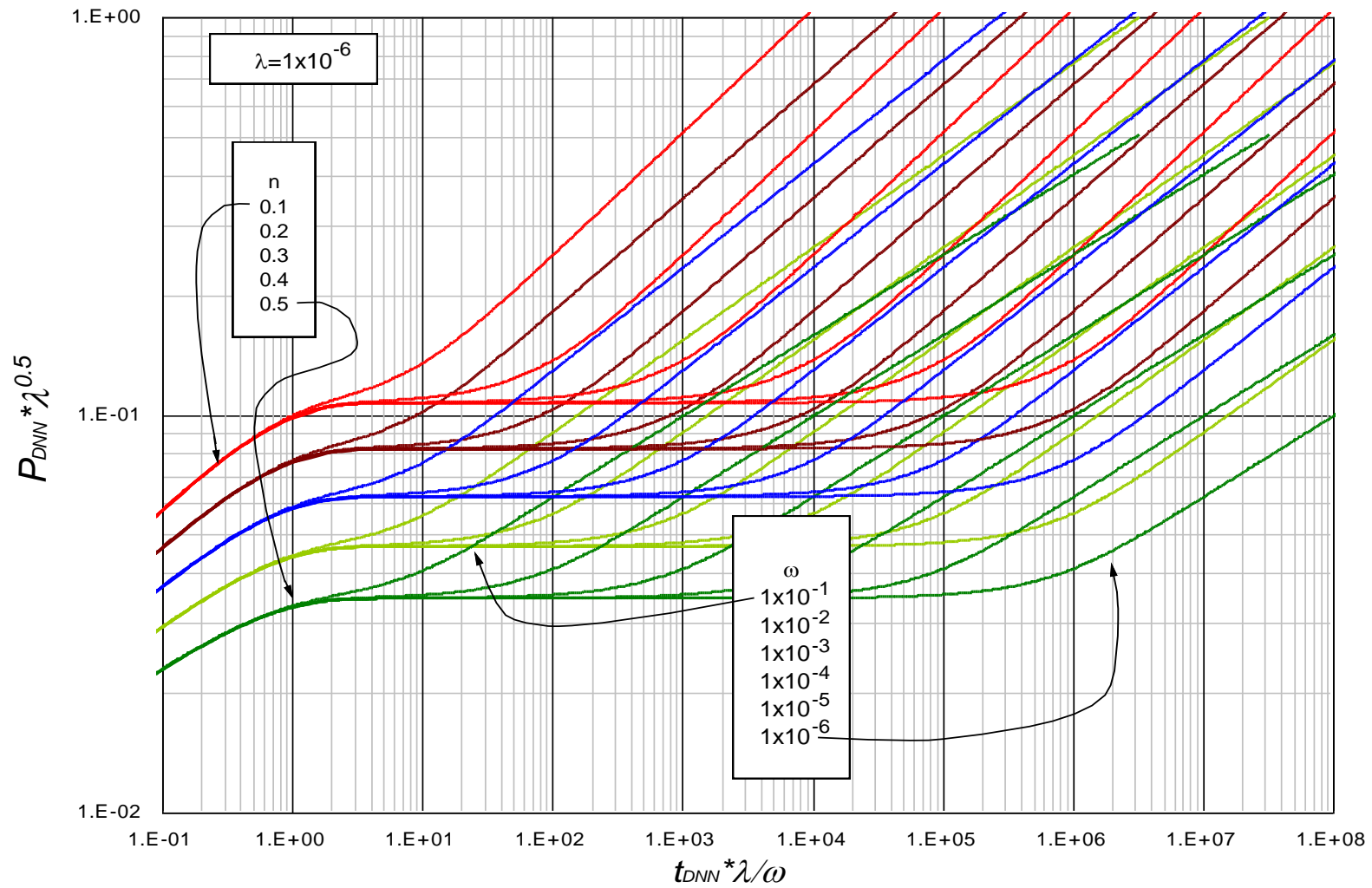


Figura 2.2. Efecto de ω y n sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $0.1 < n < 0.5$ y $\lambda = 1 \times 10^{-6}$

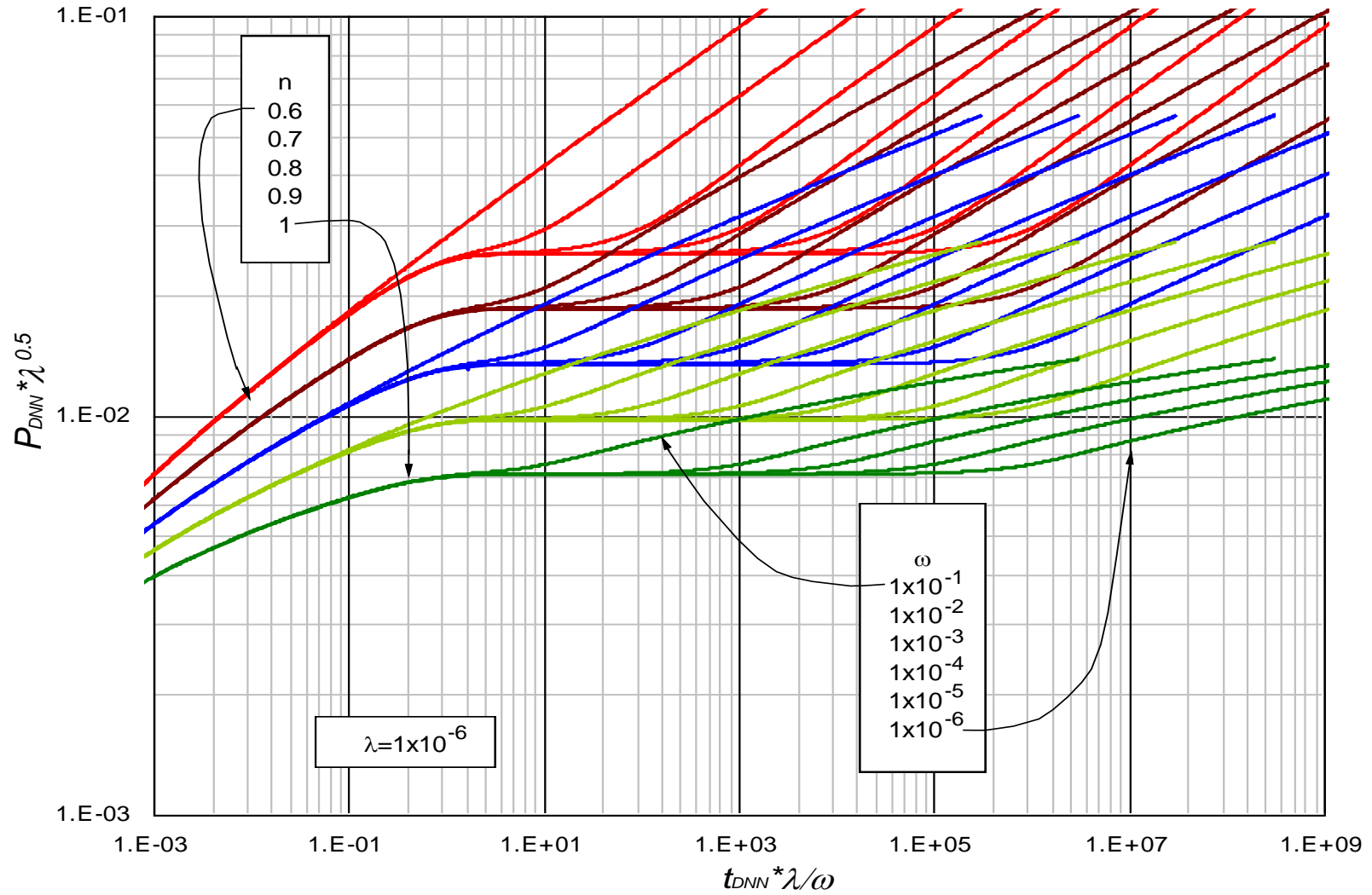


Figura 2.3. Efecto de ω y n sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $0.6 < n < 1.0$ y $\lambda = 1 \times 10^{-6}$

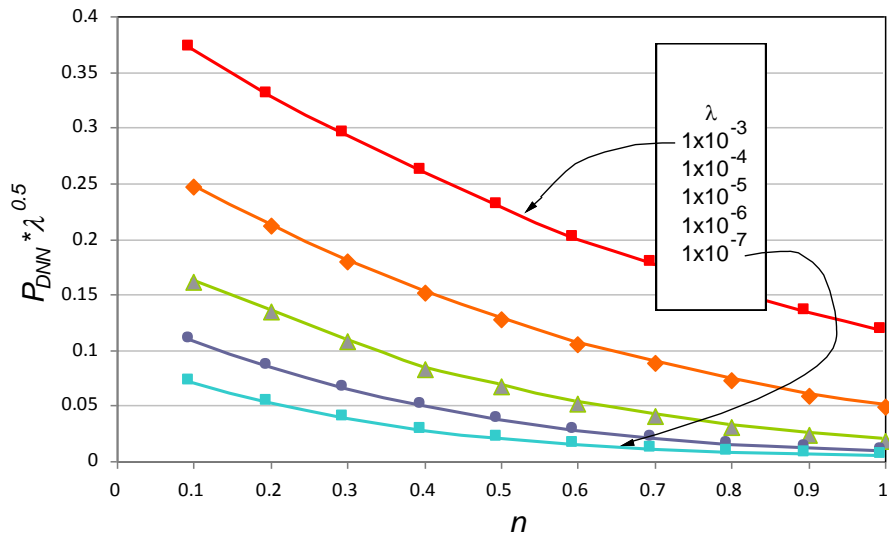


Figura 2.4. Efecto de los diferentes λ y n en los resultados de presión para un yacimiento naturalmente fracturado

Los resultados obtenidos se expresan de la forma $P_{DNN} \lambda^{0.5} = f(n, \lambda)$ y se registran en el siguiente cuadro.

Cuadro 2.2. Ecuaciones generadas para $P_{DNN} \lambda^{0.5}$

Lambda, λ	Constantes		
	$\ln P_{DNN} \lambda^{0.5} = a + bn + cn^{1.5}$		
	a	b	c
1×10^{-3}	-0.893225	-0.95918	-0.313013
1×10^{-4}	-1.261279	-1.210639	-0.553369
1×10^{-5}	-1.632024	-1.565464	-0.812372
1×10^{-6}	-2.011517	-1.911595	-1.086709
1×10^{-7}	-2.407648	-2.294604	-1.315226

Las Figuras 2.5, 2.6 y 2.7 muestran la relación gráfica entre cada una de las constantes de las ecuaciones y sus respectivos valores de λ .

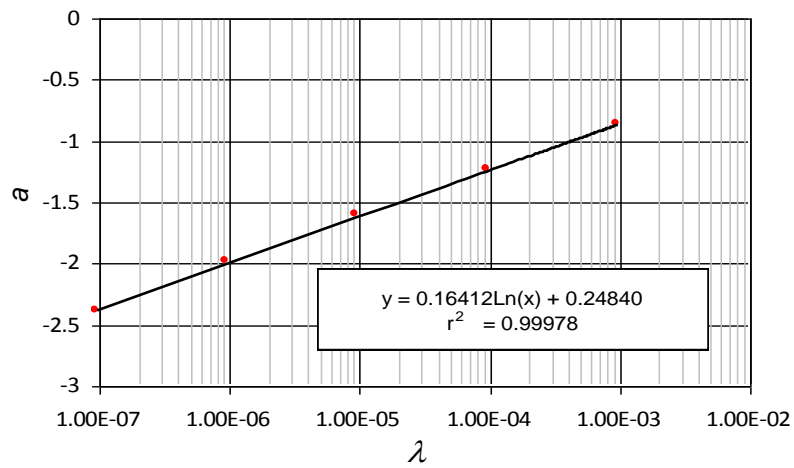


Figura 2.5. Relación entre la constante a y λ

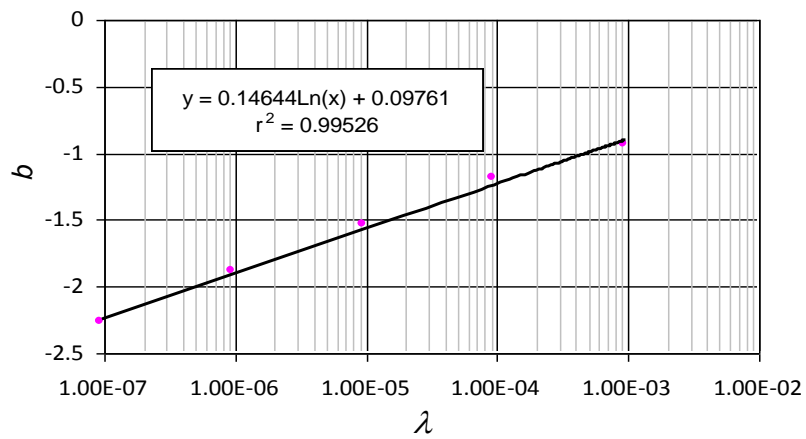


Figura 2.6. Relación entre la constante b y λ

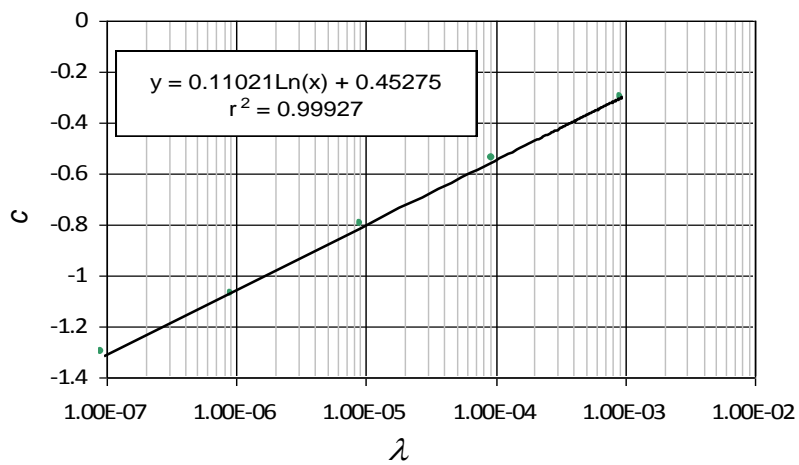


Figura 2.7. Relación entre la constante c y λ

Las ecuaciones finales generadas, para cada una de las constantes en términos de las variables de interés son:

Cuadro 2.3. Ecuaciones generadas para cada una de las constantes en función de λ

Constantes	Ecuación de la recta, $y=mx+b$ <i>constante= f(λ)</i>
a	$a = 0.16412 \ln(\lambda) + 0.2484$
b	$b = 0.14644 \ln(\lambda) + 0.09761$
c	$c = 0.11021 \ln(\lambda) + 0.45275$

La forma general para las expresiones $P_{DNN} \lambda^{0.5} = f(n, \lambda)$ es,

$$\ln(P_{DNN} \lambda^{0.5}) = a + bn + cn^{1.5} \quad (2.1)$$

Operando se tiene,

$$\begin{aligned} \ln P_{DNN} + \ln \lambda^{0.5} &= a + bn + cn^{1.5} \\ \ln P_{DNN} + 0.5 \ln \lambda &= a + bn + cn^{1.5} \end{aligned} \quad (2.2)$$

Despejando $0.5 \ln \lambda$,

$$0.5 \ln \lambda = a + bn + cn^{1.5} - \ln P_{DNN} \quad (2.3)$$

Reemplazando en (2.3) las ecuaciones de las constantes del Cuadro 2.3 se tiene,

$$0.5 \ln \lambda = (0.16412 \ln(\lambda) + 0.2484) + n(0.14644 \ln(\lambda) + 0.09761) + n^{1.5}(0.11021 \ln(\lambda) + 0.45275)$$

Agrupando a la izquierda los términos con $\ln(\lambda)$,

$$(0.5 \ln \lambda - 0.16412 \ln(\lambda)) - n(0.14644 \ln(\lambda)) - n^{1.5}(0.11021 \ln(\lambda)) = (0.2484) + n(0.09761) + n^{1.5}(0.45275)$$

Operando términos,

$$0.33588 \ln \lambda - n(0.14644 \ln(\lambda)) - n^{1.5}(0.11021 \ln(\lambda)) = (0.2484) + n(0.09761) + n^{1.5}(0.45275)$$

Sacando factor común a la izquierda $\ln(\lambda)$,

$$\ln \lambda \left[0.33588 - (0.14644n) - (0.11021n^{1.5}) \right] = (0.2484) + n(0.09761) + n^{1.5}(0.45275)$$

Despejando, la ecuación propuesta para el cálculo de lambda es,

$$\lambda = \frac{(0.2484) + n(0.09761) + n^{1.5}(0.45275) - \ln(P_{DNN})}{(0.33588) - n(0.14644) - n^{1.5}(0.11021)} \quad (2.4)$$

La ecuación (2.4) es válida para valores de n en un rango de 0.1 hasta 1.

Con el objetivo de minimizar en lo posible los errores de lectura, se decidió hacer una regresión no lineal mucho más estricta que la anteriormente presentada, en la que deben satisfacerse 10 valores de λ diferentes utilizando las gráficas logarítmicas $P_{DNN}\lambda^{0.5}$ vs. $t_D\lambda/\omega$ para valores de n en un rango de 0.1 hasta 1 y todos los λ y ω comunes en un yacimiento heterogéneo.

Los resultados de presión simulados para $n=0.1$ están graficados en las Figuras 2.8 y 2.9. Las gráficas para los demás valores de n (desde 0.2 hasta 1) pueden verse en el ANEXO A. En las figuras mencionadas, se observa claramente que para valores de $t_D\lambda/\omega$ entre 5 y 1×10^5 (y cualquier valor de λ), todas las curvas de ω convergen a un mismo valor de presión. A partir de esta observación, se leen y registran los puntos de presión en que todas las curvas se sobreponen, con el fin de encontrar una relación directa entre los datos de presión y lambda.

En el Cuadro 2.4 se registran los valores de presión leídos de las respectivas gráficas.

LAMBDA λ	Valores leídos $P_{DNN\lambda}^{0.5}$									
	$n=0.1$	$n=0.2$	$n=0.3$	$n=0.4$	$n=0.5$	$n=0.6$	$n=0.7$	$n=0.8$	$n=0.9$	$n=1.0$
1.00E-07	6.86E-02	4.98E-02	3.56E-02	2.51E-02	1.74E-02	1.20E-02	8.15E-03	5.53E-03	3.76E-03	2.85E-03
1.00E-06	1.06E-01	8.10E-02	6.14E-02	4.60E-02	3.41E-02	2.50E-02	1.82E-02	1.32E-02	9.61E-03	7.30E-03
1.00E-05	1.62E-01	1.31E-01	1.05E-01	8.33E-02	6.57E-02	5.14E-02	4.00E-02	3.10E-02	2.40E-02	1.87E-02
1.00E-04	2.45E-01	2.08E-01	1.76E-01	1.48E-01	1.24E-01	1.03E-01	8.50E-02	7.00E-02	5.75E-02	4.79E-02
1.00E-03	3.63E-01	3.24E-01	2.88E-01	2.54E-01	2.24E-01	1.97E-01	1.72E-01	1.50E-01	1.30E-01	1.23E-01
1.00E-02	5.59E-01	5.27E-01	4.94E-01	4.66E-01	4.37E-01	4.10E-01	3.83E-01	3.57E-01	3.31E-01	3.14E-01
5.50E-07	9.45E-02	7.14E-02	5.33E-02	3.93E-02	2.87E-02	2.07E-02	1.48E-02	1.06E-02	7.55E-03	5.72E-03
5.50E-06	1.45E-01	1.16E-01	9.13E-02	7.15E-02	5.55E-02	4.27E-02	3.27E-02	2.49E-02	1.90E-02	1.46E-02
5.50E-05	2.20E-01	1.85E-01	1.54E-01	1.28E-01	1.05E-01	8.61E-02	7.01E-02	5.69E-02	4.60E-02	3.75E-02
5.50E-04	3.29E-01	2.90E-01	2.54E-01	2.22E-01	1.93E-01	1.67E-01	1.44E-01	1.24E-01	1.06E-01	9.60E-02
5.50E-03	5.02E-01	4.67E-01	4.32E-01	4.01E-01	3.70E-01	3.42E-01	3.15E-01	2.88E-01	2.63E-01	2.46E-01

Cuadro 2.4. Puntos de presión leídos para cada uno de los valores de n y λ

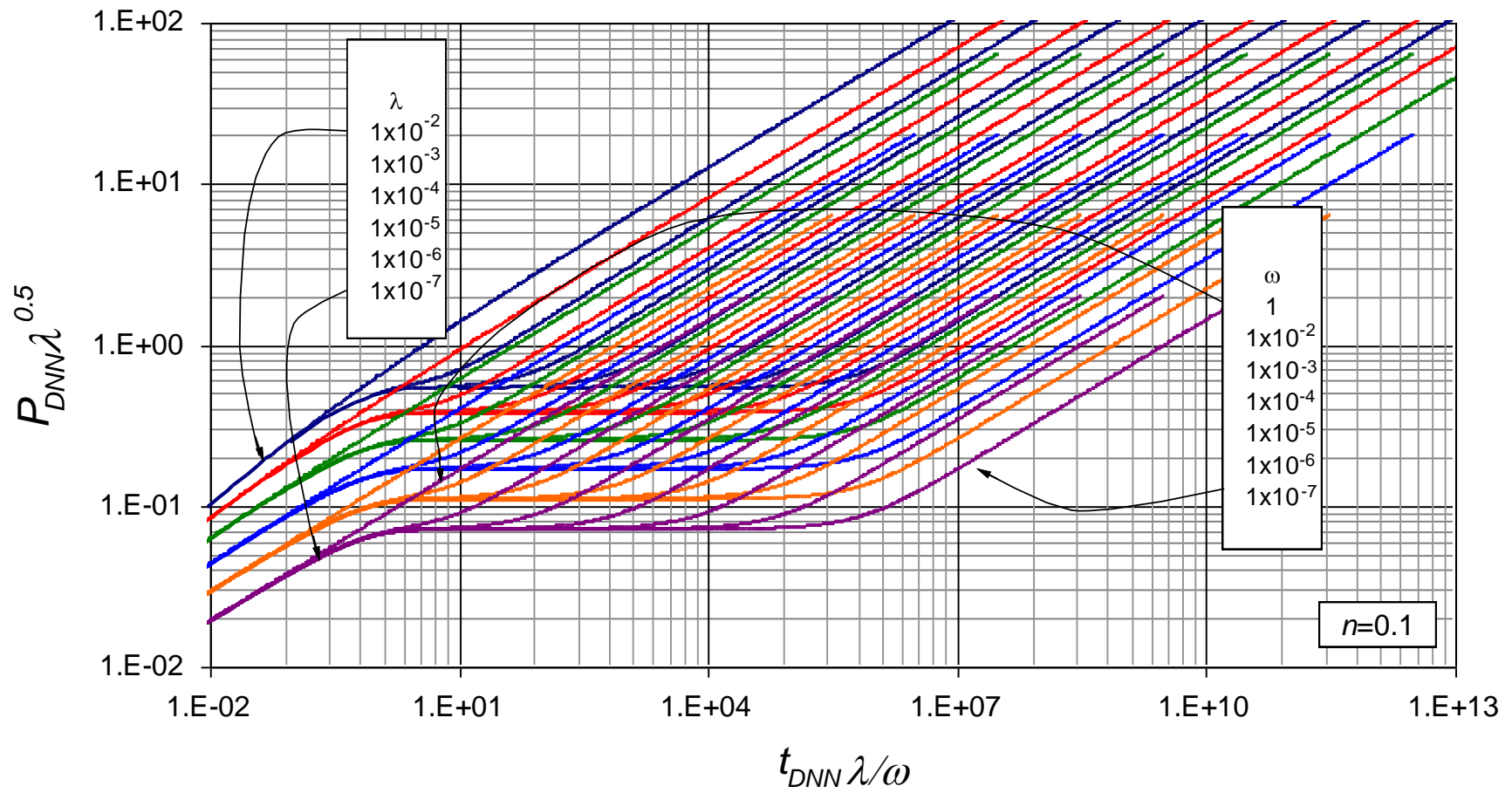


Figura 2.8. Efecto de λ y ω en la respuesta de presión de un yacimiento heterogéneo cuando $n=0.1$

(Valores de λ desde 1×10^{-7} hasta 1×10^{-2})

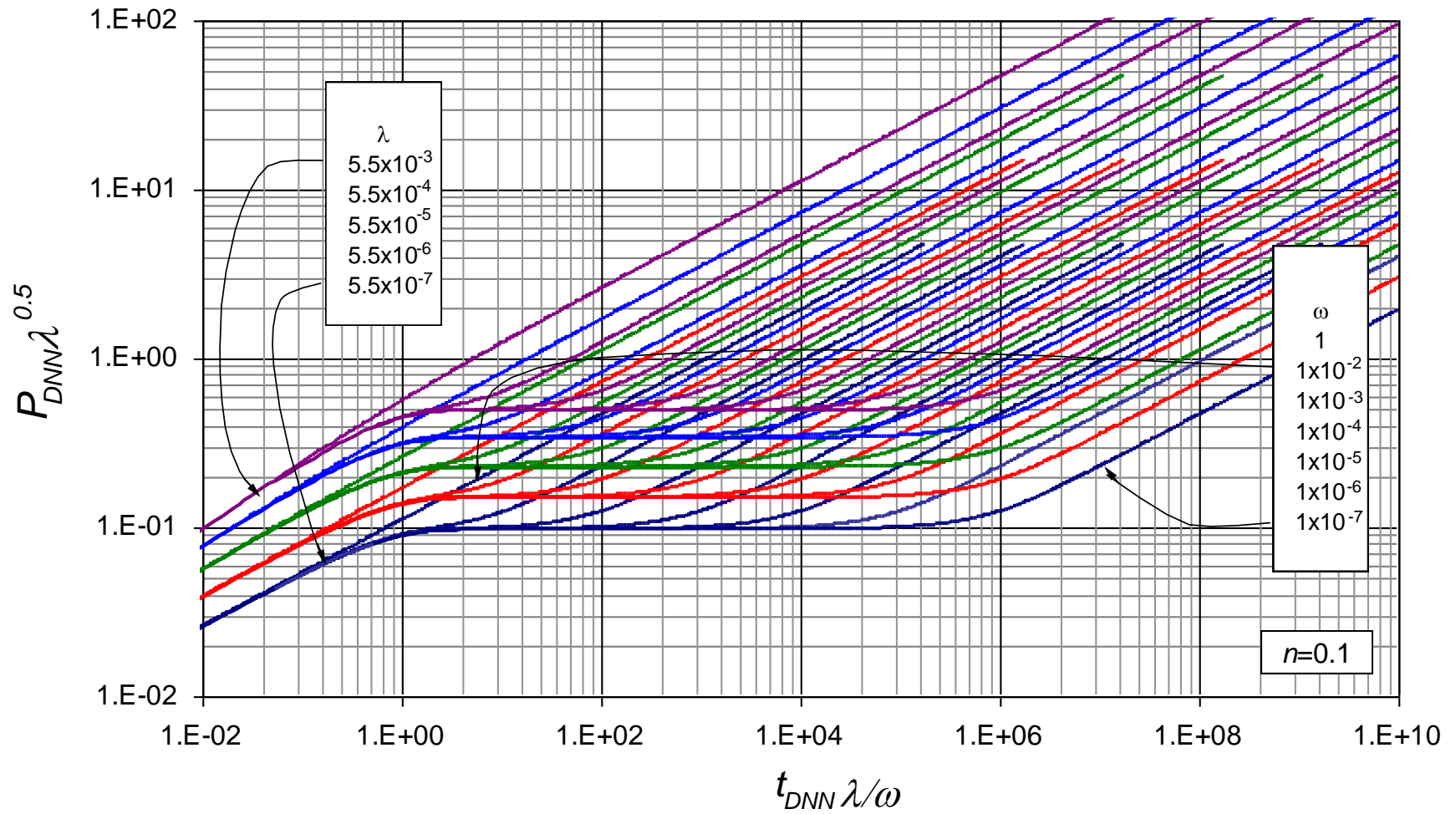


Figura 2.9. Efecto de λ y ω en la respuesta de presión de un yacimiento heterogéneo cuando $n=0.1$.

(Valores de λ desde 5.5×10^{-7} hasta 5.5×10^{-3})

Ahora, los valores registrados en el Cuadro 2.4 se grafican en las figuras que aparecen a continuación, con el fin de obtener correlaciones entre P y λ para cada uno de los valores de n .

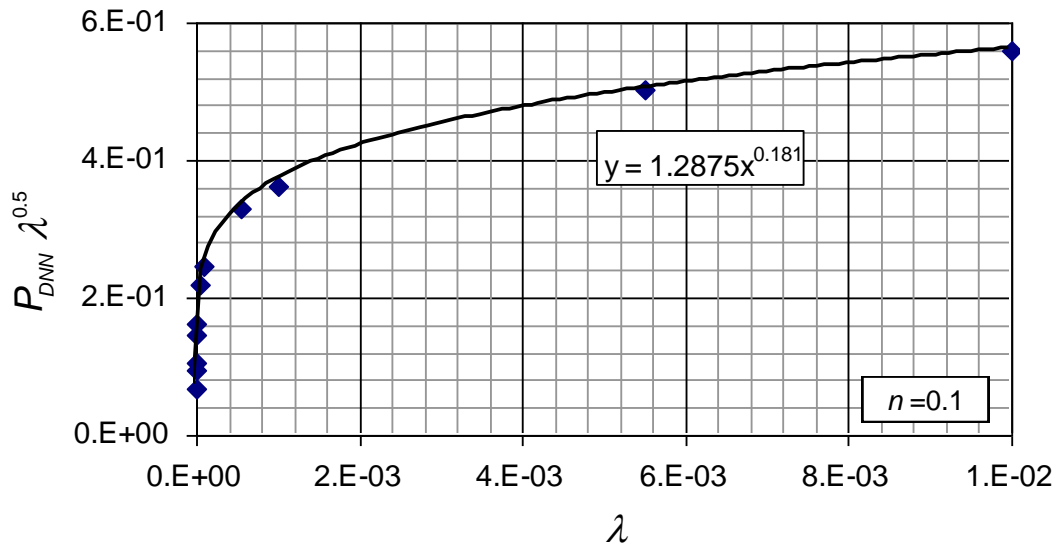


Figura 2.10. Relación entre presión y λ para $n=0.1$

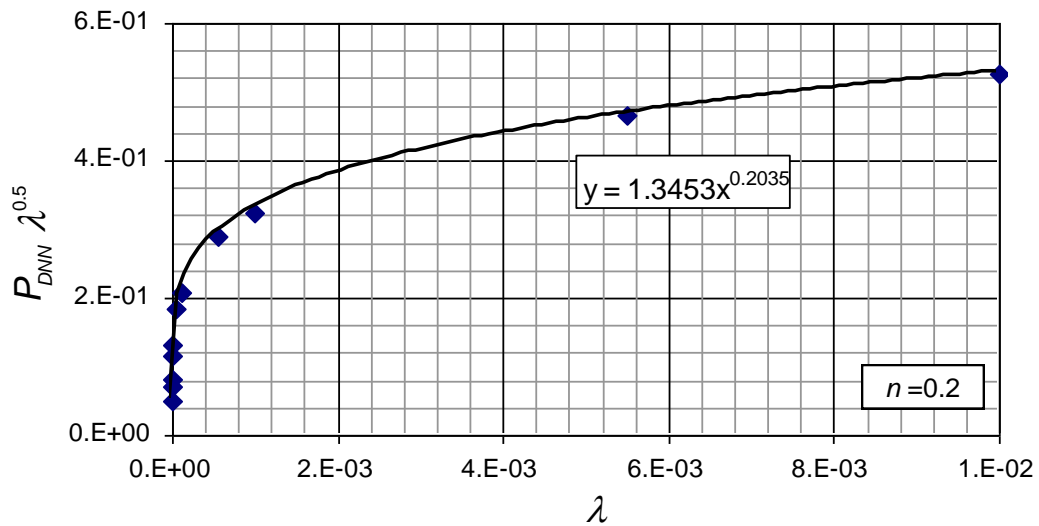


Figura 2.11. Relación entre presión y λ para $n=0.2$

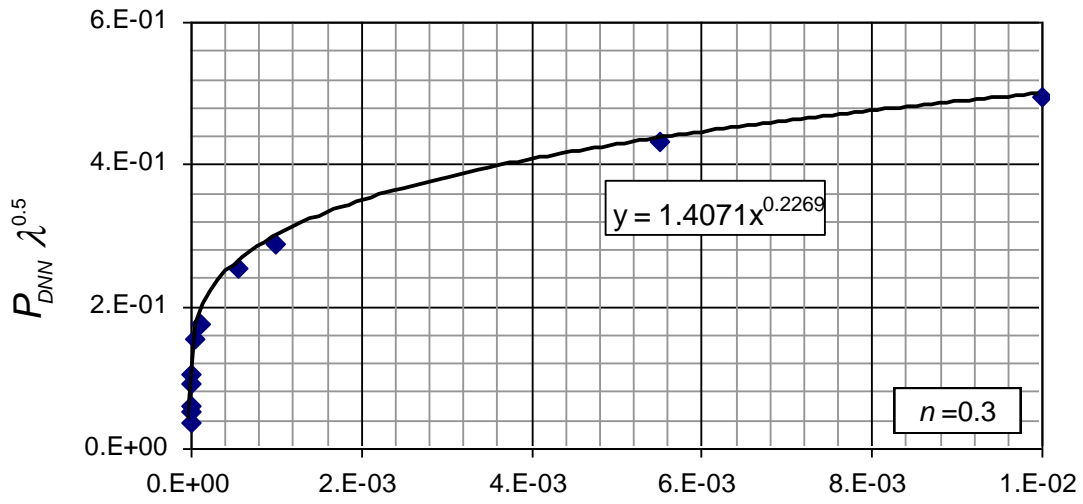


Figura 2.12. Relación entre presión y λ para $n=0.3$

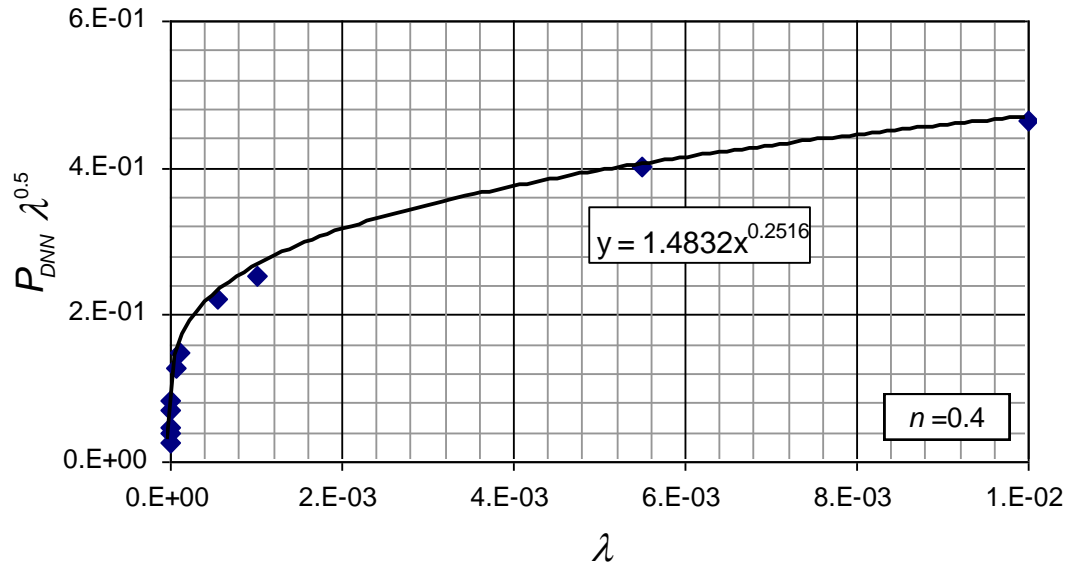


Figura 2.13. Relación entre presión y λ para $n=0.4$

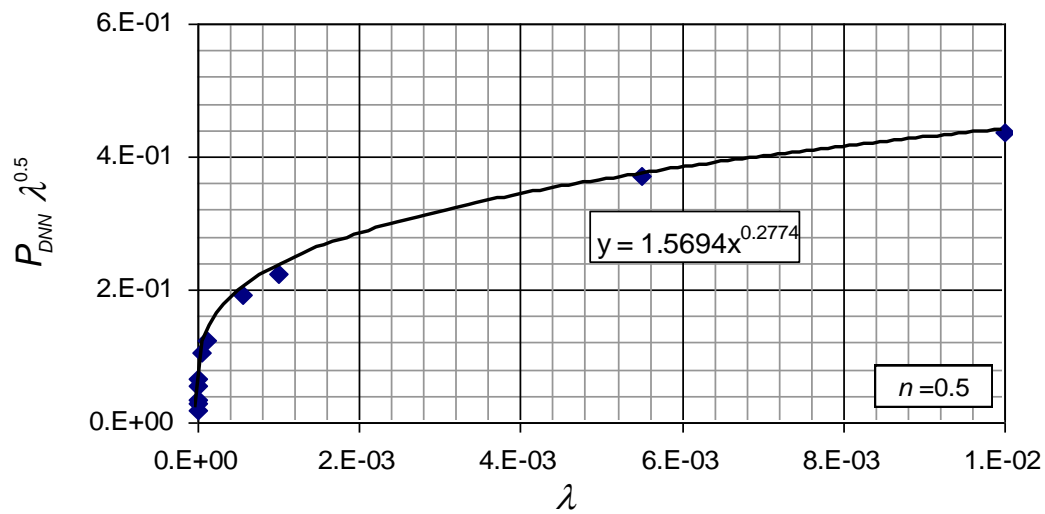


Figura 2.14. Relación entre presión y λ para $n=0.5$

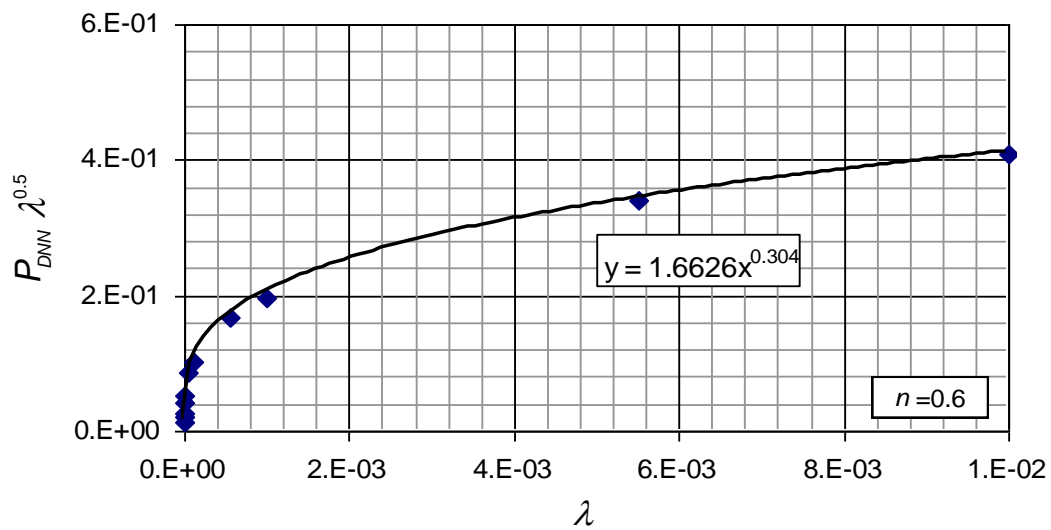


Figura 2.15. Relación entre presión y λ para $n=0.6$

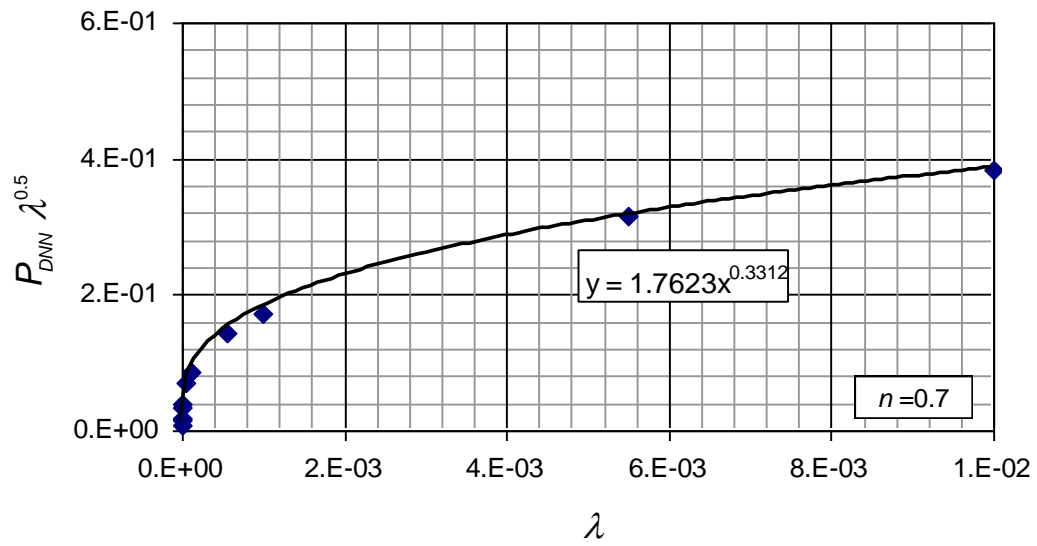


Figura 2.16. Relación entre presión y λ para $n=0.7$

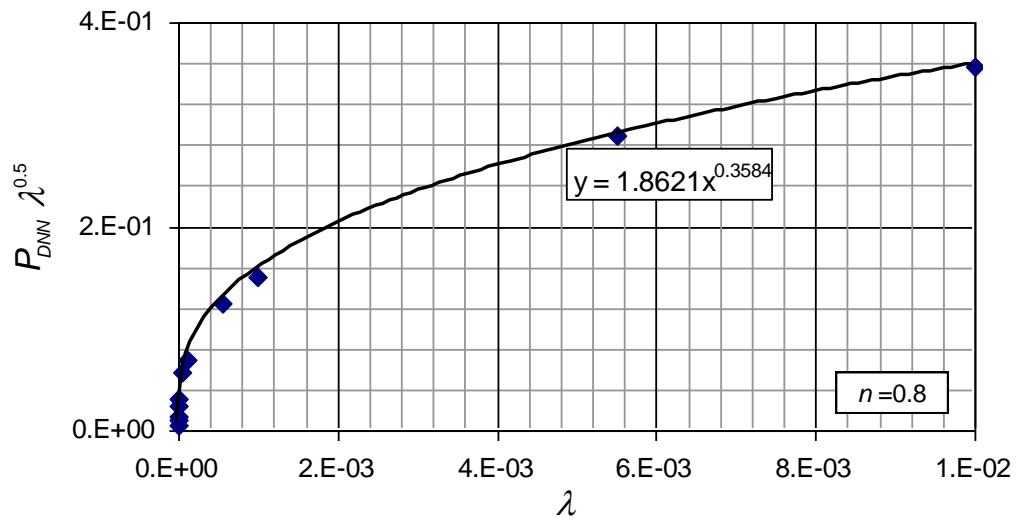


Figura 2.17. Relación entre presión y λ para $n=0.8$

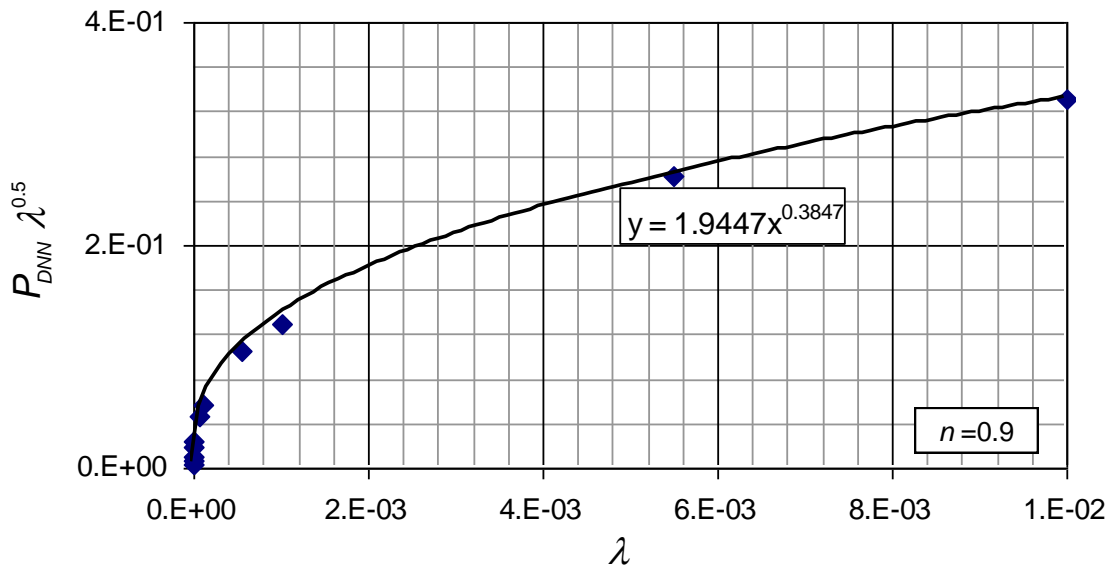


Figura 2.18. Relación entre presión y λ para $n=0.9$

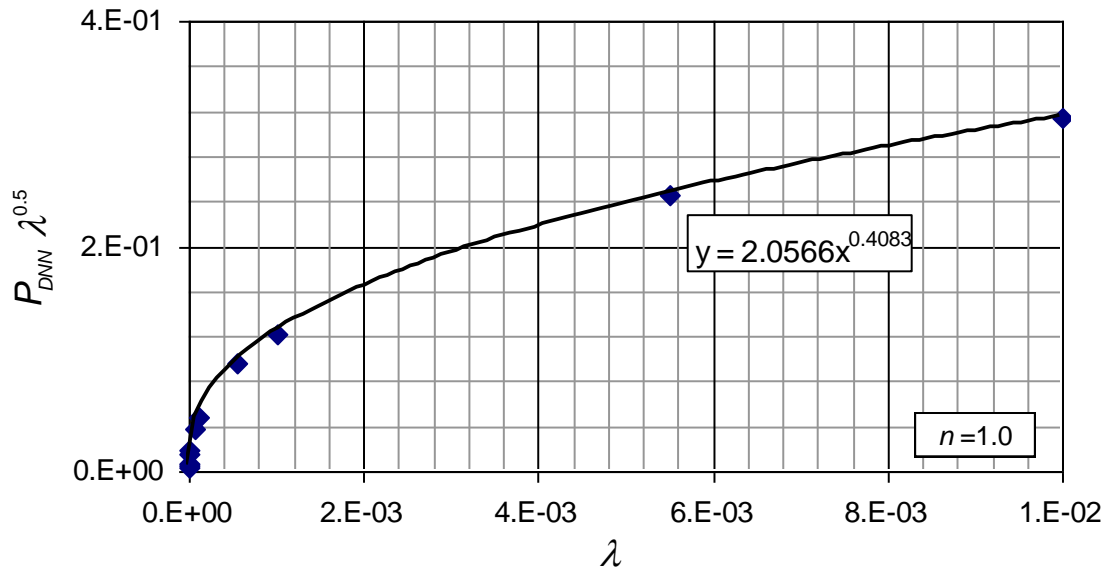


Figura 2.19. Relación entre presión y λ para $n=1.0$

Las expresiones registradas en las figuras son todas de la forma:

$$P_{DNN} \lambda^{0.5} = a \lambda^b$$

Donde los valores de a y b dependen de n .

En el siguiente cuadro se registran los valores de a y b calculados para cada uno de los diferentes n .

Cuadro 2.5. Valores de base y exponente de cada una de las expresiones generadas.

n	$P_{DNN} \lambda^{0.5} = a \lambda^b$	
	Base a	Exponente b
0.1	1.2875	0.181
0.2	1.3453	0.2035
0.3	1.4071	0.2269
0.4	1.4832	0.2516
0.5	1.5694	0.2774
0.6	1.6626	0.304
0.7	1.7623	0.3312
0.8	1.8621	0.3584
0.9	1.9447	0.3847
1	2.0566	0.4083

Ahora se realizan las regresiones para base y exponente, con los datos del Cuadro 2.5

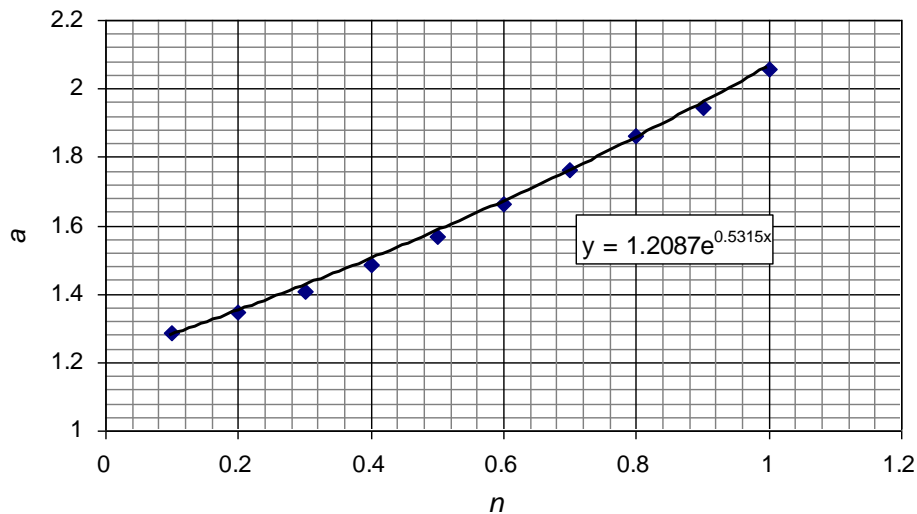


Figura 2.20. Regresión para el cálculo de la base a de la expresión $P_{DNN} \lambda^{0.5} = a \lambda^b$

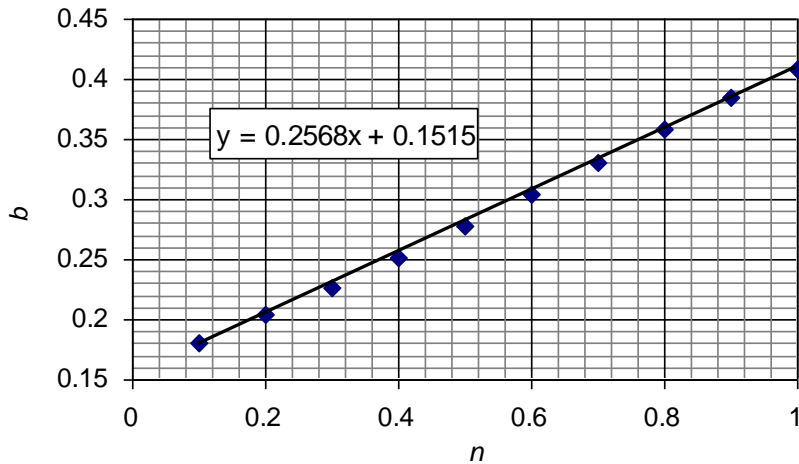


Figura 2.21. Regresión para el cálculo del exponente b de la expresión $P_{DNN} \lambda^{0.5} = a \lambda^b$

Finalmente, la ecuación generada queda de la forma:

$$P_{DNN} \lambda^{0.5} = \left[1.2087 e^{0.5315n} \right] \lambda^{0.2568n+0.1515} \quad (2.5)$$

Por facilidad en cálculos, se recomienda dejar la ecuación expresada como se indica en (2.5); a medida que se reemplazan valores, se va despejando el valor de λ (Ver ejemplo Simulado 1, Sección 3).

2.2.3 Metodología Propuesta

Para calcular λ a partir de una prueba de presión en un yacimiento heterogéneo, deben seguirse los siguientes pasos:

Paso 1. Generar una curva ΔP vs. t con todos los datos de presión obtenidos en la prueba. Tener en cuenta que para esta metodología no se están contemplando efectos de almacenamiento.

Paso 2. Leer de la gráfica ΔP vs. t , en el punto medio de la zona de transición, un valor promedio de ΔP , al que se llamará ΔP_T . Ver Figura 2.22

Paso 3. Ingresar el valor leído de ΔP_T en la ecuación (1.9) y calcular P_{DNN} .

$$P_{DNN} = \frac{\Delta P_T}{141.2 (96681.605)^{1-n} \left(\frac{qB}{h} \right)^n \frac{\mu_{eff} r_w^{1-n}}{k_1}}$$

Paso 4. Ingresar el valor de n y P_{DNN} para calcular λ ,

- Cálculo con la Ecuación (2.4)

$$\lambda = \frac{(0.2484) + n(0.09761) + n^{1.5}(0.45275) - \ln(P_{DNN})}{(0.33588) - n(0.14644) - n^{1.5}(0.11021)}$$

- Cálculo con la Ecuación (2.5)

$$P_{DNN} \lambda^{0.5} = \left[1.2087 e^{0.5315n} \right] \lambda^{0.2568n + 0.1515}$$

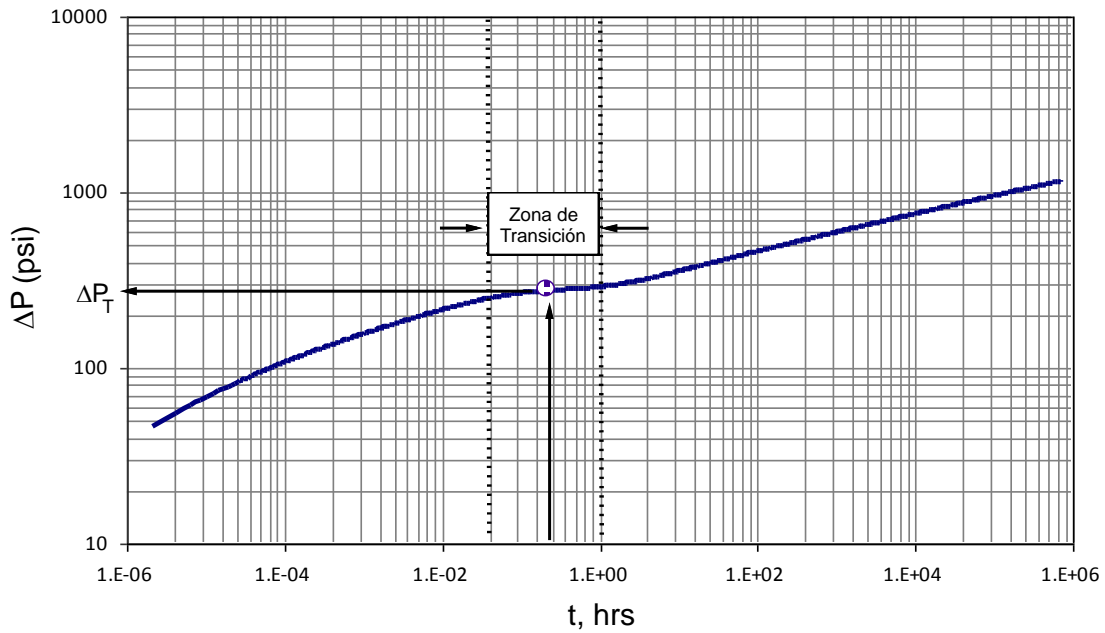


Figura 2.22. Gráfico ΔP vs. t típico, especificación de la zona de transición y ΔP_T

2.3 PARÁMETRO DE ALMACENAMIENTO, ω

2.3.1 Generación de Curvas de Presión

Para el caso particular de ω , se hicieron distintos tipos de gráficos usando como base los siguientes datos:

Caudal, $q = 300$ bpd

Daño al yacimiento, $s = 0$

Almacenamiento en el pozo, $C = 0$ bbl/psi

Espesor de la formación, $h = 50$ ft
Compresibilidad de la formación, $c_t = 1 \times 10^{-6}$ psi⁻¹
Radio del pozo, $r_w = 0.5$ ft
Radio de drenaje del yacimiento $r_e = 30$ ft
Porosidad, $\phi = 20$ %
Viscosidad, $\mu = 2$ cp
Permeabilidad, $k = 10$ md
Factor volumétrico, $B = 1.2$ bbl/STB
 n : Valores entre 0.1 y 0.9
 ω : Valores entre 1 y 1×10^{-6}
 λ : Valores entre 5.5×10^{-7} y 1×10^{-2}

Basados en las ecuaciones de Olarewaju (1992) se generaron gráficos de P vs. t con escalas logarítmicas y cartesianas variando los datos de n, λ y ω . Las demás variables roca-fluido, propiedades petrofísicas e historia de producción del pozo permanecieron constantes.

Después de generar gráficos de todo tipo, se decidió trabajar la metodología con convenciones en los ejes de $P_{DNN\omega}$ vs. t_D en escala logarítmica, ya que éstas son gráficas ordenadas en el espacio, con comportamientos típicos y zonas de coincidencia determinantes. A continuación, se muestra una gráfica base usada para lectura de puntos, donde se evidencia el efecto de ω y λ en los datos de Presión para un valor de n determinado.

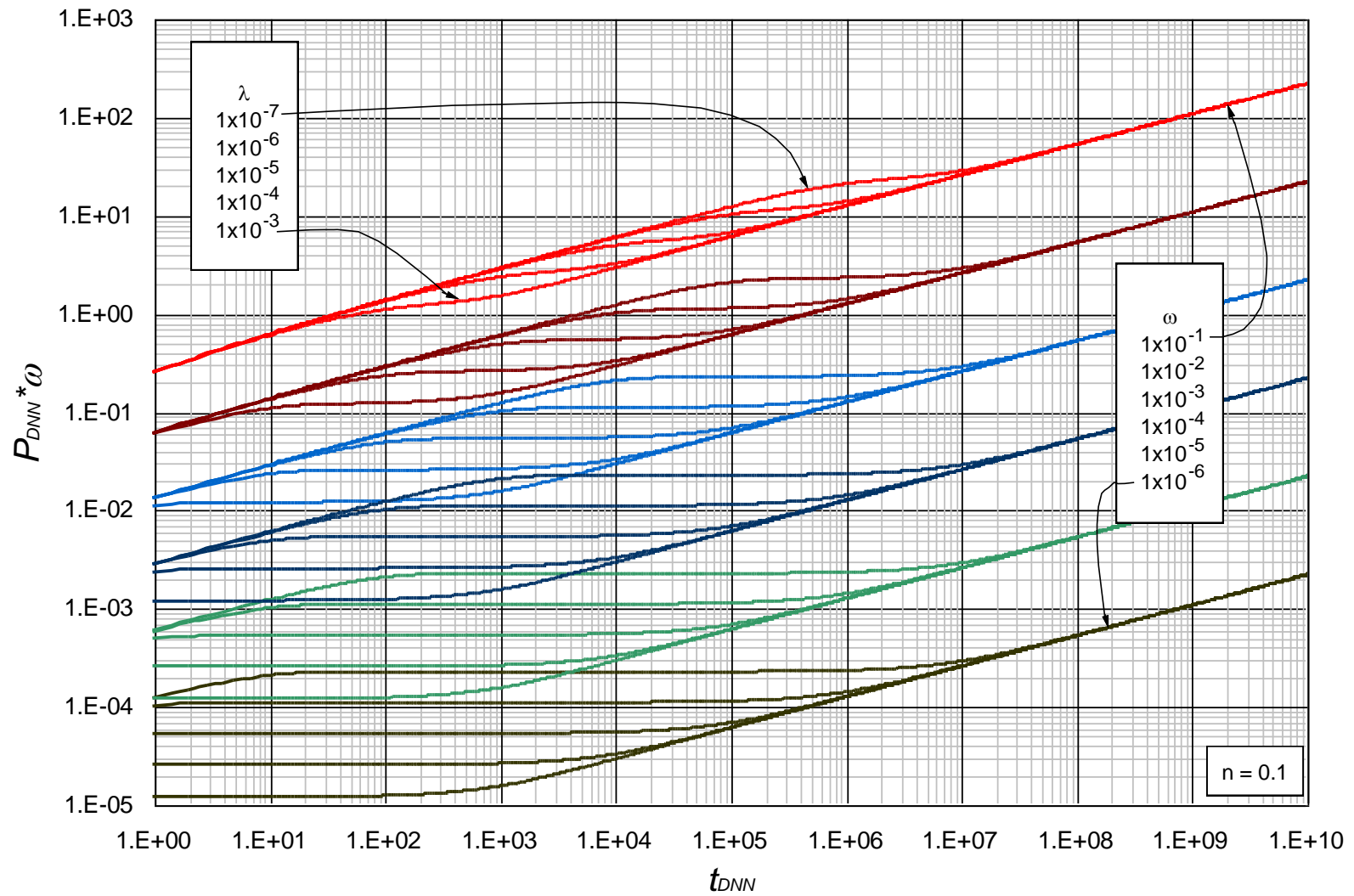


Figura 2.23. Efecto del parámetro de flujo interporoso, y el parámetro de almacenamiento, sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n = 0.1$

2.3.2 Procedimiento

- Lectura de puntos de presión:

Inicialmente se hicieron todas las gráficas $P_{DNN}\omega$ vs. t_D respectivas y necesarias para el desarrollo de la metodología; las cuales pueden encontrarse en el ANEXO B. En general estas figuras muestran los efectos de λ , ω y n en los resultados de presión de un yacimiento naturalmente fracturado.

De la Figura 2.23 Puede observarse que, curvas de presión generadas con un mismo ω y diferentes λ , se hacen iguales a valores de $t_D \geq 1 \times 10^8$. Con base en esta observación, se registran todos los puntos de presión a un tiempo adimensional leído de $t_D = 1 \times 10^8$.

Cuadro 2.4. Puntos de presión registrados para n , y valores comunes de ω en un YNF

Omega, ω	$P_{DNN}\omega$ leídos				
	$n=0.1$	$n=0.2$	$n=0.3$	$n=0.4$	$n=0.5$
1.00E-01	46.5336936582	30.6115272336	20.13735695	13.2470733	8.7143983897
1.00E-02	4.6532086469	3.0610469967	2.013666145	1.324661577	0.8714097410
1.00E-03	0.4653047934	0.3060941274	0.20135966	0.132461583	0.0871379644
1.00E-04	0.0465288723	0.0306083555	0.020135271	0.013245701	0.0087134955
1.00E-05	0.0046527265	0.0030607298	0.002013458	0.001324524	0.0008713195
1.00E-06	0.0004652566	0.0003060624	0.000201346	0.000132452	0.0000871289

Omega, ω	$P_{DNN}\omega$ leídos			
	$n=0.6$	$n=0.7$	$n=0.8$	$n=0.9$
1.00E-01	5.7326427941	3.7711373677	2.4807889758	1.6319516747
1.00E-02	0.5732444799	0.3771007119	0.2480703294	0.1631895310
1.00E-03	0.0573224681	0.0377087688	0.0248061761	0.0163183895
1.00E-04	0.0057320488	0.0037707466	0.0024805319	0.0016317826
1.00E-05	0.0005731851	0.0003770616	0.0002480446	0.0001631726
1.00E-06	0.0000573165	0.0000377049	0.0000248036	0.0000163167

- Medida de la zona de transición en ciclos logarítmicos:

Con base en la Figuras de los anexos, se observó que el efecto de ω en las curvas de presión está únicamente relacionado con la longitud de la zona de transición.

Las observaciones hechas fueron:

1. Para cualquier valor de n , a medida que ω se hace más pequeño, la longitud de la zona de transición aumenta.

2. Las curvas de la Figura 2.23y las demás delANEXO B son comportamientos de presión típicos en sistemas de doble porosidad. Se observan tres (3) aspectos principales:

- Una primera línea recta, que representa el sistema de fractura. Es corta, y en condiciones normales, difícil de detectar, debido a efectos de almacenamiento.Siempre que se cumpla la condición $\lambda/\omega \geq 1$ esta primera línea recta desaparece. Ésta es la principal razón por la cual, las mediciones de la zona de transición se hacen en forma de distancias (en ciclos logarítmicos) horizontales y no verticales.
- Una zona de transición o inflexión, únicamente influenciada por los parámetros λ y ω . El índice de comportamiento de flujo no modifica de ninguna manera la longitud o forma de la zona de transición.
- Una línea recta final, que representa el comportamiento de todo el sistema y cuya pendiente depende únicamente del valor de n . Para $n < 0.6$, esta línea recta final tiene la misma pendiente que la primera; hecho que, como se verá más adelante, resulta de gran utilidad para hacer mediciones horizontales de la zona de transición.

Las medidas de la zona de transición para cada valor de ω se registran en el siguiente cuadro.

Cuadro 2.5. Medida de ciclos logarítmicos de la zona de transición para diferentes valores de ω (aplicable para cualquier n y λ)

ω	Medida de la zona de transición (Ciclos Logarítmicos)
1×10^{-1}	1
1×10^{-2}	2
1×10^{-3}	3
1×10^{-4}	4
1×10^{-5}	5
1×10^{-6}	6

- Generación de ecuaciones de ω , teniendo en cuenta únicamente la distancia horizontal de la zona de transición:

Se generaron varias regresiones teniendo en cuenta la relación entre los valores de ω vs las distancias medidas de la zona de transición, aprovechando la independencia de estas variables con λ y n .

Las ecuaciones generadas, se muestran en el Cuadro 2.6.

Cuadro 2.6. Ecuaciones generadas de ω como función única de la medida de la zona de transición

n°	Ecuación
2.6	$\ln(\omega) = -2.3025851(\text{Ciclos})$
2.7	$\ln(\omega) = -2.3025721 - 2.3516663(\text{Ciclos})^{0.5} \ln(\text{Ciclos})$
2.8	$\ln(\omega) = -1.0518712 - 1.2508026(\text{Ciclos})^{1.5}$
2.9	$\ln(\omega) = -2.302705 - 1.6461502(\text{Ciclos}) \ln(\text{Ciclos})$
2.10	$\omega^{0.5} = -0.023404325 + 0.9230909e^{-\text{Ciclos}}$

Estas expresiones son rápidas, sencillas y poco susceptibles a pequeñas diferencias en las mediciones del n° de ciclos logarítmicos de la zona de transición.

- Generación de la Ecuación de ω como función de la medida de la zona de transición, puntos de presión de leídos yn :

Aunque ya se ha especificado que n no es una variable que afecte el valor de ω en un yacimiento de doble porosidad, se quiso igualmente generar una regresión que la tuviera en cuenta, mediante la introducción de un nuevo factor cxn .

Donde,

c Es la medida de la zona de transición en ciclos logarítmicos

n Es el valor del índice de comportamiento de flujo

Con los puntos de presión leídos de las gráficas de los anexos, las medidas de la zona de transición para cada ω y el valor de n , se construyó el Cuadro 2.7.

La idea de la creación de estos cuadros fue reducir el número de variables que intervienen en la ecuación, de 4 variables a 3, para minimizar la complejidad operacional. Esto se logró, como ya se había mencionado, con la generación de un nuevo factor cxn .

La ecuación con mejor ajuste y más fácil de manejar en cuando a simplicidad de cálculos y número de variables se muestra inmediatamente.

La ecuación despejada es:

$$\ln \omega = \frac{0.99684106 + 5.4967445e^{-(\text{ciclos} \times n)} - \ln P_{DNN}}{0.29403111} \quad (2.11)$$

Debido a la forma general de la variable en la función exponencial de la ecuación (2.11), a medida que n aumenta su valor y se aproxima a la unidad, la expresión pierde exactitud. Razón por la cual se recomienda usarse únicamente para valores de $n < 0.6$.

Cuadro 2.7. Ecuaciones generadas de ω como función única de la medida de la zona de transición

Omega	N° Ciclos	n	$P_{DNN}\omega$	N°ciclos*n	Omega	$P_{DNN}\omega$
1.00E-01	1	0.1	46.53369366	0.1	1.00E-01	46.53369366
1.00E-02	2	0.1	4.653208647	0.2	1.00E-02	4.653208647
1.00E-03	3	0.1	0.465304793	0.3	1.00E-03	0.465304793
1.00E-04	4	0.1	0.046528872	0.4	1.00E-04	0.046528872
1.00E-05	5	0.1	0.004652727	0.5	1.00E-05	0.004652727
1.00E-06	6	0.1	0.000465257	0.6	1.00E-06	0.000465257
1.00E-01	1	0.2	28.98279154	0.2	1.00E-01	28.98279154
1.00E-02	2	0.2	2.898279154	0.4	1.00E-02	2.898279154
1.00E-03	3	0.2	0.289827915	0.6	1.00E-03	0.289827915
1.00E-04	4	0.2	0.028982792	0.8	1.00E-04	0.028982792
1.00E-05	5	0.2	0.002898279	1	1.00E-05	0.002898279
1.00E-06	6	0.2	0.000289828	1.2	1.00E-06	0.000289828
1.00E-01	1	0.3	20.13735695	0.3	1.00E-01	20.13735695
1.00E-02	2	0.3	2.013666145	0.6	1.00E-02	2.013666145
1.00E-03	3	0.3	0.20135966	0.9	1.00E-03	0.20135966
1.00E-04	4	0.3	0.020135271	1.2	1.00E-04	0.020135271
1.00E-05	5	0.3	0.002013458	1.5	1.00E-05	0.002013458
1.00E-06	6	0.3	0.000201346	1.8	1.00E-06	0.000201346
1.00E-01	1	0.4	13.2470733	0.4	1.00E-01	13.2470733
1.00E-02	2	0.4	1.324661577	0.8	1.00E-02	1.324661577
1.00E-03	3	0.4	0.132461583	1.2	1.00E-03	0.132461583
1.00E-04	4	0.4	0.013245701	1.6	1.00E-04	0.013245701
1.00E-05	5	0.4	0.001324524	2	1.00E-05	0.001324524
1.00E-06	6	0.4	0.000132452	2.4	1.00E-06	0.000132452
1.00E-01	1	0.5	8.71439839	0.5	1.00E-01	8.71439839
1.00E-02	2	0.5	0.871409741	1	1.00E-02	0.871409741
1.00E-03	3	0.5	0.087137964	1.5	1.00E-03	0.087137964
1.00E-04	4	0.5	0.008713496	2	1.00E-04	0.008713496
1.00E-05	5	0.5	0.00087132	2.5	1.00E-05	0.00087132
1.00E-06	6	0.5	8.71289E-05	3	1.00E-06	8.71E-05
1.00E-01	1	0.6	5.732642794	0.6	1.00E-01	5.732642794
1.00E-02	2	0.6	0.57324448	1.2	1.00E-02	0.57324448
1.00E-03	3	0.6	0.057322468	1.8	1.00E-03	0.057322468
1.00E-04	4	0.6	0.005732049	2.4	1.00E-04	0.005732049
1.00E-05	5	0.6	0.000573185	3	1.00E-05	0.000573185
1.00E-06	6	0.6	5.73165E-05	3.6	1.00E-06	5.73E-05
1.00E-01	1	0.7	3.771137368	0.7	1.00E-01	3.771137368
1.00E-02	2	0.7	0.377100712	1.4	1.00E-02	0.377100712
1.00E-03	3	0.7	0.037708769	2.1	1.00E-03	0.037708769
1.00E-04	4	0.7	0.003770747	2.8	1.00E-04	0.003770747
1.00E-05	5	0.7	0.000377062	3.5	1.00E-05	0.000377062
1.00E-06	6	0.7	3.77049E-05	4.2	1.00E-06	3.77E-05
1.00E-01	1	0.8	2.480788976	0.8	1.00E-01	2.480788976
1.00E-02	2	0.8	0.248070329	1.6	1.00E-02	0.248070329
1.00E-03	3	0.8	0.024806176	2.4	1.00E-03	0.024806176
1.00E-04	4	0.8	0.002480532	3.2	1.00E-04	0.002480532
1.00E-05	5	0.8	0.000248045	4	1.00E-05	0.000248045
1.00E-06	6	0.8	2.48036E-05	4.8	1.00E-06	2.48E-05
1.00E-01	1	0.9	1.631951675	0.9	1.00E-01	1.631951675
1.00E-02	2	0.9	0.163189531	1.8	1.00E-02	0.163189531
1.00E-03	3	0.9	0.01631839	2.7	1.00E-03	0.01631839
1.00E-04	4	0.9	0.001631783	3.6	1.00E-04	0.001631783
1.00E-05	5	0.9	0.000163173	4.5	1.00E-05	0.000163173
1.00E-06	6	0.9	1.63167E-05	5.4	1.00E-06	1.63E-05

2.3.3 Metodología Propuesta

- **Cálculo de ω**

Para calcular ω de una prueba de presión cualquiera para un yacimiento naturalmente fracturado en presencia de fluidos no-newtonianos pseudoplásticos, debe seguirse el procedimiento paso a paso descrito a continuación.

- Lectura de puntos de presión:

Paso 1. Generar una curva logarítmica ΔP vs. t con todos los datos de presión obtenidos en la prueba. Tener en cuenta que para esta metodología no se están contemplando efectos de daño ni almacenamiento.

Paso 2. Calcular el parámetro G de acuerdo con la ecuación (1.8) mencionada en el Capítulo 1.

$$G = \frac{3792.188n\phi c_i \mu_{eff}}{k_1} \left(96681.605 \frac{h}{qB} \right)^{1-n}$$

Paso 3. Calcular un tiempo t , en horas con la ecuación (1.7). Tener en cuenta que $t_{DNN}=1 \times 10^8$.

$$t = t_{DNN} G r_w^{3-n}$$

Paso 4. Leer de la gráfica, a un tiempo t calculado en el paso 3, un valor aproximado de ΔP , al que se llamará ΔP_o (Figuras 2.24, 2.25 y 2.26).

Paso 5. Ingresar el valor de ΔP_o en la ecuación (1.9) y calcular P_{DNN} .

$$P_{DNN} = \frac{\Delta P_o}{141.2(96681.605)^{1-n} \left(\frac{q\beta}{h} \right)^n \left(\frac{\mu_{eff} r_w^{1-n}}{k} \right)}$$

- Determinación del N° de ciclos logarítmicos en la zona de transición:

Paso 6. A partir de la gráfica de presión generada en el paso 1, medir en forma de ciclos logarítmicos la distancia horizontal de la zona de transición. Tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Si $n < 0.6$, las pendientes de las líneas inicial y final de las curvas son iguales, luego estas rectas se pueden extrapolar y para así poder establecer una medición con mayor exactitud (Ver Figura 2.24).
- Si $n > 0.6$, la línea inicial adquiere una forma curva mientras que la final continua siendo recta. En este caso estas dos no tienen la misma forma ni pendiente, luego no es posible

trazar “líneas guía”. En este caso debe leerse la distancia horizontal directamente sobre la zona de transición (Ver Figura 2.25)

- Si la curva de presión no tiene línea recta inicial, sino que arranca directamente con la zona de transición, tampoco es posible dibujar “líneas guía”. La recomendación es leer directamente sobre la zona de transición, horizontalmente, de inicio a fin (Ver Figura 2.26).

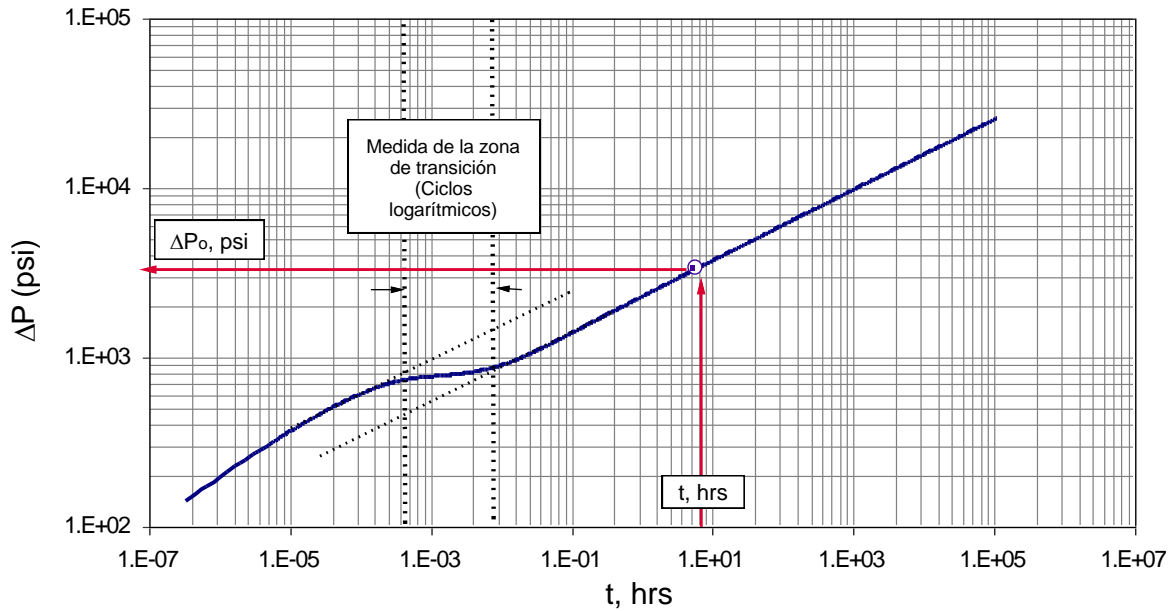


Figura 2.24. Gráfico logarítmico ΔP vs. t típico con $n < 0.6$, especificación de la medida de la zona de transición y lectura de ΔP_o

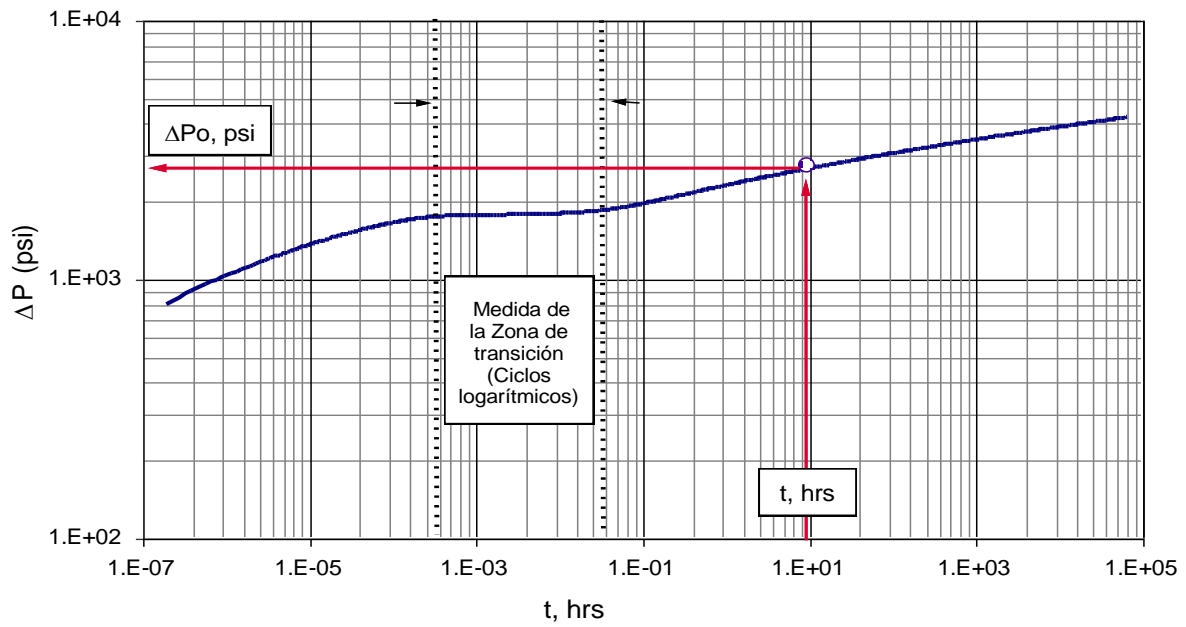


Figura 2.25. Gráfico logarítmico ΔP vs. t típico con $n > 0.6$, especificación de la medida de la zona de transición y lectura de ΔP_o

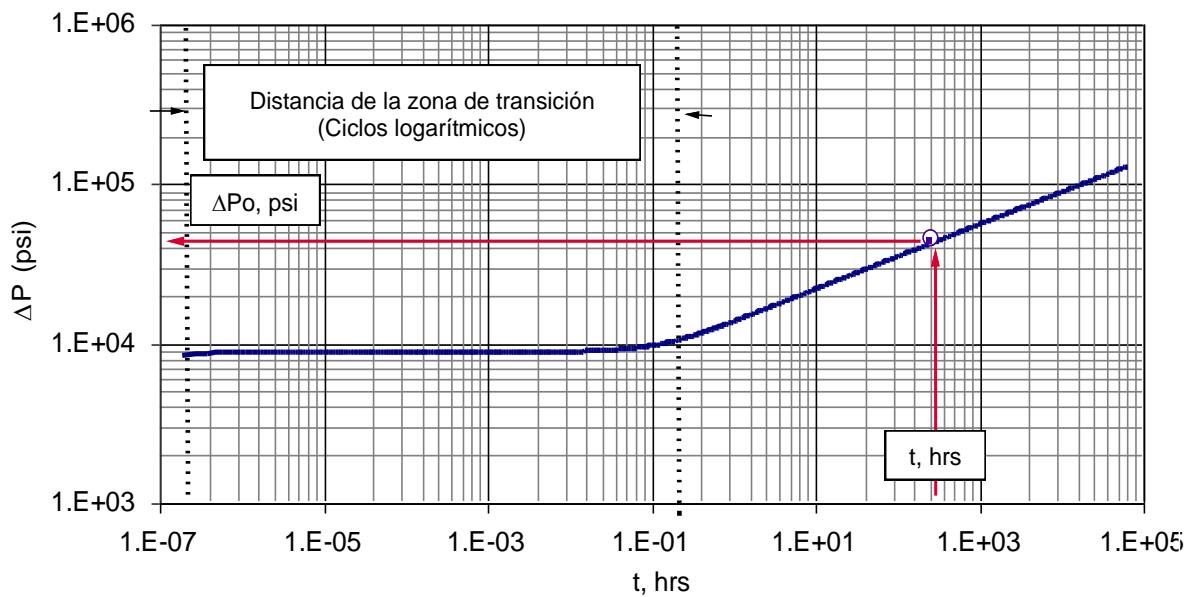


Figura 2.26. Gráfico logarítmico ΔP vs. t típico cuando no hay línea recta inicial, especificación de la medida de la zona de transición y lectura de ΔP_o

Paso 7. Calcular ω , teniendo en cuenta únicamente la medida de la zona de transición en N° de ciclos logarítmicos con las siguientes ecuaciones generadas.

no.	Ecuación
2.6	$\ln(\omega) = -2.3025851(Ciclos)$
2.7	$\ln(\omega) = -2.3025721 - 2.3516663(Ciclos)^{0.5} \ln(Ciclos)$
2.8	$\ln(\omega) = -1.0518712 - 1.2508026(Ciclos)^{1.5}$
2.9	$\ln(\omega) = -2.302705 - 1.6461502(Ciclos) \ln(Ciclos)$
2.10	$\omega^{0.5} = -0.023404325 + 0.9230909e^{-Ciclos}$

Paso 8. Si $n < 0.6$, puede calcularse ω teniendo en cuenta n , n° de ciclos y P_{DNN} con la Ecuación (2.11).

$$\ln \omega = \frac{0.99684106 + 5.4967445e^{-(ciclos \times n)} - \ln P_{DNN}}{0.29403111}$$

2.4 CONSIDERACIONES ADICIONALES

Influencia del factor de daño en los datos de presión cuando por el medio existe flujo de fluidos no-newtonianos pseudoplásticos

Se construyeron gráficas semilogarítmicas de P vs t , donde se muestra la influencia del daño en los datos de presión, los valores que se tuvieron en cuenta corresponden a los comunes en un yacimiento de doble porosidad (desde -4 hasta 4). En la Fig. 2.27 y 2.28 se observa que para $n < 0.5$, no existe ningún efecto del factor de daño sobre las curvas de presión; sin embargo, a medida que n se acerca a 1, se hace más evidente el efecto del daño de formación, (Ver Figura 2.29). Las demás gráficas generadas se encuentran incluidas en el ANEXO C.

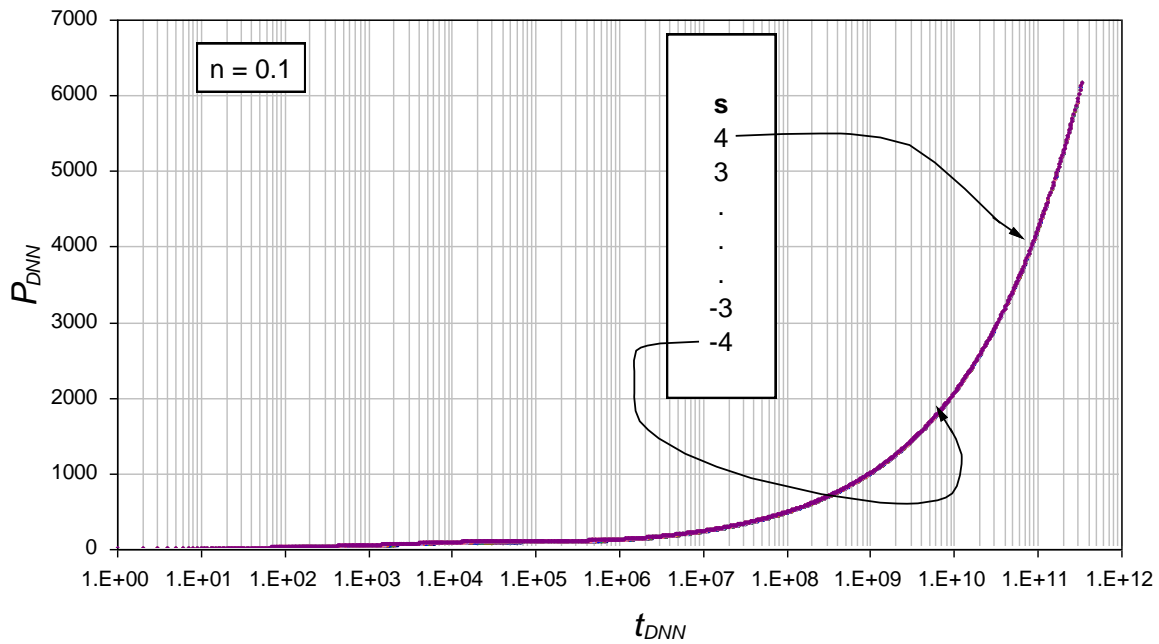


Figura 2.27. Efecto del factor de daño en los datos de presión para $n=0.1$

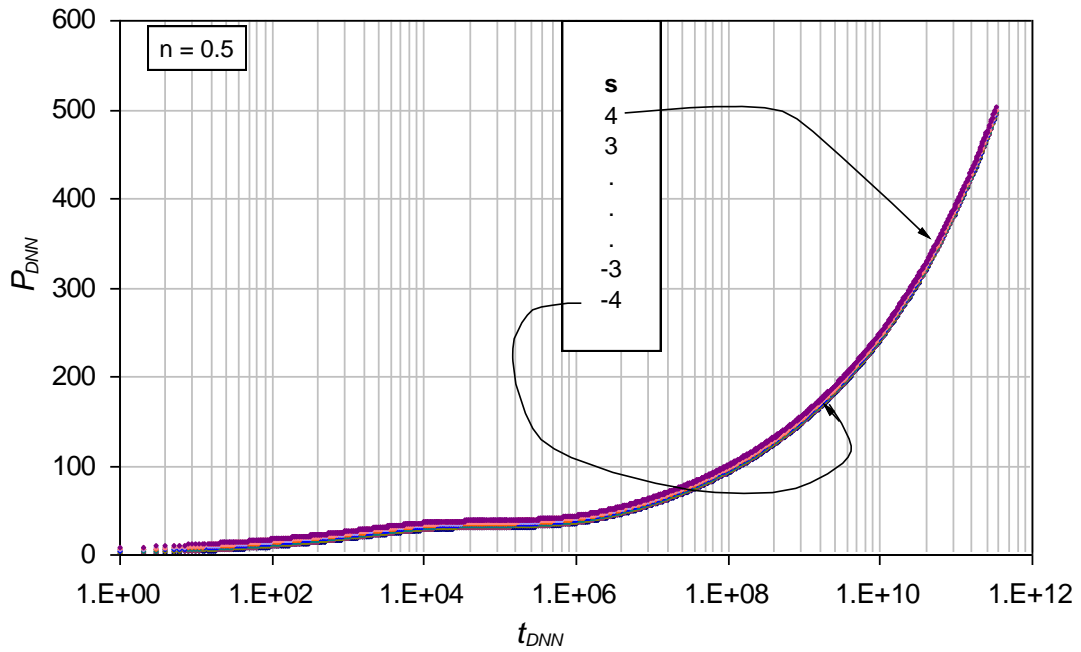


Figura 2.28. Efecto del factor de daño en los datos de presión para $n=0.5$

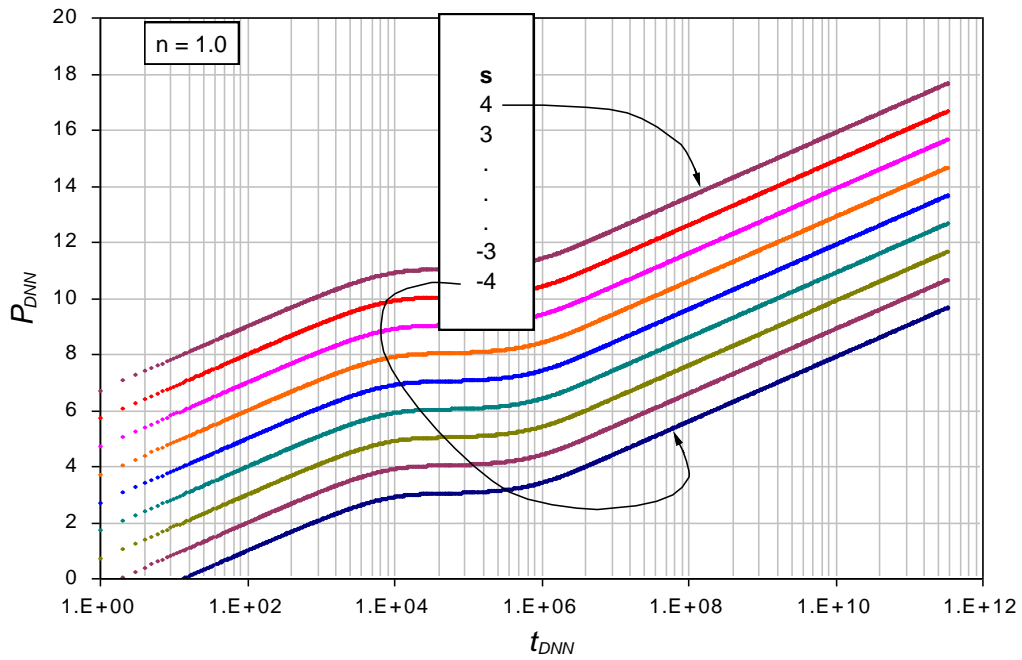


Figura 2.29. Efecto del factor de daño en los datos de presión para $n=1$

Con base en estas gráficas se puede concluir que:

1. A partir de $n \geq 0.6$, el efecto de n , se hace mucho más significativo.

2. El efecto del daño es considerablemente importante cuando en el sistema existe flujo de fluidos newtonianos ($n=1$), o en general para valores de n cercanos a la unidad.
3. El daño causa que la curva de presión se desplace hacia arriba o hacia abajo, dependiendo del signo y magnitud del daño contemplado. De ninguna manera el efecto de s sobre la curva de presión modifica su forma, pendiente o longitud de la zona de transición.

Valores de daño positivos, desplazan la curva de presión hacia arriba. Lo que significa que si el pozo está dañado (favorable), a cualquier tiempo de la prueba, el sistema tendrá presiones mayores que si el pozo estuviera en condiciones normales ($s = 0$). De la misma manera, valores de daño negativos (indeseables, daño en la cara del pozo), desplazan la curva de presión hacia abajo. Lo que sugiere que a un tiempo determinado, el sistema tendrá presiones menores que si $s = 0$.

Cálculo del índice de comportamiento de flujo n , a partir de la pendiente de una gráfica logarítmica ΔP vs t

Ikoku, *et al* (1979)⁸ presenta una correlación para determinar la pendiente de una gráfica logarítmica de ΔP vs t en función de n .

$$m' = \frac{1-n}{3-n} \quad (2.12)$$

Donde,

n , Es el índice de comportamiento de flujo

m' Es la pendiente de la línea recta posterior a la zona de transición

Despejando n de la ecuación (2.12) se tiene:

$$\begin{aligned} m'(3-n) &= 1-n \\ 3m' - m'n &= 1-n \\ 3m' - 1 &= m'n - n \\ 3m' - 1 &= n(m'-1) \end{aligned}$$

Finalmente queda,

$$n = \frac{3m'-1}{m'-1} \quad (2.13)$$

⁸IKOKU, Chi., RAMEY, Henry J. Jr., Transient Flow of Non-Newtonian Power-Law Fluids in Porous Media, Society of Petroleum Engineers Journal, Paper SPE7139, 1979, pp. 164-174.

Metodología Propuesta

Paso 1. Generar un gráfico logarítmico ΔP vs t .

Paso 2. Calcular la pendiente de la línea recta posterior a la zona de transición, a la que se llamará m'

Paso 3. Calcular n a partir de la pendiente leída en el paso 2.

CAPITULO 3. APLICACIONES

3.1 EJEMPLO N° 1 SIMULADO

Se simuló una prueba de presión para un yacimiento naturalmente fracturado con los siguientes datos:

Caudal, $q = 100$ STB

Daño al yacimiento, $s = 0$

Almacenamiento en el pozo, $C = 0$ bbl/psi

Espesor de la formación, $h = 150$ ft

Compresibilidad de la formación, $c_t = 1 \times 10^{-6}$ psi⁻¹

Radio del pozo, $r_w = 0.21$ ft

Radio de drenaje del yacimiento $r_e = 30$ ft

Porosidad, $\phi = 5$ %

Viscosidad efectiva, $\mu_{eff} = 1.0$ cp

Permeabilidad, $k = 2500$ md

Factor volumétrico, $B = 1.05$ bbl/STB

$n = 0.25$

Los datos de la prueba de presión sintética se muestran en el ANEXO D.

Calcular λ y ω para este yacimiento heterogéneo.

SOLUCIÓN

Cálculo de λ

Paso 1. Generar una curva ΔP vs. t con los datos de presión obtenidos en la prueba (Figura 3.1)

Paso 2. Leer de la gráfica ΔP vs. t , en el punto medio de la zona de transición, un valor promedio de ΔP , al que se llamará ΔP_T . Ver Figura 3.1.

Punto leído:

$t = 1.2787$ hrs

$\Delta P_T = 11906.75$ psi

Paso 3. Ingresar el valor leído de ΔP_T y calcular P_{DNN} .

$$P_{DNN} = \frac{\Delta P_T}{141.2(96681.605)^{1-n} \left(\frac{q\beta}{h} \right)^n \left(\frac{\mu_{eff} r_w^{1-n}}{k} \right)}$$

$$P_{DNN} = \frac{11906.75}{141.2(96681.605)^{1-0.25} \left(\frac{100 \times 1.05}{150} \right)^{0.25} \left(\frac{1 \times 0.21^{1-0.25}}{2500} \right)}$$

$$P_{DNN} = \frac{11906.75}{774181.155 \times 0.9147 \times (1.2409 \times 10^{-4})}$$

$$P_{DNN} = 135.4987$$

Paso 4. Cálculo de λ con la Ecuación (2.4)

$$\lambda = \frac{(0.2484) + n(0.09761) + n^{1.5}(0.45275) - \ln(Pd)}{(0.33588) - n(0.14644) - n^{1.5}(0.11021)}$$

$$\ln \lambda = \frac{(0.2484) + (0.25 \times 0.09761) + (0.25^{1.5} \times 0.45275) - \ln(135.50387)}{(0.33588) - (0.25 \times 0.14644) - (0.25^{1.5} \times 0.11021)}$$

$$\ln \lambda = \frac{-4.5796}{0.2855}$$

$$\ln \lambda = -16.041$$

$$\lambda = e^{-16.041}$$

$$\lambda = 1.08 \times 10^{-7}$$

- Cálculo de λ con la Ecuación (2.5)

$$P_{DNN} \lambda^{0.5} = [1.2087 e^{0.5315n}] \lambda^{0.2568n+0.1515}$$

$$135.4987 \lambda^{0.5} = [1.2087 e^{0.5315(0.25)}] \lambda^{0.2568(0.25)+0.1515}$$

$$135.4987 \lambda^{0.5} = [1.38046] \lambda^{0.2157}$$

$$\frac{\lambda^{0.5}}{\lambda^{0.2157}} = \frac{1.38046}{135.4987}$$

$$\lambda^{0.2843} = 0.010188$$

$$\lambda = (0.010188)^{\frac{1}{0.2843}}$$

$$\lambda = 9.854 \times 10^{-8}$$

Los valores de λ calculados se comparan con los resultados obtenidos por el simulador y la tesis de grado de Escobar *et al* (2011)⁹.

Cuadro 3.1. Comparación de resultados de λ obtenidos con otros calculados

Métodología propuesta	Ecuación	λ calculado
Valor real	Simulador	1×10^{-7}
Este trabajo	(2.4)	1.080×10^{-7}
	(2.5)	9.854×10^{-8}
Escobar <i>et at</i> (2011)	(E4)	6.3029×10^{-7}
	(E5)	9.5581×10^{-6}
	(E6)	1.4899×10^{-7}

Cálculo de ω

- Lectura de punto de presión:

Paso 1. Generar una curva ΔP vs. t con los datos de presión obtenidos en la prueba (Figura 3.1)

Paso 2. Calcular el parámetro G de acuerdo con la ecuación (1.8) propuesta en el capítulo 1.

$$G = \frac{3792.188 n \phi c_i \mu_{eff}}{k_1} \left(96681.605 \frac{h}{qB} \right)^{1-n}$$

$$G = \frac{3792.188 (0.25) (0.05) (1 \times 10^{-6}) (1)}{2500} \left(96681.605 \frac{150}{100 \times 1.05} \right)^{1-0.25}$$

$$G = 1.3584 \times 10^{-4}$$

Paso 3. Calcular un tiempo con la ecuación (1.7), al cual se leerá un valor aproximado de ΔP . Tener en cuenta que $t_{DNN} = 1 \times 10^8$.

⁹ ESCOBAR, F. H; ZAMBRANO, A. P. y GIRALDO, D.V. Análisis de presión y derivada de presión de yacimientos heterogéneos con fluidos no-newtonianos pseudoplástico. Universidad Surcolombiana, 2011.

$$t_{DNN} = \frac{t}{Gr_w^{3-n}}$$

Luego, paracalcular t :

$$t = t_{DNN} Gr_w^{3-n}$$

$$t = (1 \times 10^8) (1.3584 \times 10^{-4}) (0.21^{3-0.25})$$

$$t = 185.84 \text{ hrs}$$

Paso 4. Leer de la gráfica, a un tiempo t calculado en el paso 3, un valor aproximado de ΔP , al que se llamará ΔP_o .

Punto de Presión leído:

El punto más cercano a un tiempo $t = 185.84$ hrs es:

$$t = 183.179 \text{ hrs}$$

$$\Delta P_o = 24572.39 \text{ psi}$$

Paso 5. Ingresar el valor de ΔP_o en la ecuación (1.9) y calcular P_{DNN} .

$$P_{DNN} = \frac{\Delta P_o}{141.2(96681.605)^{1-n} \left(\frac{q\beta}{h} \right)^n \left(\frac{\mu_{eff} r_w^{1-n}}{k} \right)}$$

$$P_{DNN} = \frac{24572.39}{141.2(96681.605)^{1-0.25} \left(\frac{100 \times 1.05}{150} \right)^{0.25} \left(\frac{1 \times 0.21^{1-0.25}}{2500} \right)}$$

$$P_{DNN} = \frac{24572.39}{774205.16 \times 0.9147 \times (1.241 \times 10^{-4})}$$

$$P_{DNN} = \frac{24572.39}{87.883}$$

$$P_{DNN} = 279.60$$

- Determinación del N° de ciclos logarítmicos en la zona de transición:

Paso 6. A partir de la gráfica de presión generada en el paso 1, medir en forma de ciclos logarítmicos la distancia horizontal de la zona de transición.

Zona de transición:

Medida 1 ciclo logarítmico	1.7 cm
Distancia medida de la zona de transición (Figura 3.1)	3.3 cm
Distanciamedida de la Zona de transición en Ciclos logarítmicos	Ciclos = (3.3/1.7) Ciclos =1.9411

Paso 7. Calcular ω , teniendo en cuenta únicamente la medida de la zona de transición en ciclos logarítmicos.

$$\begin{aligned} \blacksquare \quad \ln(\omega) &= -2.3025851(\text{Ciclos}) && \text{(Ec.2.6)} \\ \ln(\omega) &= -2.3025851(1.9411) \\ \ln(\omega) &= -4.4695 \\ \omega &= e^{-4.4695} \\ \omega &= \underline{0.01145} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \blacksquare \quad \ln(\omega) &= -2.3025721 - 2.3516663(\text{Ciclos})^{0.5} \ln(\text{Ciclos}) && \text{(Ec.2.7)} \\ \ln(\omega) &= -2.3025721 - 2.3516663(1.9411)^{0.5} \ln(1.9411) \\ \ln(\omega) &= -4.4756 \\ \omega &= e^{-4.4756} \\ \omega &= \underline{0.01138} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \blacksquare \quad \ln(\omega) &= -1.0518712 - 1.2508026(\text{Ciclos})^{1.5} && \text{(Ec.2.8)} \\ \ln(\omega) &= -1.0518712 - 1.2508026(1.9411)^{1.5} \\ \ln(\omega) &= -4.4345 \\ \omega &= e^{-4.4345} \\ \omega &= \underline{0.01186} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \blacksquare \quad \ln(\omega) &= -2.302705 - 1.6461502(\text{Ciclos}) \ln(\text{Ciclos}) && \text{(Ec.2.9)} \\ \ln(\omega) &= -2.302705 - 1.6461502(1.9411) \ln(1.9411) \\ \ln(\omega) &= -4.4220 \\ \omega &= e^{-4.4220} \\ \omega &= \underline{0.0120} \end{aligned}$$

$$\blacksquare \quad \omega^{0.5} = -0.023404325 + 0.9230909e^{-\text{Ciclos}} \quad \text{(Ec.2.10)}$$

$$\omega^{0.5} = -0.023404325 + 0.9230909e^{-1.9411}$$

$$\omega = (0.1091)^{\frac{1}{0.5}}$$

$$\omega = 0.0119$$

Paso 8. Como $n < 0.6$, se puede calcular ω con la expresión que tiene en cuenta n , n° de ciclos y P_{DNN}

$$\ln \omega = \frac{0.99684106 + 5.4967445e^{-(\text{ciclos} \times n)} - \ln P_{DNN}}{0.29403111} \quad (\text{Ec.2.11})$$

$$\ln \omega = \frac{0.99684106 + 5.4967445e^{-(1.9411 \times 0.25)} - \ln(279.60)}{0.29403111}$$

$$\ln \omega = -4.26186$$

$$\omega = e^{-4.26186}$$

$$\omega = 0.014096$$

Los valores de ω calculados se comparan con los resultados del simulador y la tesis de grado de Escobar *et al* (2011).

Cuadro 3.2. Comparación de resultados de ω calculados para el ejemplo simulado N° 1

Metodología	Ecuación	ω Calculado
Simulador	Valor real	0.01
Trabajo Actual	2.6	0.01145
	2.7	0.01138
	2.8	0.01186
	2.9	0.0120
	2.10	0.0119
	2.11	0.014096
Escobaret al, 2011	E1	0.01068
	E2	0.00759
	E3	0.01226

Cálculo de n , a partir de la pendiente de una gráfica logarítmica ΔP vs t

Paso 1. Generar un gráfico logarítmico ΔP vs t (Ver Figura 3.1).

Paso 2. Calcular la pendiente de la línea recta posterior a la zona de transición, a tiempos tardíos de la prueba, al que se llamará m' .

La pendiente se calculó para $t > 1 \times 10^2$ hrs

$$m' = 0.2724$$

Paso 3. Calcular n , a partir de la pendiente leída en el paso anterior.

$$n = \frac{3m' - 1}{m' - 1}$$

$$n = \frac{3(0.2724) - 1}{(0.2724) - 1}$$

$$\underline{n = 0.25123}$$

Cuadro 3.3. Valor real vs calculado para n en el ejemplo simulado N° 1

n Calculado	n real
0.25123	0.25

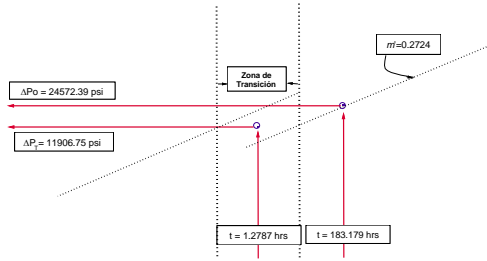
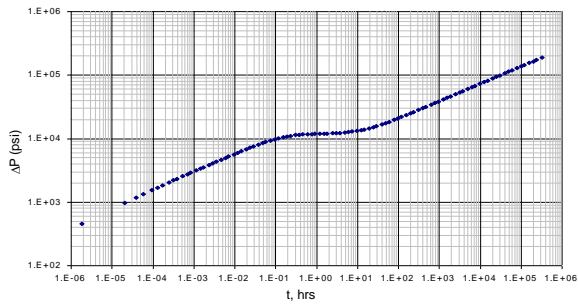


Figura 3.1. Gráfica ΔP vs. t obtenida para el ejemplo simulado N° 1.

3.2 EJEMPLO N° 2 SIMULADO

Se simuló una prueba de presión para un yacimiento naturalmente fracturado con los siguientes datos:

Caudal, $q = 500$ STB
Daño al yacimiento, $s = 0$
Almacenamiento en el pozo, $C = 0$ bbl/psi
Espesor de la formación, $h = 120$ ft
Compresibilidad de la formación, $c_f = 1 \times 10^{-6}$ psi⁻¹
Radio del pozo, $r_w = 0.25$ ft
Radio de drenaje del yacimiento $r_e = 30$ ft
Porosidad, $\phi = 5$ %
Viscosidad efectiva, $\mu_{eff} = 1.5$ cp
Permeabilidad, $k = 2000$ md
Factor volumétrico, $B = 1.2$ bbl/STB
 $n = 0.48$

Los resultados de Presión obtenidos se muestran en el ANEXO E.

Calcular λ y ω para este yacimiento de doble porosidad.

SOLUCIÓN

Cálculo de λ

Paso 1. Generar una curva ΔP vs. t con los datos de presión obtenidos en la prueba (Figura 3.2)

Paso 2. Leer de la gráfica ΔP vs. t , en el punto medio de la zona de transición, un valor promedio de ΔP , al que se llamará ΔP_T .

Punto de presión leído:

$$t = 0.001182 \text{ hrs}$$

$$\Delta P_T = 749.844 \text{ psi}$$

Paso 3. Ingresar el valor leído de ΔP_T y calcular P_{DNN} .

$$P_{DNN} = \frac{\Delta P_T}{141.2(96681.605)^{1-n} \left(\frac{q\beta}{h} \right)^n \left(\frac{\mu_{eff} r_w^{1-n}}{k} \right)}$$

$$P_{DNN} = \frac{749.844}{141.2(96681.605)^{1-0.48} \left(\frac{500 \times 1.2}{120} \right)^{0.48} \left(\frac{1.5 \times 0.25^{1-0.48}}{2000} \right)}$$

$$P_{DNN} = \frac{749.844}{(55234.89)(2.165)(0.0003647)}$$

$$P_{DNN} = \frac{749.844}{43.617}$$

$$P_{DNN} = 17.194$$

Paso 4. Cálculo de λ con la Ecuación (2.4)

$$\lambda = \frac{(0.2484) + n(0.09761) + n^{1.5}(0.45275) - \ln(P_{DNN})}{(0.33588) - n(0.14644) - n^{1.5}(0.11021)}$$

$$\ln \lambda = \frac{(0.2484) + (0.48 \times 0.09761) + (0.48^{1.5} \times 0.45275) - \ln(17.194)}{(0.33588) - (0.48 \times 0.14644) - (0.48^{1.5} \times 0.11021)}$$

$$\ln \lambda = \frac{-2.399}{0.2289}$$

$$\ln \lambda = -10.477$$

$$\lambda = e^{-10.477}$$

$$\lambda = 2.816 \times 10^{-5}$$

- Cálculo de λ con la Ecuación (2.5)

$$P_{DNN} \lambda^{0.5} = [1.2087 e^{0.5315n}] \lambda^{0.2568n+0.1515}$$

$$17.194 \lambda^{0.5} = [1.2087 e^{0.5315(0.48)}] \lambda^{0.2568(0.48)+0.1515}$$

$$17.194 \lambda^{0.5} = [1.5599] \lambda^{0.274764}$$

$$\frac{\lambda^{0.5}}{\lambda^{0.274764}} = \frac{1.5599}{17.194}$$

$$\lambda^{0.225236} = 0.09072$$

$$\lambda = 0.09072^{\frac{1}{0.225236}}$$

$$\lambda = 2.3577 \times 10^{-5}$$

En el Cuadro 3.4 se muestran los resultados obtenidos para el ejemplo simulado N° 2. Los cuales se comparan con los resultados obtenidos por el simulador y la tesis de grado de Escobar et al, 2011.

Cuadro 3.4. Comparación del resultado de λ obtenido con otros calculados para el ejemplo simulado N° 2

Metodología Propuesta	Ecuación	λ Calculado
Valor Real	Simulador	3×10^{-5}
Trabajo Actual	(2.4)	2.816×10^{-5}
	(2.5)	2.358×10^{-5}
Escobar et al, 2011	(E4)	7.678×10^{-6}
	(E5)	2.755×10^{-6}
	(E6)	3.380×10^{-5}

Cálculo del parámetro de almacenamiento

- Lectura de punto de presión:

Paso 1. Generar una curva ΔP vs. t con los datos de presión obtenidos en la prueba (Figura 3.2)

Paso 2. Calcular el parámetro G de acuerdo con la ecuación (1.8) propuesta en el capítulo 1.

$$G = \frac{3792.188 n \phi c_i \mu_{eff}}{k_1} \left(96681.605 \frac{h}{qB} \right)^{1-n}$$

$$G = \frac{3792.188 (0.48) (0.05) (1 \times 10^{-6}) (1.5)}{2000} \left(96681.605 \frac{120}{500 \times 1.2} \right)^{1-0.48}$$

$$G = 1.1563 \times 10^{-5}$$

Paso 3. Calcular un tiempo t con la ecuación (1.7), al cual se leerá un valor aproximado de ΔP . Tener en cuenta que $t_{DNN}=1 \times 10^8$.

$$t_{DNN} = \frac{t}{Gr_w^{3-n}}$$

Luego, para calcular t :

$$t = t_{DNN} Gr_w^{3-n}$$

$$t = (1 \times 10^8) (1.1563 \times 10^{-5}) (0.25^{3-0.48})$$

$$t = 35.146 \text{ hrs}$$

Paso 4. Leer de la gráfica, a un tiempo t calculado en el paso 3, ΔP_o .

El punto más cercano a un tiempo $t = 35.146$ hrs es:

$$t = 35.379 \text{ hrs}$$

$$\Delta P_o = 4615.345 \text{ psi}$$

Paso 5. Ingresar el valor de ΔP_o en la ecuación (1.9) y calcular P_{DNN} .

$$P_{DNN} = \frac{\Delta P_o}{141.2(96681.605)^{1-n} \left(\frac{q\beta}{h} \right)^n \left(\frac{\mu_{eff} r_w^{1-n}}{k} \right)}$$

$$P_{DNN} = \frac{4615.345}{141.2(96681.605)^{1-0.48} \left(\frac{500 \times 1.2}{120} \right)^{0.48} \left(\frac{1.5 \times 0.25^{1-0.48}}{2000} \right)}$$

$$P_{DNN} = \frac{4615.345}{55234.891 \times 2.1652 \times (3.647 \times 10^{-4})}$$

$$P_{DNN} = \frac{4238.2}{43.621}$$

$$P_{DNN} = 105.804$$

Paso 6. A partir de la gráfica de presión generada en el paso 1, medir en forma de ciclos logarítmicos la distancia horizontal de la zona de transición.

Zona de transición:

Medida 1 ciclo logarítmico	1.6 cm
Distancia medida de la zona de transición(Fig. 3.2)	2.45 cm
Distancia medida desde la Zona de transición en Ciclos logarítmicos	Ciclos = (2.45/1.6) Ciclos =1.53125

Paso 7. Calcular ω , teniendo en cuenta únicamente la medida de la zona de transición en ciclos logarítmicos.

$$\begin{aligned} \ln(\omega) &= -2.3025851(\text{Ciclos}) && \text{(Ec.2.6)} \\ \ln(\omega) &= -2.3025851(1.53125) \\ \ln(\omega) &= -3.5258 \\ \omega &= e^{-3.5258} \\ \omega &= \underline{0.0294} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \ln(\omega) &= -2.3025721 - 2.3516663(\text{Ciclos})^{0.5} \ln(\text{Ciclos}) && \text{(Ec.2.7)} \\ \ln(\omega) &= -2.3025721 - 2.3516663(1.53125)^{0.5} \ln(1.53125) \\ \omega &= \underline{0.0289} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \ln(\omega) &= -1.0518712 - 1.2508026(\text{Ciclos})^{1.5} && \text{(Ec.2.8)} \\ \ln(\omega) &= -1.0518712 - 1.2508026(1.53125)^{1.5} \\ \omega &= \underline{0.03265} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \ln(\omega) &= -2.302705 - 1.6461502(\text{Ciclos}) \ln(\text{Ciclos}) && \text{(Ec.2.9)} \\ \ln(\omega) &= -2.302705 - 1.6461502(1.53125) \ln(1.53125) \\ \omega &= \underline{0.0341} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega^{0.5} &= -0.023404325 + 0.9230909e^{-\text{Ciclos}} && \text{(Ec.2.10)} \\ \omega^{0.5} &= -0.023404325 + 0.9230909e^{-1.53125} \\ \omega &= \underline{0.0310} \end{aligned}$$

Paso 8. Como $n < 0.6$, ω se puede calcular teniendo en cuenta n , n° de ciclos y P_{DNN}

$$\ln \omega = \frac{0.99684106 + 5.4967445e^{-(\text{ciclos} \times n)} - \ln P_{DNN}}{0.29403111} \quad \text{(Ec.2.11)}$$

$$\ln \omega = \frac{0.99684106 + 5.4967445e^{-(1.53125 \times 0.48)} - \ln(105.804)}{0.29403111}$$

$$\omega = 0.0302$$

Cuadro 3.5. Comparación de resultados de ω real y calculados para el Ejemplo N° 2

Metodología	Ecuación	ω Calculado
Valor real	Simulador	0.03
Este trabajo	2.6	0.0294
	2.7	0.0289
	2.8	0.0326
	2.9	0.0341
	2.10	0.0310
	2.11	0.0302
Escobar, <i>et al</i> (2011).	E1	0.03115
	E2	0.03366
	E3	0.03413

Cálculo de n , a partir de la pendiente de una gráfica logarítmica ΔP vs t

Paso 1. Generar un gráfico logarítmico ΔP vs t .

Paso 2. Calcular la pendiente de la línea recta posterior a la zona de transición, a tiempos tardíos de la prueba, al que se llamará m'

La pendiente se calculó para $t > 1 \times 10^{-1}$ hr, $m' = 0.2097$

Paso 3. Calcular n , a partir de la pendiente leída en el paso 2.

$$n = \frac{3m' - 1}{m' - 1}$$

$$n = \frac{3(0.2097) - 1}{(0.2097) - 1}$$

$$n = 0.4693$$

Cuadro 3.6. Valor real vs calculado para ω en el ejemplo simulado N° 2

n Calculado	n real
0.4693	0.48

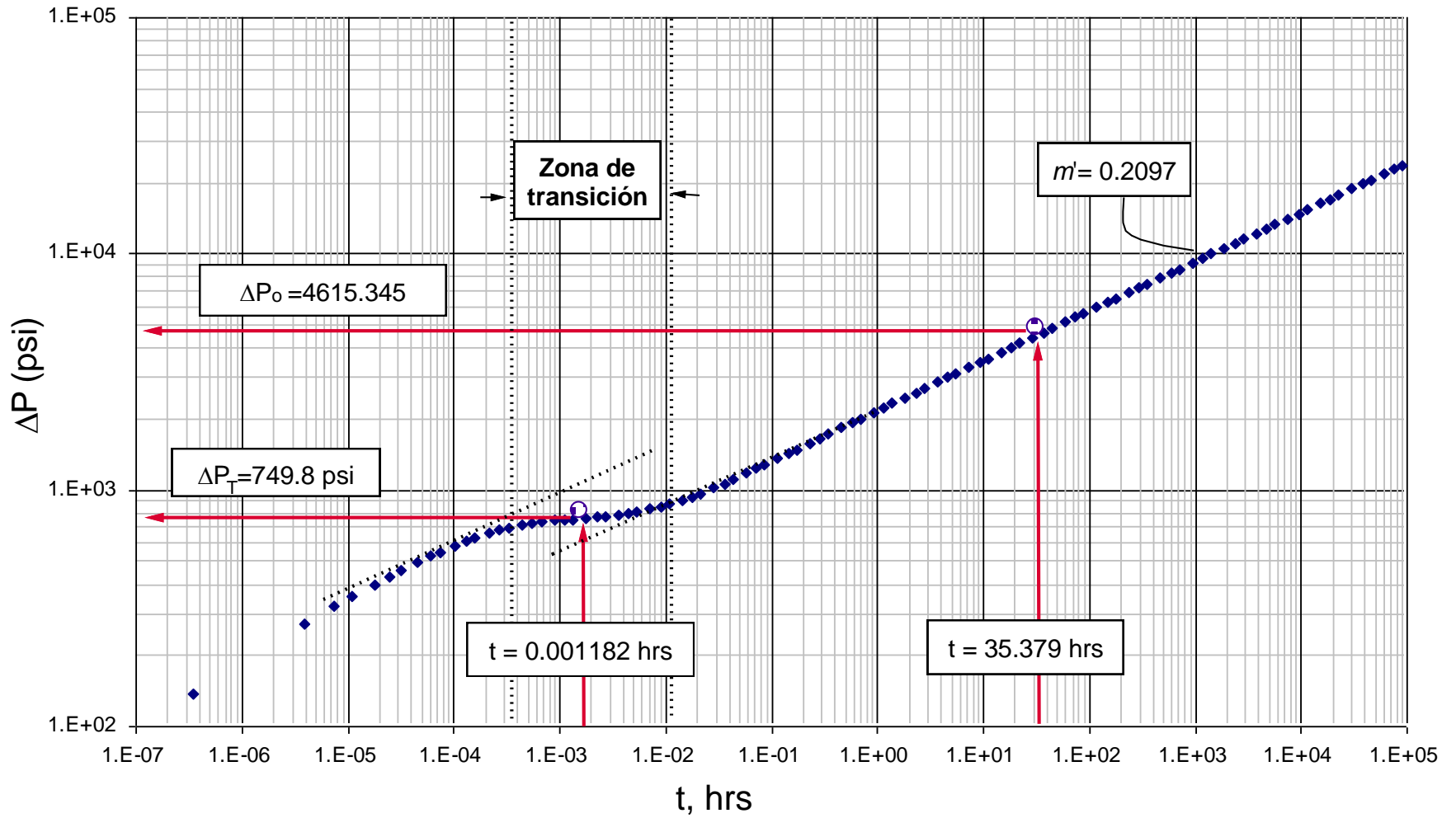


Figura 3.2. Gráfica ΔP vs. t obtenida para el ejemplo simulado N°2

3.3 EJEMPLO N° 3 SIMULADO

Se simuló una prueba de presión para un yacimiento naturalmente fracturado con los siguientes datos:

Caudal, $q = 1000$ STB

Daño al yacimiento, $s = 0$

Almacenamiento en el pozo, $C = 0$ bbl/psi

Espesor de la formación, $h = 50$ ft

Compresibilidad de la formación, $c_f = 1 \times 10^{-6}$ psi⁻¹

Radio del pozo, $r_w = 0.25$ ft

Radio de drenaje del yacimiento $r_e = 30$ ft

Porosidad, $\phi = 5$ %

Viscosidad efectiva, $\mu_{eff} = 1.5$ cp

Permeabilidad, $k = 1000$ md

Factor volumétrico, $B = 1.2$ bbl/STB

$n = 0.76$

Los resultados de Presión obtenidos se muestran en el ANEXO G.

Calcular λ y ω para este yacimiento heterogéneo.

SOLUCIÓN

Cálculo de λ

Se sigue el mismo procedimiento descrito en el Capítulo 2, y mencionado paso a paso en los Ejemplos simulados 1 y 2.

Paso 1. Generar una curva ΔP vs. t con los datos de presión obtenidos en la prueba (Figura 3.3).

Paso 2. Leer punto de presión en la zona de transición de la curva.

Punto de presión leído:

$t = 0.001816$ hr

$\Delta P_T = 326.928$ psi

Paso 3. Calcular P_{DNN} .

$P_{DNN} = 12.23$

Paso 4. Calcular λ con las expresiones (2.4) y (2.5).

Cuadro 3.7. Comparación del resultado de λ obtenido con otros calculados para el ejemplo simulado N° 3

Metodología Propuesta	Ecuación	λ Calculado
Valor real	Simulador	4.5×10^{-6}
Trabajo actual	(2.4)	4.069×10^{-6}
	(2.5)	3.629×10^{-6}
Escobar et al, 2011	(E.4)	5.007×10^{-6}
	(E.5)	5.017×10^{-6}
	(E.6)	3.615×10^{-5}

Cálculo de ω

- Lectura del punto de presión:

Paso 1. Generar la curva de ΔP vs. t obtenidos en la prueba (Ver Figura 3.3).

Como $n > 0.6$, el coeficiente de almacenamiento ω , puede ser estimado únicamente con la determinación del n° de ciclos logarítmicos de la zona de transición, por lo que se omiten los pasos del 2 al 5 del procedimiento descrito en el Capítulo 2.

- Determinación del N° de ciclos de la Zona de transición:

Paso 6. Leer de la Figura 3.3, distancia horizontal en ciclos logarítmicos.

Medida 1 ciclo logarítmico	1.5 cm
Distancia medida de la zona de transición (Figura 3.3)	2 cm
Distancia medida desde la Zona de transición en Ciclos logarítmicos	Ciclos = $(2/1.5)$ Ciclos = 1.33

Paso 7. Calcular ω teniendo en cuenta únicamente el N° de ciclos logarítmicos.

Cuadro 3.8. Comparación de resultados de ω obtenidos con otros calculados para el Ejemplo simulado N° 3

Metodología	Ecuación	ω Calculado
Valor verdadero	Simulador	0.05
Este trabajo	2.6	0.0464
	2.7	0.0458
	2.8	0.0509
	2.9	0.0532
	2.10	0.0484
Escobar et al (2011)	E1	0.04989
	E2	0.04933
	E3	0.04922

Cálculo de n , a partir de la pendiente de una gráfica logarítmica ΔP vs t

Paso 1. Generar un gráfico logarítmico ΔP vs t (Figura 3.3).

Paso 2. Calcular la pendiente de la línea recta posterior a la zona de transición, a tiempos tardíos de la prueba, al que se llamará m'

La pendiente se calculó para $t > 1 \times 10^{-1}$ hr

$$m' = 0.120$$

Paso 3. Calcular n , a partir de la pendiente leída en el paso 2.

$$n = \frac{3m' - 1}{m' - 1}$$

$$n = \frac{3(0.120) - 1}{(0.120) - 1}$$

$$n = 0.727$$

Cuadro 3.9. Valor real vs calculado para ω en el ejemplo simulado N° 3

n Calculado	n real
0.727	0.76

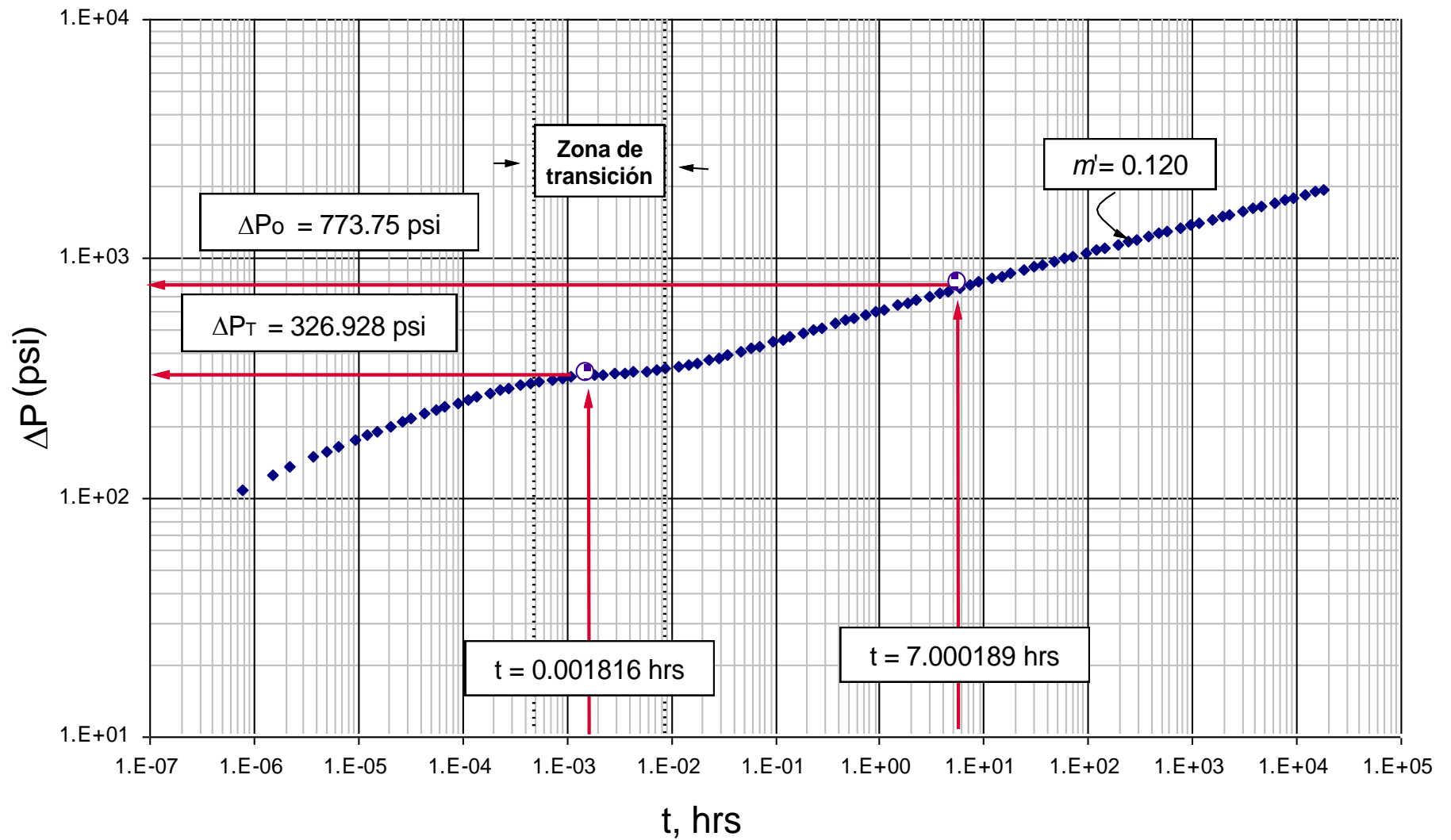


Figura 3.3. Gráfica ΔP vs. t obtenida para el ejemplo simulado N°3

3.4 EJEMPLO N° 4 SIMULADO

Se simuló una prueba de presión para un yacimiento naturalmente fracturado con los siguientes datos:

Caudal, $q = 2500$ STB
Daño al yacimiento, $s = 0$
Almacenamiento en el pozo, $C = 0$ bbl/psi
Espesor de la formación, $h = 30$ ft
Compresibilidad de la formación, $c_t = 1 \times 10^{-6}$ psi⁻¹
Radio del pozo, $r_w = 0.25$ ft
Radio de drenaje del yacimiento $r_e = 30$ ft
Porosidad, $\phi = 5$ %
Viscosidad efectiva, $\mu_{eff} = 1.5$ cp
Permeabilidad, $k = 100$ md
Factor volumétrico, $B = 1.2$ bbl/STB
 $n = 0.97$

Los resultados de Presión obtenidos se muestran en el ANEXO H.

Calcular λ y el ω para este yacimiento heterogéneo.

SOLUCIÓN

Cálculo de λ

Paso 1. Generar una curva ΔP vs. t con los datos de presión obtenidos en la prueba (Figura 3.4)

Paso 2. Leer punto de presión en la zona de transición

Punto de Presión leído:

$$t = 0.0026 \text{ hrs}$$

$$\Delta P_T = 1746.89 \text{ psi}$$

Paso 3. Calcular P_{DNN} .

$$P_{DNN} = 6.9905$$

Paso 4. Calcular λ con las Ecuaciones (2.4) y (2.5)

Con la Ecuación (2.4):

$$\lambda = 1.85 \times 10^{-6}$$

Con la Ecuación (2.5):

$$\lambda = 3.844 \times 10^{-6}$$

Cuadro 3.10. Comparación del resultado de λ obtenido con otros calculados para el Ejemplo simulado N° 4

Metodología Propuesta	Ecuación	λ Calculado
Valor real	Simulador	3.4×10^{-6}
Trabajo actual	(2.4)	1.850×10^{-6}
	(2.5)	3.844×10^{-6}
Escobar et al, 2011	(E4)	4.906×10^{-6}
	(E5)	4.928×10^{-6}
	(E6)	2.991×10^{-6}

Cálculo de ω

Paso 1. Generar una curva de presión ΔP vs. t con los datos de presión obtenidos en la prueba (Figura 3.4).

Como $n > 0.6$, ω puede ser estimado únicamente con la determinación del n° de ciclos logarítmicos de la zona de transición, por lo que se omiten los pasos del 2 al 5 del procedimiento descrito en el Capítulo 2.

- Determinación del N° de ciclos logarítmicos en la Zona de transición:

Paso 6. Medir en forma de ciclos logarítmicos, la distancia horizontal de la zona de transición.

Medida 1 ciclo logarítmico	1.68 cm
Distancia medida de la zona de transición	3.82 cm
Distancia medida desde la Zona de transición Ciclos logarítmicos	Ciclos = $(3.82/1.68)$ Ciclos = 2.274

Paso 7. Calcular ω conociendo la medida de la zona de transición en n° de ciclos logarítmicos.

Cuadro 3.11. Comparación de resultados de ω obtenidos con otros calculados para el Ejemplo No. 4

Metodología	Ecuación	ω Calculado
Valor real	Simulador	0.005
Este trabajo	2.6	0.00530
	2.7	0.00540
	2.8	0.00476
	2.9	0.00459
	2.10	0.00509
Escobar <i>et al</i> (2011)	E1	0.00688
	E2	0.00511
	E3	0.00503

Cálculo de n , a partir de la pendiente de una gráfica logarítmica ΔP vs t

Paso 1. Generar un gráfico logarítmico ΔP vs t (Figura 3.4).

Paso 2. Calcular la pendiente de la línea recta posterior a la zona de transición, a tiempos tardíos de la prueba, al que se llamará m'

La pendiente se calculó para $t > 1$ hr.

$$m' = 0.01466$$

Paso 3. Calcular n , a partir de la pendiente leída en el paso 2.

$$n = \frac{3m' - 1}{m' - 1}$$

$$n = \frac{3(0.01466) - 1}{(0.01466) - 1}$$

$$n = 0.9702$$

Cuadro 3.12. Valor real Vs Calculado para ω en el ejemplo simulado No.4

n Calculado	n real
0.9702	0.97

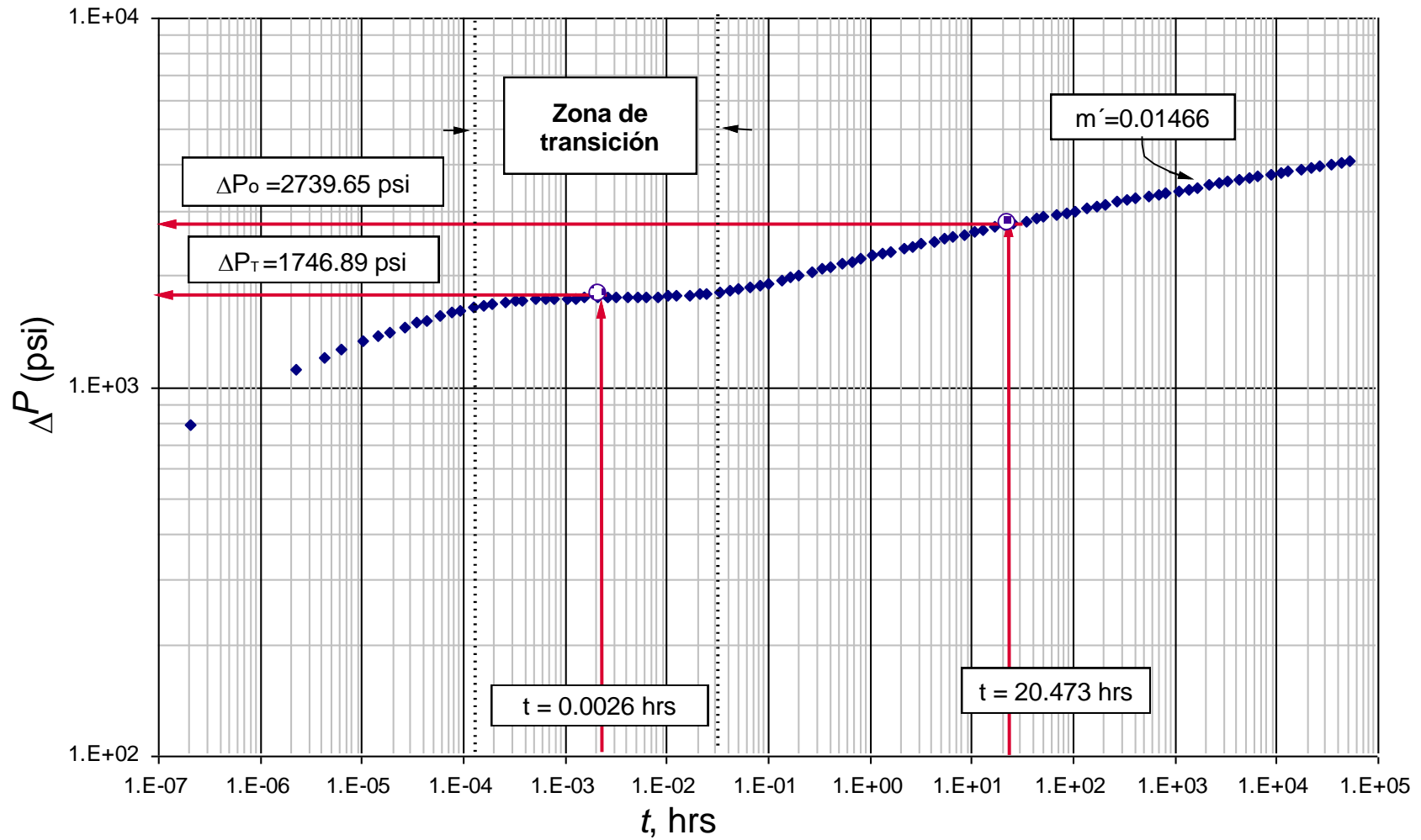


Figura 3.4. Gráfica ΔP vs. t obtenida para el ejemplo simulado N°4

CAPITULO 4. CONCLUSIONES

El coeficiente de almacenamiento ω , es función única de la longitud horizontal de la zona de transición en una curva de presión, e independiente de otras variables como λ y n . En el documento se presentan seis (6) ecuaciones con muy buenos ajustes y con errores máximos del orden del 10%.

El coeficiente de flujo interporoso λ , puede calcularse sólo con la lectura de un punto de presión sobre la zona de transición de la curva. Las dos (2) ecuaciones presentadas en este documento, son simples, acertadas y de poca complejidad operacional. El error más crítico no supera el 8%.

El índice de comportamiento de flujo n , afecta directamente la pendiente de la recta posterior al flujo radial y el valor de λ establece qué tan temprano aparece la zona de transición en la curva de presión.

El daño de formación, no afecta los datos de presión para $n < 0.6$. Sin embargo, a medida que n crece hasta llegar a la unidad su efecto se hace representativo. Cuando $n = 1$ (flujo de fluidos newtonianos por el medio poroso), el efecto del daño en los datos de presión es máximo.

El daño de formación causa que la curva de presión se desplace hacia arriba o hacia abajo, dependiendo del signo y magnitud del daño contemplado. El efecto del daño, sobre la curva de presión no modifica su forma, pendiente o longitud de la zona de transición.

Mediante la técnica propuesta se determina principalmente ω y λ . Otros parámetros de interés (k , s y C) se pueden obtener mediante estudios previos.

CAPITULO 5. RECOMENDACIONES

Para el cálculo de λ , leer el punto de presión sobre la mitad de la zona de transición de la curva generada. Tener cuidado principalmente con zonas de transición reducidas.

Para el cálculo de ω , ser específico y puntual en la lectura de la distancia horizontal de la zona de transición. Todo el éxito de estas ecuaciones está en su acertada lectura, y posterior conversión a ciclos logarítmicos.

Cuando $n < 0.6$, hacer líneas de ayuda paralelas para hacer la medición de la zona de transición un poco más precisa. Si $n > 0.6$ y/o la curva no presenta la primera línea recta, no es posible hacer líneas paralelas de ayuda, luego la medición debe hacerse directamente sobre la zona de transición de la curva, teniendo cuidado de medir esta zona de principio a fin.

Ser cuidadoso en las lecturas de los puntos de presión y evitar en lo posible aproximaciones, esto reducirá errores por redondeo en el cálculo final.

CAPITULO 6. NOMENCLATURA Y ABREVIATURAS

A	Área de drenaje, ft ²
B_o	Factor de volumen de formación del aceite, RB/STB
c_t	Compresibilidad, 1/psi
h	Espesor de la formación, ft
H	Consistencia, parámetro de la ley de potencia, cp*s ⁿ⁻¹
k	Permeabilidad de la formación, md
n	Indicador de comportamiento de flujo, (parámetro de la ley de potencia)
P	Presión, psi
P_{wf}	Presión de fondo fluyente, psi
P_r	Presión de yacimiento, psi
q	Rata de flujo, STB/D
r_e	Radio de drenaje, ft
r_w	Radio de pozo, ft
s	Factor de daño
t	Tiempo de prueba, hr
t_D	Tiempo adimensional
YNF	Yacimiento naturalmente fracturado

Griego

ω	Coefficiente adimensional de almacenaje de un yacimiento naturalmente fracturado, $(\phi c_t)_f / [(\phi c_t)_m + (\phi c_t)_f]$
Δ	Cambio
ϕ	Porosidad, fracción
λ	Parámetro de flujo interporosode un yacimiento naturalmente fracturado
μ	Viscosidad del aceite, cp
μ_{eff}	Viscosidad efectiva ley de potencia, cp*(s/ft) ⁿ⁻¹

Sufijos

D	Dimensional
NV	No Newtonian
r	Radial o pseudorradial
S _T	Almacenaje total, $(\phi c_t)_m + (\phi c_t)_f$
w	Pozo

CAPITULO 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARENBLATT, G.I., ZHELTOV, I. P., KOCHINA, I.N. (1960), Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks (Strata). Journal Applied Mathematical and Geomechanical. Moscow, Vol. 24, N° 5, pp.1286-1303.

BRATTOM, T., CANH, D., VAN QUE, N. et al, La Naturaleza de los Yacimientos Fracturados, SLB. Oilfield Review, Otoño de 2006, pp. 1-9.

ESCOBAR, F.H., ZAMBRANO, A.P., GIRALDO, D., CANTILLO, J., Pressure and Pressure derivative analysis for Non-Newtonian Pseudoplastic Fluids in Double-Porosity Formations, Universidad Surcolombiana, Ecopetrol and Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), Neiva (H), Colombia, 2011.

ESCOBAR, F.H., Análisis Moderno de Pruebas de Presión. Grupo de Investigación en Pruebas de Pozo, GIPP, Universidad Surcolombiana, 2nd Ed. Neiva (H), Colombia 2010, pp. 353-426.

ESCOBAR, F.H., MONTEALEGRE, M., A complementary conventional analysis for channelized Reservoirs. CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol. 3, N° 3. December 2007, pp. 137-146.

ESCOBAR, F.H., MONTEALEGRE, M., MARTINEZ, J.A., Conventional Pressure Analysis for Naturally Fractured Reservoirs with Transition Period before and After the Radial Flow Regime, CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol. 3, N° 5, ISSN 0122-5383, December 2009, pp. 85-106.

ESCOBAR, F.H., New technologies in the oil and gas industry, Capítulo 7, Transient pressure and pressure derivative analysis for non-newtonian fluids, Colombia, pp. 154-175.

IKOKU, C. U., Practical Application of Non-Newtonian Transient Flow Analysis, Paper SPE 8351, SPE 64th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas 1979, NV, pp. 23-26.

NELSON, Ronald A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, 2nd Edition, BP Amoco, Houston, TX, 2001, pp. 7-37.

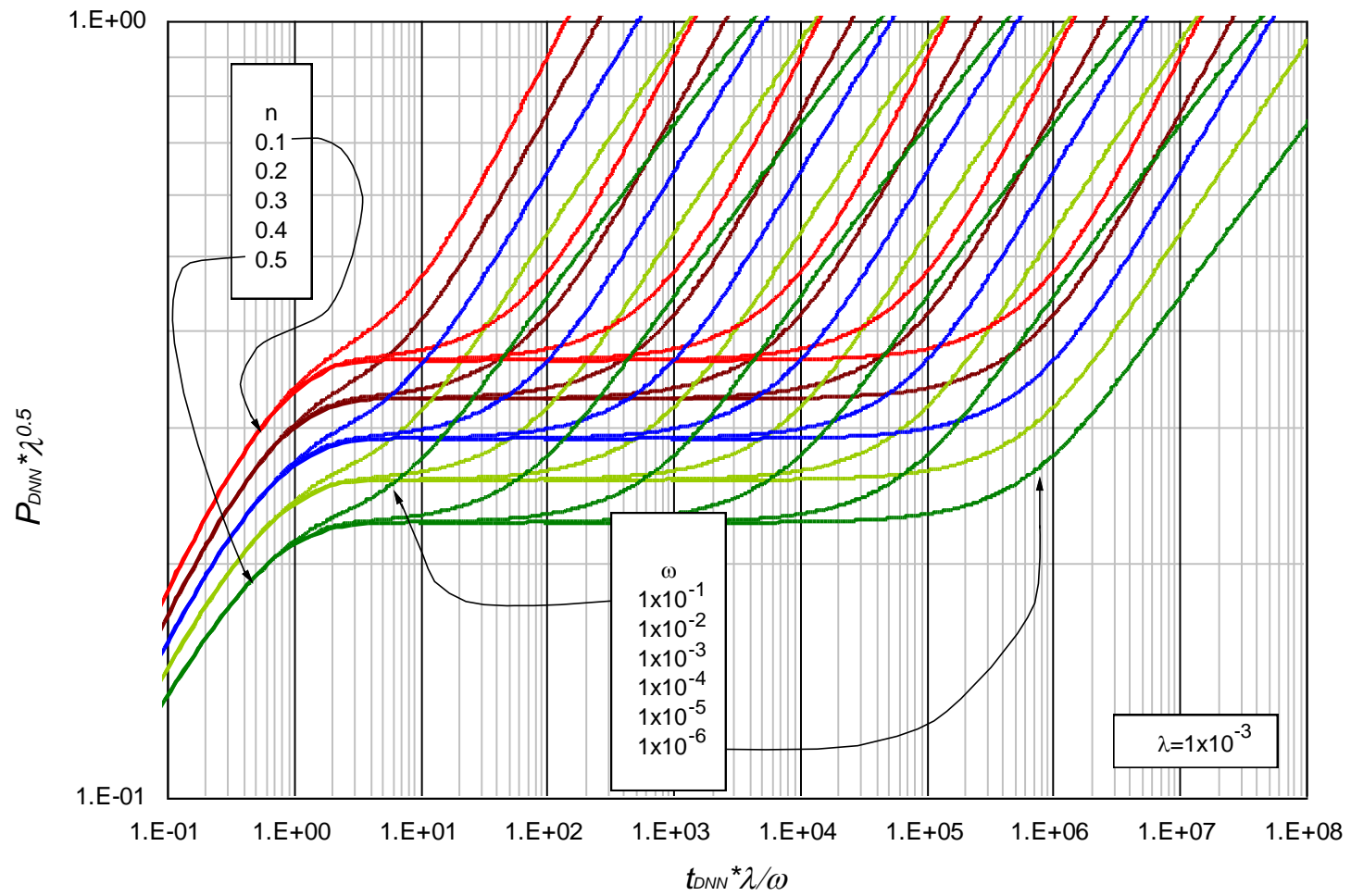
OLAREWAJU, J. S., A Reservoir Model of Non-Newtonian Fluid Flow. Unsolicited SPE paper 25301. Soc. Pet. Eng. Richardson, TX, U.S.A, 1992. pp. 164-174

TIAB, D., ESCOBAR, F.H., Determinación del Parámetro de Flujo Interporoso a Partir de un Gráfico Semilogarítmico, X Congreso Colombiano del petróleo (Colombian Petroleum Symposium). Oct. 14-17, 2003. Bogotá (COL) 2003.

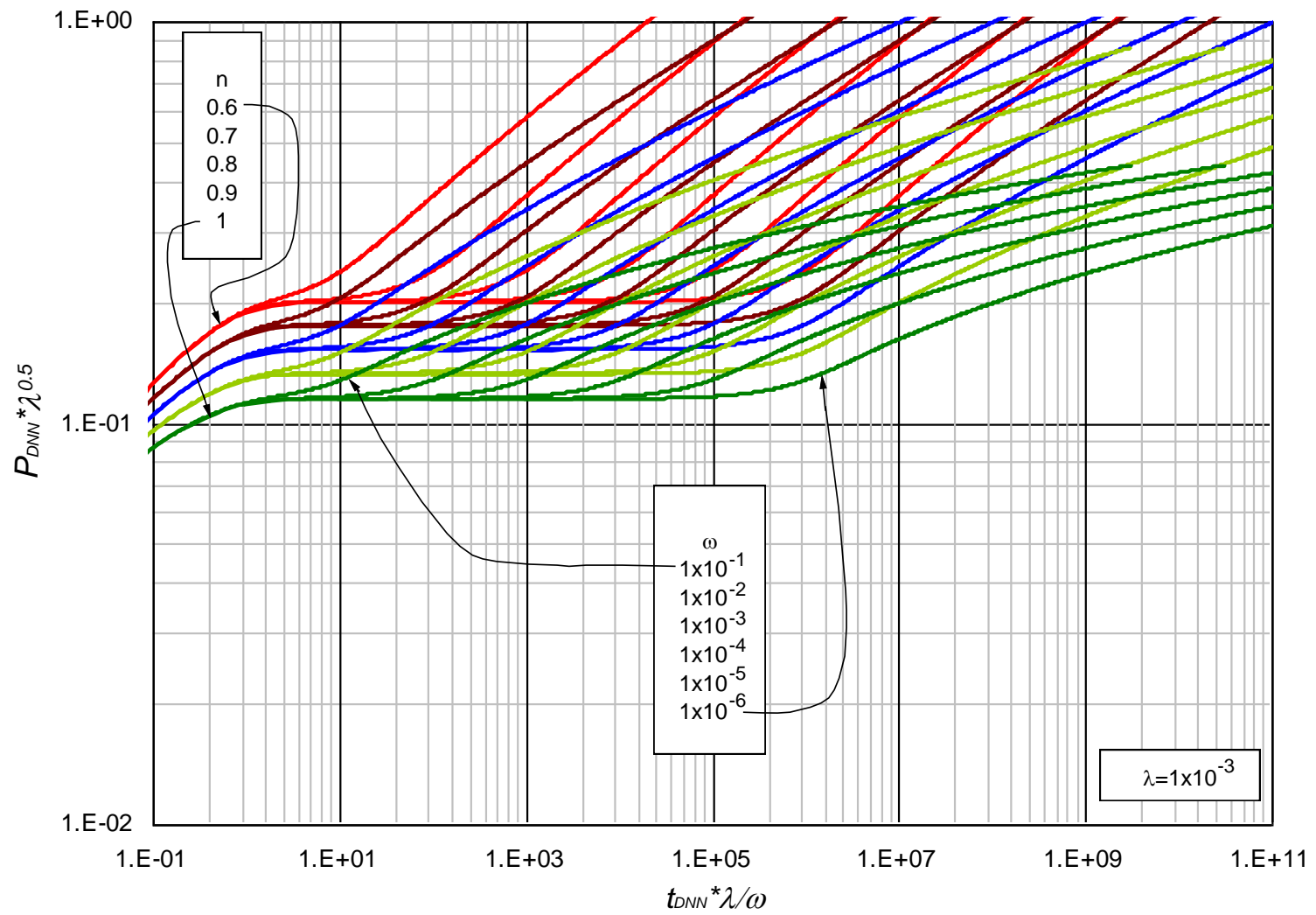
WARREN, J., ROOT, P. J., The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs, SPE, Richardson, TX, U.S.A 1963, pp. 245-255.

ANEXO A

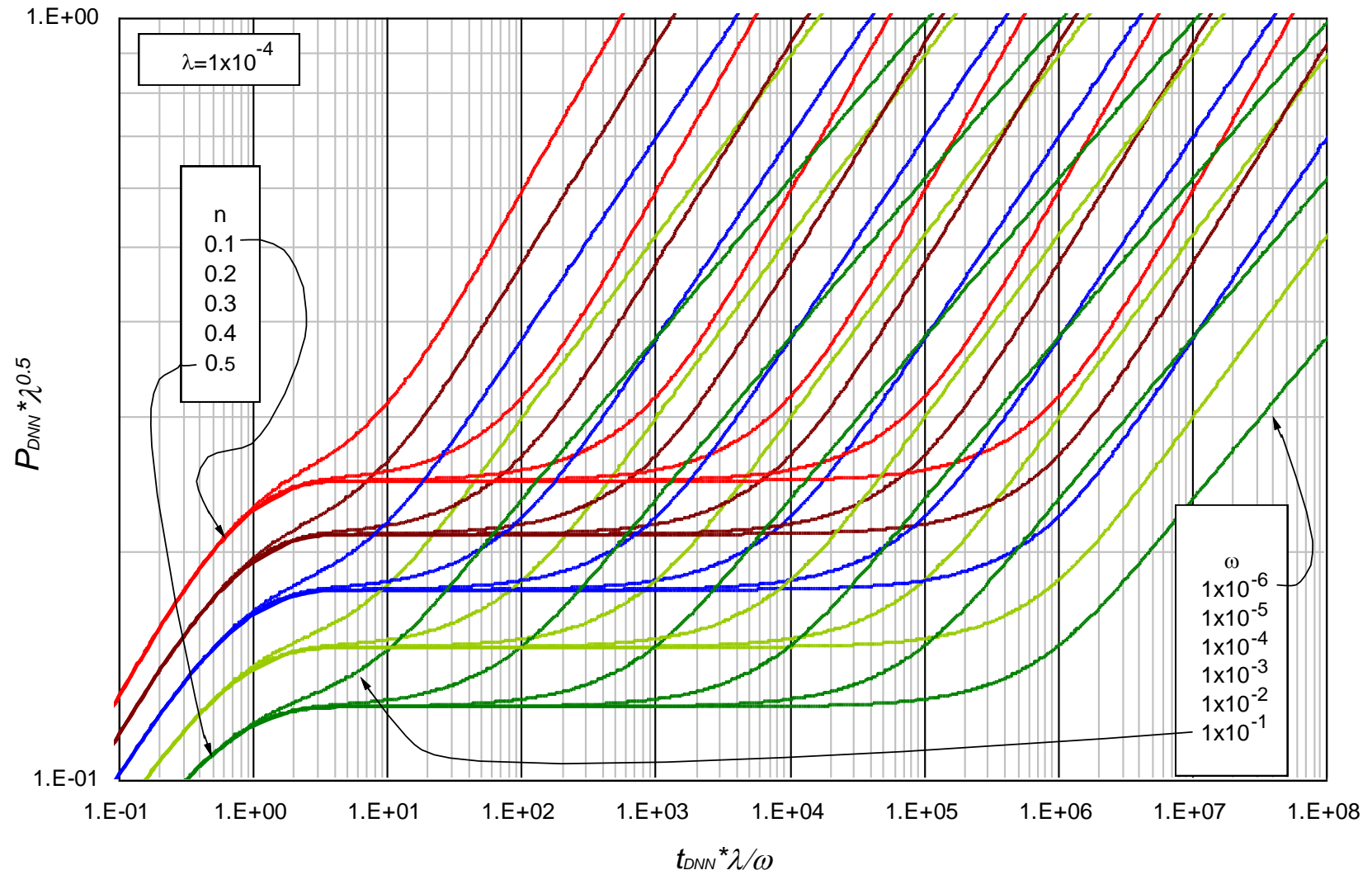
Curvas tipo para calcular el parámetro de flujo interporo, λ , en yacimientos heterogéneos con fluidos no-newtonianos pseudoplásticos.



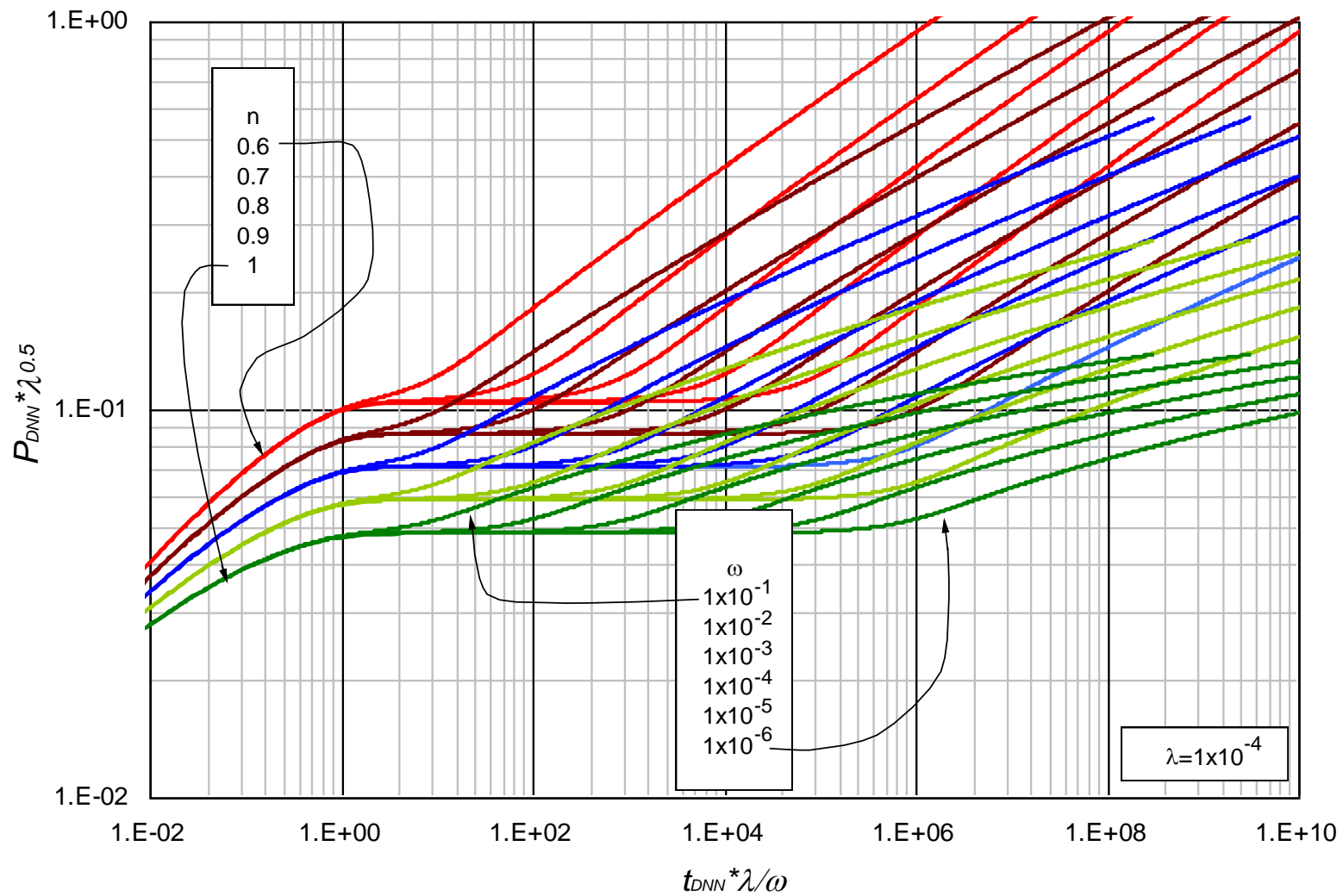
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.1 < n < 0.5$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-3}$



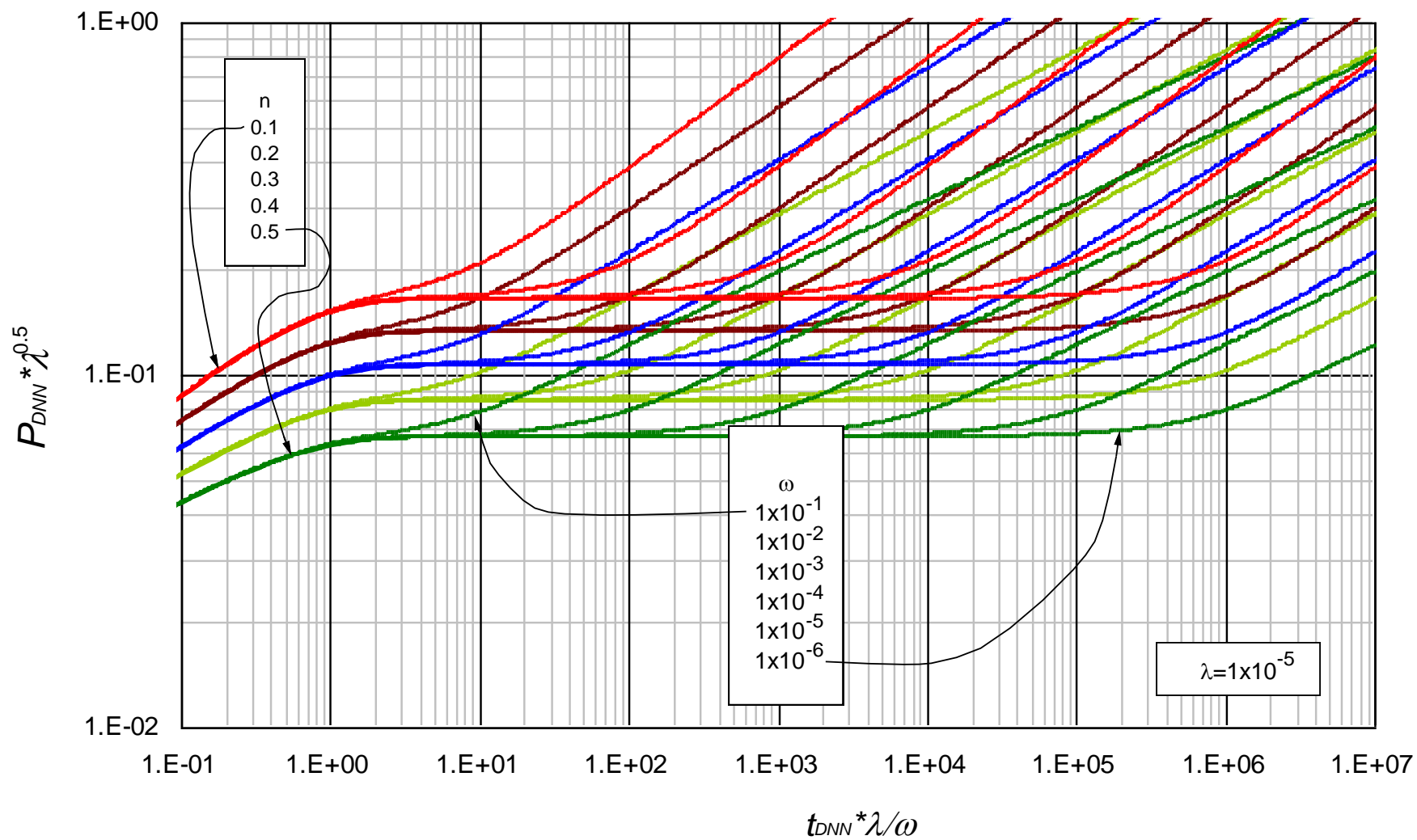
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.6 < n < 1.0$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-3}$



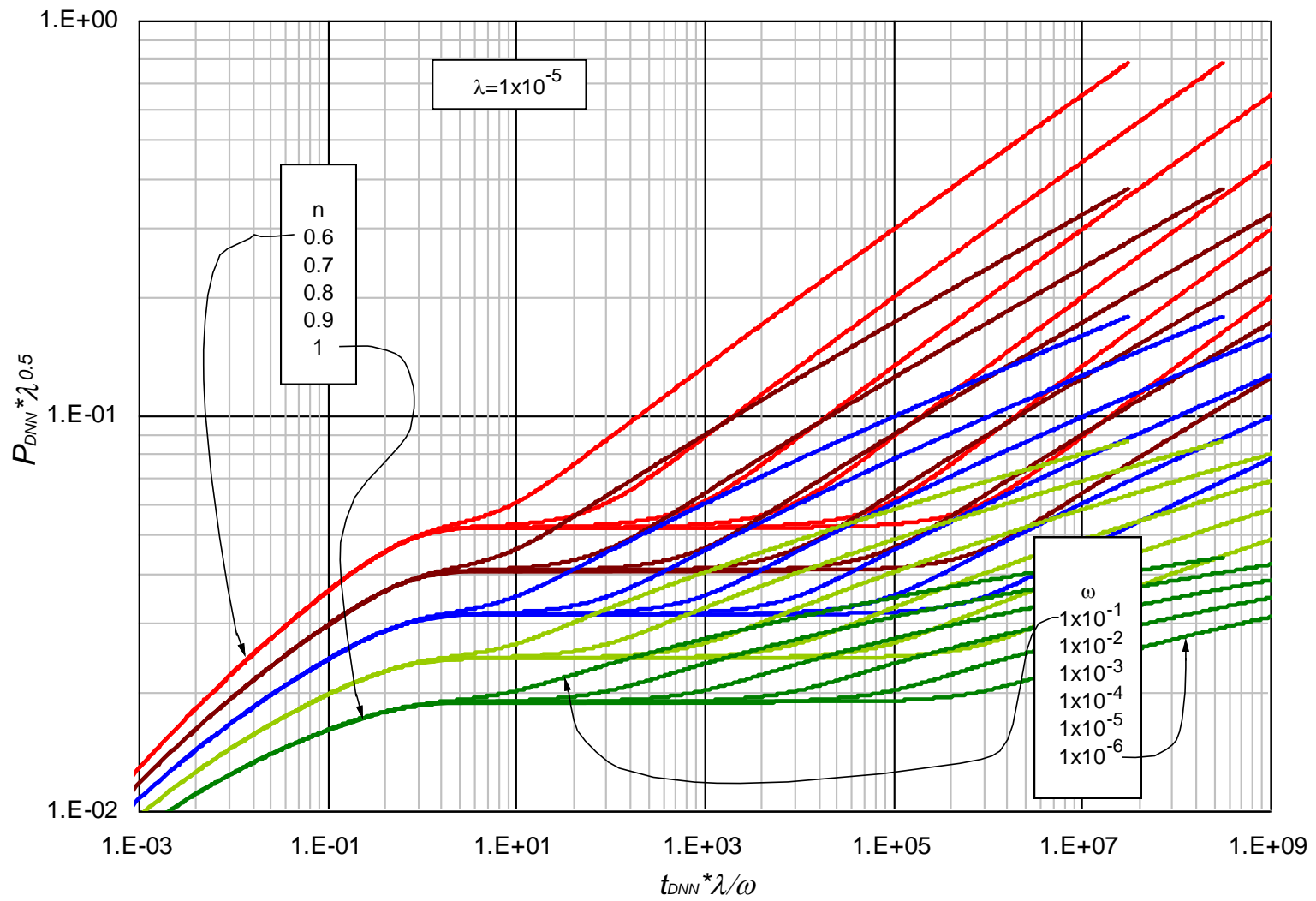
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.1 < n < 0.5$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-4}$



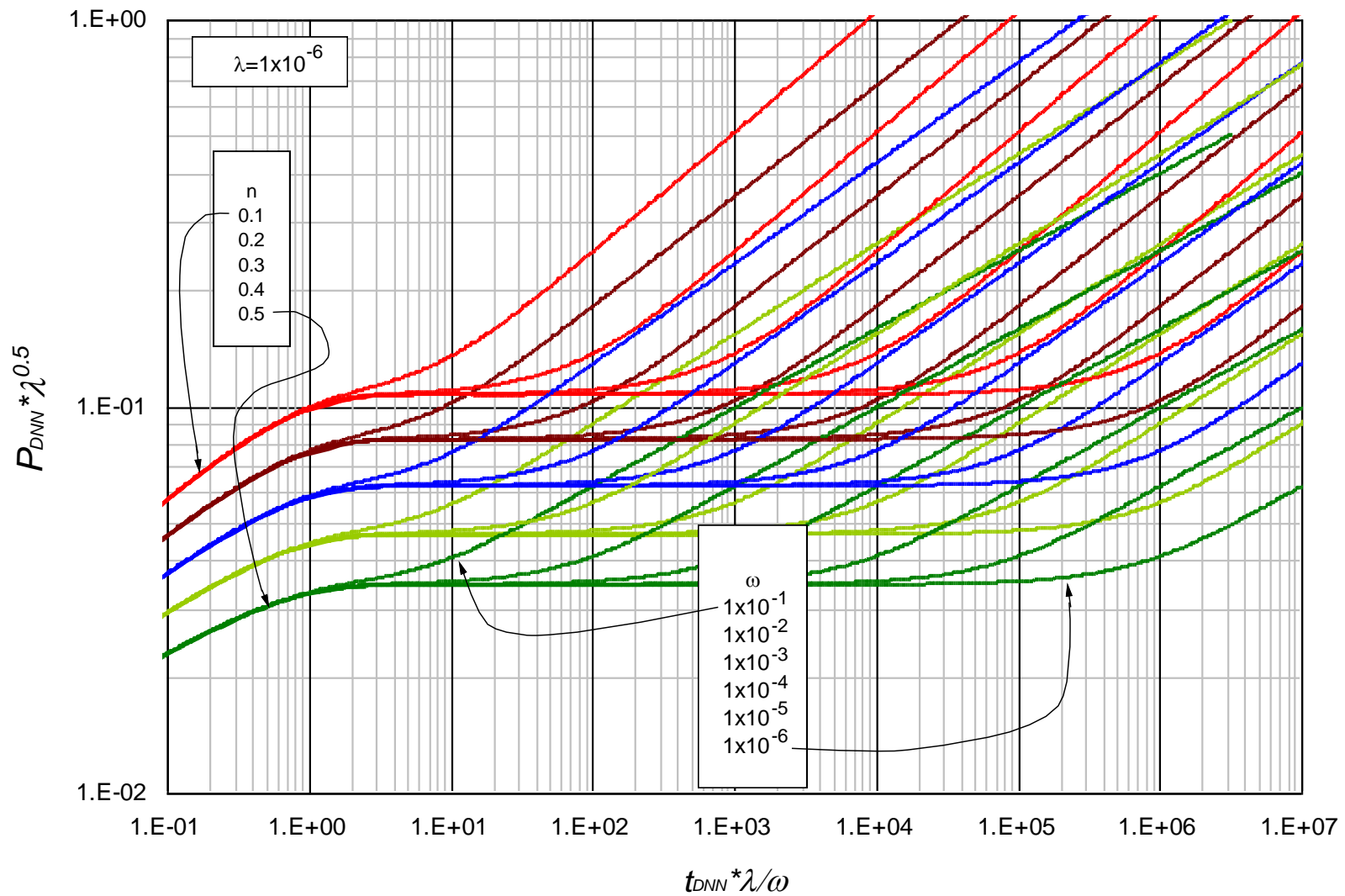
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.6 < n < 1.0$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-4}$



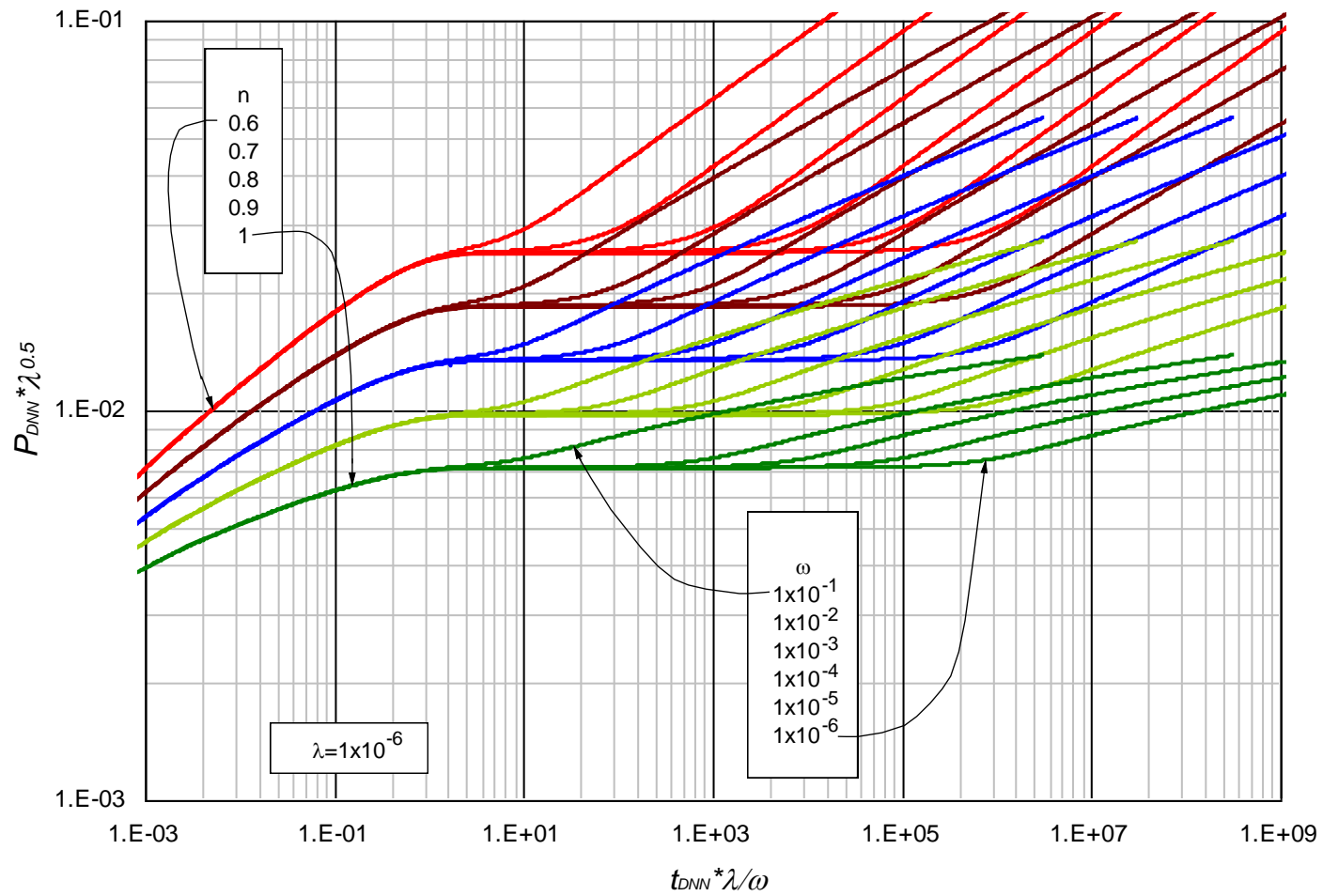
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.1 < n < 0.5$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-5}$



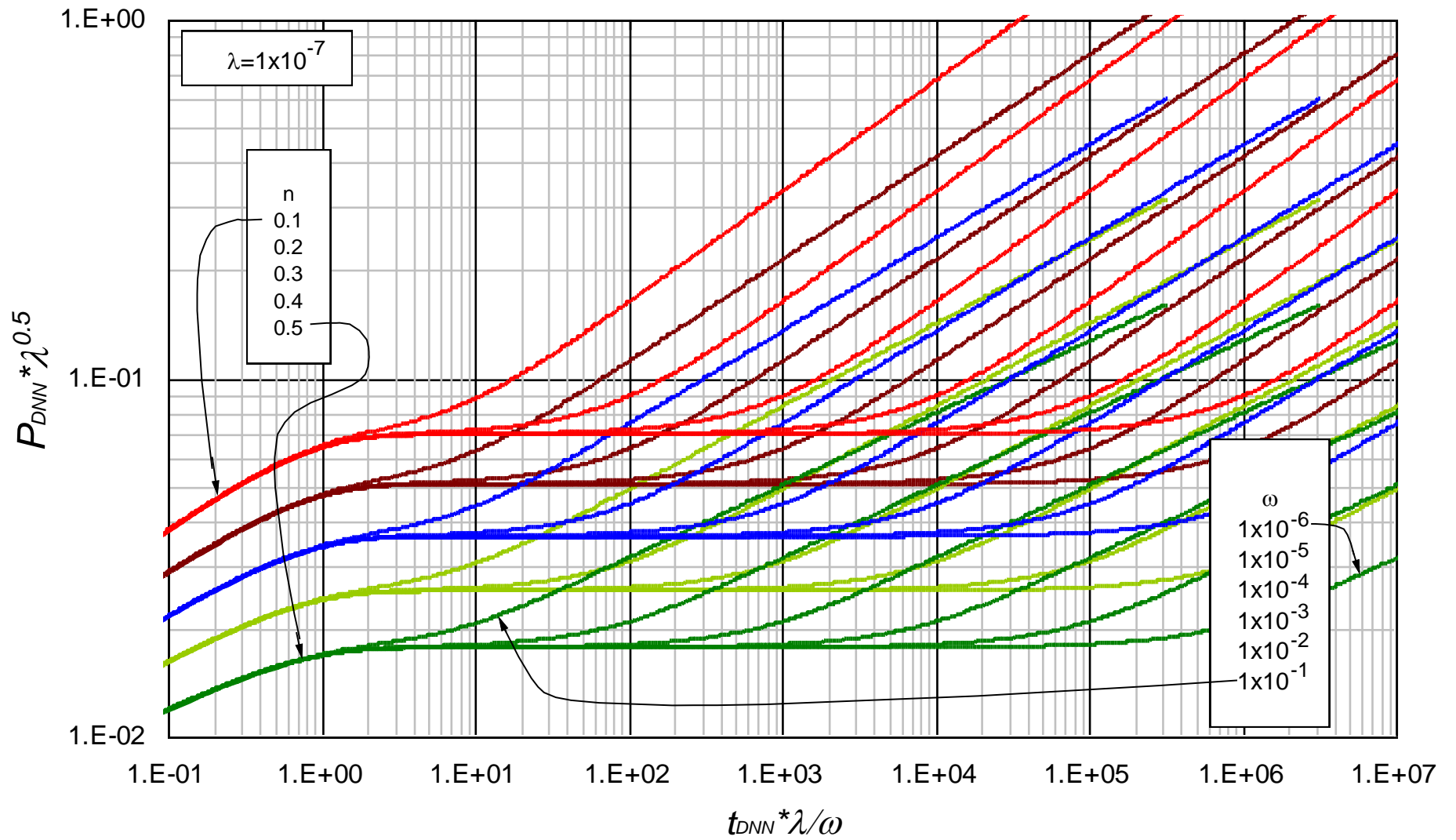
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.6 < n < 1.0$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-5}$



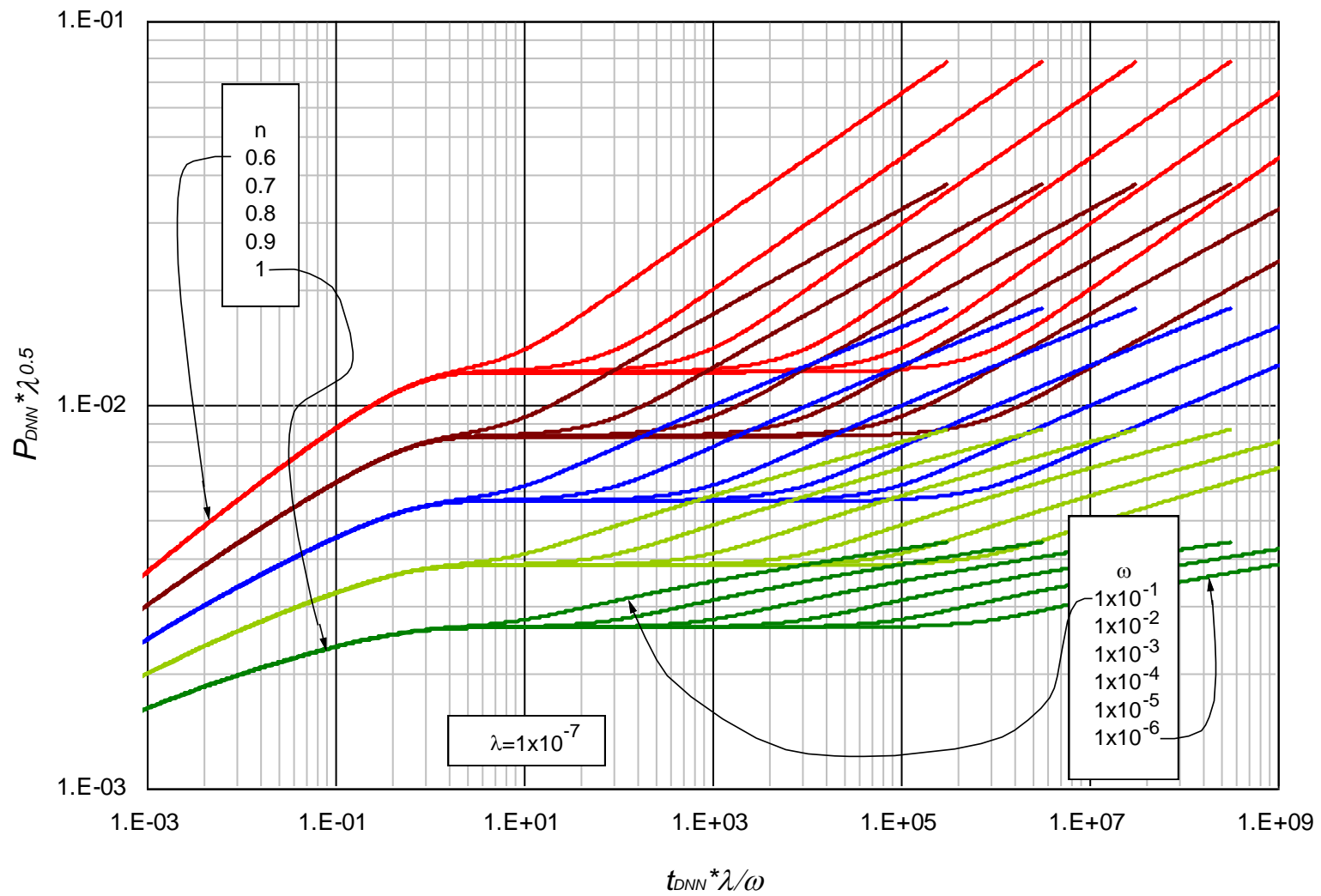
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.1 < n < 0.5$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-6}$



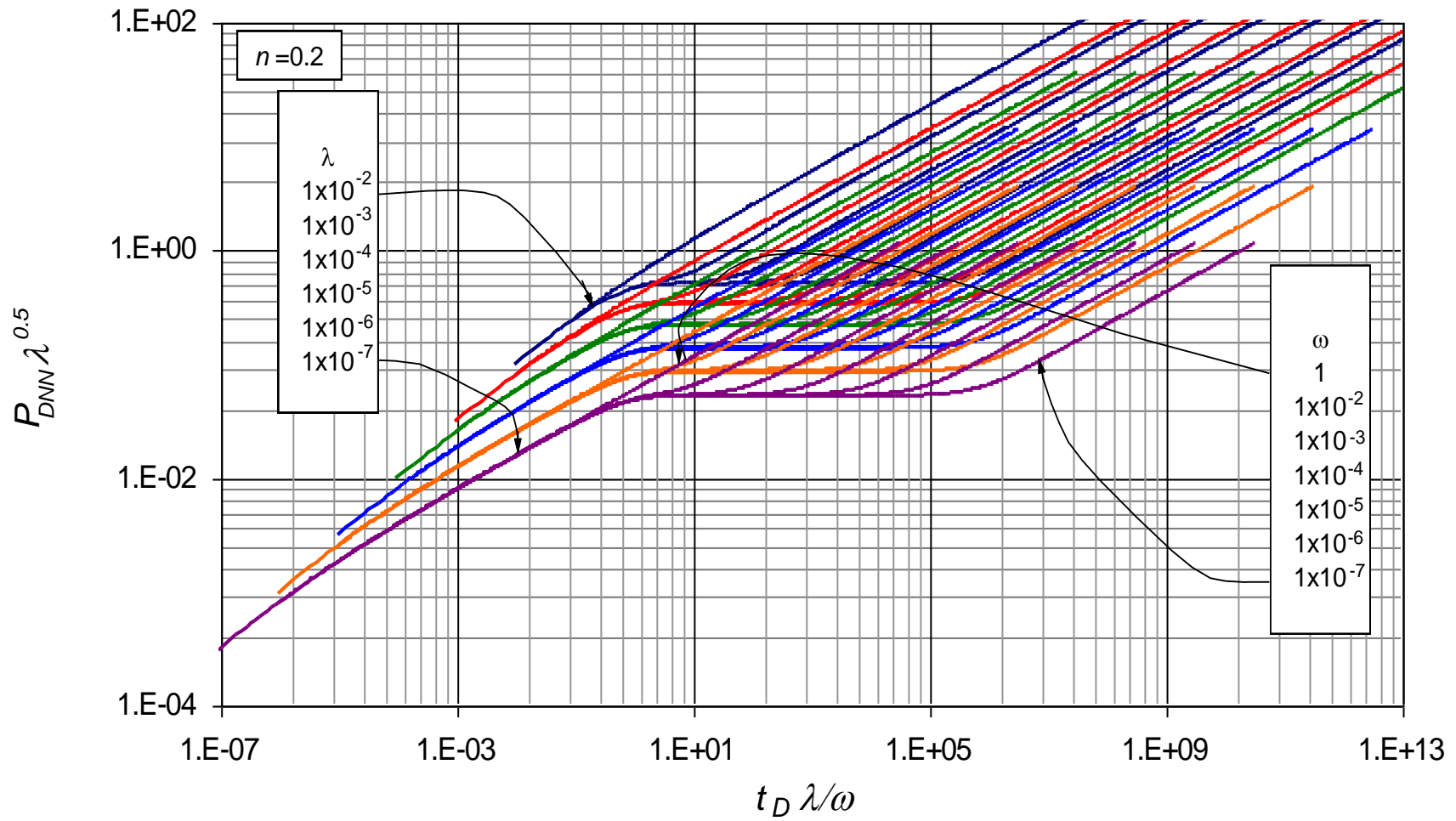
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.6 < n < 1.0$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-6}$



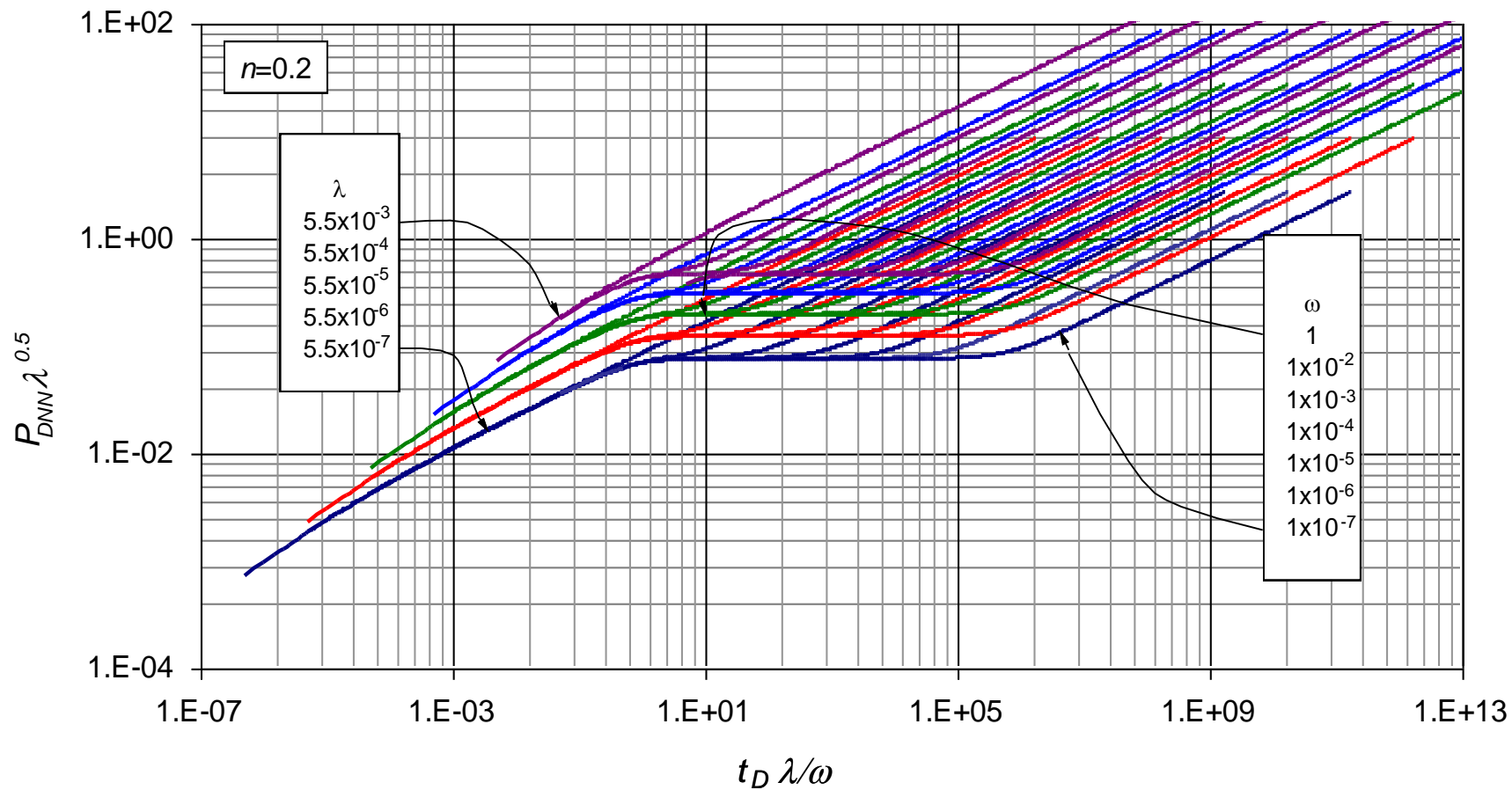
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.1 < n < 0.5$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-7}$



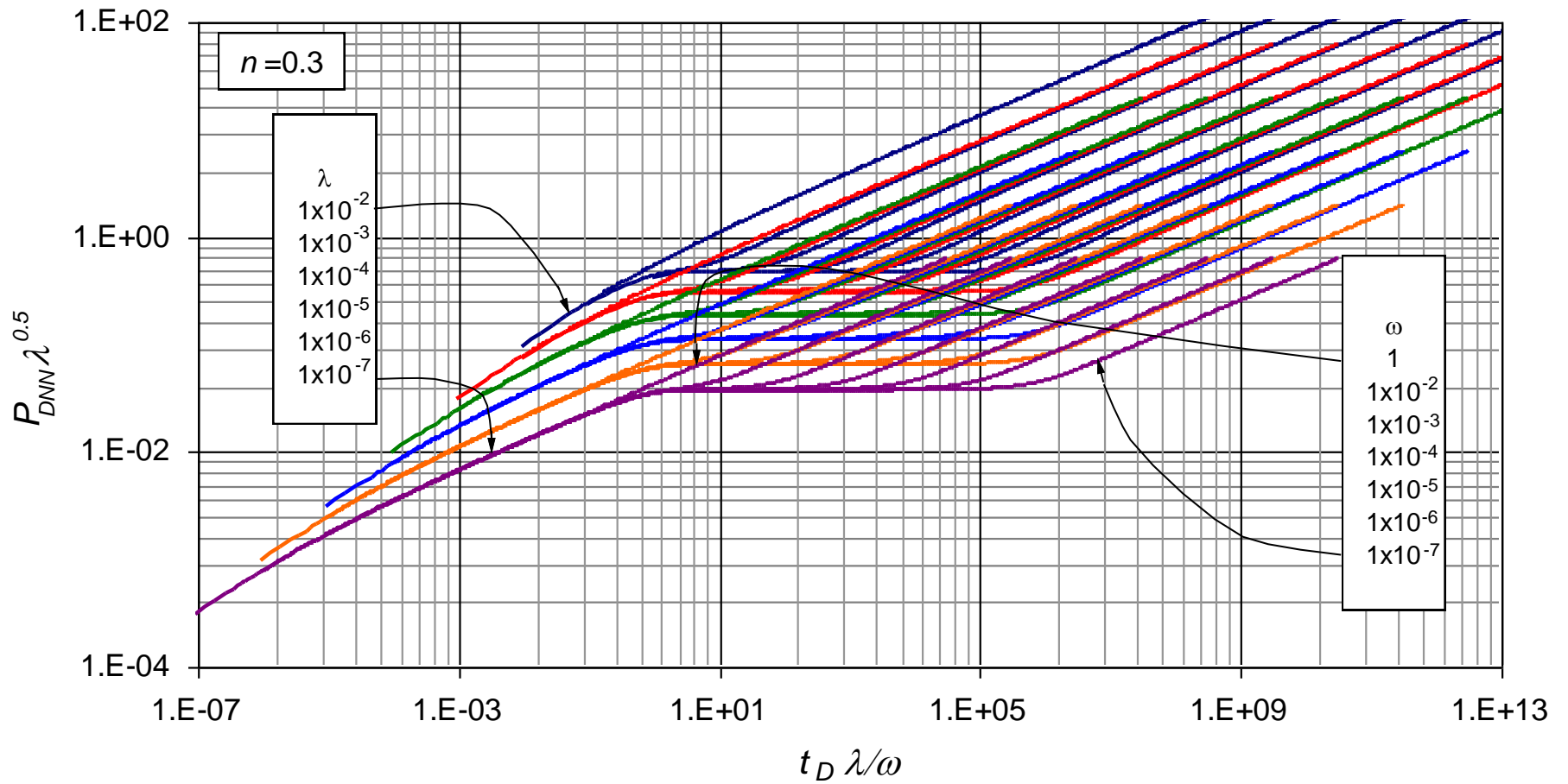
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el índice de comportamiento de flujo, n ($0.6 < n < 1.0$), sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $\lambda = 1 \times 10^{-7}$



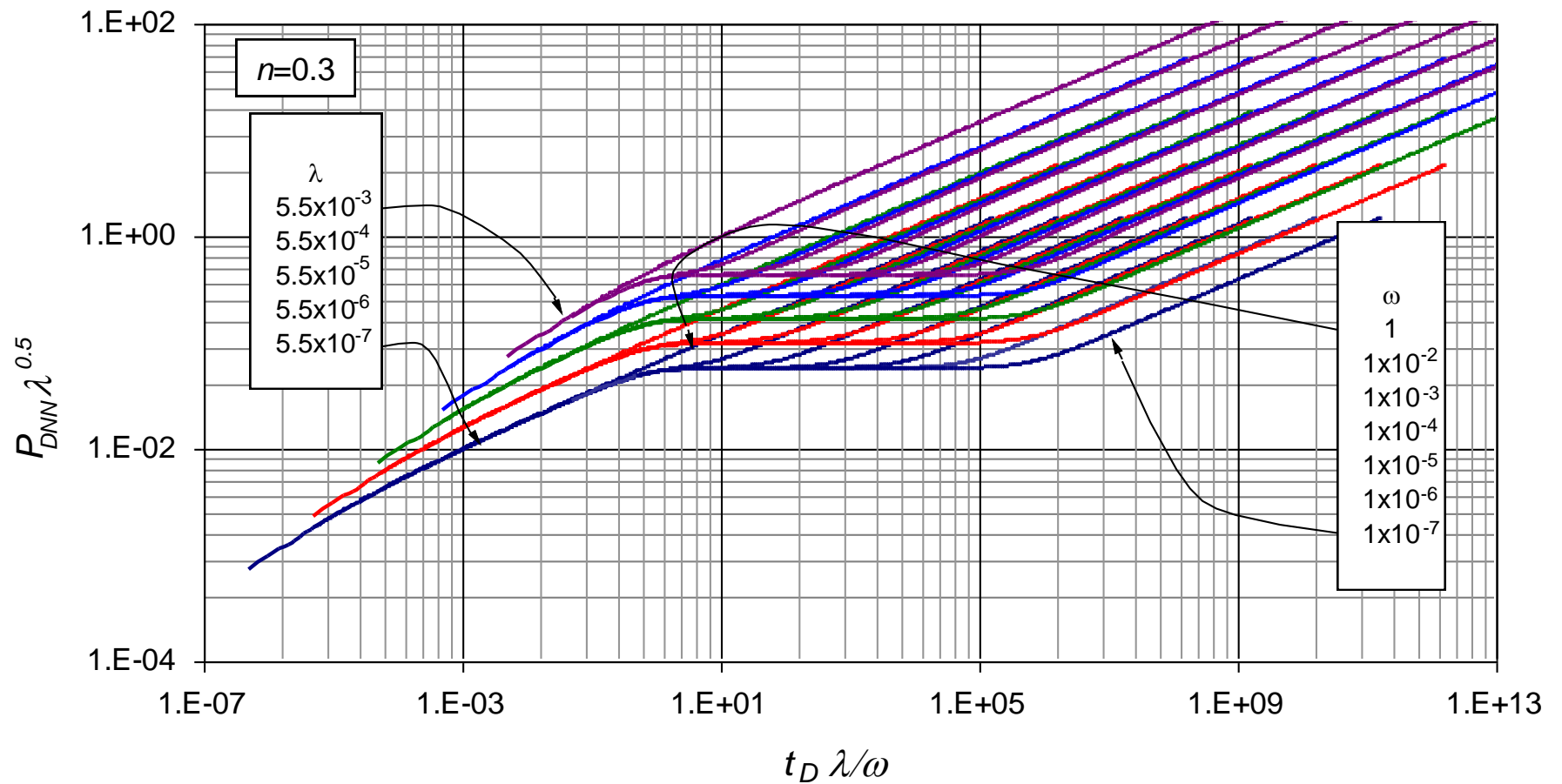
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento ω , y el parámetro de flujo interporoso λ sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.2$ (Valores de lambda desde 1×10^{-2} hasta 1×10^{-7})



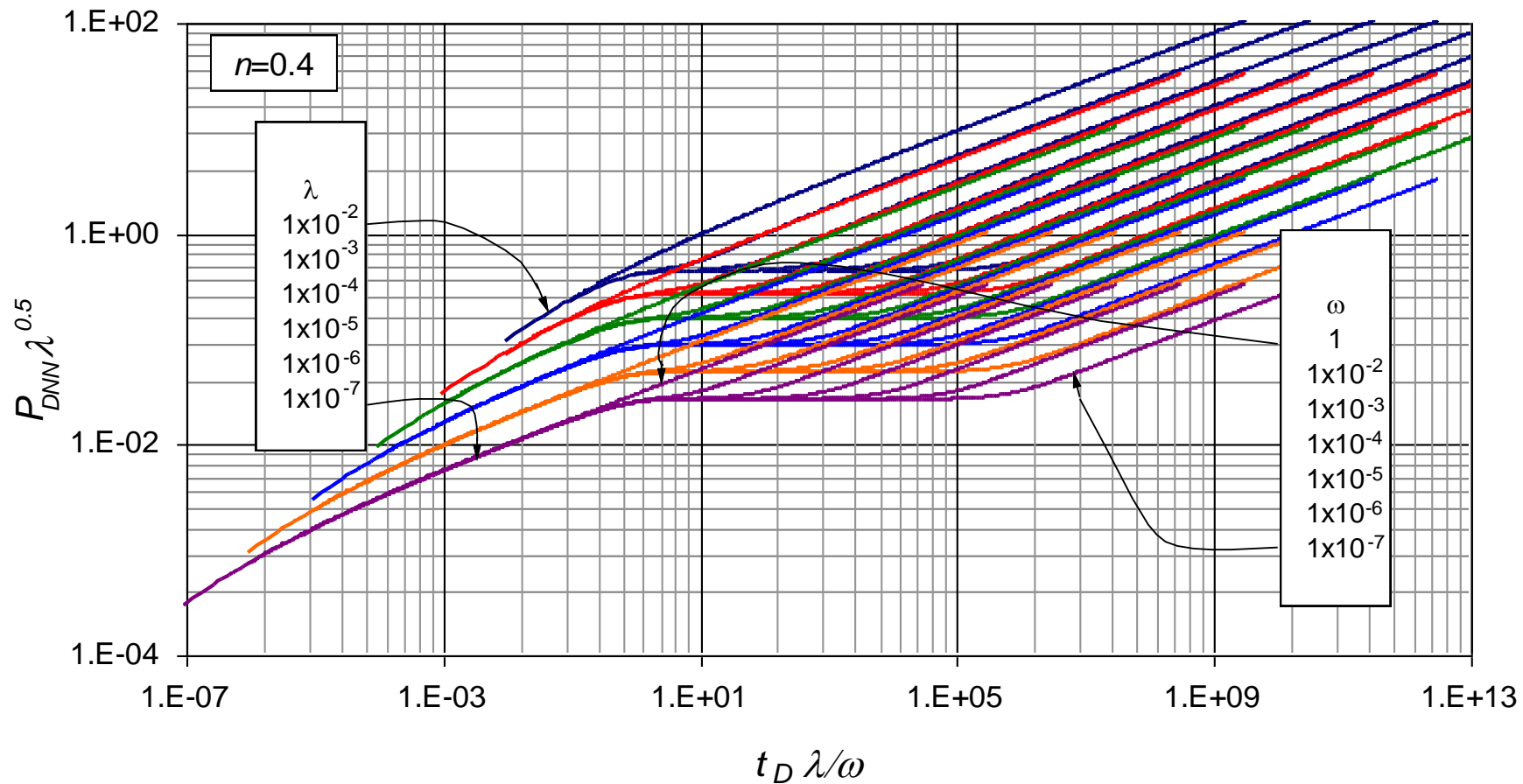
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento ω , y el parámetro de flujo interporoso λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.2$ (Valores de lambda desde 5.5×10^{-3} hasta 5.5×10^{-7})



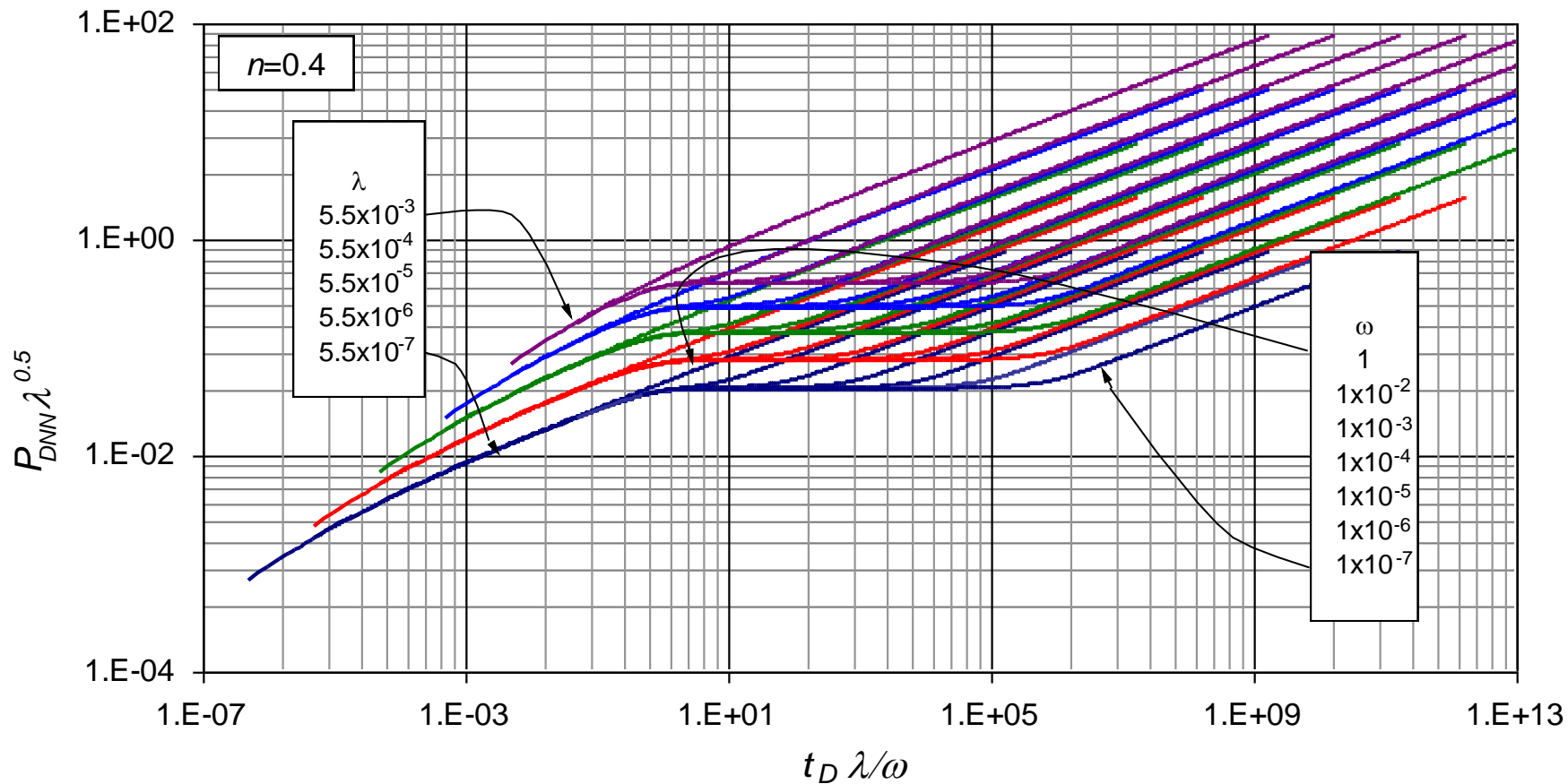
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento ω , y el parámetro de flujo interporoso λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.3$ (Valores de lambda desde 1×10^{-2} hasta 1×10^{-7})



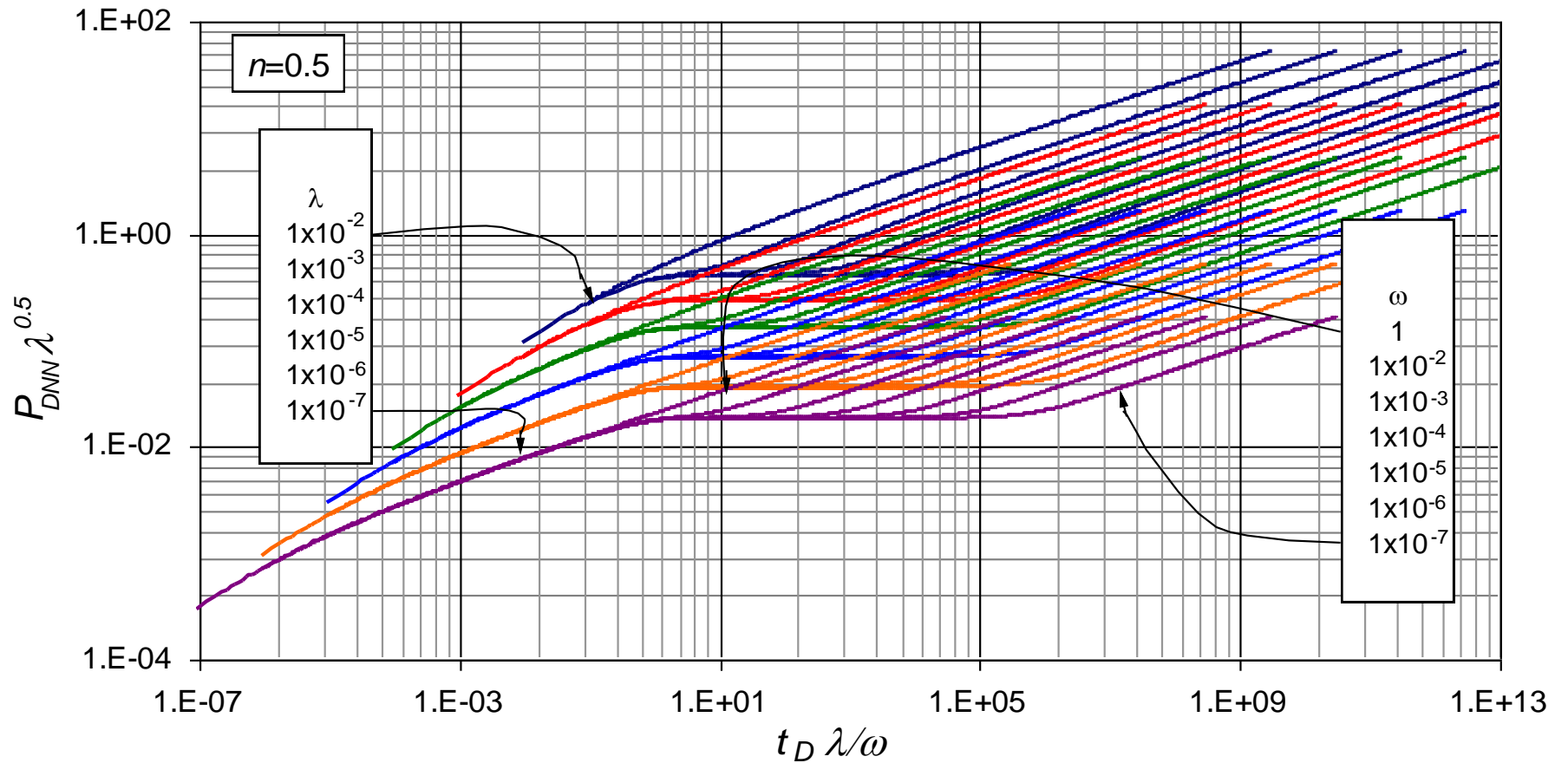
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento ω , y el parámetro de flujo interporoso λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.3$ (Valores de lambda desde 5.5×10^{-3} hasta 5.5×10^{-7})



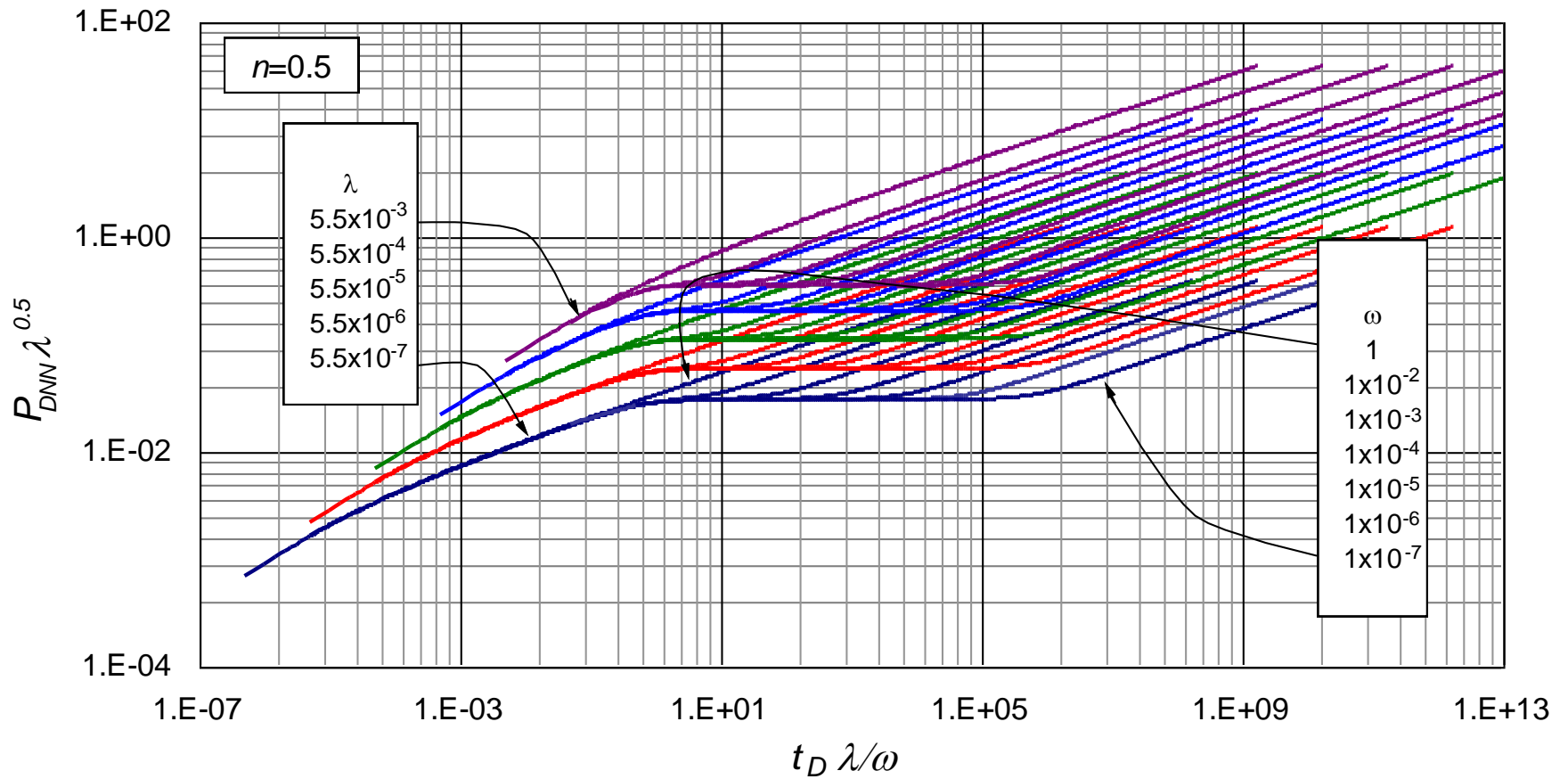
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento ω , y el parámetro de flujo interporoso λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.4$ (Valores de lambda desde 1×10^{-2} hasta 1×10^{-7})



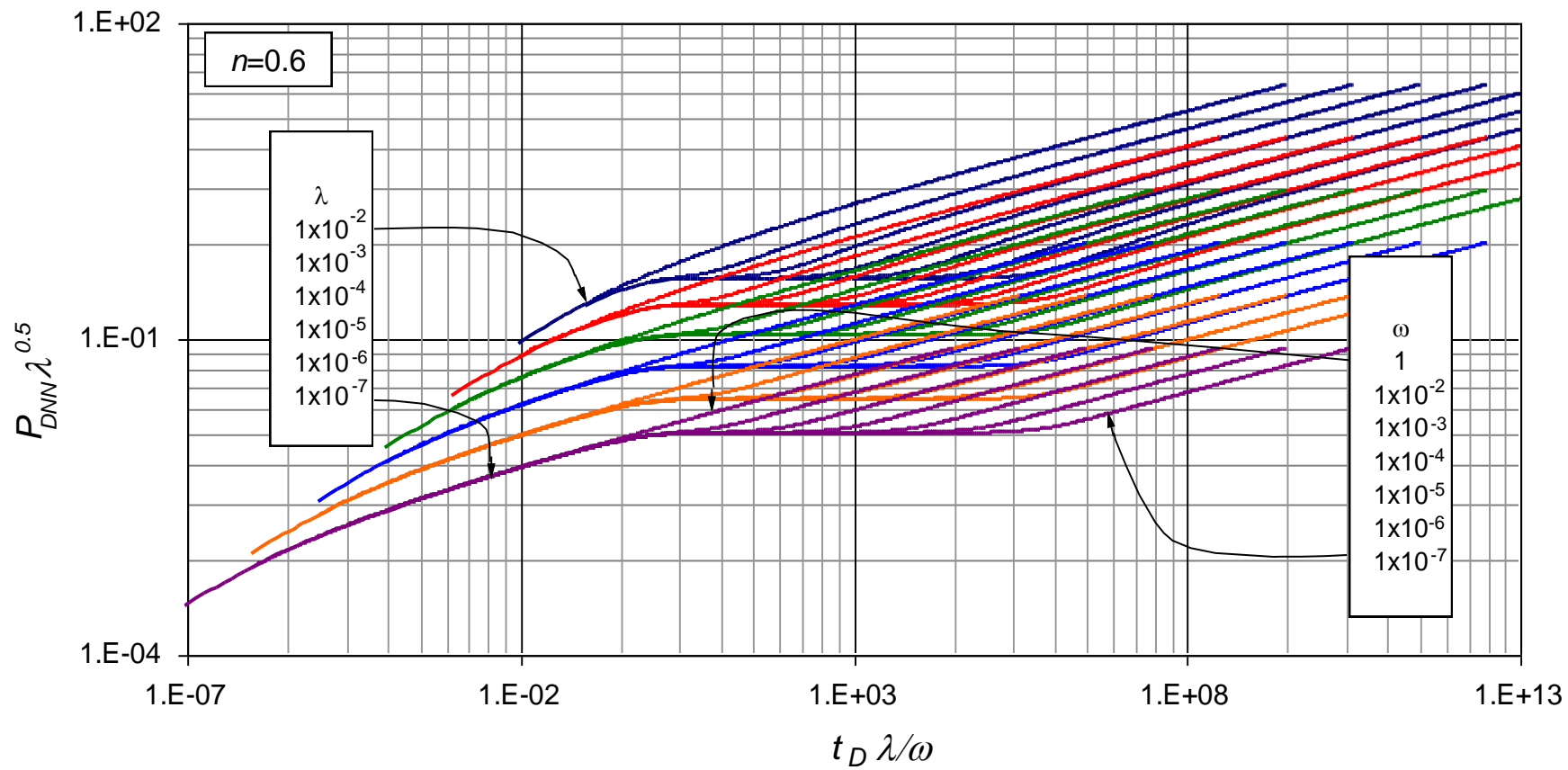
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento ω , y el parámetro de flujo interporoso λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.4$ (Valores de lambda desde 5.5×10^{-3} hasta 5.5×10^{-7})



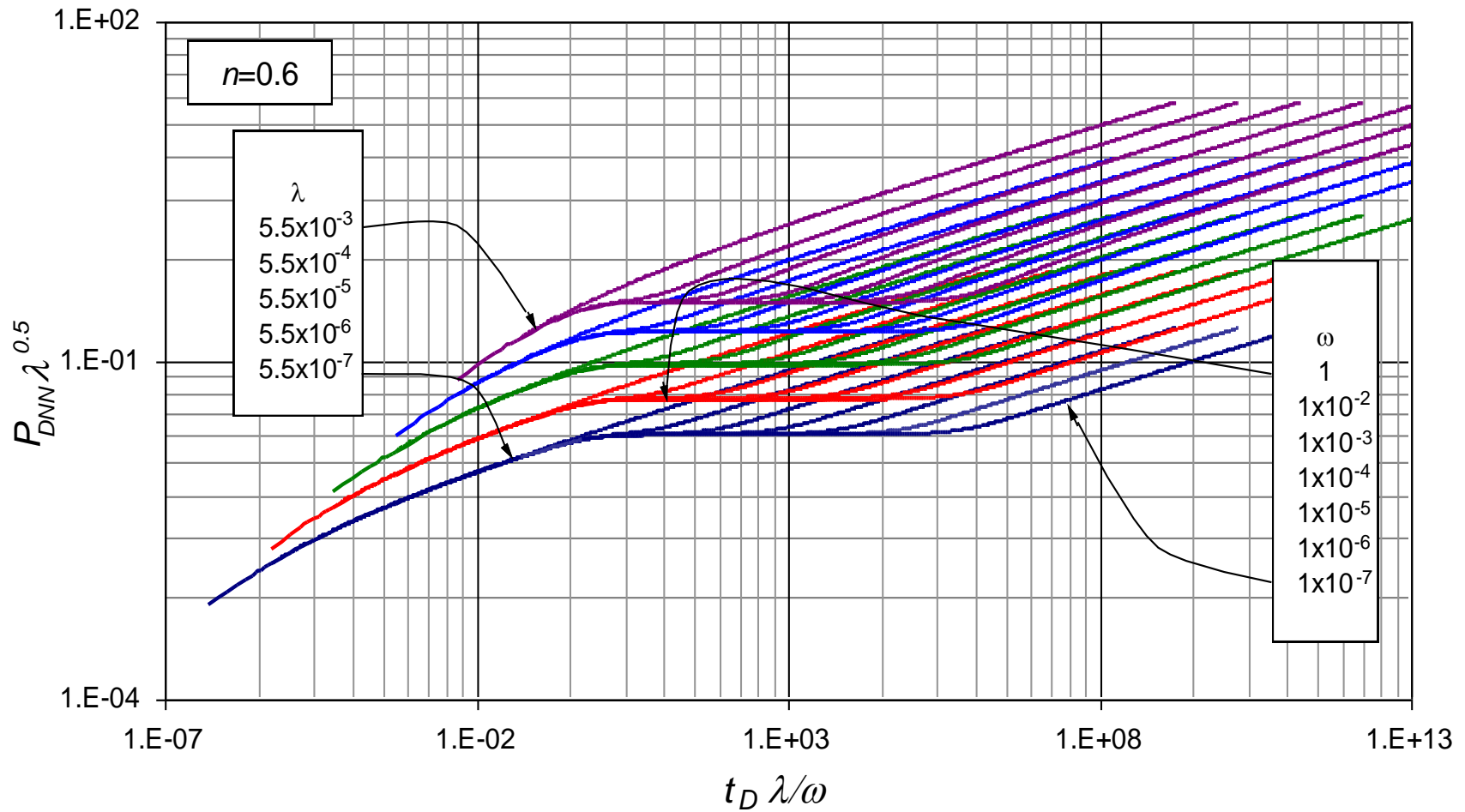
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento ω , y el parámetro de flujo interporoso λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.5$ (Valores de lambda desde 1×10^{-2} hasta 1×10^{-7})



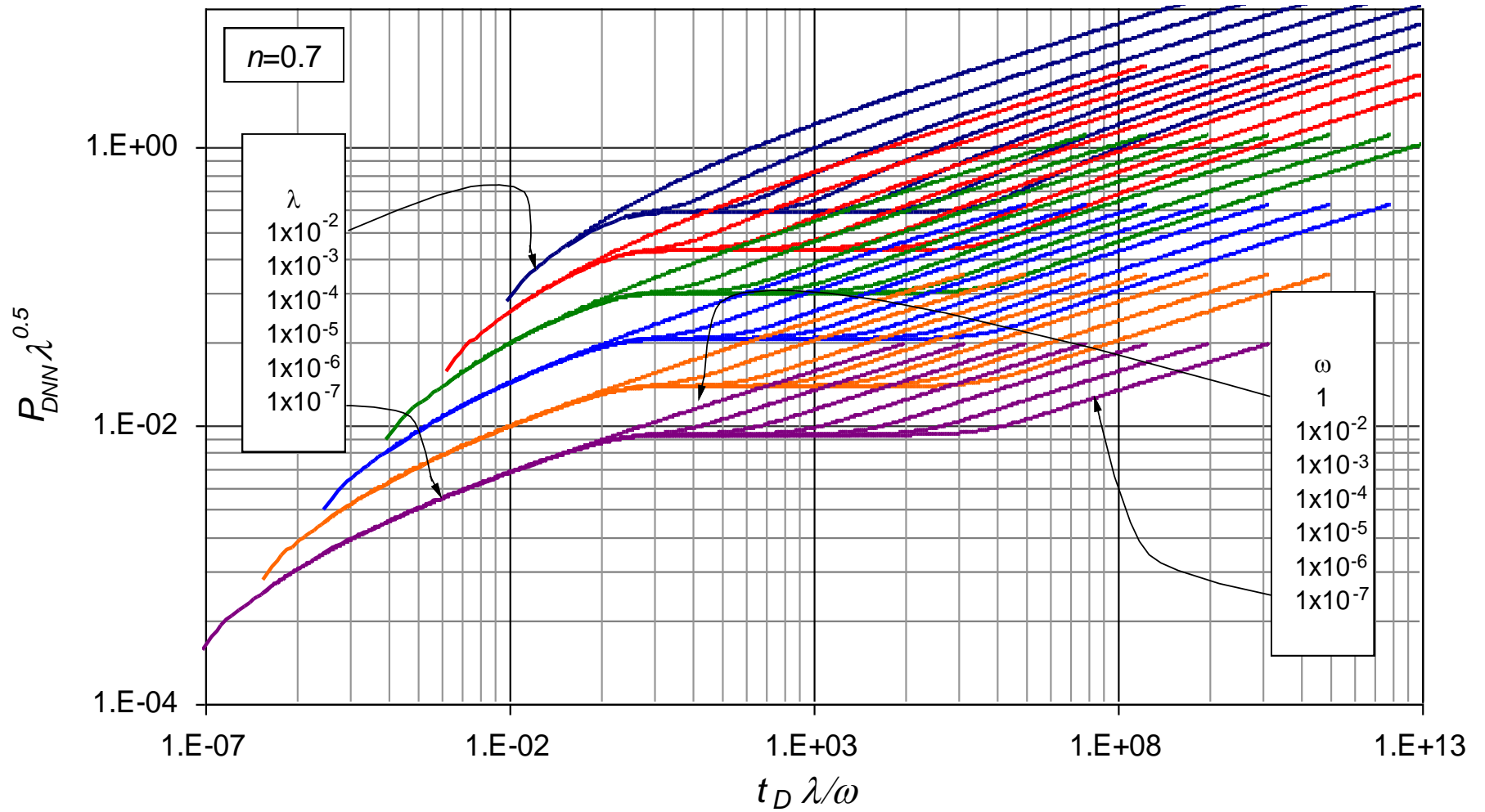
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento ω , y el parámetro de flujo interporoso λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n = 0.5$ (Valores de lambda desde 5.5×10^{-3} hasta 5.5×10^{-7})



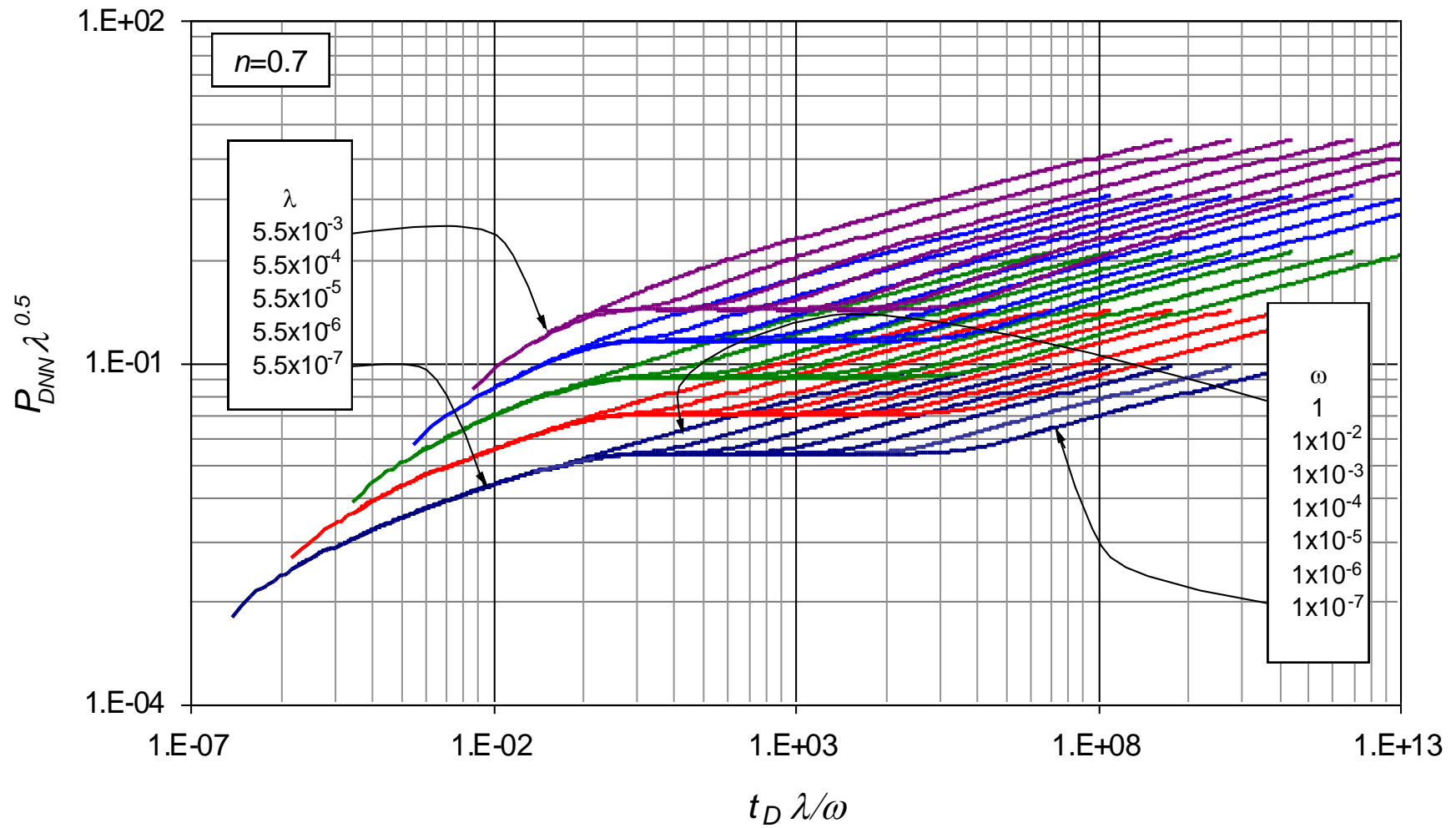
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento ω , y el parámetro de flujo interporoso λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.6$ (Valores de lambda desde 1×10^{-2} hasta 1×10^{-7})



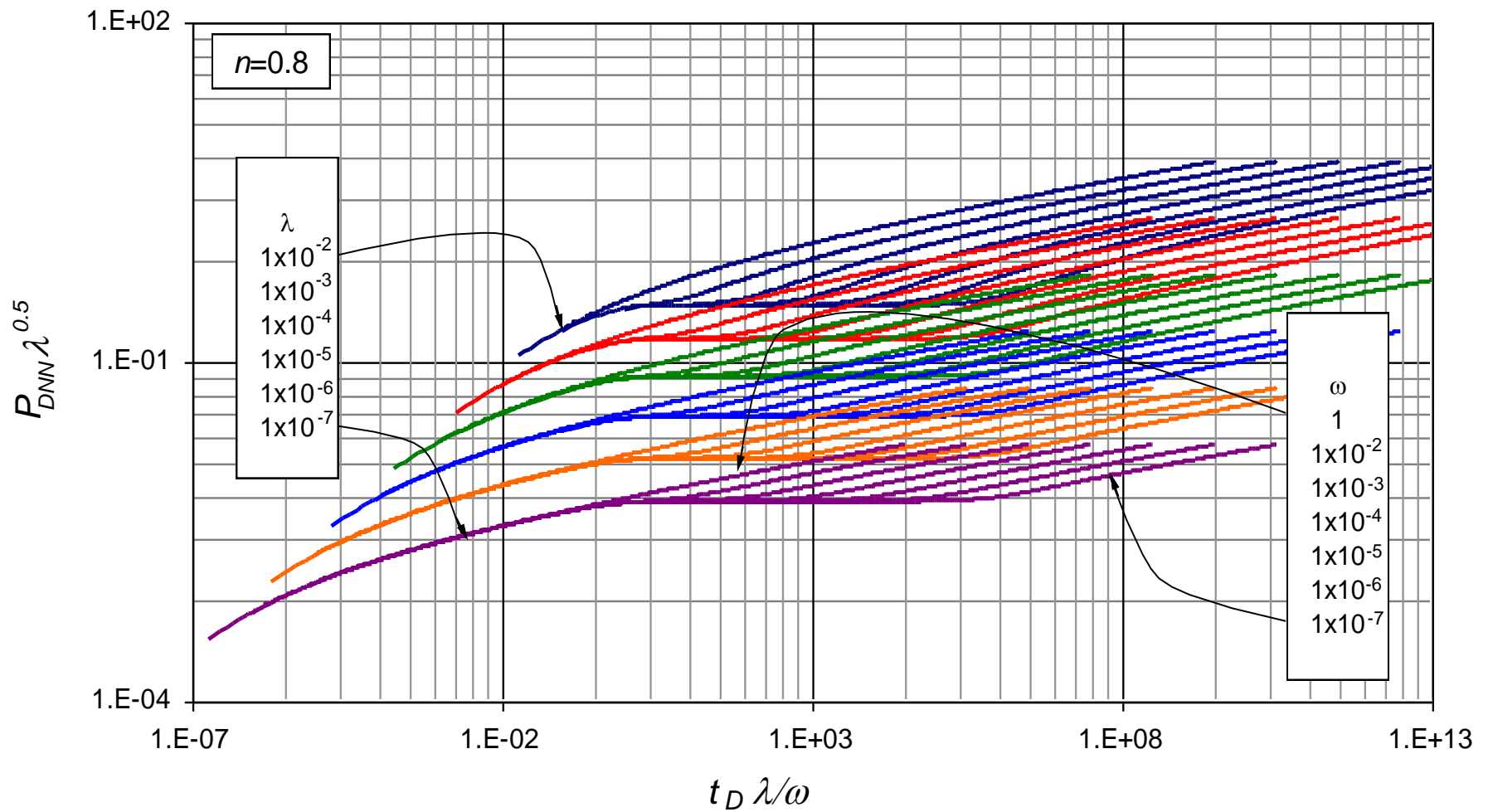
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el parámetro de flujo interporoso, λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo el índice de comportamiento de flujo, $n = 0.6$, (Valores de lambda desde 5.5×10^{-3} hasta 5.5×10^{-7})



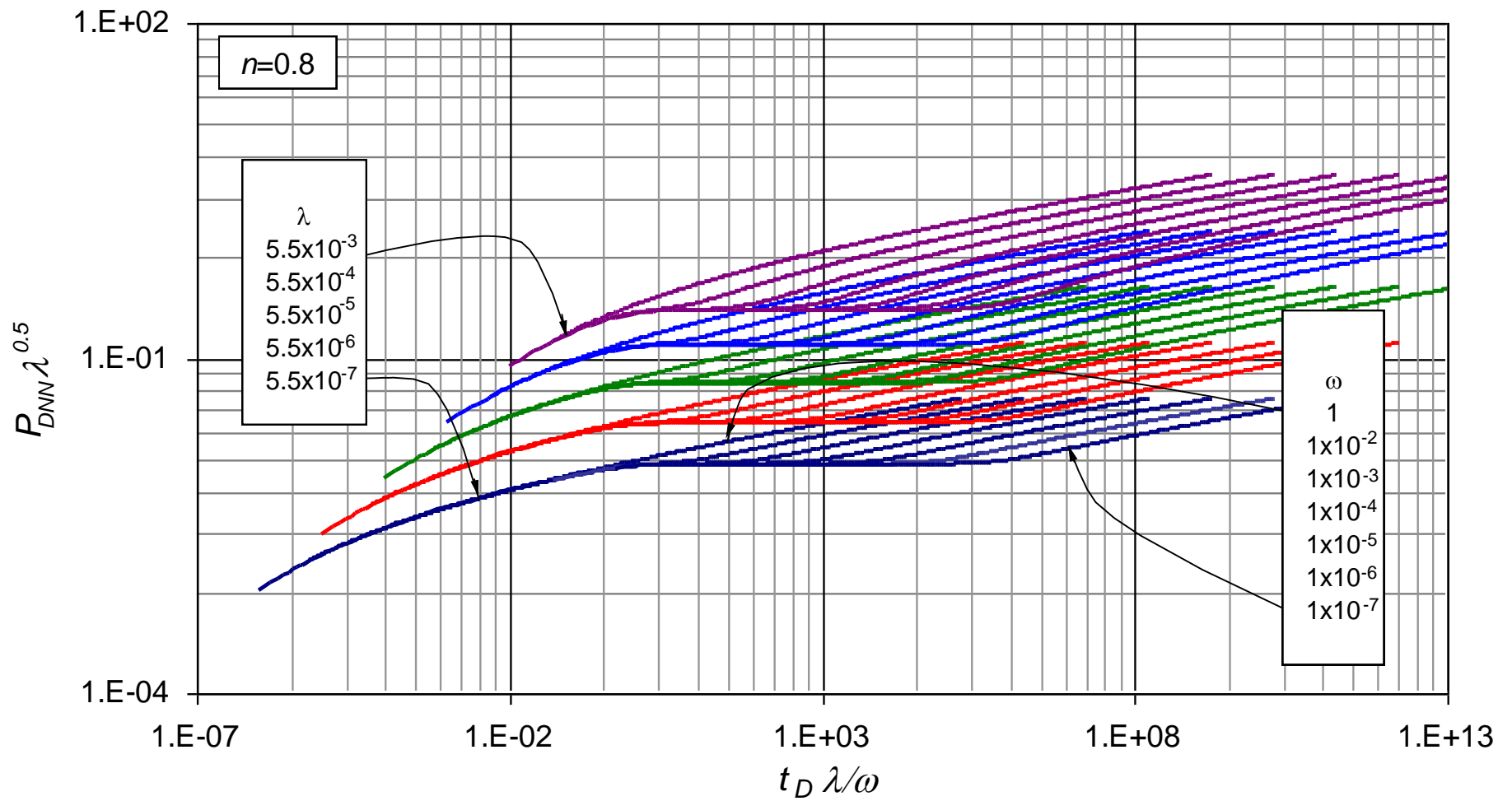
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el parámetro de flujo interporoso, λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo el índice de comportamiento de flujo, $n = 0.7$, (Valores de lambda desde 1×10^{-2} hasta 1×10^{-7})



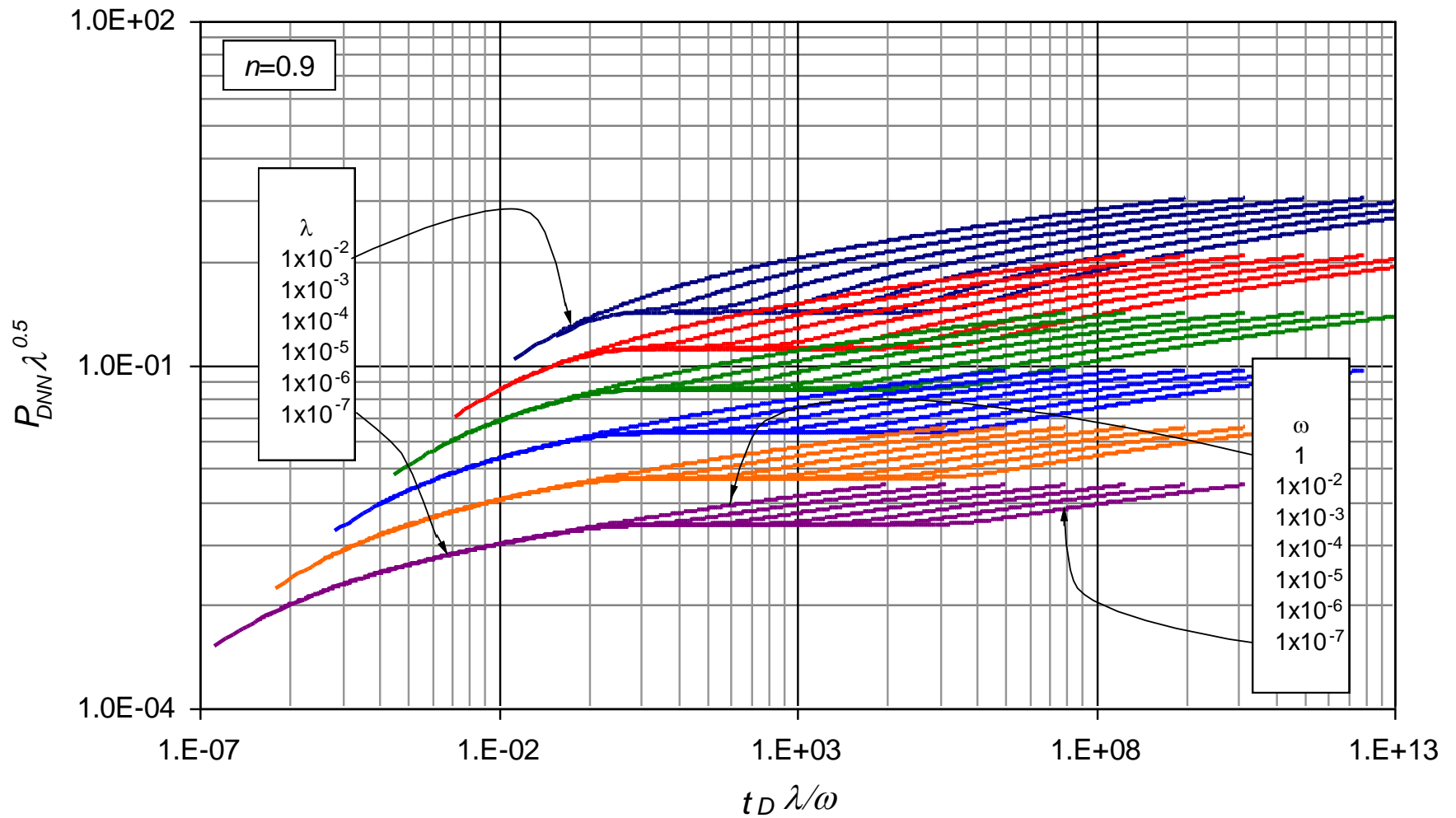
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el parámetro de flujo interporoso, λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo el índice de comportamiento de flujo, $n = 0.7$, (Valores de lambda desde 5.5×10^{-3} hasta 5.5×10^{-7})



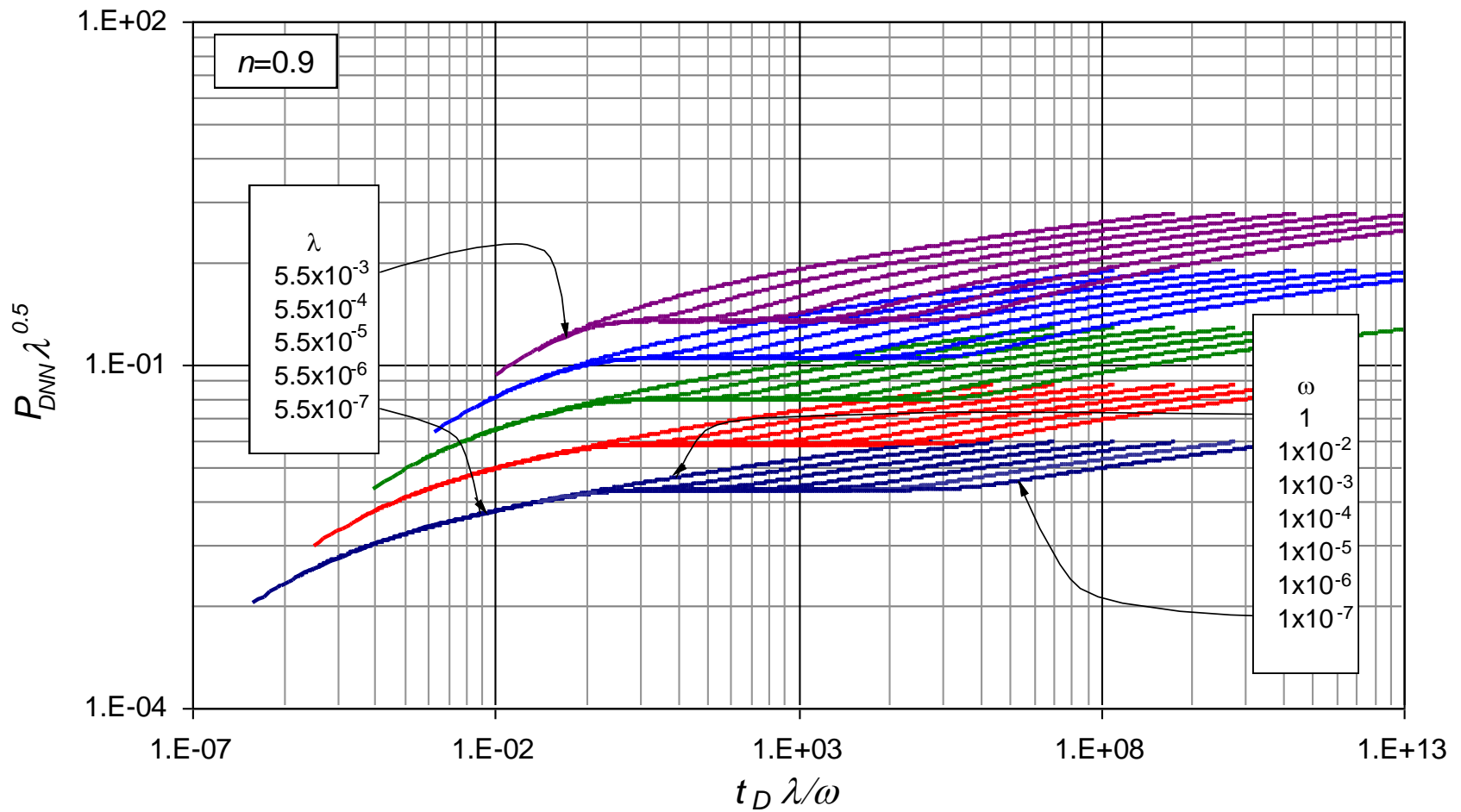
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el parámetro de flujo interporoso, λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo el índice de comportamiento de flujo, $n = 0.8$, (Valores de lambda desde 1×10^{-2} hasta 1×10^{-7})



Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el parámetro de flujo interporoso, λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo el índice de comportamiento de flujo, $n = 0.8$, (Valores de lambda desde 5.5×10^{-3} hasta 5.5×10^{-7})



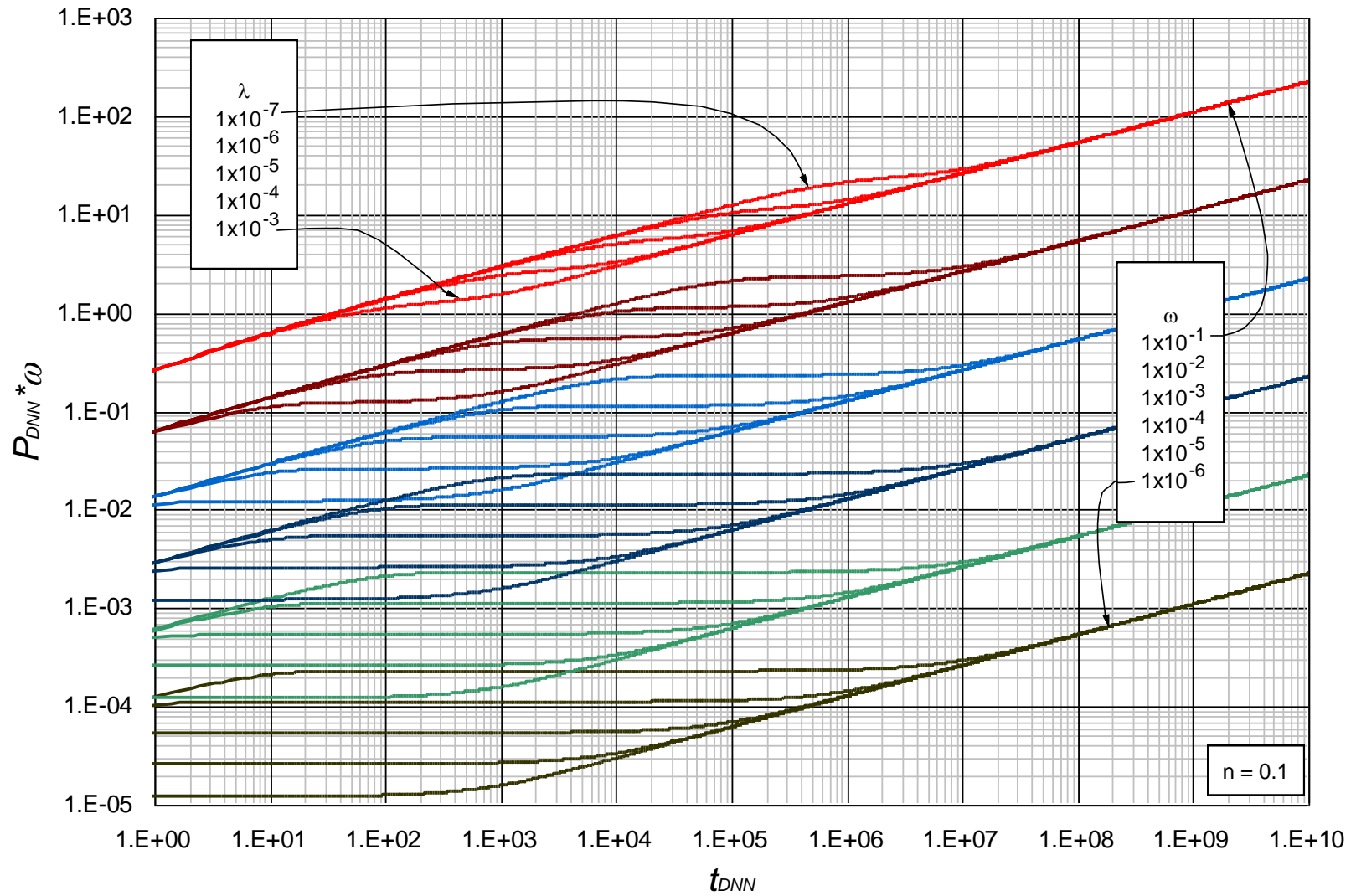
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el parámetro de flujo interporoso, λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo el índice de comportamiento de flujo, $n = 0.9$, (Valores de lambda desde 1×10^{-2} hasta 1×10^{-7})



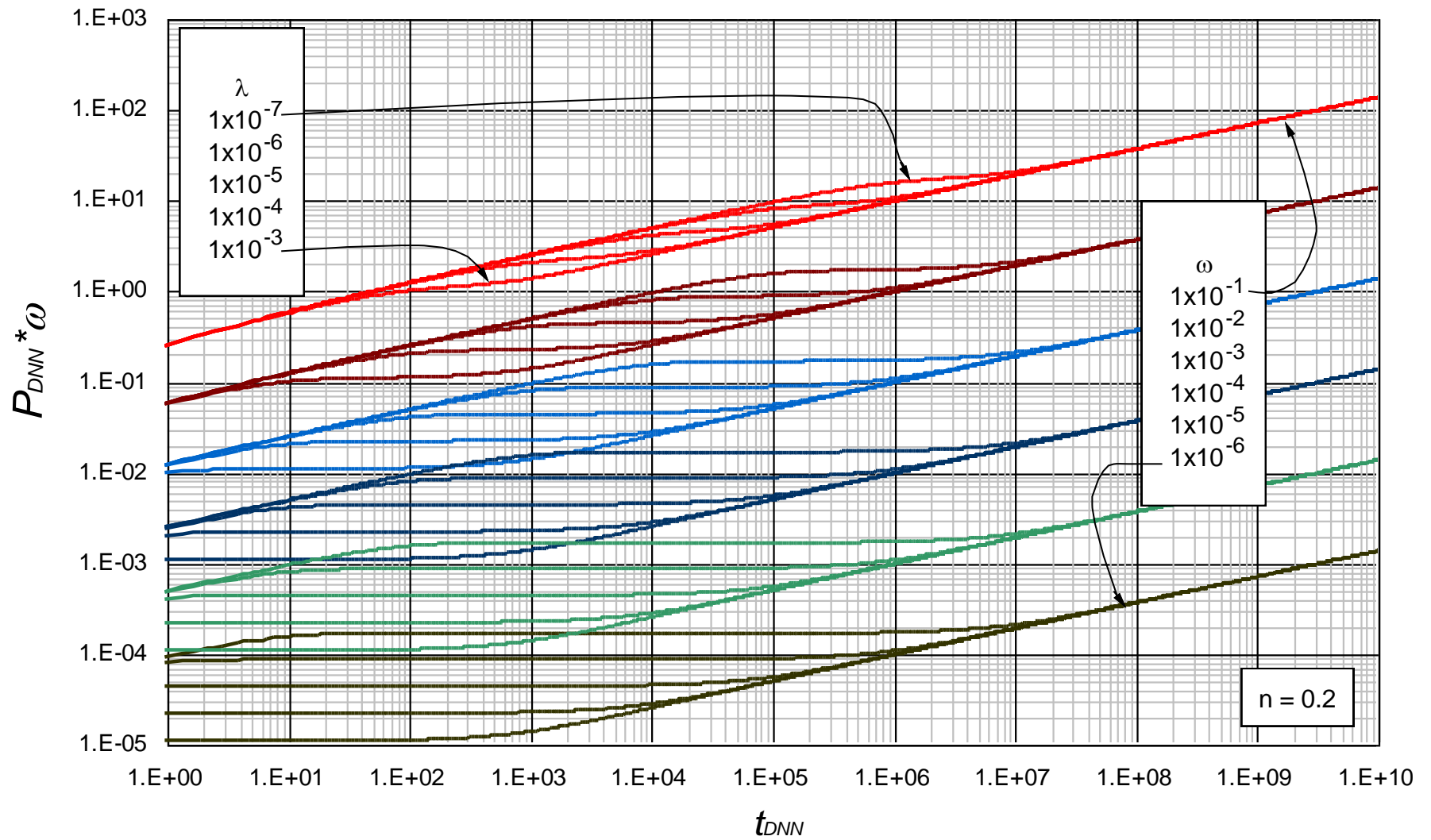
Efecto del coeficiente adimensional de almacenamiento, ω , y el parámetro de flujo interporoso, λ , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo el índice de comportamiento de flujo, $n = 0.9$, (Valores de lambda desde 5.5×10^{-3} hasta 5.5×10^{-7})

ANEXO B

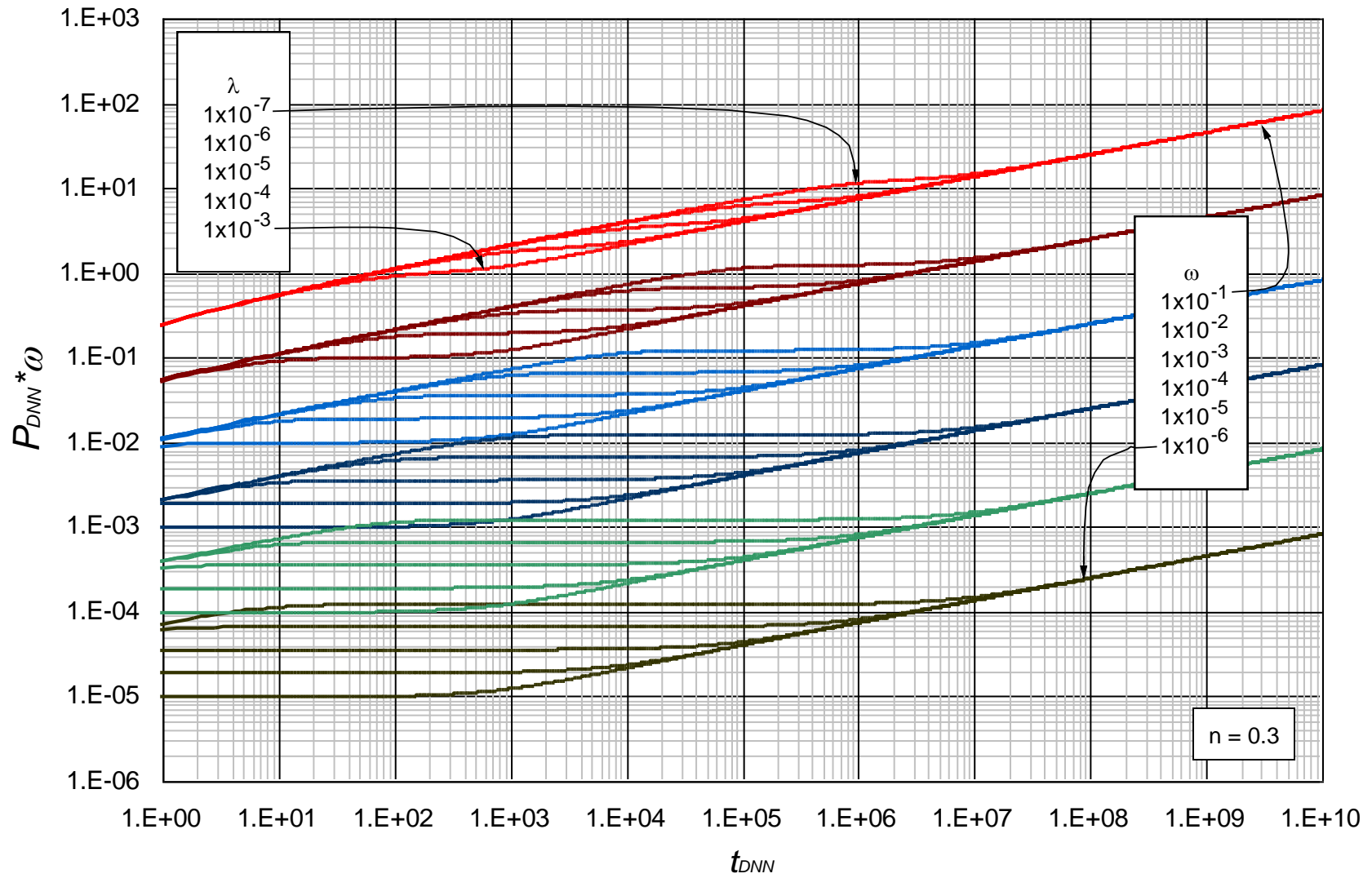
Curvas tipo para calcular el coeficiente de almacenamiento, ω , en yacimientos heterogéneos con fluidos no-newtonianos pseudoplásticos.



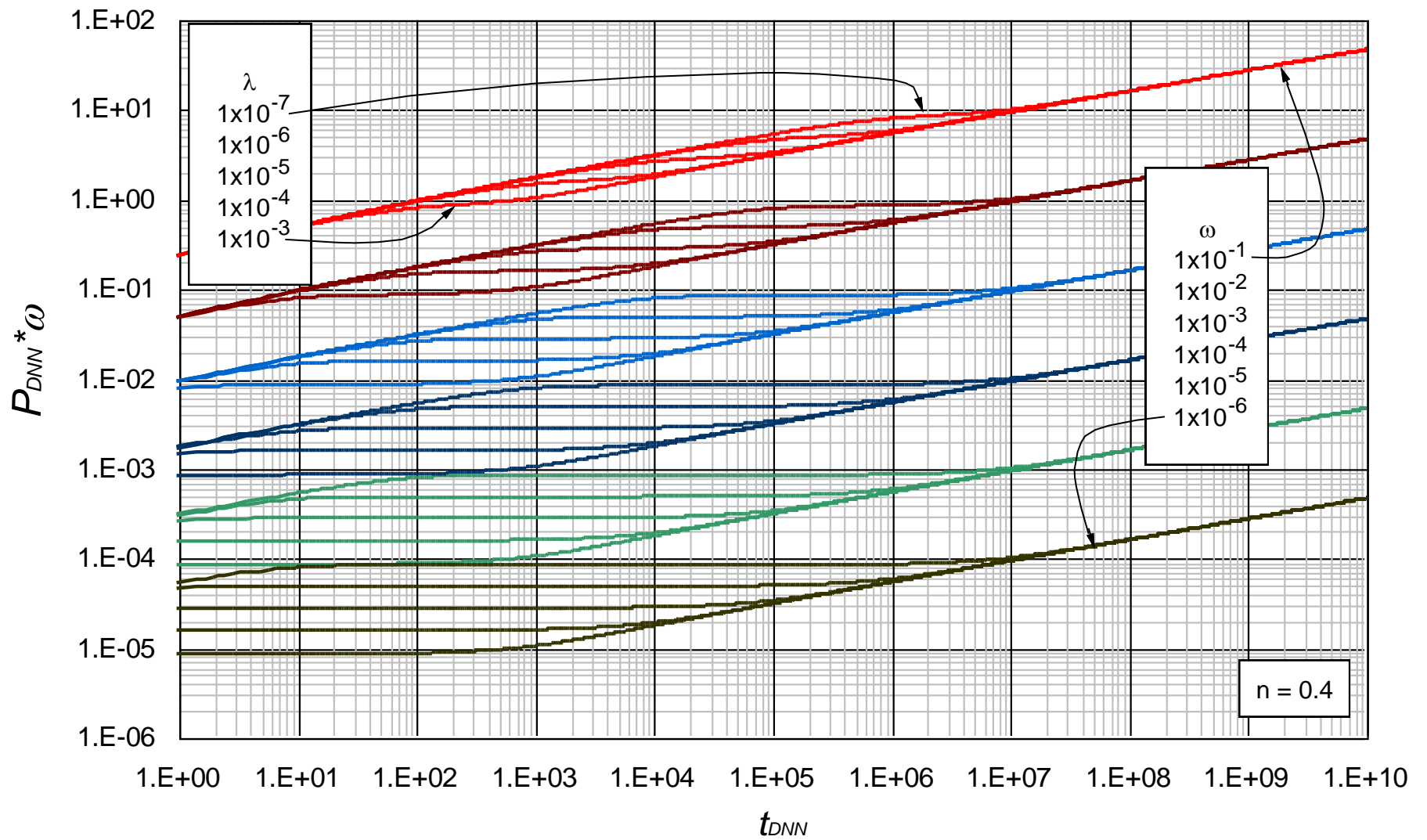
Efecto del parámetro de flujo interporoso, λ , y el índice de comportamiento de flujo, n , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.1$



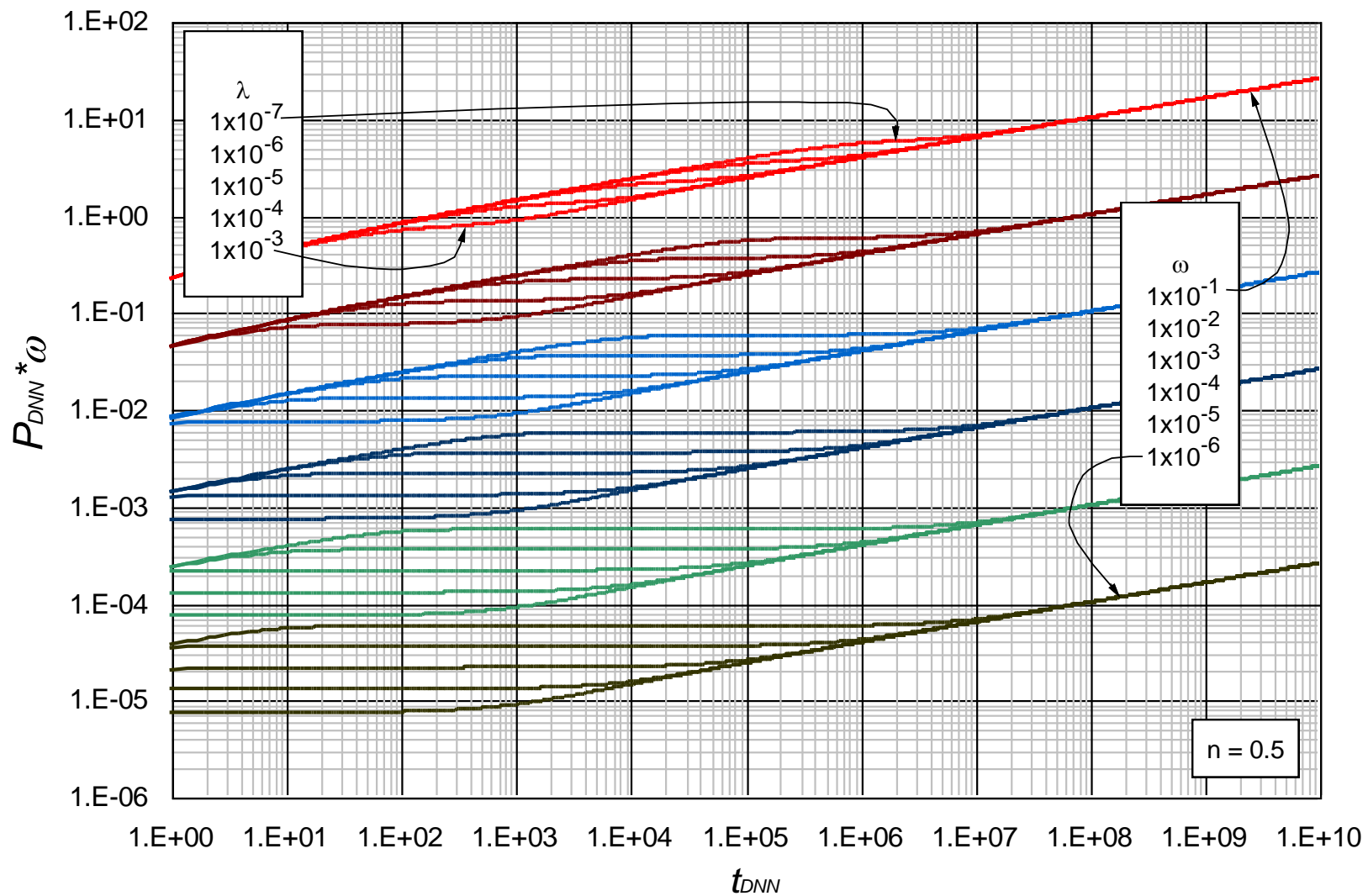
Efecto del parámetro de flujo interporoso, λ , y el índice de comportamiento de flujo, n , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.2$



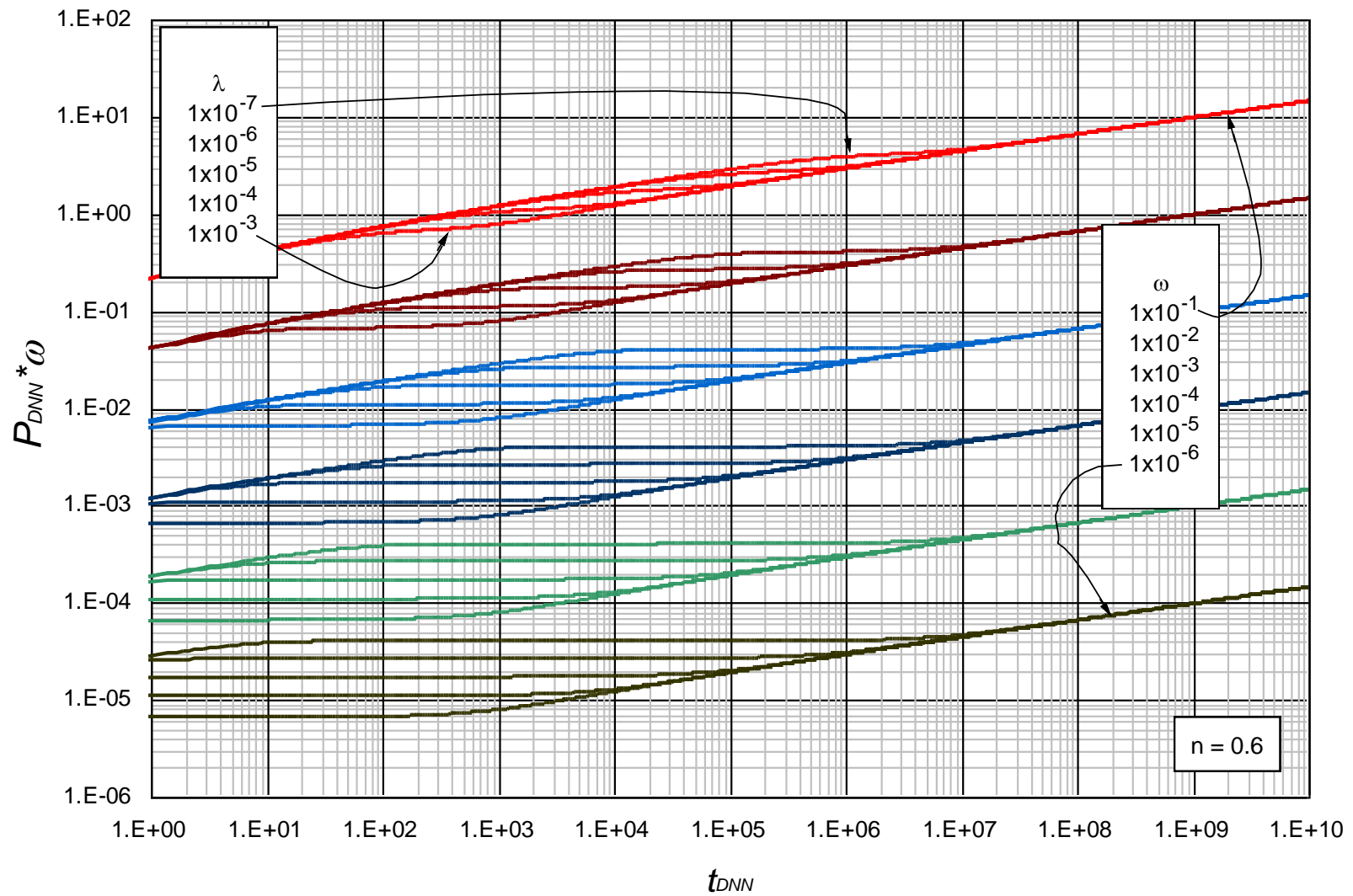
Efecto del parámetro de flujo interporoso, λ , y el índice de comportamiento de flujo, n , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.3$



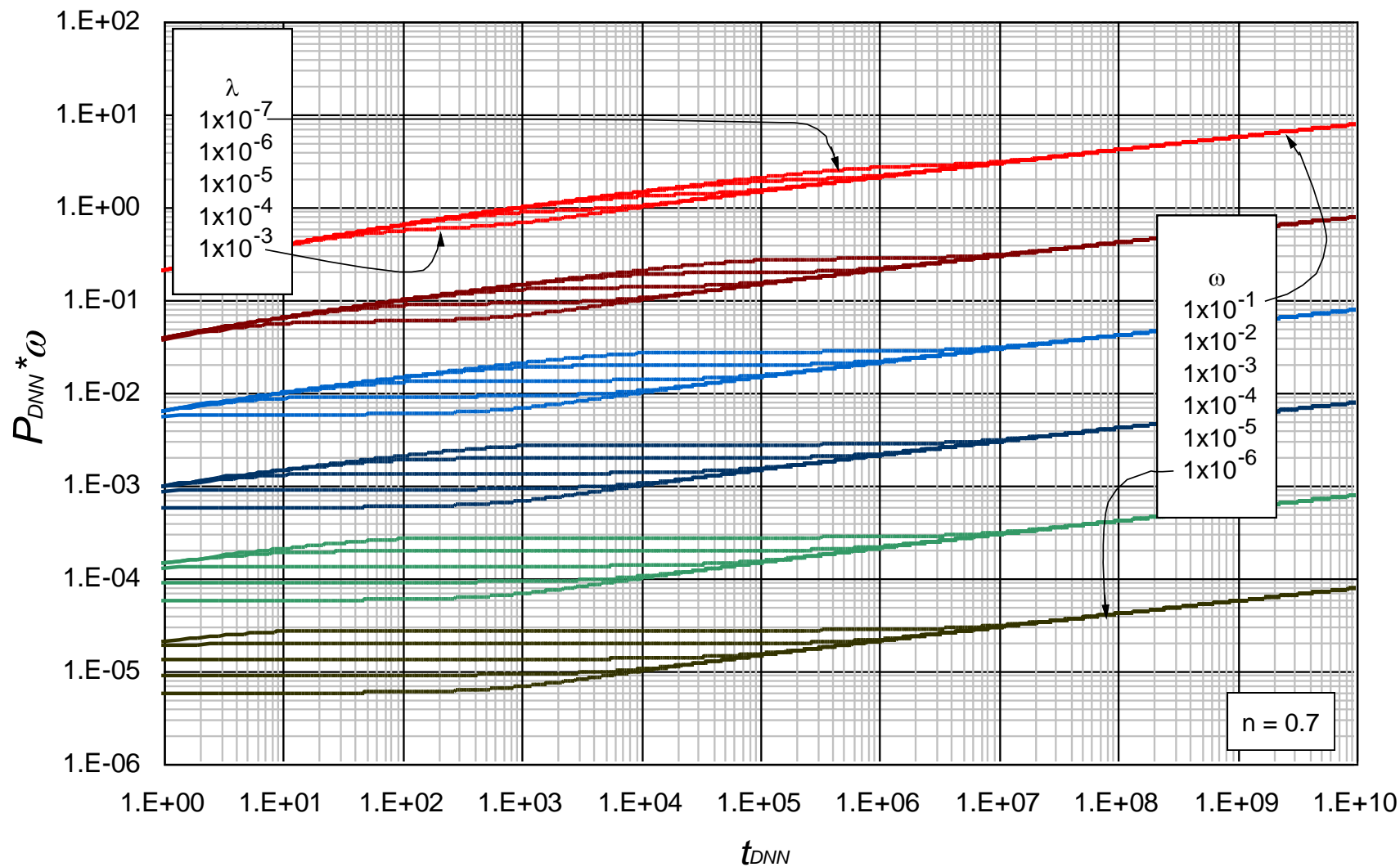
Efecto del parámetro de flujo interporoso, λ , y el índice de comportamiento de flujo, n , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.4$



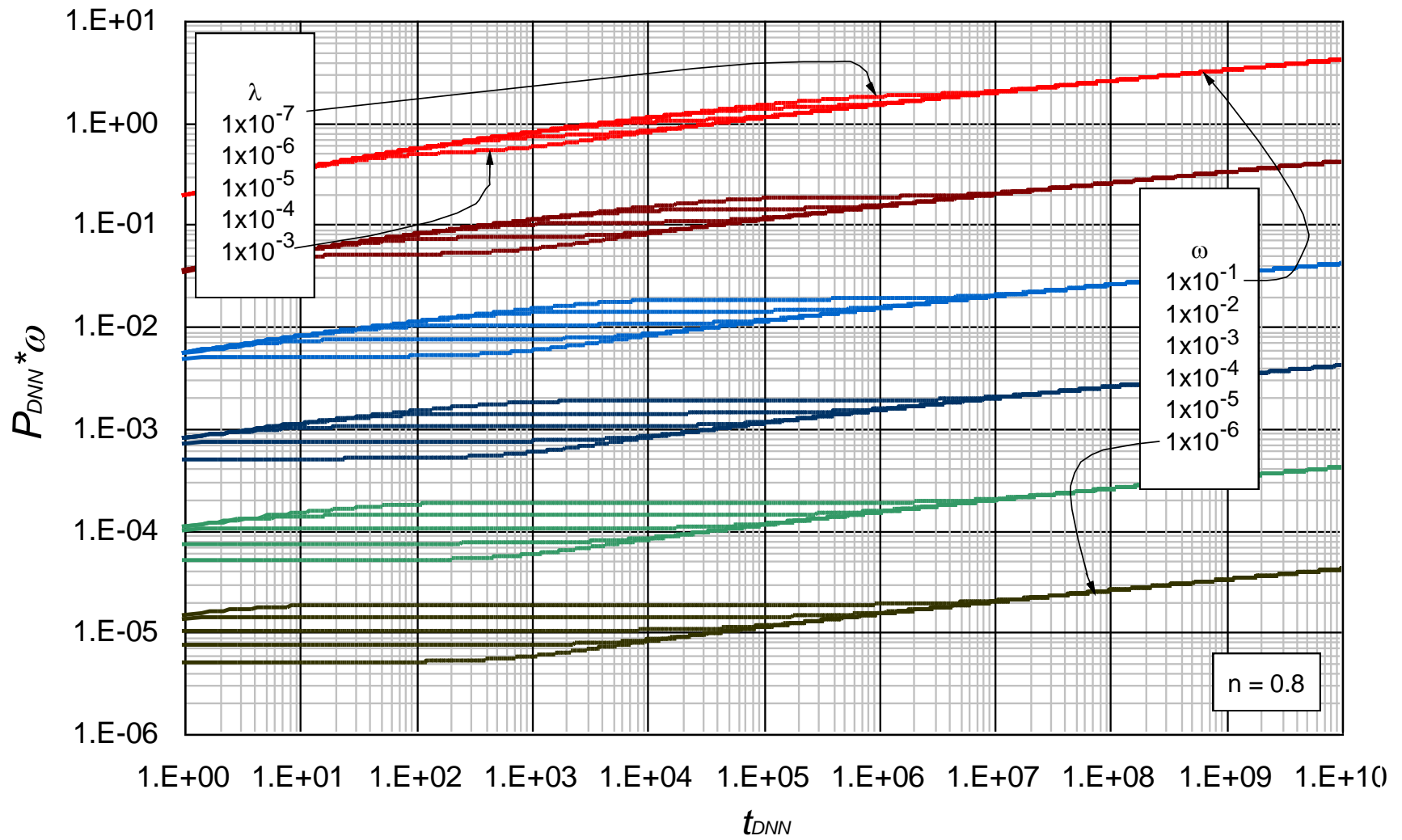
Efecto del parámetro de flujo interporoso, λ , y el índice de comportamiento de flujo, n , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.5$



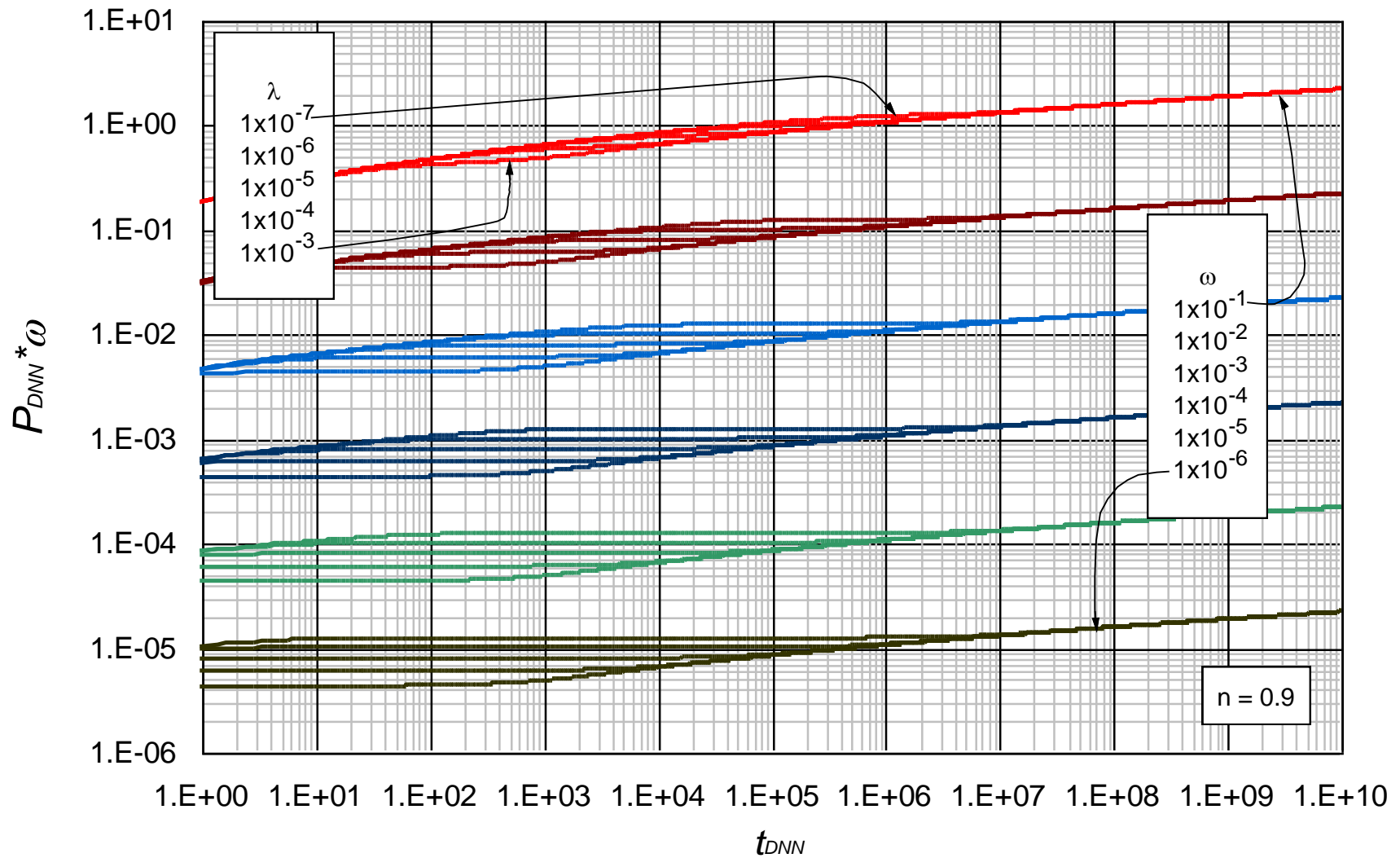
Efecto del parámetro de flujo interporoso, λ , y el índice de comportamiento de flujo, n , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.6$



Efecto del parámetro de flujo interporoso, λ , y el índice de comportamiento de flujo, n , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.7$



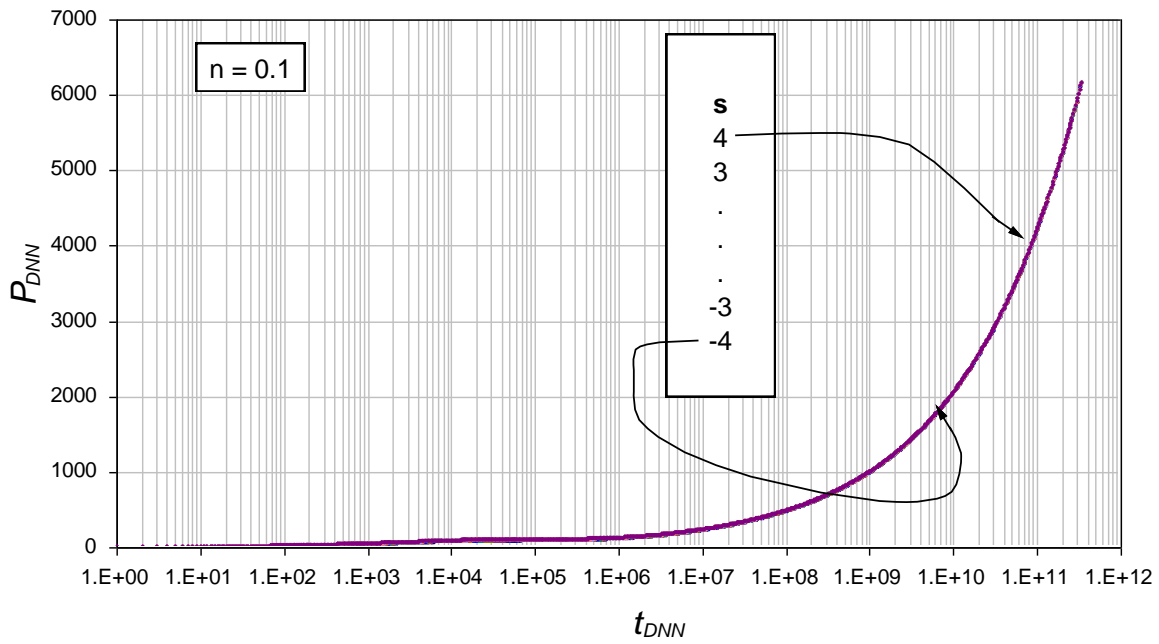
Efecto del parámetro de flujo interporoso, λ , y el índice de comportamiento de flujo, n , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.8$



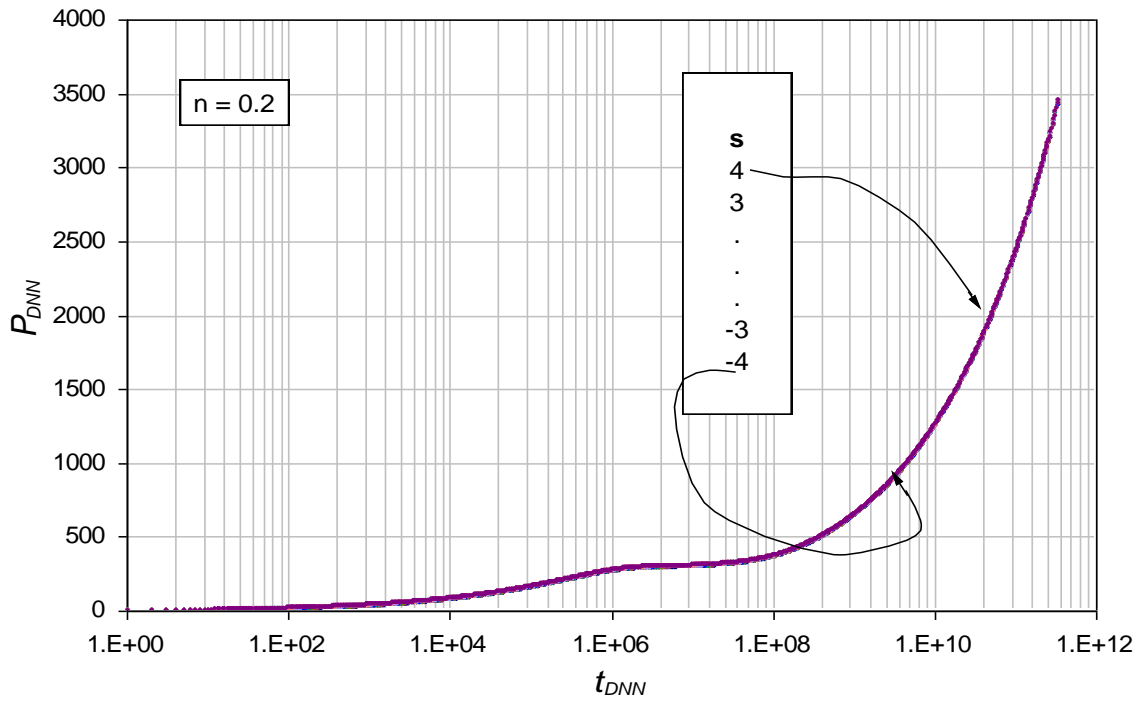
Efecto del parámetro de flujo interporoso, λ , y el índice de comportamiento de flujo, n , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con $n=0.9$

ANEXO C

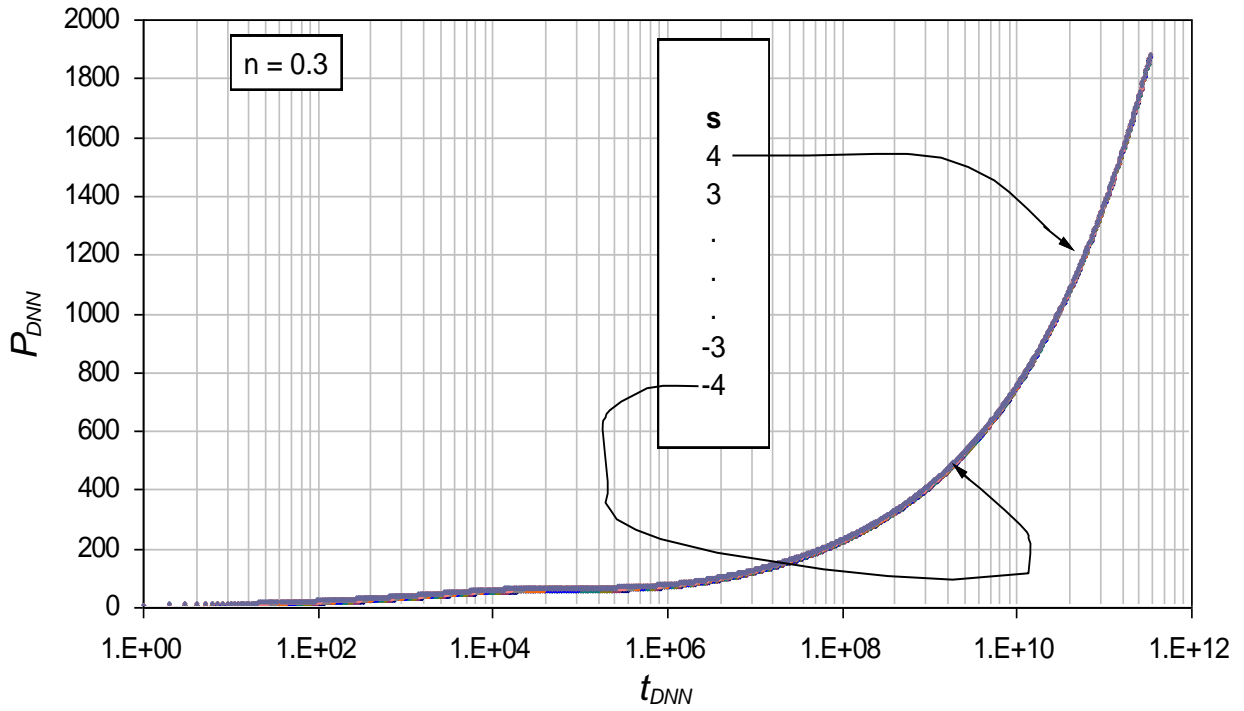
Curvas tipo del efecto del factor de daño de formación sobre el comportamiento de la presión de yacimientos heterogéneos con fluidos no-newtonianos pseudoplásticos.



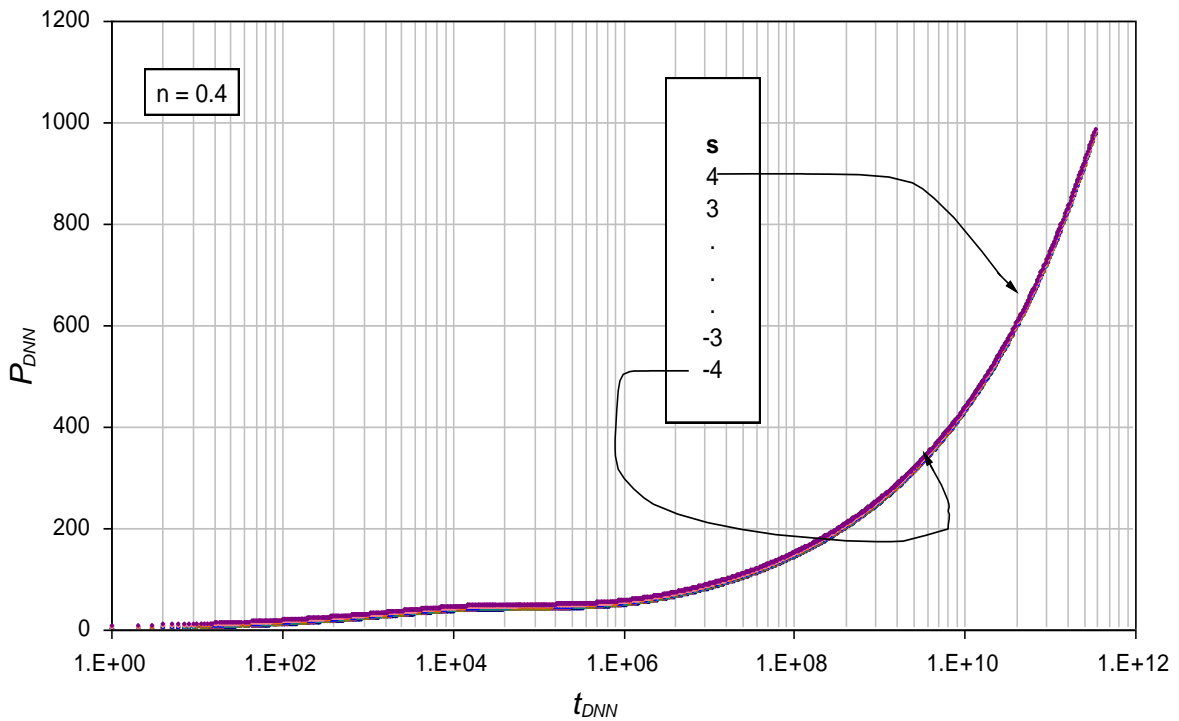
Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 0.1$



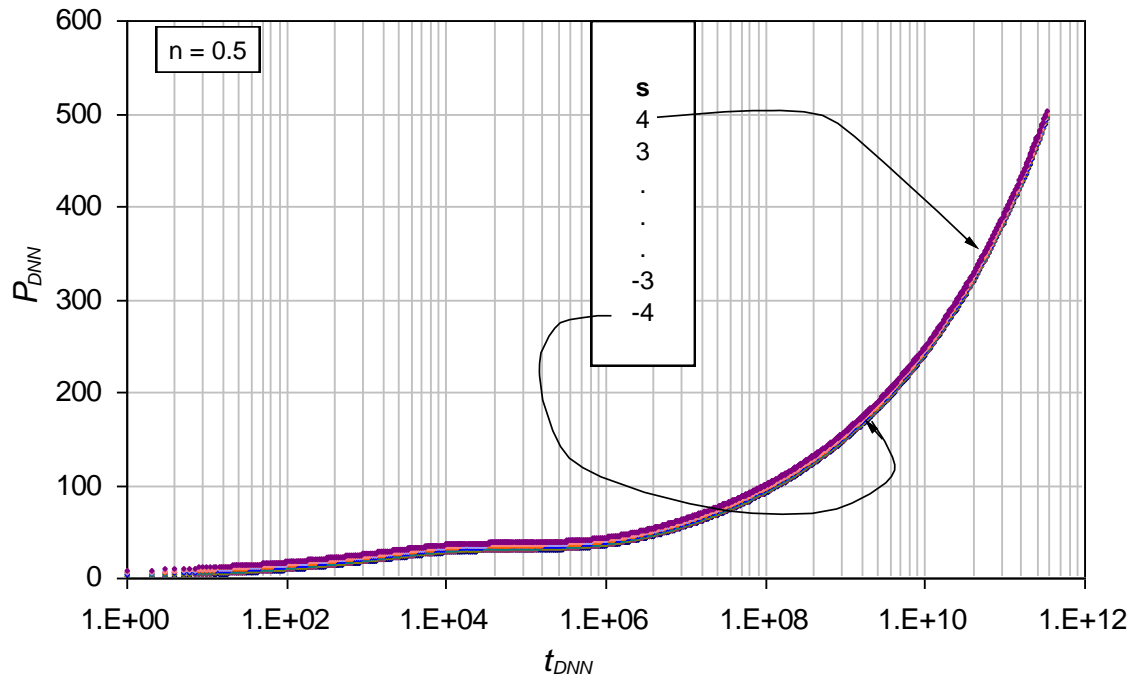
Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 0.2$



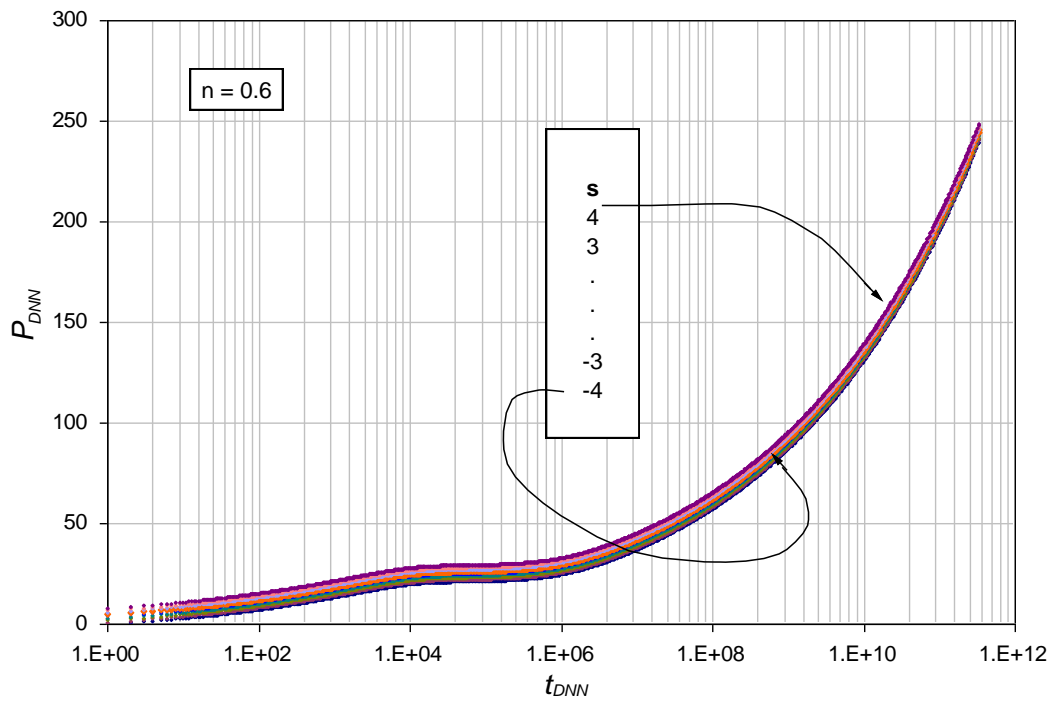
Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 0.3$



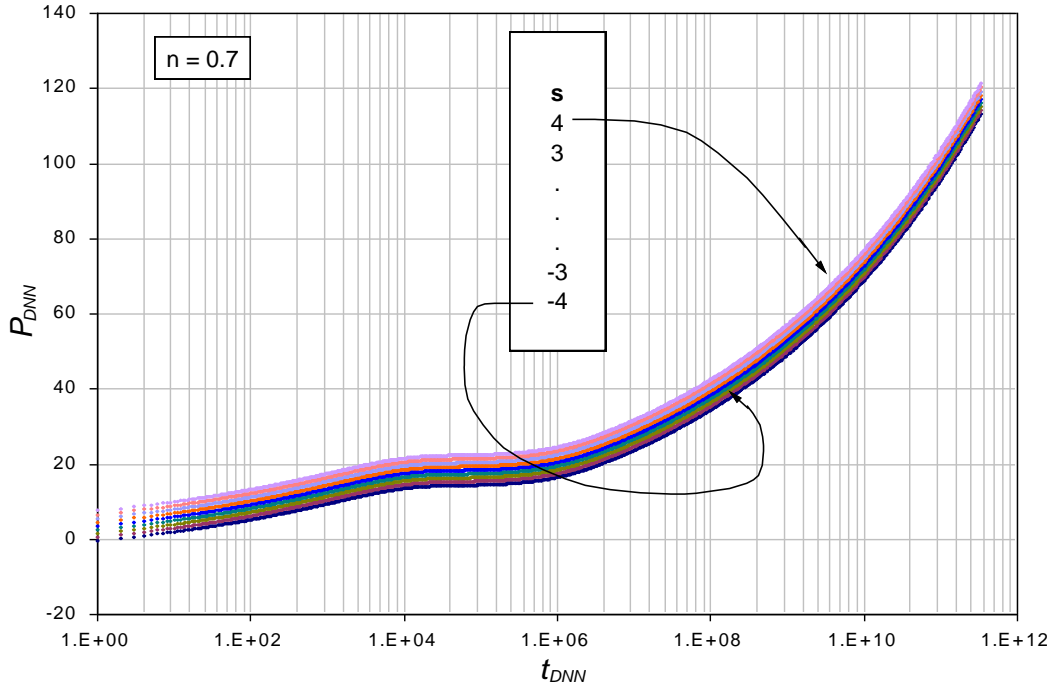
Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 0.4$



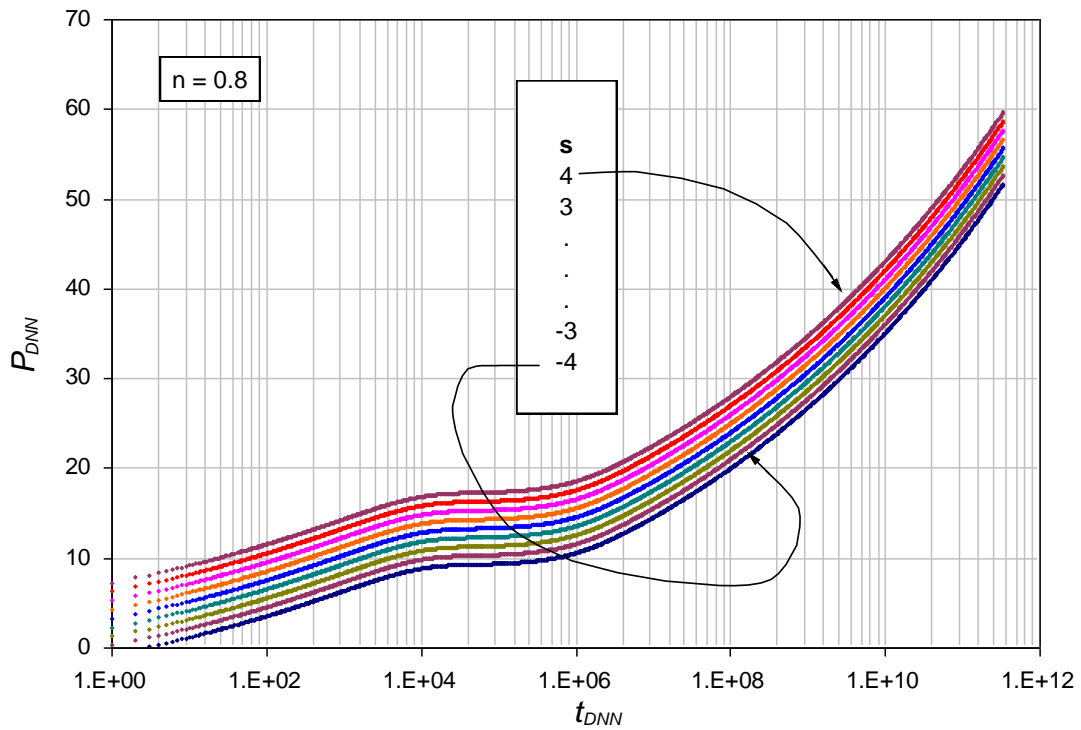
Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 0.5$



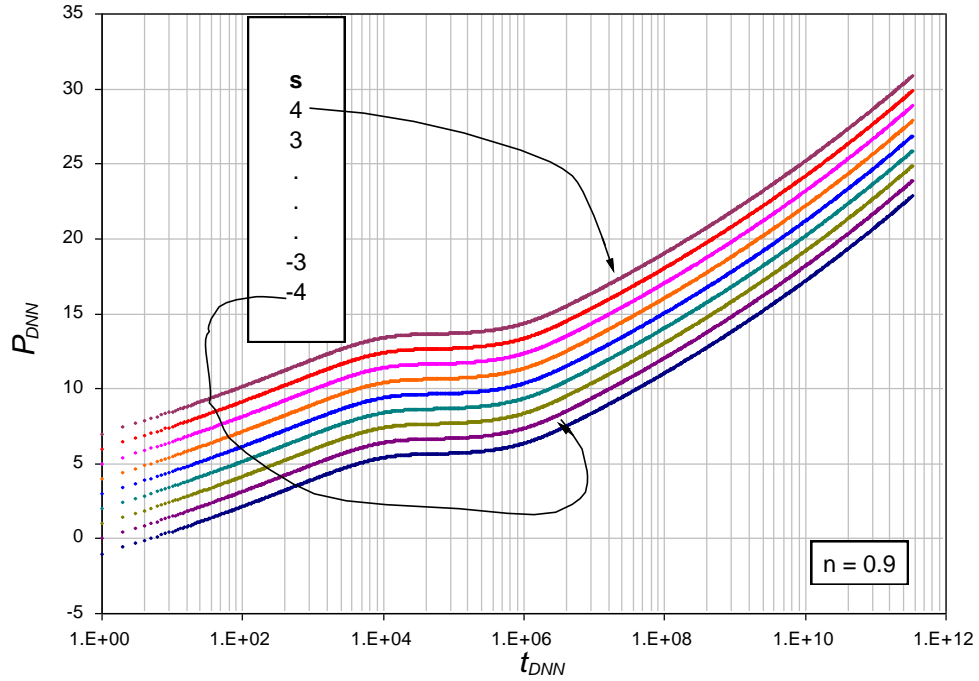
Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 0.6$



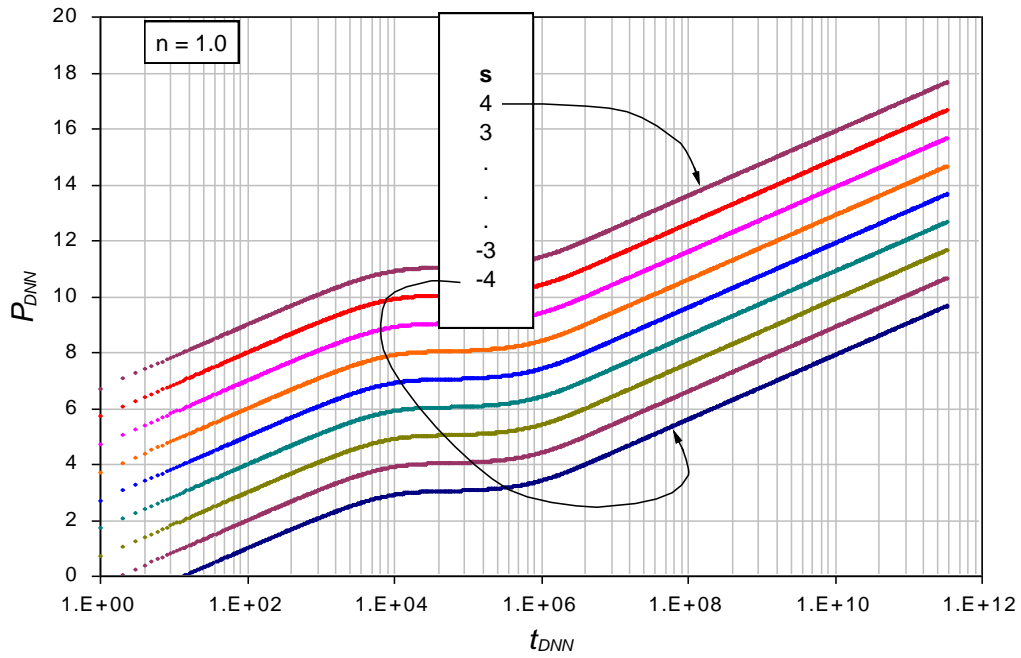
Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 0.7$



Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 0.8$



Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 0.9$



Efecto del factor del daño de formación, s , sobre la respuesta de presión en un yacimiento heterogéneo con un índice de comportamiento de flujo $n = 1.0$

ANEXO E

Escobar F. H, Zambrano A.P y Giraldo D.V. “Análisis de presión y derivada de presión de yacimientos heterogéneos con fluidos no-newtonianos pseudoplásticos”.

Sobre la curva de la derivada existe un canal durante el periodo de transición y este depende del decremento del coeficiente de flujo adimensional, independientemente del parámetro de flujo interporoso y del índice de comportamiento de flujo. Teniendo en cuenta el tiempo donde la derivada de presión toma su valor mínimo y el tiempo en el cual inicia la segunda línea de acción de flujo infinito se halla una ecuación para calcular ω . Esta ecuación empírica está dada por:

$$\omega^{-1} = \left| 3180.6369 + 551.0582 \left(\ln \frac{t_{\min}}{t_{b2}} \right)^2 - \frac{2053.5888}{\left(\frac{t_{\min}}{t_{b2}} \right)^{0.5}} + \frac{75.337547}{\left(\frac{t_{\min}}{t_{b2}} \right)} - \frac{1.4787073}{\left(\frac{t_{\min}}{t_{b2}} \right)^{1.5}} - \frac{910.05377}{n^{0.5}} + \frac{988.80592}{n} - \frac{459.61296}{n^{1.5}} + \frac{73.93695}{n^2} \right| \quad (E1)$$

Válida cuando $0 \leq \omega \leq 1$ con un error menor al 3%.

Otra forma de determinar el valor de ω basado en los puntos característicos de las graficas log-log es utilizando el tiempo de intersección de la línea de pendiente unitaria durante el periodo de transición con la línea de acción infinita, para el segundo flujo radial, estos puntos permiten desarrollar algunas ecuaciones que permiten la obtención de dicho parámetro. Estas ecuaciones están dadas por:

$$\omega = 0.019884508 - \frac{1.153351}{\frac{t_{US,i}}{t_{\min}}} + \frac{43.428536}{\left(\frac{t_{US,i}}{t_{\min}} \right)^2} - \frac{555.85387}{\left(\frac{t_{US,i}}{t_{\min}} \right)^3} + \frac{3232.6805}{\left(\frac{t_{US,i}}{t_{\min}} \right)^4} - \frac{6716.9801}{\left(\frac{t_{US,i}}{t_{\min}} \right)^5} - \frac{0.0093613189}{n} \quad (E2)$$

$$+ \frac{0.0042870178}{n^2} + \frac{0.00027356586}{n^3} - \frac{0.0005221335}{n^4} + \frac{0.000072466135}{n^5}$$

Válida cuando $0 \leq \omega \leq 1$ con un error menor al 0.7%.

Además, se tiene otra ecuación que sale de la relación de estos puntos:

$$\omega = \frac{-0.098427346 + 0.00046337048 \left(\frac{t_{US,i}}{t_{\min}} \right) + 0.000025063353 \left(\frac{t_{US,i}}{t_{\min}} \right)^2 - 0.00000050316996 \left(\frac{t_{US,i}}{t_{\min}} \right)^3 + 0.0036057682n - 0.0073959605n^2}{1 - 0.36468068 \left(\frac{t_{US,i}}{t_{\min}} \right) - 0.064934748n - 0.047596083n^2} \quad (E3)$$

Válida para $0 \leq \omega \leq 1$ con un error menor al 0.4%.

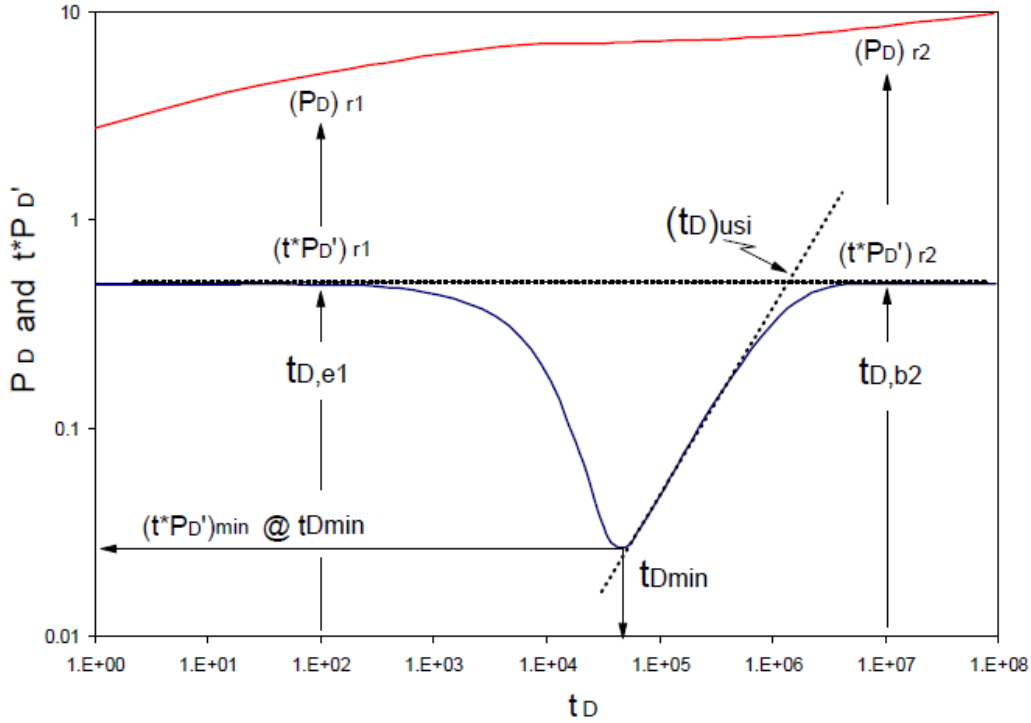


Figura I. Puntos y líneas características de un yacimiento naturalmente con flujo interporoso en estado pseudoestable con $n=1$ $\omega=0.1$ y $\lambda=1*10^{-6}$

La primer técnica para calcular el parámetro de flujo interporoso, λ es utilizando el valor ya calculado del coeficiente adimensional de almacenamiento y retomando el valor del tiempo donde la derivada toma su valor mínimo. De ahí se tiene:

$$\lambda = \frac{\left(6.9690127 \times 10^{-7} + 3.4893658 \times 10^{-8} n - 3.2315082 \times 10^{-8} n^2 - 5.9013807 \left(\frac{\omega}{t_{D \min}} \right) + 21571690 \left(\frac{\omega}{t_{D \min}} \right)^2 + 3.6102987 \times 10^{12} \left(\frac{\omega}{t_{D \min}} \right)^3 \right)}{\left(1 + 0.0099353372 n - 3740035.1 \left(\frac{\omega}{t_{D \min}} \right) + 6.7143604 \times 10^{12} \left(\frac{\omega}{t_{D \min}} \right)^2 \right)}$$

(E4)

Esta ecuación es válida para $1*10^{-4} < \lambda < 9*10^{-7}$ con un error menor al 4%.

Además, de la correlación de estos puntos se obtiene otra ecuación dada por la derivada en el punto mínimo y el tiempo en el punto mínimo:

$$\begin{aligned}
\lambda = & -0.00082917155 - 0.0014247498n - 0.00028717451Ln\left(\frac{(PD * TD)'_{\min}}{t_{D\min}}\right) - \\
& 0.00077173053n^2 - 3.2538271x10^{-5}\left(Ln\left(\frac{(PD * TD)'_{\min}}{t_{D\min}}\right)\right)^2 - 0.0003203949nLn\left(\frac{(PD * TD)'_{\min}}{t_{D\min}}\right) - \\
& 0.0001423889n^3 - 1.212213x10^{-6}\left(Ln\left(\frac{(PD * TD)'_{\min}}{t_{D\min}}\right)\right)^3 - 1.7831692x10^{-5}n\left(Ln\left(\frac{(PD * TD)'_{\min}}{t_{D\min}}\right)\right)^2 \\
& - 8.6457217x10^{-5}n^2\left(Ln\left(\frac{(PD * TD)'_{\min}}{t_{D\min}}\right)\right)
\end{aligned}$$

(E5)

La cual es válida para $1*10^{-4} < \lambda < 9*10^{-7}$ con un error menor al 3.7%.

Otro método para hallar el parámetro de flujo interporoso es relacionando los valores del coeficiente adimensional de almacenamiento hallados con el valor mínimo de la derivada.

La ecuación está dada por:

$$\begin{aligned}
Ln\lambda = & -2.1223034 - 0.09473309n + 0.077489686n^{0.5}Ln(n) - \frac{0.010651118}{n^{0.5}} - \frac{0.043958503}{\left(\frac{\omega}{t_{D\min}}\right)^{0.5}} \\
& + \frac{1.5653137x10^{-5}Ln\left(\frac{\omega}{t_{D\min}}\right)}{\left(\frac{\omega}{t_{D\min}}\right)} + \frac{0.00024143014}{\left(\frac{\omega}{t_{D\min}}\right)} + \frac{8.7148736x10^{-9}}{\left(\frac{\omega}{t_{D\min}}\right)^{1.5}} - \frac{4.0331364x10^{-13}}{\left(\frac{\omega}{t_{D\min}}\right)^2}
\end{aligned}$$

(E6)

La ecuación anterior es válida para $1*10^{-4} < \lambda < 9*10^{-7}$ con un error menor al 1.3%.

ANEXO D

Datos de tiempo y presión utilizados para desarrollar el Ejemplo Simulado No.1

t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$	t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$
1	5.2212	1.8584E-06	458.7873	10211	77.1520	1.8976E-02	6779.3636
11	11.1364	2.0443E-05	978.5559	12771	81.6514	2.3734E-02	7174.7221
21	13.5270	3.9027E-05	1188.6163	15331	85.4370	2.8492E-02	7507.3650
31	15.1854	5.7611E-05	1334.3441	20451	91.5699	3.8007E-02	8046.2626
51	17.5798	9.4780E-05	1544.7408	25571	96.4139	4.7522E-02	8471.9112
71	19.3611	1.3195E-04	1701.2620	30691	100.3878	5.7037E-02	8821.0929
91	20.8069	1.6912E-04	1828.3026	40931	106.5912	7.6068E-02	9366.1896
131	23.1145	2.4345E-04	2031.0751	51171	111.2482	9.5098E-02	9775.4017
171	24.9530	3.1779E-04	2192.6291	61411	114.8796	1.1413E-01	10094.4958
211	26.5001	3.9213E-04	2328.5731	81891	120.1471	1.5219E-01	10557.3467
291	29.0434	5.4080E-04	2552.0452	102371	123.7247	1.9025E-01	10871.7107
371	31.1168	6.8948E-04	2734.2367	122851	126.2545	2.2831E-01	11094.0054
451	32.8849	8.3815E-04	2889.6035	163811	129.4632	3.0443E-01	11375.9529
611	35.8250	1.1355E-03	3147.9520	204771	131.2979	3.8055E-01	11537.1754
771	38.2441	1.4329E-03	3360.5125	245731	132.4175	4.5667E-01	11635.5509
931	40.3178	1.7302E-03	3542.7331	327651	133.6410	6.0892E-01	11743.0618
1251	43.7810	2.3249E-03	3847.0403	409571	134.2880	7.6116E-01	11799.9137
1571	46.6389	2.9196E-03	4098.1672	491491	134.7212	9.1340E-01	11837.9771
1891	49.0920	3.5143E-03	4313.7193	655331	135.3832	1.2179E+00	11896.1502
2531	53.1896	4.7037E-03	4673.7818	819171	135.9751	1.5224E+00	11948.1555
3171	56.5678	5.8931E-03	4970.6260	983011	136.5549	1.8269E+00	11999.1036
3811	59.4622	7.0825E-03	5224.9561	1310691	137.7092	2.4358E+00	12100.5328
5091	64.2805	9.4613E-03	5648.3366	1638371	138.8568	3.0448E+00	12201.3765
6371	68.2317	1.1840E-02	5995.5280	1966051	139.9941	3.6538E+00	12301.3056
7651	71.5976	1.4219E-02	6291.2984	2621411	142.2319	4.8717E+00	12497.9418

t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	ΔP, psi	t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	ΔP, psi
3276771	144.4197	6.0897E+00	12690.1849	2013265891	633.7948	3.7415E+03	55691.6652
3932131	146.5589	7.3076E+00	12878.1542	2684354531	685.5708	4.9887E+03	60241.2339
5242851	150.6985	9.7435E+00	13241.9090	3355443171	728.6324	6.2359E+03	64025.0689
6553571	154.6646	1.2179E+01	13590.4037	4026531811	765.8190	7.4830E+03	67292.6624
7864291	158.4689	1.4615E+01	13924.6950	5368709091	828.3954	9.9774E+03	72791.2625
10485731	165.6350	1.9487E+01	14554.3754	6710886371	880.4347	1.2472E+04	77363.9616
13107171	172.2725	2.4359E+01	15137.6151	8053063651	925.3714	1.4966E+04	81312.5549
15728611	178.4461	2.9231E+01	15680.0938	10737418211	1000.9851	1.9955E+04	87956.7504
20971491	189.6160	3.8974E+01	16661.5961	13421772771	1063.8634	2.4943E+04	93481.8772
26214371	199.5017	4.8718E+01	17530.2498	16106127331	1118.1581	2.9932E+04	98252.7633
31457251	208.3670	5.8461E+01	18309.2483	21474836451	1209.5159	3.9910E+04	106280.3873
41943011	223.7736	7.7948E+01	19663.0323	26843545571	1285.4846	4.9887E+04	112955.7763
52428771	236.9018	9.7435E+01	20816.6059	32212254691	1351.0818	5.9864E+04	118719.8151
62914531	248.3886	1.1692E+02	21825.9570	42949672931	1461.4560	7.9819E+04	128418.4110
83886051	267.9216	1.5590E+02	23542.3221	53687091171	1553.2367	9.9774E+04	136483.2049
104857571	284.2933	1.9487E+02	24980.9100	64424509411	1632.4867	1.1973E+05	143446.9098
125829091	298.4938	2.3385E+02	26228.7053	85899345891	1765.8320	1.5964E+05	155163.9880
167772131	322.4818	3.1179E+02	28336.5326	1.07374E+11	1876.7136	1.9955E+05	164907.1780
209715171	342.4940	3.8974E+02	30095.0108	1.28849E+11	1972.4562	2.3946E+05	173320.0956
251658211	359.8089	4.6769E+02	31616.4742	1.71799E+11	2133.5514	3.1928E+05	187475.5594
335544291	388.9969	6.2359E+02	34181.2323	2.14748E+11	2267.5076	3.9910E+05	199246.3236
419430371	413.3062	7.7948E+02	36317.2934	2.57698E+11	2383.1742	4.7891E+05	209409.9647
503316451	434.3172	9.3538E+02	38163.5321				
671088611	469.7021	1.2472E+03	41272.8150				
838860771	499.1488	1.5590E+03	43860.2952				
1006632931	524.5872	1.8708E+03	46095.5770				
1342177251	567.4087	2.4943E+03	49858.3098				
1677721571	603.0298	3.1179E+03	52988.3446				

ANEXO F

Datos de tiempo y presión utilizados para desarrollar el Ejemplo Simulado No.2

t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$	t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$
1	3.1286	3.5147E-07	136.4778	10211	17.9889	3.5888E-03	784.7188
11	6.2196	3.8661E-06	271.3129	12771	18.2564	4.4886E-03	796.3884
21	7.3539	7.3808E-06	320.7953	15331	18.5168	5.3884E-03	807.7445
31	8.1079	1.0896E-05	353.6847	20451	19.0164	7.1879E-03	829.5394
51	9.1504	1.7925E-05	399.1600	25571	19.4895	8.9874E-03	850.1764
71	9.8905	2.4954E-05	431.4450	30691	19.9380	1.0787E-02	869.7437
91	10.4684	3.1984E-05	456.6544	40931	20.7692	1.4386E-02	906.0015
131	11.3466	4.6042E-05	494.9660	51171	21.5236	1.7985E-02	938.9095
171	12.0055	6.0101E-05	523.7065	61411	22.2126	2.1584E-02	968.9640
211	12.5302	7.4160E-05	546.5969	81891	23.4304	2.8782E-02	1022.0886
291	13.3306	1.0228E-04	581.5105	102371	24.4804	3.5980E-02	1067.8945
371	13.9229	1.3039E-04	607.3494	122851	25.4027	4.3178E-02	1108.1237
451	14.3836	1.5851E-04	627.4456	163811	26.9679	5.7574E-02	1176.4019
611	15.0570	2.1475E-04	656.8207	204771	28.2699	7.1970E-02	1233.2009
771	15.5244	2.7098E-04	677.2092	245731	29.3891	8.6367E-02	1282.0207
931	15.8647	3.2722E-04	692.0570	327651	31.2555	1.1516E-01	1363.4402
1251	16.3186	4.3969E-04	711.8564	409571	32.7893	1.4395E-01	1430.3463
1571	16.5993	5.5216E-04	724.1018	491491	34.0998	1.7274E-01	1487.5124
1891	16.7856	6.6463E-04	732.2270	655331	36.2761	2.3033E-01	1582.4492
2531	17.0150	8.8957E-04	742.2326	819171	38.0593	2.8791E-01	1660.2382
3171	17.1557	1.1145E-03	748.3729	983011	39.5806	3.4550E-01	1726.6004
3811	17.2594	1.3394E-03	752.8970	1310691	42.1037	4.6067E-01	1836.6631
5091	17.4253	1.7893E-03	760.1316	1638371	44.1688	5.7583E-01	1926.7460
6371	17.5725	2.2392E-03	766.5545	1966051	45.9293	6.9100E-01	2003.5428
7651	17.7139	2.6891E-03	772.7206	2621411	48.8472	9.2134E-01	2130.8299

t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	ΔP, psi	t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	ΔP, psi
3276771	51.2341	1.1517E+00	2234.9533	1.678E+09	190.5810	5.8967E+02	8313.5941
3932131	53.2683	1.3820E+00	2323.6895	2.013E+09	197.9613	7.0760E+02	8635.5405
5242851	56.6388	1.8427E+00	2470.7194	2.684E+09	210.1863	9.4346E+02	9168.8222
6553571	59.3952	2.3034E+00	2590.9607	3.355E+09	220.1813	1.1793E+03	9604.8279
7864291	61.7439	2.7640E+00	2693.4157	4.027E+09	228.6964	1.4152E+03	9976.2788
10485731	65.6349	3.6854E+00	2863.1509	5.369E+09	242.8012	1.8869E+03	10591.5611
13107171	68.8166	4.6067E+00	3001.9424	6.711E+09	254.3331	2.3587E+03	11094.6097
15728611	71.5274	5.5281E+00	3120.1941	8.053E+09	264.1576	2.8304E+03	11523.1769
20971491	76.0180	7.3708E+00	3316.0844	1.074E+10	280.4311	3.7739E+03	12233.0685
26214371	79.6897	9.2135E+00	3476.2525	1.342E+10	293.7362	4.7173E+03	12813.4684
31457251	82.8179	1.1056E+01	3612.7117	1.611E+10	305.0714	5.6608E+03	13307.9345
41943011	87.9997	1.4742E+01	3838.7552	2.147E+10	323.8473	7.5477E+03	14126.9826
52428771	92.2365	1.8427E+01	4023.5719	2.684E+10	339.1982	9.4346E+03	14796.6278
62914531	95.8460	2.2112E+01	4181.0279	3.221E+10	352.2763	1.1322E+04	15367.1255
83886051	101.8250	2.9483E+01	4441.8474	4.295E+10	373.9393	1.5095E+04	16312.1145
104857571	106.7135	3.6854E+01	4655.0942	5.369E+10	391.6507	1.8869E+04	17084.7277
125829091	110.8782	4.4225E+01	4836.7695	6.442E+10	406.7397	2.2643E+04	17742.9479
167772131	117.7769	5.8967E+01	5137.7047	8.59E+10	431.7337	3.0191E+04	18833.2431
209715171	123.4172	7.3708E+01	5383.7481	1.074E+11	452.1685	3.7739E+04	19724.6571
251658211	128.2224	8.8450E+01	5593.3634	1.288E+11	469.5777	4.5286E+04	20484.0884
335544291	136.1819	1.1793E+02	5940.5780	1.718E+11	498.4149	6.0382E+04	21742.0328
419430371	142.6896	1.4742E+02	6224.4582	2.147E+11	521.9918	7.5477E+04	22770.5149
503316451	148.2338	1.7690E+02	6466.3077	2.577E+11	542.0779	9.0573E+04	23646.7201
671088611	157.4173	2.3587E+02	6866.9153				
838860771	164.9257	2.9483E+02	7194.4485				
1.007E+09	171.3224	3.5380E+02	7473.4875				
1.342E+09	181.9181	4.7173E+02	7935.6965				

ANEXO G

Datos de tiempo y presión utilizados para desarrollar el Ejemplo Simulado No.3

t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$	t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$
1	2.27048926	7.1020E-08	60.6728056	10211	11.72495	7.2519E-04	313.318203
11	4.06512209	7.8122E-07	108.62961	12771	11.8851881	9.0700E-04	317.60014
21	4.64737331	1.4914E-06	124.18873	15331	11.997076	1.0888E-03	320.590048
31	5.01903238	2.2016E-06	134.120333	20451	12.1423064	1.4524E-03	324.470945
51	5.51765639	3.6220E-06	147.444738	25571	12.2342683	1.8161E-03	326.928382
71	5.86391501	5.0424E-06	156.697581	30691	12.3010969	2.1797E-03	328.714201
91	6.13154264	6.4628E-06	163.84922	40931	12.4022182	2.9069E-03	331.416399
131	6.53673379	9.3037E-06	174.676879	51171	12.4861275	3.6342E-03	333.658652
171	6.84230086	1.2144E-05	182.842349	61411	12.5635882	4.3614E-03	335.728584
211	7.08875378	1.4985E-05	189.42815	81891	12.7102762	5.8159E-03	339.648433
291	7.47463781	2.0667E-05	199.739878	102371	12.8504382	7.2704E-03	343.393888
371	7.7730371	2.6349E-05	207.713807	122851	12.9852785	8.7249E-03	346.997139
451	8.0169075	3.2030E-05	214.230597	163811	13.2402446	1.1634E-02	353.810432
611	8.4023718	4.3393E-05	224.531109	204771	13.4770932	1.4543E-02	360.139582
771	8.70194446	5.4757E-05	232.536394	245731	13.6975637	1.7452E-02	366.031072
931	8.94684087	6.6120E-05	239.080601	327651	14.095722	2.3270E-02	376.670797
1251	9.33248064	8.8846E-05	249.385801	409571	14.4458845	2.9088E-02	386.027963
1571	9.629635	1.1157E-04	257.326464	491491	14.7569204	3.4906E-02	394.339571
1891	9.86998981	1.3430E-04	263.749309	655331	15.2880262	4.6542E-02	408.531967
2531	10.2419911	1.7975E-04	273.690056	819171	15.7289219	5.8178E-02	420.313736
3171	10.5215277	2.2521E-04	281.159932	983011	16.1048075	6.9814E-02	430.358281
3811	10.7418791	2.7066E-04	287.048239	1310691	16.7220367	9.3086E-02	446.852096
5091	11.070273	3.6156E-04	295.823694	1638371	17.2185896	1.1636E-01	460.121156
6371	11.3046497	4.5247E-04	302.086791	1966051	17.634896	1.3963E-01	471.245838
7651	11.4803812	5.4338E-04	306.782749	2621411	18.3104667	1.8617E-01	489.298676

t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$	t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$
3276771	18.8501324	2.3272E-01	503.719809	1677721571	40.7087913	1.1915E+02	1087.83451
3932131	19.3013069	2.7926E-01	515.776252	2013265891	41.5940165	1.4298E+02	1111.48981
5242851	20.0322164	3.7235E-01	535.307871	2684354531	43.026451	1.9064E+02	1149.76782
6553571	20.6154628	4.6544E-01	550.893584	3355443171	44.168343	2.3830E+02	1180.28186
7864291	21.1027852	5.5852E-01	563.915984	4026531811	45.1218178	2.8597E+02	1205.76095
10485731	21.8918208	7.4470E-01	585.000868	5368709091	46.6646894	3.8129E+02	1246.9901
13107171	22.5211368	9.3087E-01	601.81767	6710886371	47.8946173	4.7661E+02	1279.85666
15728611	23.0467802	1.1170E+00	615.864096	8053063651	48.9216011	5.7193E+02	1307.30008
20971491	23.8976006	1.4894E+00	638.600015	10737418211	50.5834207	7.6257E+02	1351.7078
26214371	24.5760151	1.8618E+00	656.728844	13421772771	51.9081695	9.5322E+02	1387.1082
31457251	25.1425753	2.2341E+00	671.868662	16106127331	53.0143281	1.1439E+03	1416.66736
41943011	26.0594873	2.9788E+00	696.370705	21474836451	54.8042643	1.5251E+03	1464.49866
52428771	26.7905083	3.7235E+00	715.905303	26843545571	56.2311431	1.9064E+03	1502.62821
62914531	27.4009533	4.4682E+00	732.217828	32212254691	57.4225796	2.2877E+03	1534.46619
83886051	28.3888171	5.9576E+00	758.615868	42949672931	59.3505084	3.0503E+03	1585.98498
104857571	29.1763571	7.4470E+00	779.660788	53687091171	60.8873903	3.8129E+03	1627.05407
125829091	29.8339737	8.9364E+00	797.233847	64424509411	62.1706785	4.5754E+03	1661.34655
167772131	30.8981363	1.1915E+01	825.670769	85899345891	64.2472378	6.1006E+03	1716.83709
209715171	31.7464772	1.4894E+01	848.340433	1.07374E+11	65.9026028	7.6257E+03	1761.07233
251658211	32.4548508	1.7873E+01	867.269837	1.28849E+11	67.2848239	9.1509E+03	1798.00852
335544291	33.6011288	2.3830E+01	897.901078	1.71799E+11	69.5214717	1.2201E+04	1857.777
419430371	34.5149178	2.9788E+01	922.319666	2.14748E+11	71.304454	1.5251E+04	1905.42248
503316451	35.2779339	3.5746E+01	942.709248	2.57698E+11	72.7932348	1.8302E+04	1945.2062
671088611	36.5126228	4.7661E+01	975.703037				
838860771	37.4968838	5.9576E+01	1002.0048				
1006632931	38.3187403	7.1491E+01	1023.96674				
1342177251	39.6486371	9.5322E+01	1059.5047				

ANEXO H

Datos de tiempo y presión utilizados para desarrollar el Ejemplo Simulado No.4

t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$	t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$
1	3.1672505	2.0328E-07	790.873247	10211	6.9908312	0.00207572	1745.63438
11	4.4713775	2.2361E-06	1116.51821	12771	6.995849	0.00259613	1746.88735
21	4.8300641	4.2689E-06	1206.08346	15331	7.0008382	0.00311653	1748.13315
31	5.0463759	6.3018E-06	1260.09726	20451	7.0108574	0.00415734	1750.635
51	5.3220525	1.0367E-05	1328.93464	25571	7.0208655	0.00519815	1753.13406
71	5.5039005	1.4433E-05	1374.34273	30691	7.0308116	0.00623896	1755.61762
91	5.6390446	1.8499E-05	1408.08865	40931	7.0504624	0.00832058	1760.5245
131	5.8344451	2.663E-05	1456.88084	51171	7.0697801	0.0104022	1765.34818
171	5.9741535	3.4761E-05	1491.76648	61411	7.0887718	0.01248382	1770.09049
211	6.0817748	4.2893E-05	1518.6399	81891	7.1258159	0.01664706	1779.34052
291	6.2405945	5.9155E-05	1558.29773	102371	7.1616625	0.0208103	1788.29155
371	6.354688	7.5418E-05	1586.78726	122851	7.1963694	0.02497354	1796.95797
451	6.4418356	9.1681E-05	1608.54831	163811	7.2625663	0.03330002	1813.48756
611	6.5674979	0.00012421	1639.92662	204771	7.3247759	0.04162649	1829.02151
771	6.6541588	0.00015673	1661.56615	245731	7.3833239	0.04995297	1843.64115
931	6.717379	0.00018926	1677.35243	327651	7.4905814	0.06660593	1870.42371
1251	6.8023402	0.00025431	1698.56753	409571	7.5863863	0.08325888	1894.34652
1571	6.8553245	0.00031936	1711.7979	491491	7.6724518	0.09991184	1915.83736
1891	6.8902797	0.00038441	1720.52634	655331	7.8208669	0.13321775	1952.89714
2531	6.9311528	0.00051451	1730.73248	819171	7.9446858	0.16652366	1983.81512
3171	6.9523723	0.00064461	1736.03107	983011	8.0500741	0.19982958	2010.13094
3811	6.9642971	0.00077471	1739.00874	1310691	8.2216146	0.2664414	2052.96518
5091	6.9761239	0.00103491	1741.96192	1638371	8.357421	0.33305322	2086.87652
6371	6.9817592	0.00129512	1743.36908	1966051	8.4694063	0.39966505	2114.83962
7651	6.9853503	0.00155532	1744.26578	2621411	8.6472101	0.5328887	2159.23784

t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$	t_{DNN}	P_{DNN}	t, hr	$\Delta P, \text{psi}$
3276771	8.7857577	0.66611234	2193.83364	1.678E+09	12.852509	341.052533	3209.31519
3932131	8.8993016	0.79933599	2222.18596	2.013E+09	12.97712	409.26304	3240.43098
5242851	9.0790764	1.06578329	2267.07634	2.684E+09	13.174425	545.684056	3289.6989
6553571	9.2190538	1.33223058	2302.02916	3.355E+09	13.328046	682.105071	3328.05859
7864291	9.3337779	1.59867788	2330.67616	4.027E+09	13.45394	818.526086	3359.49479
10485731	9.515454	2.13157247	2376.04129	5.369E+09	13.653278	1091.36812	3409.27003
13107171	9.6569258	2.66446706	2411.36728	6.711E+09	13.808481	1364.21015	3448.0247
15728611	9.7728743	3.19736165	2440.32003	8.053E+09	13.935671	1637.05218	3479.78459
20971491	9.9564796	4.26315084	2486.16689	1.074E+10	14.137061	2182.73624	3530.07235
26214371	10.099443	5.32894002	2521.8654	1.342E+10	14.293862	2728.4203	3569.22606
31457251	10.216608	6.3947292	2551.12189	1.611E+10	14.422362	3274.10436	3601.31297
41943011	10.402131	8.52630757	2597.44747	2.147E+10	14.625826	4365.47249	3652.11851
52428771	10.546581	10.6578859	2633.51728	2.684E+10	14.784241	5456.84061	3691.67537
62914531	10.664962	12.7894643	2663.07741	3.221E+10	14.914064	6548.20873	3724.09265
83886051	10.852406	17.052621	2709.88284	4.295E+10	15.119623	8730.94498	3775.4213
104857571	10.998351	21.3157778	2746.32573	5.369E+10	15.279669	10913.6812	3815.38544
125829091	11.117955	25.5789345	2776.19131	6.442E+10	15.410829	13096.4175	3848.1365
167772131	11.307335	34.105248	2823.48004	8.59E+10	15.618504	17461.89	3899.99365
209715171	11.454785	42.6315614	2860.29897	1.074E+11	15.780198	21827.3625	3940.36927
251658211	11.575623	51.1578749	2890.4726	1.288E+11	15.912708	26192.8349	3973.45754
335544291	11.766956	68.2105018	2938.24891	1.718E+11	16.122522	34923.7799	4025.84862
419430371	11.915926	85.2631287	2975.44735	2.147E+11	16.285881	43654.7249	4066.63996
503316451	12.038009	102.315756	3005.93194	2.577E+11	16.419755	52385.6699	4100.06892
671088611	12.231313	136.421009	3054.20051				
838860771	12.381818	170.526263	3091.78216				
1.007E+09	12.505159	204.631517	3122.58076				
1.342E+09	12.700453	272.842025	3171.34649				

