

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



**DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE INICIO DEL FLUJO RADIAL EN
PRUEBAS DE PRESIÓN CON ALMACENAMIENTO VARIABLE**

PRESENTADO POR:

**MARÍA VICTORIA MEDINA ANDRADE
DAVID ALEXANDER OLAYA CALDERÓN**

Neiva, Huila Octubre 08 de 2012

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



**DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE INICIO DEL FLUJO RADIAL EN
PRUEBAS DE PRESIÓN CON ALMACENAMIENTO VARIABLE**

Tesis de grado presentado como requisito
para obtener el título de Ingeniero de Petróleos.

Director
FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO Ph.D
Ingeniero de Petróleos

Neiva, Huila Octubre 08 de 2012

Nota de aceptación:

Firma del Director

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Neiva, Octubre de 2012

DEDICATORIA

A Dios, por siempre tomarme de la mano y mostrarme día a día que con humildad, dedicación, paciencia y sabiduría todo es posible en la vida; por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante este camino de preparación. **¡Eternamente agradecida!**

A mis papás, Jairo y Myrian, quienes con su amor, apoyo y comprensión incondicional estuvieron siempre a lo largo de mi vida estudiantil; a ellos que siempre tuvieron una palabra de aliento en los momentos difíciles y que han sido incentivos de mi vida; a ellos a quienes les debo todo en la vida, les dedico este logro que también es logro de ellos.

¡Los amo!

A mi hermana, Andrea, porque entre miles de risas, alegrías y enojos, tengo la dicha de contar con ella siempre, a ella le agradezco su cariño y sus consejos. **¡La amo Dory!**

A mi amigo, colega, compañero y novio, David, por ser ese equilibrio en las situaciones difíciles, por compartir conmigo las mejores experiencias de este largo camino, por su gran amor y apoyo absoluto. **Definitivamente: ¡Lo logramos juntos! ¡Te amo!**

A todas esas personas que aprendí a conocer en este proceso, con quienes compartí largas jornadas de estudio, momentos inolvidables de esparcimiento, todos siempre acompañados de risas interminables, a Meno, Tati, Mona, Mincho, Coco, Ñoña; **¡Gracias y mil gracias!** Y como pasar por alto a quienes nos regalaron parte de su tiempo para explicarnos y compartirnos algo de su conocimiento, en especial a Poke, de corazón

¡Gracias!

A todas aquellas personas que me acompañaron en este proceso desde el inicio, quienes participaron de alguna forma en mi formación. A todos ustedes miles de bendiciones.

María Victoria Medina Andrade

Este trabajo de grado tiene una especial dedicatoria:

A Dios, todopoderoso, por regalarme la oportunidad de vivir esta experiencia y darme la entereza para no desfallecer y luchar día tras día para hacer realidad mis sueños. **Gracias por tus bendiciones!**

A mis padres, Alexander y Cristina, por su apoyo incondicional, su direccionamiento y compañía, desde siempre y para siempre. **Gracias, lo hemos logrado!**

A mi hermana, Laura, por su cariño y compañía. **Te amo mucho, Negra!**

A mis abuelos, Ligia y Carlos, por recibirme en su hogar y hacerme sentir como en casa durante este proceso. **Gracias, mil gracias!**

A mi amiga, confidente, compañera y novia, Victoria, por ser mi polo a tierra y la luz en mis días y mis noches. **Como lo habíamos prometido: Lo logramos!. Te amo!**

A todos los muchachos que trasnochamos, sufrimos y gozamos de principio a fin: Piluncha, Chuckiland, Laurisky, García, Minchirri, Liliana, Poke. **Gracias muchachos!**

A todos aquellos quienes me acompañaron en este proceso y fueron testigos de mis triunfos y derrotas. **A todos ustedes mil bendiciones hoy, mañana y siempre.**

David Alexander Olaya Calderón

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo de grado tienen un especial agradecimiento:

A Dios, todopoderoso, por sus bendiciones y compañía de principio a fin.

A la Universidad Surcolombiana, por ser nuestra alma mater.

Al ingeniero Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D por permitirnos trabajar junto a él en este proyecto, por depositar su confianza en nuestro trabajo para desarrollar esta investigación, por su dedicación y su tiempo en la dirección de esta tesis.

Al Grupo de Investigación en Pruebas de Pozo – GIPP, por permitirnos desarrollar nuestro proyecto de grado a través de esta investigación.

Al ingeniero Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, por ser jurado de nuestro proyecto de grado.

Al ingeniero Javier Andrés Martínez Pérez, por ser jurado de nuestro proyecto de grado.

A los profesores del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, por su direccionamiento académico y constante formación.

A todos aquellos quienes aportaron en el desarrollo de este proceso investigativo.

CONTENIDO

	Pág.
Lista de figuras	9
Lista de tablas	11
Resumen	13
Abstract	14
Objetivos	15
1. Bases teóricas	
1.1 Pruebas de presión	16
1.1.1 Declinación de presión (Drawdown)	16
1.1.2 Restauración de presión (Buildup)	17
1.1.3 Daño y estimulación del pozo	17
1.1.3.1 Interpretación del factor de daño	18
1.1.4 Gráfico de la derivada	18
1.1.5 Almacenamiento (Wellbore Storage)	21
1.1.6 Almacenamiento variable (Changing Wellbore Storage)	24
1.1.7 La amplitud de almacenamiento (SA)	26
1.1.8 La constante de tiempo de almacenamiento (STC)	26
1.2 Modelo Hegeman	26
2. Análisis de Pruebas de Presión con Almacenamiento de pozo variable (Well-Test Analysis with Changing Wellbore Storage)	27
2.1 Pruebas de declinación de presión (Drawdown) en pozos con almacenamiento variable	27
2.1.1 Caso 1	27
2.1.1.1 Datos de entrada	27
2.1.1.1.1 Datos del pozo	27
2.1.1.1.2 Datos de la formación	27
2.1.1.1.3 Datos de los fluidos de la formación	28
2.1.1.1.4 Datos de la prueba	28
2.1.1.2 Rango de variables	28
2.1.1.2.1 Variables independientes	28
2.1.1.2.2 Módulo de trabajo de las variables independientes	28
2.1.1.3 Gráficas de algunas de las combinaciones obtenidas:	29
2.1.1.3.1 Primer rango variado	29
2.1.1.3.2 Segundo rango variado	29
2.1.1.3.3 Tercer rango variado	30
2.1.1.3.4 Cuarto rango variado	30
2.1.1.3.5 Quinto rango variado	32
2.1.1.3.6 Sexto rango variado	32

2.1.1.3.7 Séptimo rango variado	33
2.1.1.3.8 Octavo rango variado	33
2.1.1.4 Análisis del gráfico de la derivada	35
2.1.1.5 Ecuación planteada	35
2.1.2 Caso 2:	36
2.1.2.1 Datos de entrada	36
2.1.2.1.1 Datos del pozo	36
2.1.2.1.2 Datos de la formación	36
2.1.2.1.3 Datos de los fluidos de la formación	36
2.1.2.1.4 Datos de la prueba	36
2.1.2.2 Rango de variables	37
2.1.2.2.1 Variables independientes	37
2.1.2.2.2 Módulo de trabajo de las variables independientes	37
2.1.2.3 Gráficas de algunas de las combinaciones obtenidas:	37
2.1.2.3.1 Primer rango variado	37
2.1.2.3.2 Segundo rango variado	38
2.1.2.3.3 Tercer rango variado	39
2.1.2.3.4 Cuarto rango variado	39
2.1.2.3.5 Quinto rango variado	41
2.1.2.3.6 Sexto rango variado	41
2.1.2.3.7 Séptimo rango variado	42
2.1.2.3.8 Octavo rango variado	42
2.1.2.4 Análisis del gráfico de la derivada	44
2.1.2.5 Ecuación planteada	44
2.2 Pruebas se restauración de presión (Buildup) en pozos con almacenamiento variable	45
2.2.1 Caso 1:	45
2.2.1.1 Datos de entrada	45
2.2.1.1.1 Datos del pozo	45
2.2.1.1.2 Datos de la formación	45
2.2.1.1.3 Datos de los fluidos de la formación	45
2.2.1.1.4 Datos de la prueba	46
2.2.1.2 Rango de variables	46
2.2.1.2.1 Variables independientes	46
2.2.1.2.2 Módulo de trabajo de las variables independientes	46
2.2.1.3 Gráficas de algunas de las combinaciones obtenidas:	46
2.2.1.3.1 Primer rango variado	46
2.2.1.3.2 Segundo rango variado	48
2.2.1.3.3 Tercer rango variado	48
2.2.1.3.4 Cuarto rango variado	48
2.2.1.3.5 Quinto rango variado	50
2.2.1.3.6 Sexto rango variado	50
2.2.1.3.7 Séptimo rango variado	51

2.2.1.3.8 Octavo rango variado	51
2.2.1.4 Análisis del gráfico de la derivada	53
2.2.1.5 Ecuación planteada	53
2.2.2 Caso 2:	53
2.2.2.1 Datos de entrada	53
2.2.2.1.1 Datos del pozo	53
2.2.2.1.2 Datos de la formación	53
2.2.2.1.3 Datos de los fluidos de la formación	54
2.2.2.1.4 Datos de la prueba	54
2.2.2.2 Rango de variables	54
2.2.2.2.1 Variables independientes	54
2.2.2.2.2 Módulo de trabajo de las variables independientes	55
2.2.2.3 Gráficas de algunas de las combinaciones obtenidas:	55
2.2.2.3.1 Primer rango variado	55
2.2.2.3.2 Segundo rango variado	56
2.2.2.3.3 Tercer rango variado	56
2.2.2.3.4 Cuarto rango variado	57
2.2.2.3.5 Quinto rango variado	57
2.2.2.3.6 Sexto rango variado	59
2.2.2.3.7 Séptimo rango variado	59
2.2.2.3.8 Octavo rango variado	60
2.2.2.4 Análisis del gráfico de la derivada	61
2.2.2.5 Ecuación planteada	61
2.3 Cálculo de las variables utilizadas en las ecuaciones planteadas	63
2.3.1 Caso 1 para pruebas de pozo de declinación y restauración.	63
2.3.1.1 Líneas y puntos característicos	63
2.3.2 Caso 2 para pruebas de pozo de declinación y restauración.	64
2.3.2.1 Líneas y puntos característicos	64
3. Ejemplos de aplicación	65
3.1 Ejemplo real	65
3.2 Ejemplo declinación de presión	66
3.3 Ejemplo restauración de presión	69
Conclusiones	73
Recomendaciones	74
Bibliografía	75

LISTA DE FIGURAS

- Fig. 1. Representación esquemática de pruebas de restauración (abajo) y declinación o caída de presión (arriba)
- Fig. 2. $\text{Log } \Delta p$ vs. $\text{Log } \Delta t$ y $\text{Log } t^* \Delta p$ vs. $\text{Log } \Delta t$
- Fig. 3. Gráfico de la derivada (Δp y su derivada vs. tiempo)
- Fig. 4. Comparación de las pruebas de restauración y caída de presión
- Fig. 5. Efectos del almacenamiento en restauración y caída de presión
- Fig. 6. Efecto del almacenamiento en la rata de flujo en la cara del pozo, $C3 > C2 > C1$
- Fig. 7. Presión adimensional incluyendo almacenamiento de pozo. $s = 0$
- Fig. 8. Gráfico log-log de un ejemplo de declinación de presión en un pozo con almacenamiento variable
- Fig. 9. Gráfico log-log de un ejemplo de restauración de presión en un pozo con almacenamiento variable
- Fig. 10. Gráfica obtenida primer rango – Caso 1
- Fig. 11. Gráfica obtenida segundo rango – Caso 1
- Fig. 12. Gráfica obtenida tercer rango – Caso 1
- Fig. 13. Gráfica obtenida cuarto rango – Caso 1
- Fig. 14. Gráfica obtenida quinto rango – Caso 1
- Fig. 15. Gráfica obtenida sexto rango – Caso 1
- Fig. 16. Gráfica obtenida séptimo rango – Caso 1
- Fig. 17. Gráfica obtenida octavo rango – Caso 1
- Fig. 18. Gráfica obtenida primer rango – Caso 2
- Fig. 19. Gráfica obtenida segundo rango – Caso 2
- Fig. 20. Gráfica obtenida tercer rango – Caso 2
- Fig. 21. Gráfica obtenida cuarto rango – Caso 2
- Fig. 22. Gráfica obtenida quinto rango – Caso 2
- Fig. 23. Gráfica obtenida sexto rango – Caso 2
- Fig. 24. Gráfica obtenida séptimo rango – Caso 2
- Fig. 25. Gráfica obtenida octavo rango – Caso 2
- Fig. 26. Gráfica obtenida primer rango – Caso 1
- Fig. 27. Gráfica obtenida segundo rango – Caso 1
- Fig. 28. Gráfica obtenida tercer rango – Caso 1
- Fig. 29. Gráfica obtenida cuarto rango – Caso 1
- Fig. 30. Gráfica obtenida quinto rango – Caso 1
- Fig. 31. Gráfica obtenida sexto rango – Caso 1
- Fig. 32. Gráfica obtenida séptimo rango – Caso 1
- Fig. 33. Gráfica obtenida octavo rango – Caso 1
- Fig. 34. Gráfica obtenida primer rango – Caso 2
- Fig. 35. Gráfica obtenida segundo rango – Caso 2
- Fig. 36. Gráfica obtenida tercer rango – Caso 2
- Fig. 37. Gráfica obtenida cuarto rango – Caso 2
- Fig. 38. Gráfica obtenida quinto rango – Caso 2

Fig. 39. Gráfica obtenida sexto rango – Caso 2

Fig. 40. Gráfica obtenida séptimo rango – Caso 2

Fig. 41. Gráfica obtenida octavo rango – Caso 2

Fig. 42. Gráfico de los datos de una prueba de presión de un pozo de un campo en Colombia

Fig. 43. Gráfico de los datos de una prueba de declinación de presión

Fig. 44. Gráfico de los datos de una prueba de restauración de presión

LISTA DE TABLAS

- Tabla 1. Datos de pozo – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 2. Datos de la formación – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 3. Datos de los fluidos de la formación – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 4. Datos de la prueba – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 5. Variables independientes – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 6. Módulo de trabajo de las variables independientes – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 7. Primer rango variado – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 8. Segundo rango variado – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 10. Cuarto rango variado – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 9. Tercer rango variado – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 11. Quinto rango variado – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 12. Sexto rango variado – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 13. Séptimo rango variado – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 14. Octavo rango variado – Declinación de Presión Caso 1
- Tabla 15. Muestra de la data usada en el software análisis matemático para generar la ecuación
- Tabla 16. Datos de pozo – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 17. Datos de la formación – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 18. Datos de los fluidos de la formación – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 19. Datos de la prueba – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 20. Variables independientes – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 21. Módulo de trabajo de las variables independientes – Drawdown Caso 2
- Tabla 22. Primer rango variado – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 23. Segundo rango variado – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 24. Tercer rango variado – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 25. Cuarto rango variado – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 26. Quinto rango variado – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 27. Sexto rango variado – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 28. Séptimo rango variado – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 29. Octavo rango variado – Declinación de Presión Caso 2
- Tabla 30. Datos de pozo – Restauración de Presión Caso 1
- Tabla 31. Datos de la formación – Restauración de Presión Caso 1
- Tabla 32. Datos de los fluidos de la formación – Restauración de Presión Caso 1
- Tabla 33. Datos de la prueba – Restauración de Presión Caso 1
- Tabla 34. Variables independientes – Restauración de Presión Caso 1
- Tabla 35. Módulo de trabajo de las variables independientes – Restauración de Presión Caso 1
- Tabla 36. Primer rango variado – Restauración de Presión Caso 1
- Tabla 37. Segundo rango variado – Restauración de Presión Caso 1
- Tabla 38. Tercer rango variado – Restauración de Presión Caso 1

Tabla 39. Cuarto rango variado – Restauración de Presión Caso 1
Tabla 40. Quinto rango variado – Restauración de Presión Caso 1
Tabla 41. Sexto rango variado – Restauración de Presión Caso 1
Tabla 42. Séptimo rango variado – Restauración de Presión Caso 1
Tabla 43. Octavo rango variado – Restauración de Presión Caso 1
Tabla 44. Datos de pozo – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 45. Datos de la formación – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 46. Datos de los fluidos de la formación - Restauración de Presión Caso 2
Tabla 47. Datos de la prueba – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 48. Variables independientes – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 49. Módulo de trabajo de las variables independientes – Buildup Caso 2
Tabla 50. Primer rango variado – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 51. Segundo rango variado – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 52. Tercer rango variado – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 53. Cuarto rango variado – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 54. Quinto rango variado – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 55. Sexto rango variado – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 56. Séptimo rango variado – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 57. Octavo rango variado – Restauración de Presión Caso 2
Tabla 58. Datos de pozo - Caso real
Tabla 59. Datos de salida después de simulación – Caso real
Tabla 60. Datos de pozo – Declinación de Presión Validación
Tabla 61. Datos de la formación – Declinación de Presión Validación
Tabla 62. Datos de los fluidos de la formación – Declinación de Presión Validación
Tabla 63. Datos de la prueba – Declinación de Presión Validación
Tabla 64. Datos de pozo – Restauración de Presión Validación
Tabla 65. Datos de la formación – Restauración de Presión Validación
Tabla 66. Datos de los fluidos de la formación – Restauración de Presión Validación
Tabla 67. Datos de la prueba – Restauración de Presión Validación

RESUMEN

Identificar el tiempo en el cual se origina el flujo radial es de vital importancia para yacimientos de hidrocarburos, puesto que permite por una parte una mejor caracterización del yacimiento (porque se define el verdadero arranque del flujo radial) y por otra, la consecuente estimación correcta de la permeabilidad, así como de la predicción de éste para el diseño de pruebas. Actualmente, mediante las pruebas de restauración de presión y declinación de presión (pruebas de flujo) se ha identificado un comportamiento de almacenamiento variable que genera diversas inquietudes con respecto al tiempo de iniciación del flujo radial. Sin embargo, la literatura es muy limitada al presentar ecuaciones que permitan determinar el tiempo de origen de dicho flujo, aún más en casos de almacenamiento variable. Poco se ha comentado y escrito acerca de esto, por tal razón, direccionar una investigación a la formulación de ecuaciones que calculen el t_{SSL} (Time Start SemiLog) constituiría un aporte valioso a la literatura técnica de la Ingeniería de Petróleos, ya que abriría el camino a una mejor interpretación en un campo bastante extenso de situaciones reales que se presentan en la industria, y sería promotor de la investigación y el análisis de pruebas de presión cuando se presente un comportamiento que se hace común y recurrente: el almacenamiento variable.

En la literatura actual es posible encontrar algunas formas para calcular el tiempo en el cual se inicia el flujo radial en pruebas de restauración de presión y declinación de presión con almacenamiento constante. Sin embargo, para pruebas con almacenamiento variable no existen aún ecuaciones que determinen la iniciación de dicho flujo (t_{SSL}), y debido a que en la industria se vienen presentando casos reales de yacimientos con este tipo de comportamiento, es de vital importancia contar con información que permita identificar los parámetros para plantear una ecuación que establezca el tiempo de origen del flujo radial en pruebas de presión con almacenamiento variable.

Esta investigación presenta un modelo y una serie de ecuaciones para el análisis de pruebas de pozo con almacenamiento variable. Este modelo está basado en la obtención de datos a partir de un software comercial que representa el comportamiento de un pozo con almacenamiento variable y su respectivo análisis matemático y dimensional. El resultado es una serie de ecuaciones que pueden ser usadas para determinar el tiempo de inicio de flujo radial en pruebas de presión con almacenamiento variable. Se presenta un ejemplo real donde se muestra una prueba de presión con almacenamiento variable y ejemplos sintéticos aplicando la ecuación.

Palabras claves: Pruebas de pozo, restauración de presión, declinación de presión, flujo radial, almacenamiento variable.

ABSTRACT

For hydrocarbon reservoirs, identifying the time at which the radial flow starts is very important since it allows a better reservoir characterization because it defines the real beginning of the radial flow and the consequent correct estimation of the permeability as well as the prediction for test design. Nowadays, through buildup tests and drawdown tests (flow tests) a variable storage behavior has been identified which generates a number of concerns about time of initiation of the radial flow. However, it is uncommon in the literature to find equations to determine the time of initiation of that flow, even in cases of variable storage. Little has been said and written about this, for this reason, guiding a research to find approximations to estimate the t_{SSL} (Time Start Semilog) would be a valuable contribution to Petroleum Engineering literature, since it will open the way to better interpretation a large range of real situations which exist in the oil industry, and it would encourage a better pressure test interpretation and further research for such systems which every day becomes more common and recurrent.

It is possible to find in the current literature some ways to calculate the time at which radial flow, in buildup and drawdown tests with variable storage. However, for variable storage test begins it does not exist yet equations to determine the initiation of this flow (t_{SSL}), and since the industry is presenting real cases of reservoir with this type of behavior it is very important to have information to identify the parameters that allows present an equation that sets the time of origin of radial flow in pressure tests with variable storage.

This study presents a model and a group of equations for the analysis of variable storage in well test analysis. This model is based on the obtaining of data from commercial software that represent the behavior of a well with variable storage and its corresponding mathematical and dimensional analysis. The result is a group of equations that can be used to determine the start time of radial flow in buildup and drawdown testing with variable storage. A real example is presented to show a pressure test with variable storage and synthetic examples applying equations involved.

Keywords: Well testing, buildup test, drawdown test, radial flow, variable storage.

OBJETIVOS

General:

1. Plantear una ecuación que permita estimar el tiempo en el cual inicia el flujo radial (t_{SSL}) en pruebas de restauración de presión y declinación de presión cuando el almacenamiento es variable.

Específicos:

1. Determinar los parámetros de una ecuación que permita estimar el t_{SSL} (tiempo de inicio del flujo radial) en pruebas de restauración de presión y declinación de presión, con base en datos obtenidos de la simulación de diferentes situaciones usando un software comercial.
2. Simular situaciones cercanas a las presentadas actualmente en la industria, y de esta manera determinar la sensibilidad de las variables que afectan la ecuación planteada para la estimación del tiempo de inicio del flujo radial (t_{SSL}) en pruebas de restauración de presión y declinación de presión con almacenamiento variable.

1. BASES TEÓRICAS

1.1 PRUEBAS DE PRESIÓN:

Se ha demostrado que la respuesta de la presión del yacimiento frente a cambios en la tasa de flujo, refleja la geometría y las propiedades de flujo del yacimiento. Se basan en crear entonces una perturbación de presión, mediante cambios de tasa, y medir las variaciones en la presión de fondo (P_{wf}) en el tiempo, en uno o más pozos.

Las pruebas de presión se realizan con múltiples propósitos:

- Determinar la capacidad de la formación para producir hidrocarburos (permeabilidad, presión inicial)
- Evaluar presencia de daño a la formación
- Determinar la naturaleza de los fluidos y posibles contactos
- Identificar límites y barreras del yacimiento (fallas sellantes, límites estratigráficos)
- Comunicación entre pozos

Dentro de los tipos de pruebas, es posible encontrar:

- Declinación de presión (Pressure drawdown test)
- Restauración de presión (Pressure buildup test)
- Multitasa
- Prueba de interferencia
- Drill Stem Test (DST)
- Abatimiento de presión
- Prueba de inyectividad.

1.1.1 Declinación de presión (Drawdown test):

De acuerdo con Escobar, F.H. (2005), esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, con el pozo fluyendo a una tasa constante estabilizada.

Generalmente, se hace un cierre previo para lograr que la presión en el área de drenaje del pozo se estabilice y sea uniforme.

Además, a la declinación de presión, se le conoce como prueba de flujo. Luego de que el pozo ha sido cerrado por un tiempo suficientemente largo para alcanzar estabilización, el pozo se coloca en producción, a caudal constante, mientras se registra la presión de fondo contra el tiempo. Su principal desventaja es que es difícil mantener el caudal constante.

1.1.2 Restauración de presión (**Buildup test**):

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo, luego de cerrar el pozo después de haber estado fluyendo a una tasa constante estabilizada.

Además, se le conoce como prueba de cierre. En esta prueba el pozo se cierra mientras se registra la presión estática del fondo del pozo en función del tiempo. Esta prueba se cataloga como una prueba multirata con dos caudales (cero y otro diferente de cero) y permite obtener la presión promedio del yacimiento. Su principal desventaja es económica ya que el cierre ocasiona pérdida de producción, Escobar. (2005).

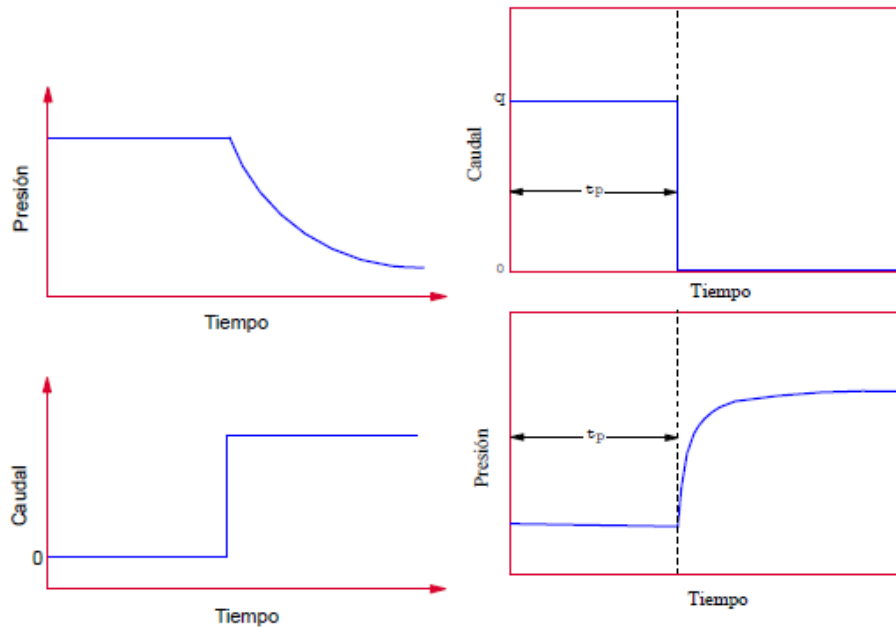


Fig. 1. Representación esquemática de pruebas de restauración (abajo) y declinación o caída de presión (arriba)

1.1.3 Daño y estimulación de los pozos:

Las técnicas básicas del análisis de datos de pruebas de restauración son comúnmente llamadas, métodos del factor de daño. Esto involucra el cálculo del factor de daño y la traslación a una forma más fácil de visualización en lo que a características del pozo se refiere.

De acuerdo con Rivera. (2004), daño en el pozo es un término descriptivo aplicado cuando, la permeabilidad es reducida cerca de la cara de la arena. Esta reducción de la permeabilidad puede ocurrir, durante la perforación y completación, debido a los fluidos utilizados en esas operaciones. Las consecuencias reales incluyen, taponamiento de los poros por materiales finos que se hallan en los fluidos de perforación y la reacción de la roca de la formación con el filtrado.

La siguiente ecuación fue desarrollada para estimar el factor de daño s :

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g C r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Se debe considerar que la presión a una hora (P_{1h}) es el valor de P_{wf} a tiempo $\Delta t = 1$ hora, extrapolando la línea de los tiempos medios.

Algunos factores causantes de daño son:

1. Invasión de los fluidos de perforación
2. Penetración parcial del pozo
3. Completamiento parcial
4. Taponamiento de las perforaciones
5. Precipitación orgánico/Inorgánica
6. Densidad de perforación inadecuada o perforación limitada
7. Crecimiento bacteriano
8. Dispersión de arcillas
9. Presencia de torta y cemento
10. Presencia de alta saturación de gas alrededor del pozo

1.1.3.1 Interpretación del factor de daño “ s ”.

- Un factor de daño (s) positivo indica una restricción de flujo (daño), mientras más alto los valores de más severa es la restricción.
- Un factor de daño (s) con un valor negativo indica estimulación y valores absolutos altos, (s) indican más efectividad en la estimulación.

1.1.4 Gráfico de la derivada:

Los análisis modernos, han sido forzados por el uso del grafico de la derivada introducida por Bourdet, Whittle and Douglas (1983), también discutida por Bourdet, Ayoub and Pirard (1989). El grafico de la derivada provee una presentación simultanea de $\text{Log } \Delta P$ vs. $\text{Log } \Delta t$ y $\text{Log } (t^* \Delta P')$ vs. $\text{Log } \Delta t$, como se muestra en la Fig. 1, Rivera. (2004).

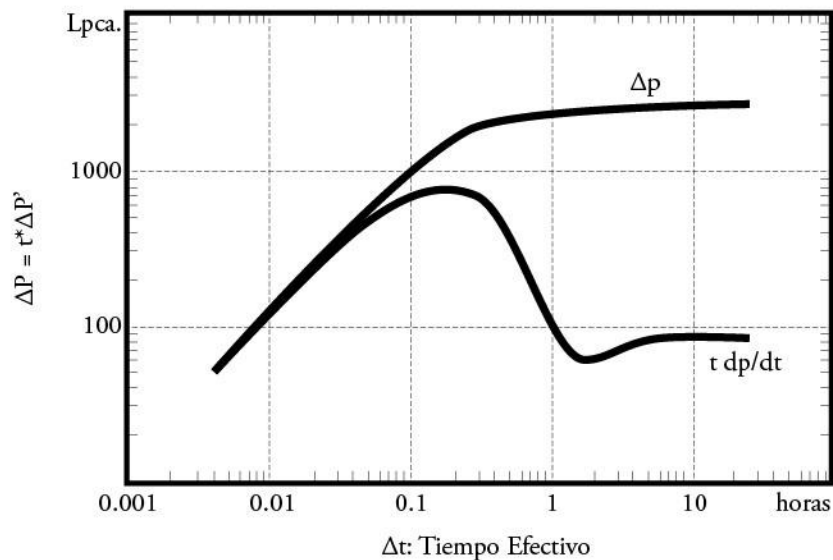


Fig. 2. Presión y derivada de presión versus tiempo

La ventaja de la derivada es que es capaz de desplazar en un gráfico muchas características separadas que de otra forma requiere de diferentes gráficos.

De acuerdo con Ahmed and McKinney (2005), el uso de este tipo de curvas de derivada de presión, ofrece las siguientes ventajas:

- Las heterogeneidades que son difíciles de ver en un gráfico convencional de una prueba de pozo son amplificadas en el gráfico de la derivada.
- Los regímenes de flujo muestran características claras en el gráfico de la derivada.
- El gráfico de la derivada es capaz de mostrar en un simple grafico varias características separadas que de otro modo requieren diferentes gráficos.
- La aproximación de la derivada mejora la definición de los gráficos analizados y además la calidad de la interpretación.

El gráfico de la derivada de presión, además, es definitivamente la mejor de las curvas para identificar el modelo de interpretación de propiedades. La aproximación de la derivada de la presión ha sido aplicada con tremendo éxito como una herramienta diagnostica por las siguientes razones:

- Es magnifica para pequeños cambios de presión
- El gráfico de la derivada muestra de manera clara las características específicas de los regímenes de flujo.
- Esta muestra claras diferencias entre varios modelos de yacimientos, tales como:
 - Comportamiento de doble porosidad
 - Yacimientos natural e hidráulicamente fracturados
 - Sistemas de fronteras cerradas

- Fallas y fronteras impermeables
- Sistemas de comportamiento infinito
- El gráfico de la derivada identifica las condiciones y comportamientos de varios yacimientos que no se ven aparentemente en la aproximación tradicional de análisis de pozos.
- Provee herramientas para la estimación de parámetros relevantes del yacimiento.

Sumado a lo anterior, la gráfica de la derivada de presión, define patrones claros y reconocibles de varios periodos de flujo. Ver Fig. 2.

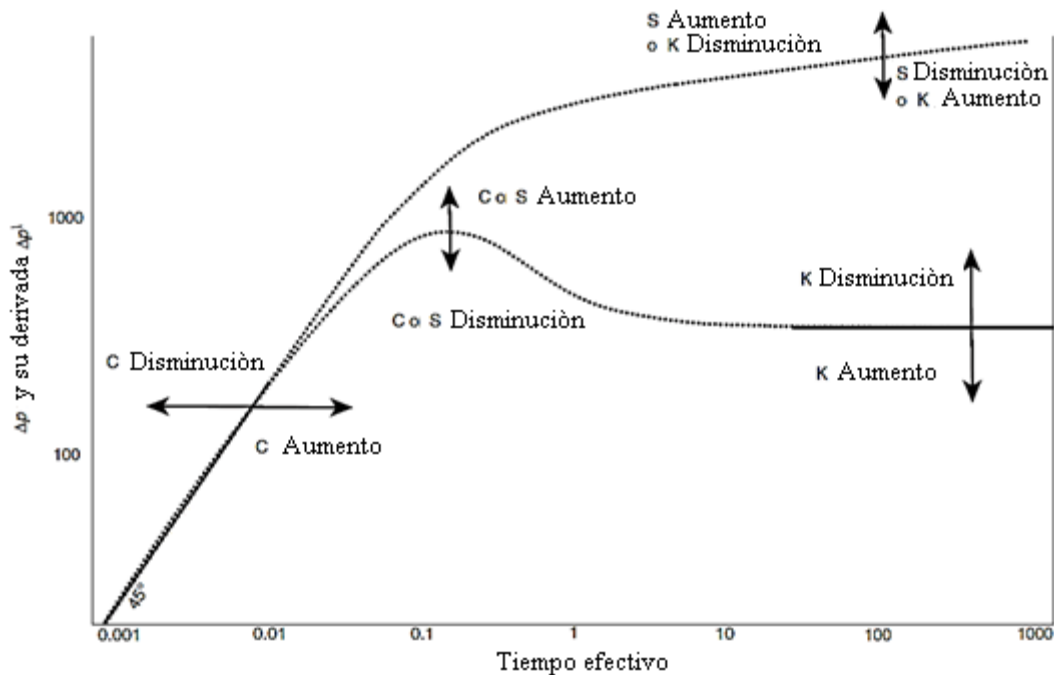


Fig. 3. Gráfico de la derivada (ΔP y su derivada vs. tiempo)

El tiempo efectivo de la línea recta del gráfico de la derivada cuando, tanto el periodo de la restauración como la caída de presión que marcan a estas, exhiben comportamiento semilog (actuando un flujo infinito). Si el yacimiento responde a alguna forma de límites, entonces la respuesta de la gráfica de la derivada tiene una tendencia hacia abajo, aun para un comportamiento estado pseudoestable. La Fig. 3 compara la restauración y la caída de presión debido a una respuesta para el mismo yacimiento cerrado (comportamiento pseudoestable) el comportamiento de la caída de presión tiene una tendencia en la derivada hacia arriba, mientras que la respuesta de la restauración de presión tiene una tendencia hacia abajo de la derivada, aunque se use el tiempo efectivo. Rivera. (2004).

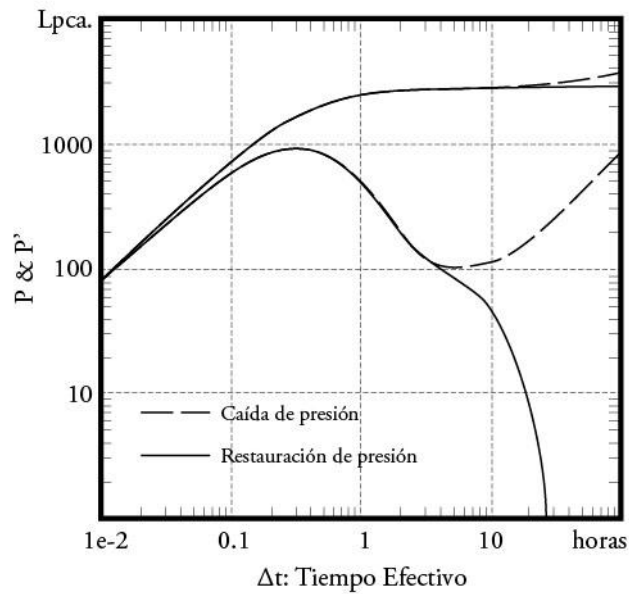


Fig. 4. Comparación de las pruebas de restauración y caída de presión

1.1.5 Almacenamiento (Wellbore storage):

De acuerdo con Escobar. (2005), es el flujo continuado de la formación hacia el pozo después de que el pozo ha sido cerrado para estabilización. Se le denomina también postflujo, postproducción, postinyección, carga o descarga. En pruebas de declinación ocurre descarga (unloading). El flujo ocurre por la expansión de fluidos en el pozo. En pruebas de restauración de presión ocurre postflujo (afterflow). Lo anterior nombrado se clarifica en la Fig. 4.

Existe flujo en la cara el pozo después del cierre en superficie. El almacenamiento afecta el comportamiento del transiente de presión a tiempos tempranos. Matemáticamente, el coeficiente de almacenamiento se define como el volumen total de los fluidos del pozo por unidad de cambio de presión de fondo, o como la capacidad del pozo para descargar o cargar fluidos por unidad de cambio de presión de fondo:

$$C = \Delta V / \Delta P$$

Dónde:

- C = Constante de almacenamiento de pozo (coeficiente, factor), bbl/psi
- ΔV = Cambio en el volumen del fluido en el pozo, a condiciones de pozo, bbl
- ΔP = Cambio en la presión de fondo de pozo, psi

Cuando el almacenamiento de pozo es significativo, éste debe ser considerado en el análisis y diseño de las pruebas de presión. Si éste no es considerado, el resultado puede

ser un análisis erróneo de los datos de la prueba de presión, la deducción condiciones de yacimiento (fallas, fronteras, etc.) no existentes, o un análisis poco significativo de los datos. Afortunadamente, los efectos del almacenamiento de pozo usualmente pueden ser identificados en el análisis de una prueba. Earlougher. (1976).

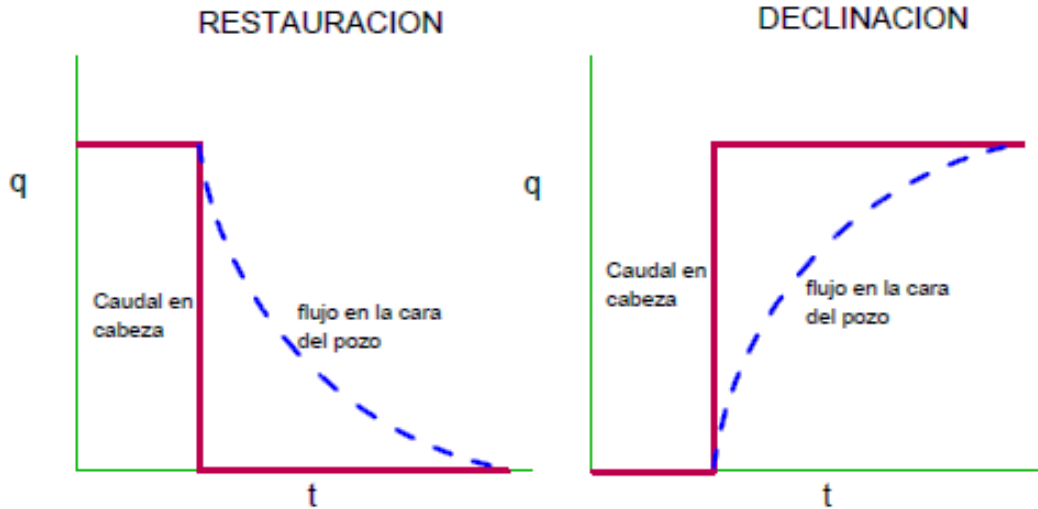


Fig. 5. Efectos del almacenamiento en restauración y caída de presión

El almacenamiento puede cambiar durante una prueba de presión tanto en pozos inyectoros como productores.

Algunas funciones adimensionales de presión para sistemas con almacenamiento de pozo usan un coeficiente de almacenamiento de pozo adimensional. Earlougher. (1976).

$$C_D = \frac{5.6146C}{2\pi\phi c_t h r_w^2}$$

Es importante resaltar que la compresibilidad total para el sistema del yacimiento, c_t , es usada en esta definición.

Con base en lo nombrado por Earlougher. (1976), el almacenamiento causa que la rata de flujo en la cara del pozo cambie más despacio que la rata de flujo en superficie. Por tal razón, la Fig. 5 muestra la relación q_{sf}/q cuando se cambia la rata en superficie de 0 a q a tiempo 0. Cuando $C = 0$, $q_{sf}/q = 1$, mientras que para $C > 0$ la relación q_{sf}/q cambia gradualmente de 0 a 1. Entre mayor es el valor de C , mayor será la transición.

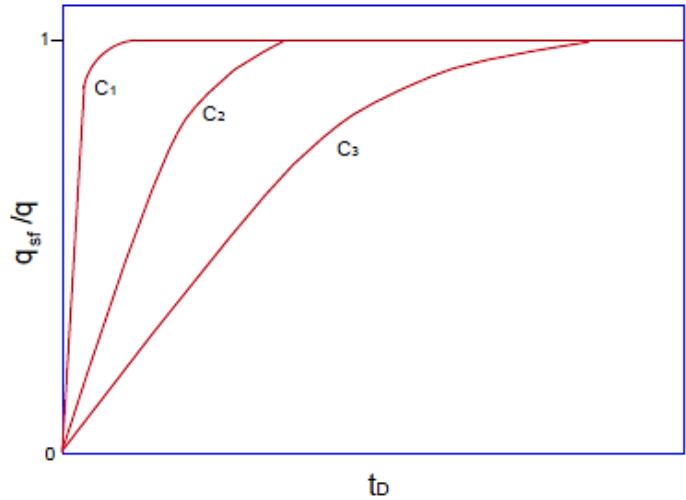


Fig. 6. Efecto del almacenamiento en la tasa de flujo en la cara del pozo, $C_3 > C_2 > C_1$

La Fig. 6 tiene ciertas características que son diagnóstico de los efectos del almacenamiento de pozo. La pendiente del gráfico de P_D vs. t_D en un papel logarítmico es 1.0 durante la etapa de almacenamiento de pozo. Los datos de la prueba de pozo descienden en la pendiente unitaria del gráfico logarítmico sin revelar nada sobre las propiedades de la formación.

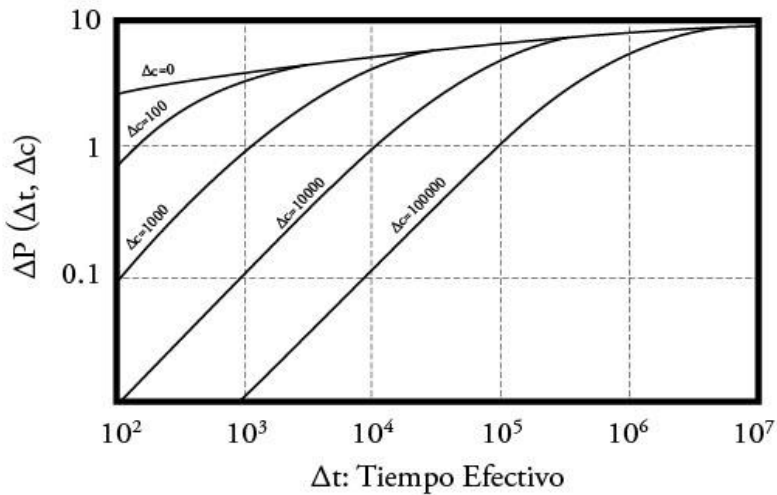


Fig. 7. Presión adimensional incluyendo almacenamiento de pozo. $s = 0$

De acuerdo con Earlougher. (1976), la ubicación de la pendiente unitaria en el gráfico log-log puede ser usada para estimar el coeficiente aparente de almacenamiento de pozo, a partir de:

$$C = \frac{qB\Delta t}{24\Delta P}$$

Dónde Δt y ΔP son valores leídos desde un punto en la línea recta de pendiente unitaria del gráfico log-log.

Como los efectos del almacenamiento de pozo disminuyen su severidad, la formación empieza a influenciar la presión de fondo de pozo más y más, y los puntos de la línea recta de pendiente unitaria del gráfico log-log descienden y finalmente se aproximan a una línea curva que indica que el almacenamiento de pozo es cero. En varias ocasiones, los datos de presión entre la línea de pendiente unitaria y la línea de almacenamiento de pozo cero pueden usarse para analizar propiedades de la formación. Sin embargo, este análisis puede que sea tedioso.

Al realizar un análisis de una prueba de presión, es posible identificar el tiempo en el cual se inicia el flujo radial, utilizando una aproximación empírica, la cual afirma que dicho tiempo, ocurre de 1 a 1.5 ciclos en tiempo después de que se comience la desviación de la línea de pendiente unitaria en el gráfico log-log. Asimismo, para cada uno de los tipos de pruebas de presión, es posible estimar el tiempo a partir de:

- Para declinación y pruebas de inyección:

$$t_D > (60 + 3.5S)C_D$$

O aproximadamente,

$$t > \frac{(200000 + 12000s)C}{(kh / \mu)}$$

- Para restauración y abatimiento:

$$t_D > 50C_D e^{0.14s}$$

O aproximadamente cuando,

$$t > \frac{170000C e^{0.14s}}{(kh / \mu)}$$

1.1.6 Almacenamiento variable (Changing wellbore storage):

De acuerdo con Hegeman et al. (1993), el almacenamiento decreciente, usualmente causado por la compresibilidad decreciente de los fluidos del pozo, frecuentemente es encontrada durante pruebas de restauración de presión. Es importante resaltar que la medición simultánea del caudal de fondo de pozo y la presión puede disminuir el efecto severo del almacenamiento variable. Sin embargo, dicho procedimiento no elimina el problema cuando la herramienta que mide la producción se ve influenciada por el volumen del pozo que hay debajo de ella. Cuando una prueba de pozo se corre durante el tiempo suficiente para desarrollar el flujo radial en el yacimiento, el efecto ocasionado en los puntos a tiempos tempranos puede ser un impacto visual en el observador y reducir la

precisión de la interpretación. Además, en varias ocasiones los datos de la prueba de pozo son considerados imposibles de interpretar por la combinación de los efectos del almacenamiento variable y la insuficiencia en los datos del transiente (pruebas detenidas demasiado pronto, fallas en los equipos, etc.).

Es importante resaltar que Ramey y Agarwal (1972) presentaron una solución analítica para cambios en el almacenamiento de pozo. Por otro lado, Fair (1981) presentó una solución para un incremento exponencial en el almacenamiento, el cual usó un modelo de redistribución de fases de pozo.

El almacenamiento variable de pozo ocurre cuando una de las siguientes condiciones existe dentro del pozo:

- Compresibilidad del fluido variable
- Redistribución de fases
- Cambio en el tipo de almacenamiento a partir de un cambio en el nivel de líquido en un pozo lleno

El fenómeno de redistribución de fases ocurre en un pozo que se cierra en la superficie con gas y líquido fluyendo simultáneamente en el tubing. En estas situaciones, el efecto de la gravedad causa la caída del líquido y hace que el gas suba a la superficie. La muy baja compresibilidad del líquido y el poco espacio extra para la expansión del gas en una cámara cerrada, provoca un aumento de la presión del pozo. Por tal razón, en los primeros tiempos, la presión del pozo puede superar la presión de formación causando la aparición de una joroba anómala en la restauración de presión que sólo puede analizarse con la constante adimensional de almacenamiento del pozo (C_D).

De acuerdo con Bourdet (2002), la Fig. 7 y la Fig. 8 muestra un gráfico logarítmico de una prueba de declinación de presión (drawdown) y una prueba de restauración de presión (buildup) en un pozo con almacenamiento variable, respectivamente.

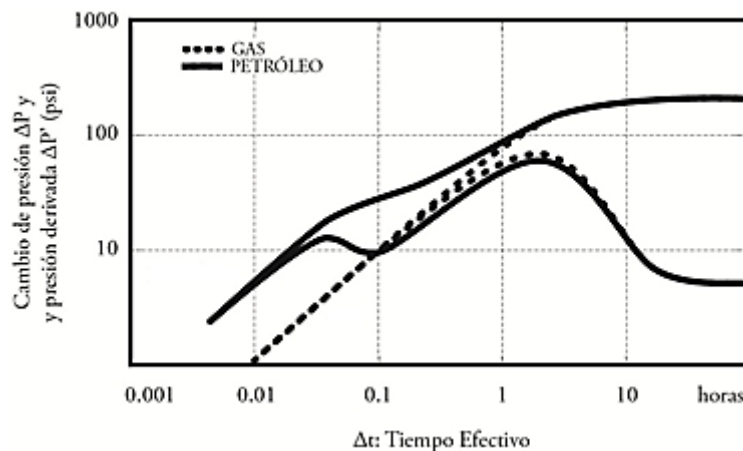


Fig. 8. Gráfico log-log de un ejemplo de drawdown en un pozo con almacenamiento variable

Durante la declinación de presión (drawdown), la respuesta describe primero la compresibilidad del petróleo, pero, cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja, la compresibilidad de gas domina. El coeficiente de almacenamiento de pozo, se incrementa.

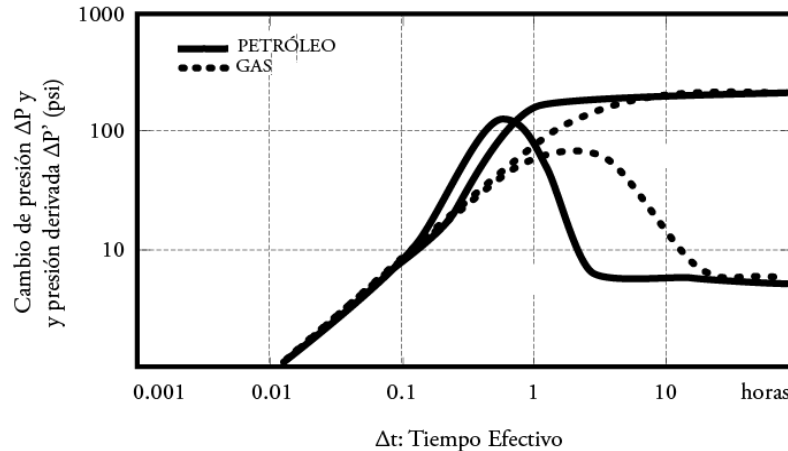


Fig. 9. Gráfico log-log de un ejemplo de buildup en un pozo con almacenamiento variable

Durante el periodo de restauración, la respuesta corresponde al coeficiente de almacenamiento de gas del pozo inmediatamente después del cierre, y los cambios en el almacenamiento de aceite en el pozo vienen después. Esto produce un fuerte aumento de la derivada y, en algunos casos, la derivada sigue con una pendiente mayor a uno dominando la respuesta a tiempos tempranos.

1.1.7 La amplitud de almacenamiento (SA), es una variable requerida por el software comercial utilizado en este trabajo, el cual la define como el máximo cambio de presión en la redistribución de fases. Puede ser positivo (aumenta el almacenamiento del pozo - por ejemplo, la "joroba", causada por el aumento de gas en un pozo de petróleo cuando éste se cierra); o negativo (la disminución de almacenamiento del pozo - por ejemplo, compresión de los fluidos del pozo). (Ver sección 2.3)

1.1.8 La constante de tiempo de almacenamiento (STC), es una variable requerida por el software comercial usado en este proyecto, el cual la define como el tiempo requerido para que el 63% del cambio total ocurra. (Ver sección 2.3)

1.2 MODELO HEGEMAN

Presenta un modelo para analizar el incremento o decremento del almacenamiento, basado en una modificación a la aproximación de Fair, dando como resultado una solución general en el espacio de Laplace que puede ser usado para añadir el cambio del almacenamiento a gran variedad de modelos de yacimientos (funciones PD)

$$P_{wD} = t_D / C_{aD}$$

$$\frac{1}{C_{aD}} = \frac{1}{C_D} + \frac{C_{\phi D}}{\alpha_D} \frac{2}{\sqrt{\pi}}$$

Donde

2. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN CON ALMACENAMIENTO DE POZO VARIABLE (Well-Test Analysis with Changing Wellbore Storage)

2.1 PRUEBAS DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN (DRAWDOWN) EN POZOS CON ALMACENAMIENTO VARIABLE:

Como lo indica la Fig. 7, durante una prueba declinación de presión (drawdown) en pozos con almacenamiento variable, la respuesta describe primero la compresibilidad del petróleo. Sin embargo, es importante indicar que, cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja, la compresibilidad de gas resulta ser la dominante. Para este caso, el coeficiente de almacenamiento de pozo, sufre un incremento.

A continuación se presentan los casos evaluados en el marco de la investigación realizada entorno a las pruebas de declinación de presión con comportamiento de almacenamiento variable:

2.1.1 Caso 1:

2.1.1.1 Datos de entrada

2.1.1.1.1 Datos del pozo

DATO	VALOR	UNIDADES
r_w	0.5	ft
q	500	STB/D

Tabla 1. Datos de pozo – Declinación de Presión Caso 1

2.1.1.1.2 Datos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Espesor de la formación (h)	115	ft
Porosidad (ϕ)	0.2	-
Compresibilidad total (c_t)	4×10^{-6}	psi ⁻¹
Presión inicial (P_i)	3000	psia
Presión de la capa	3000	psia
Permeabilidad (k)	50	md

Tabla 2. Datos de la formación – Declinación de Presión Caso 1

2.1.1.1.3 Datos de los fluidos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Factor Volumétrico (B_o)	1.15	Bbl/STB
Viscosidad (μ)	2.15	cp

Tabla 3. Datos de los fluidos de la formación – Declinación de Presión Caso 1

2.1.1.1.4 Datos de la prueba

DATO	VALOR	UNIDADES
t	1000'000.000	hr
Pasos	1000	-
Modelo de flujo (Pozo Vertical)	Radial Homogéneo	-
Modelo de Almacenamiento	Variable (Hegeman)	-

Tabla 4. Datos de la prueba – Declinación de Presión Caso 1

2.1.1.2 Rango de variables

2.1.1.2.1 Variables independientes

DATO	RANGO
Daño (s)	De -4 a 150
Almacenamiento de pozo (C)	De 25 a 295
Amplitud de almacenamiento (SA)	De 20 a 100
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	De 1 a 30

Tabla 5. Variables independientes – Declinación de Presión Caso 1

2.1.1.2.2 Módulo de trabajo de las variables independientes

DATO	RANGO	MÓDULO
Daño (s)	De -4 a 150	De 4 en 4
Almacenamiento de pozo (C)	De 25 a 295	De 10 en 10
Amplitud de almacenamiento (SA)	De 20 a 100	De 5 en 5
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	De 1 a 30	De 1 3n 1

Tabla 6. Módulo de trabajo de las variables independientes – Declinación de Presión Caso 1

2.1.1.3 Gráficas de algunas de las combinaciones obtenidas:

2.1.1.3.1 Primer rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	Variable
Almacenamiento de pozo (C)	25
Amplitud de almacenamiento (SA)	20
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 7. Primer rango variado – Declinación de Presión Caso 1

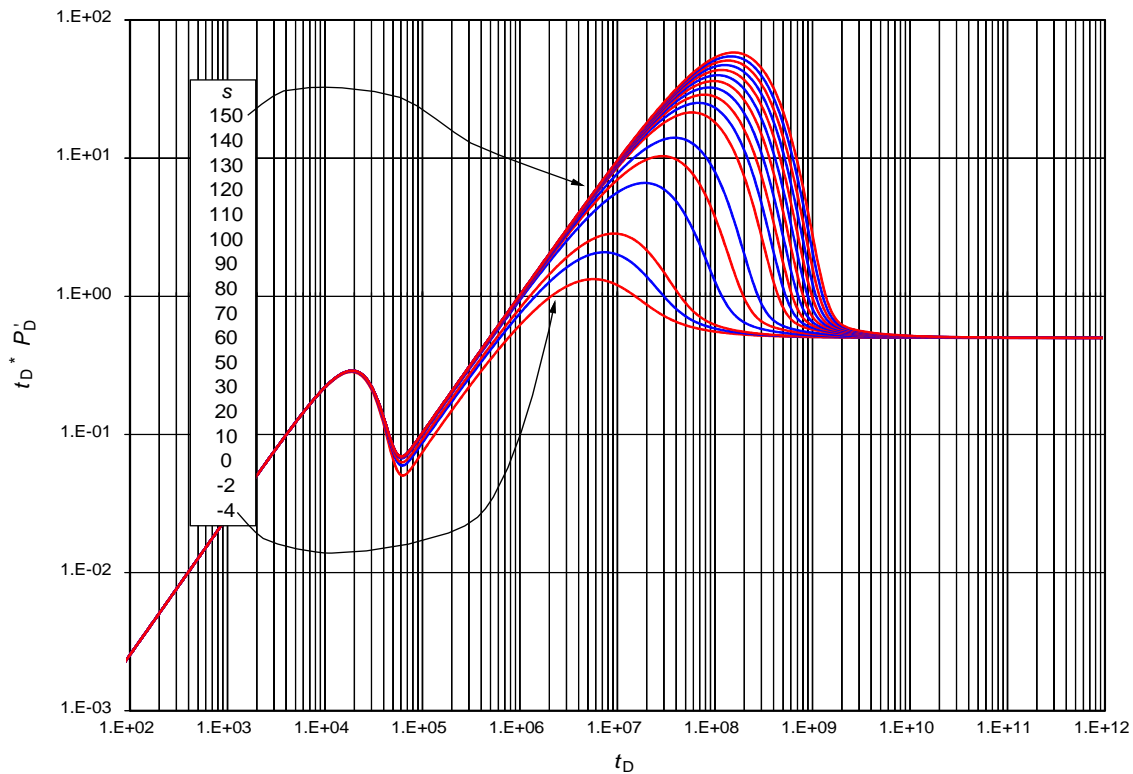


Fig. 10. Gráfica obtenida primer rango – Caso 1

2.1.1.3.2 Segundo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	Variable
Almacenamiento de pozo (C)	35
Amplitud de almacenamiento (SA)	20
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 8. Segundo rango variado – Declinación de Presión Caso 1

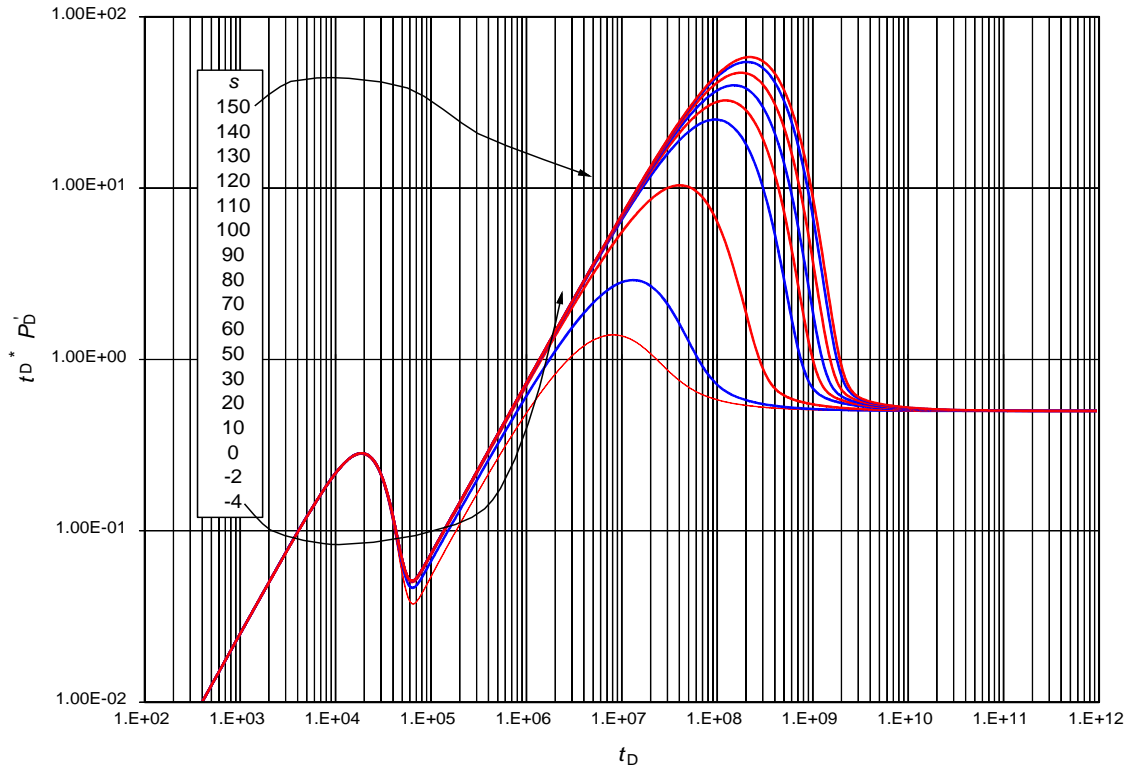


Fig. 11. Gráfica obtenida segundo rango – Caso 1

2.1.1.3.3 Tercer rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	Variable
Almacenamiento de pozo (C)	45
Amplitud de almacenamiento (SA)	20
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 9. Tercer rango variado – Declinación de Presión Caso 1

2.1.1.3.4 Cuarto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	0
Almacenamiento de pozo (C)	25
Amplitud de almacenamiento (SA)	Variable
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 10. Cuarto rango variado – Declinación de Presión Caso 1

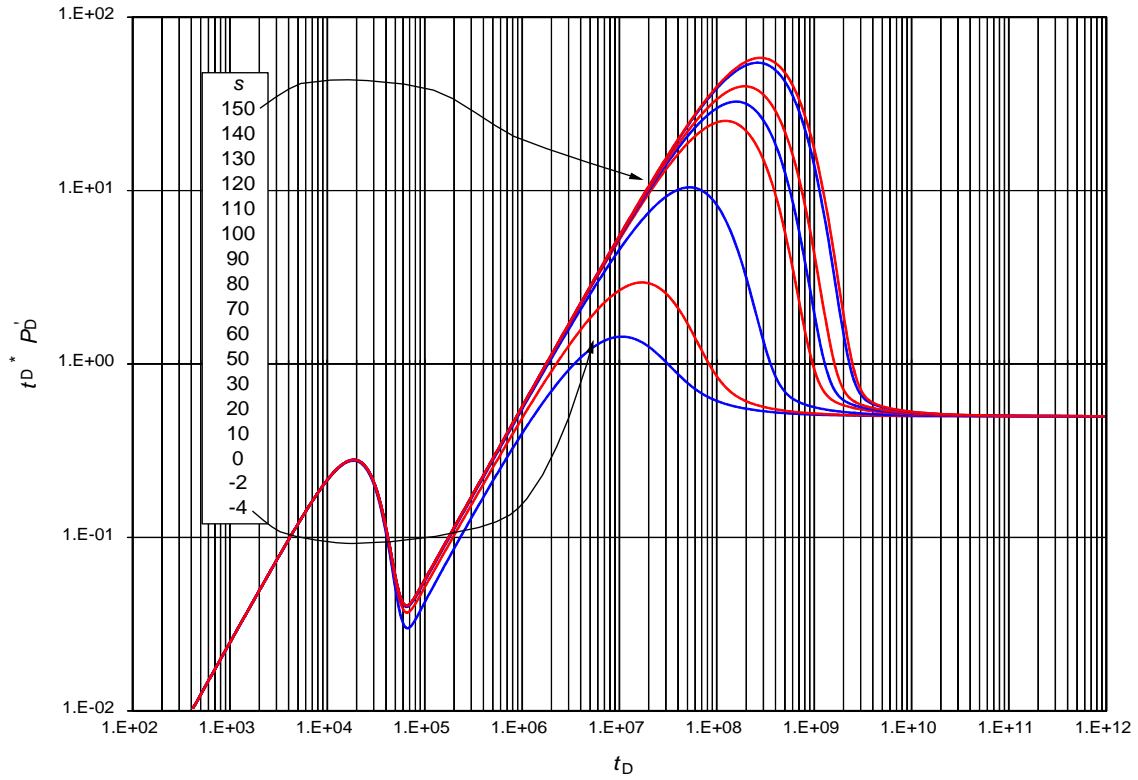


Fig. 12. Gráfica obtenida tercer rango – Caso 1

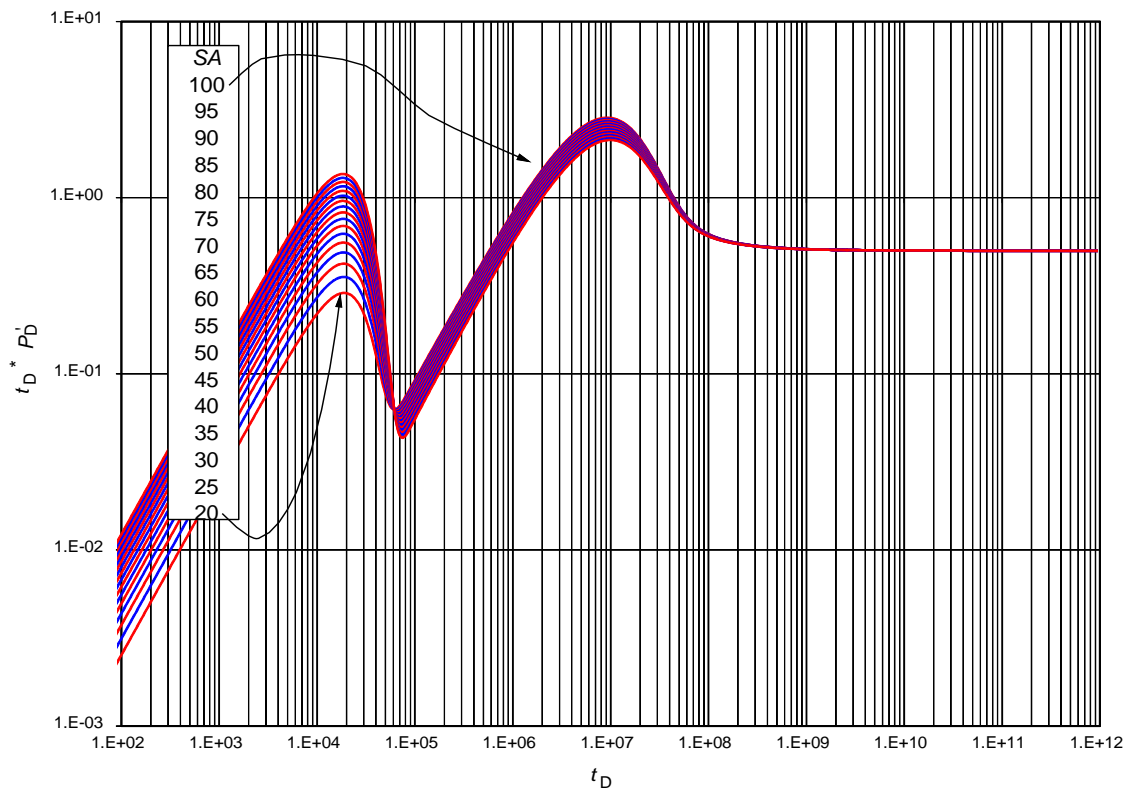


Fig. 13. Gráfica obtenida cuarto rango – Caso 1

2.1.1.3.5 Quinto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-4
Almacenamiento de pozo (C)	25
Amplitud de almacenamiento (SA)	Variable
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 11. Quinto rango variado – Declinación de Presión Caso 1

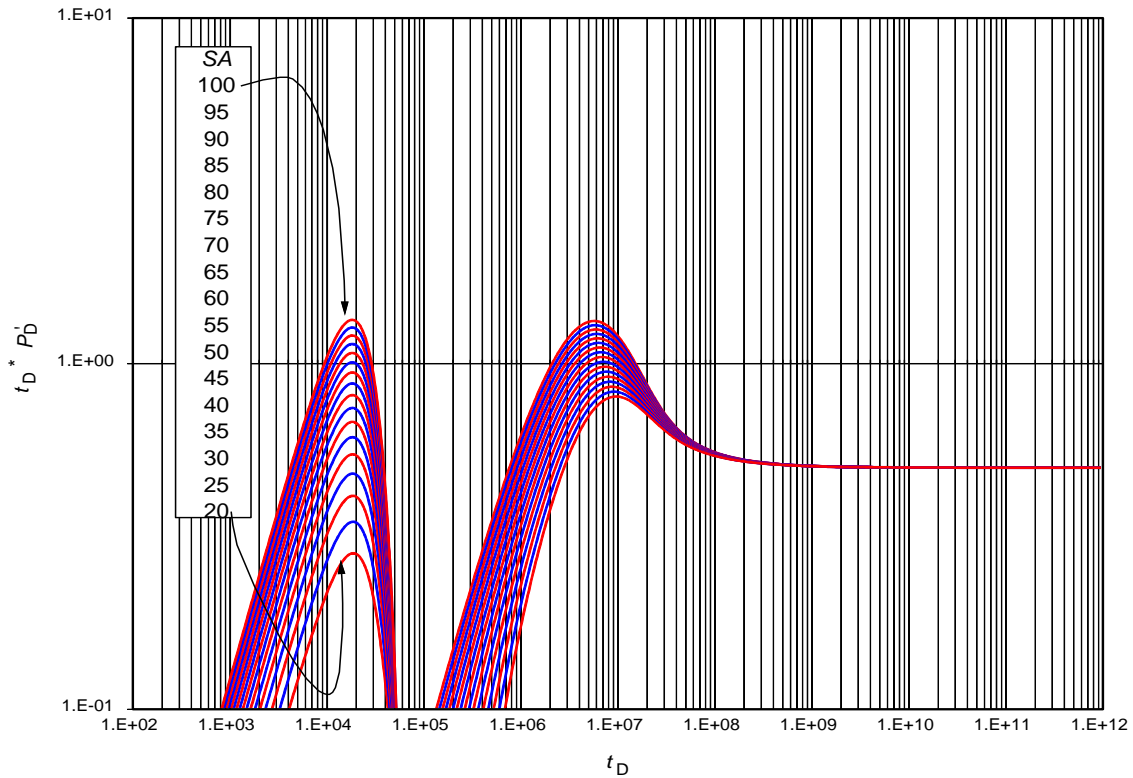


Fig. 14. Gráfica obtenida quinto rango – Caso 1

2.1.1.3.6 Sexto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-4
Almacenamiento de pozo (C)	25
Amplitud de almacenamiento (SA)	20
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	Variable

Tabla 12. Sexto rango variado – Declinación de Presión Caso 1

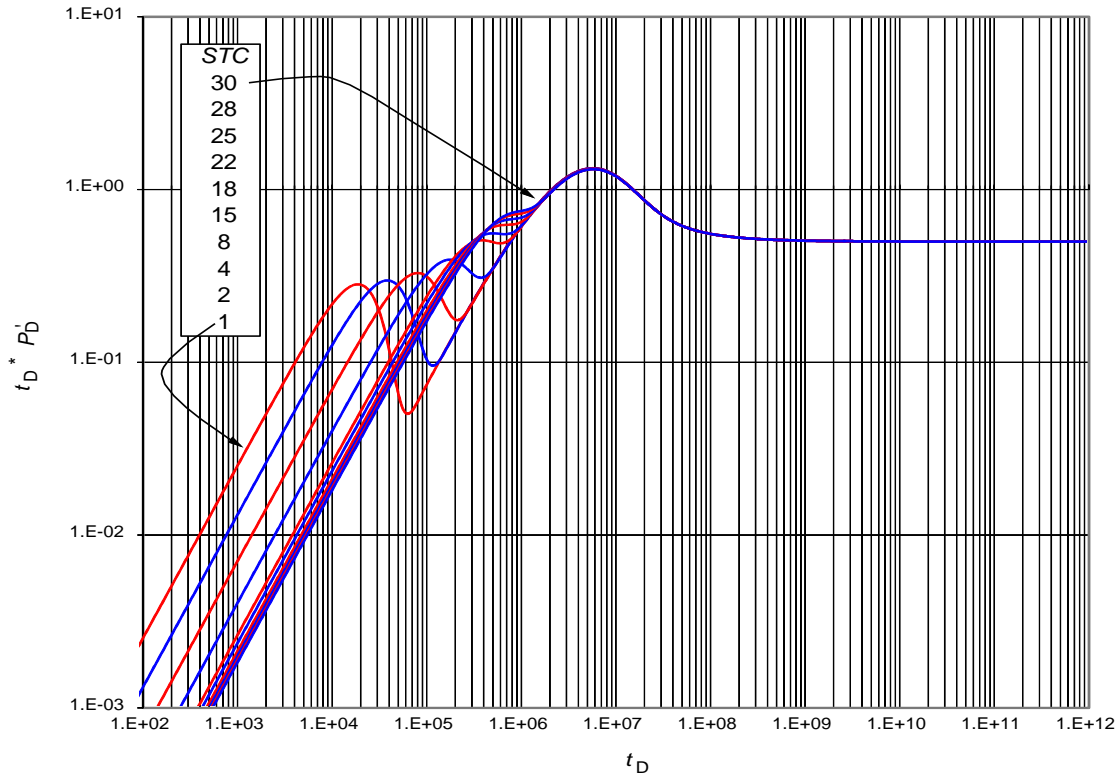


Fig. 15. Gráfica obtenida sexto rango – Caso 1

2.1.1.3.7 Séptimo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	0
Almacenamiento de pozo (C)	Variable
Amplitud de almacenamiento (SA)	20
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 13. Séptimo rango variado – Declinación de Presión Caso 1

2.1.1.3.8 Octavo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-4
Almacenamiento de pozo (C)	Variable
Amplitud de almacenamiento (SA)	20
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 14. Octavo rango variado – Declinación de Presión Caso 1

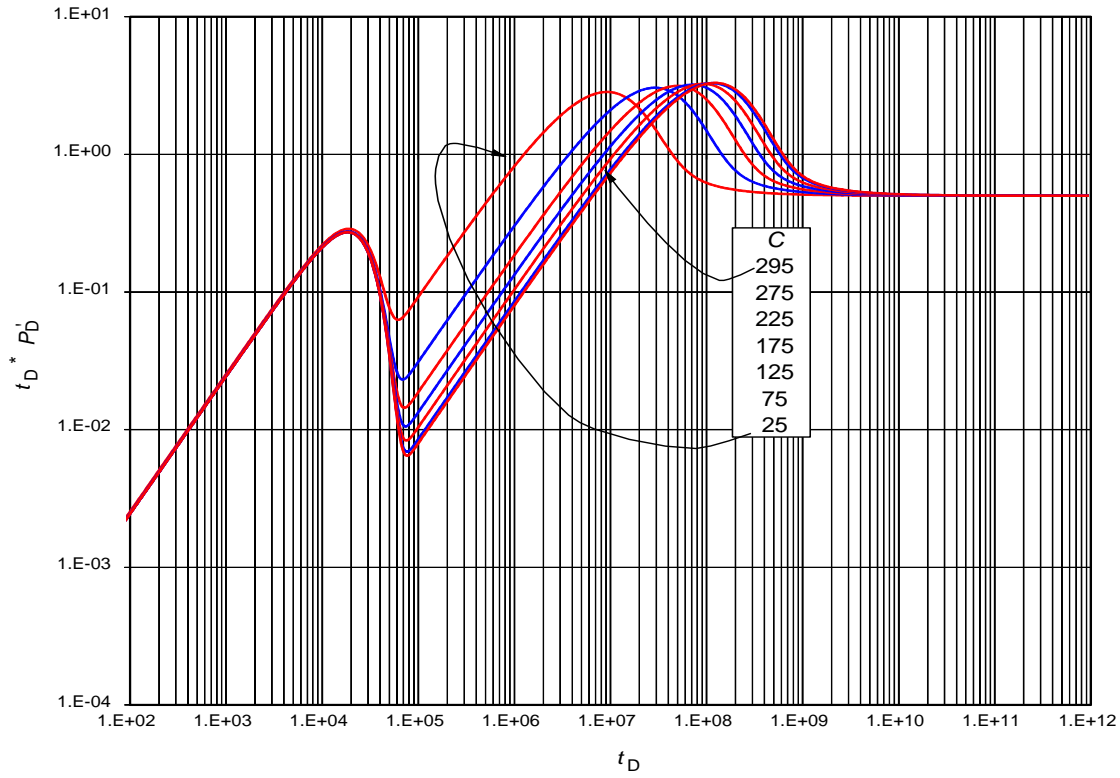


Fig. 16. Gráfica obtenida séptimo rango – Caso 1

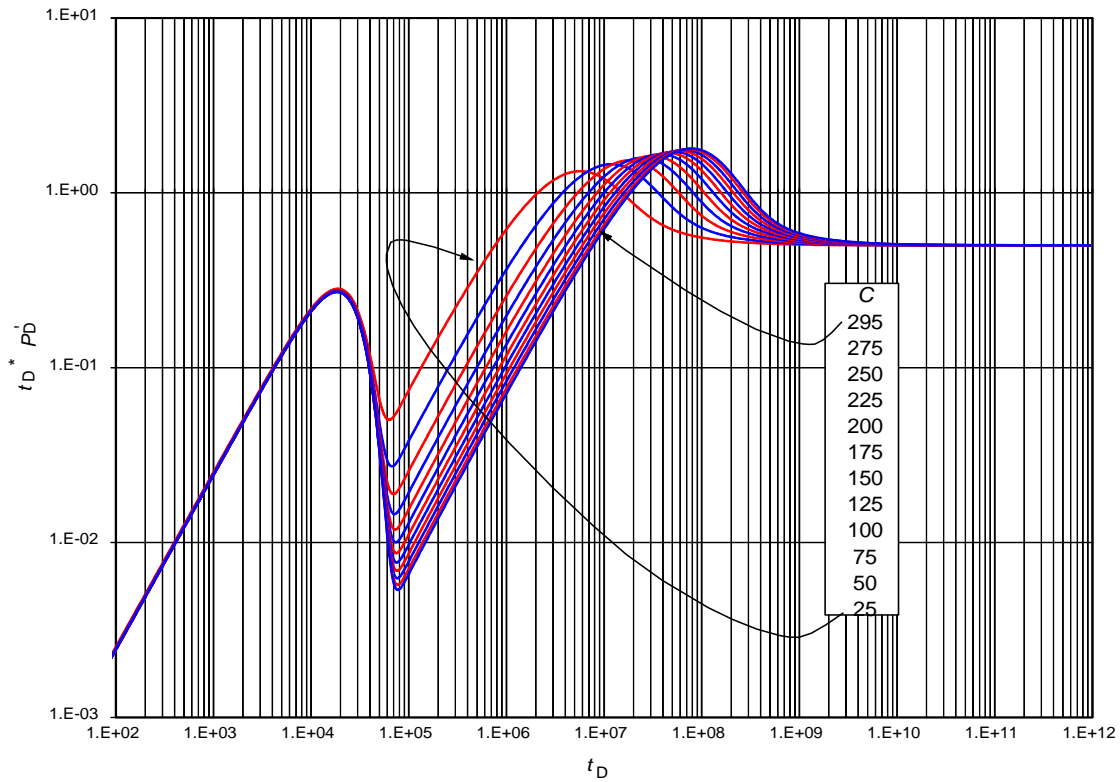


Fig. 17. Gráfica obtenida octavo rango – Caso 1

2.1.1.4 Análisis del gráfico de la derivada

A partir de los gráficos obtenidos y nombrados anteriormente, se identifica y se lee el tiempo en el cual se inicia el flujo radial, tomando como base un arranque de 0.5009 en el tiempo adimensional del gráfico logarítmico.

2.1.1.5 Ecuación planteada

A partir de los datos analizados en la sección 2.1.1.4, se plantea una ecuación que modele el comportamiento de la data, y muestre así el tiempo en el cual se inicia el flujo radial en un caso de prueba de declinación de presión con almacenamiento variable. Se hicieron 370 corridas y en cada una de ellas se correlacionaron las cuatro variables independientes denotadas en la sección 2.1.1.2.1, una muestra de la data se muestra en la tabla a. y usando un software de análisis matemático que realiza regresiones lineales y no lineales en los datos con un máximo de 20 variables independientes; se obtiene la siguiente ecuación tomando como parámetro de aprobación el coeficiente de determinación (R^2).

La ecuación planteada es:

$$t_{(SSL)_D} = (1334183656 * s) + (453661982.4 * C) + (35241389.43 * SA) + (172072259.3 * STC) - 3323068248$$

Dónde:

- $t_{(SSL)_D}$: Tiempo de inicio del flujo radial (Start Semilog Time)
- s : Daño de la formación
- C : Coeficiente de almacenamiento de pozo (Wellbore Storage)
- SA : Amplitud de la joroba del almacenamiento (Storage Amplitud)
- STC : Constante del tiempo de almacenamiento (Storage Time Constant)

X1	X2	X3	X4	Y	Y	Error
s	C	SA	STC	t_{ssID} (simulado)	t_{ssID} (calculado)	%
0	25	20	1	1.111053E+010	8895381360	19.93738049
2	25	20	1	1.3116164E+010	11563748672	11.83589446
4	25	20	1	1.5483848E+010	14232115984	8.084114595
6	25	20	1	1.7295254E+010	16900483296	2.282537765
8	25	20	1	1.9318571E+010	19568850608	1.295538929
10	25	20	1	2.1578589E+010	22237217920	3.052233489
...

Tabla 15. Muestra de la data usada en el software análisis matemático para generar la ecuación

2.1.2 Caso 2:

2.1.2.1 Datos de entrada

2.1.2.1.1 Datos del pozo

DATO	VALOR	UNIDADES
r_w	0.5	ft
q	500	STB/D

Tabla 16. Datos de pozo – Declinación de Presión Caso 2

2.1.2.1.2 Datos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Espesor de la formación (h)	115	ft
Porosidad (ϕ)	0.2	-
Compresibilidad total (c_t)	4×10^{-6}	psi ⁻¹
Presión inicial (P_i)	3000	psia
Presión de la capa	3000	psia
Permeabilidad (k)	50	md

Tabla 17. Datos de la formación – Declinación de Presión Caso 2

2.1.2.1.3 Datos de los fluidos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Factor Volumétrico (B_o)	1.15	Bbl/STB
Viscosidad (μ)	2.15	cp

Tabla 18. Datos de los fluidos de la formación – Declinación de Presión Caso 2

2.1.2.1.4 Datos de la prueba

DATO	VALOR	UNIDADES
t	1000'000.000	Hr
Pasos	1000	-
Modelo de flujo (Pozo Vertical)	Radial Homogeneo	-
Modelo de Almacenamiento	Variable (Hegeman)	-

Tabla 19. Datos de la prueba – Declinación de Presión Caso 2

2.1.2.2 Rango de variables

2.1.2.2.1 Variables independientes

DATO	RANGO
Daño (<i>s</i>)	De -3 a 200
Almacenamiento de pozo (<i>C</i>)	De 0.008 a 0.021
Amplitud de almacenamiento (<i>SA</i>)	De -7 a -21
Constante de tiempo de almacenamiento (<i>STC</i>)	De 0.0045 a 0.013

Tabla 20. Variables independientes – Declinación de Presión Caso 2

2.1.2.2.2 Módulo de trabajo de las variables independientes

DATO	MÓDULO
Daño (<i>s</i>)	De 4 en 4
Almacenamiento de pozo (<i>C</i>)	De 0.001 en 0.001
Amplitud de almacenamiento (<i>SA</i>)	De 1 en 1
Constante de tiempo de almacenamiento (<i>STC</i>)	De 0.001 en 0.001

Tabla 21. Módulo de trabajo de las variables independientes – Declinación de Presión Caso 2

2.1.2.3 Gráficas de algunas de las combinaciones obtenidas:

2.1.2.3.1 Primer rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (<i>s</i>)	-3
Almacenamiento de pozo (<i>C</i>)	Variable
Amplitud de almacenamiento (<i>SA</i>)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (<i>STC</i>)	0.0045

Tabla 22. Primer rango variado – Declinación de Presión Caso 2

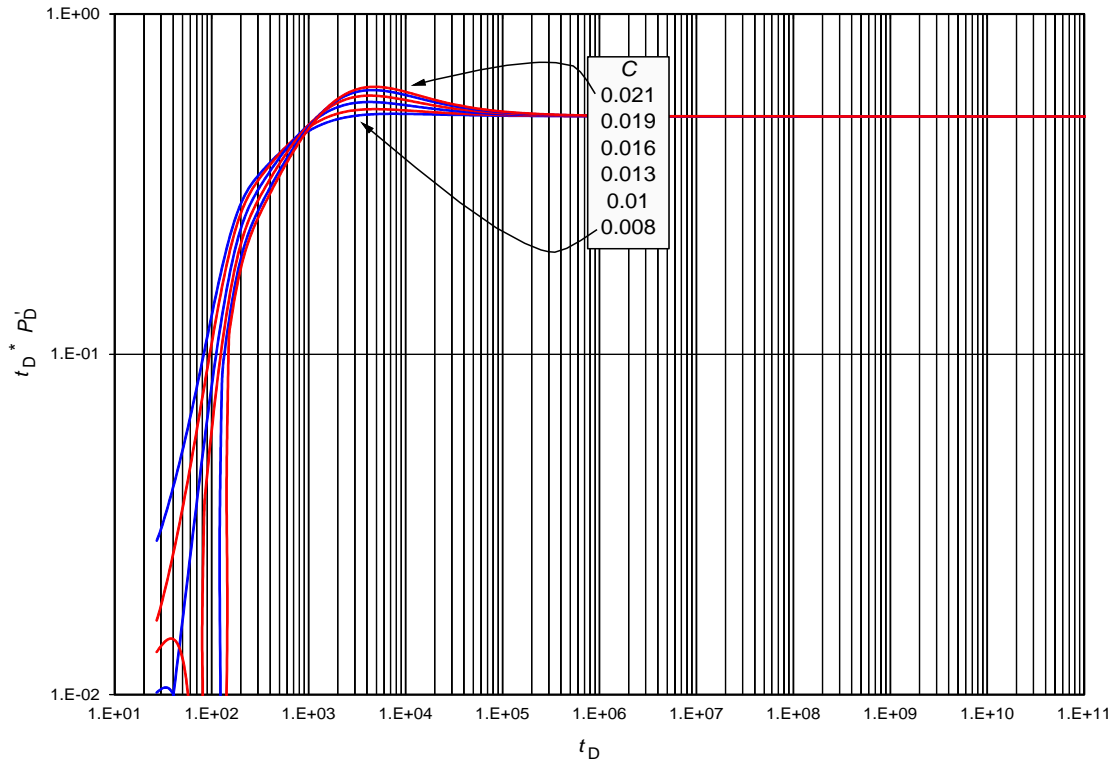


Fig. 18. Gráfica obtenida primer rango – Caso 2

2.1.2.3.2 Segundo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	0
Almacenamiento de pozo (C)	Variable
Amplitud de almacenamiento (SA)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 23. Segundo rango variado – Declinación de Presión Caso 2

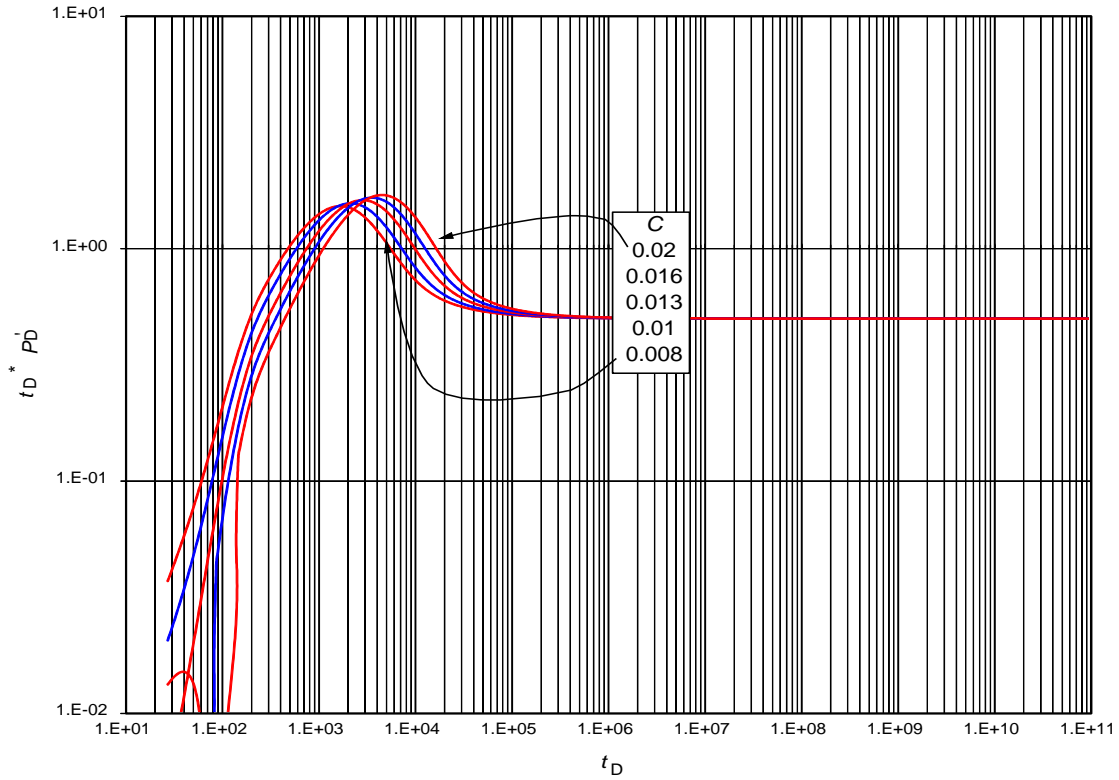


Fig. 19. Gráfica obtenida segundo rango – Caso 2

2.1.2.3.3 Tercer rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-3
Almacenamiento de pozo (C)	0.008
Amplitud de almacenamiento (SA)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	Variable

Tabla 24. Tercer rango variado – Declinación de Presión Caso 2

2.1.2.3.4 Cuarto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	0
Almacenamiento de pozo (C)	0.008
Amplitud de almacenamiento (SA)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	Variable

Tabla 25. Cuarto rango variado – Declinación de Presión Caso 2

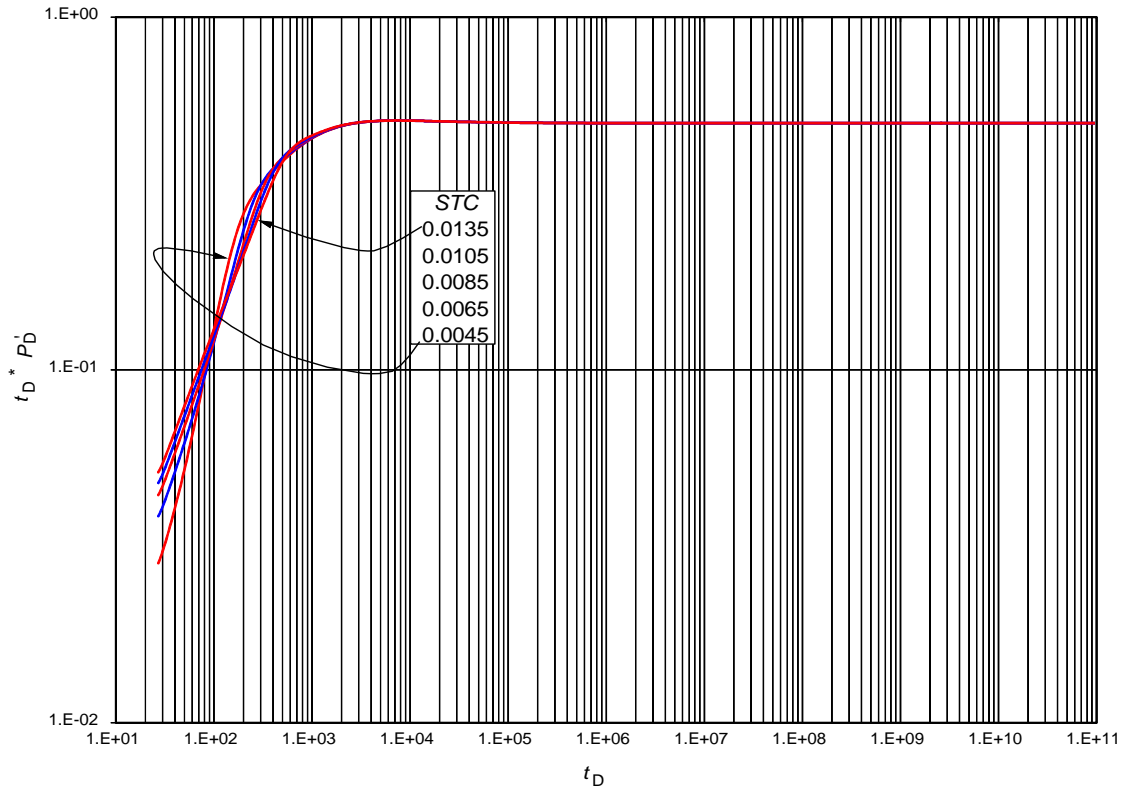


Fig. 20. Gráfica obtenida tercer rango – Caso 2

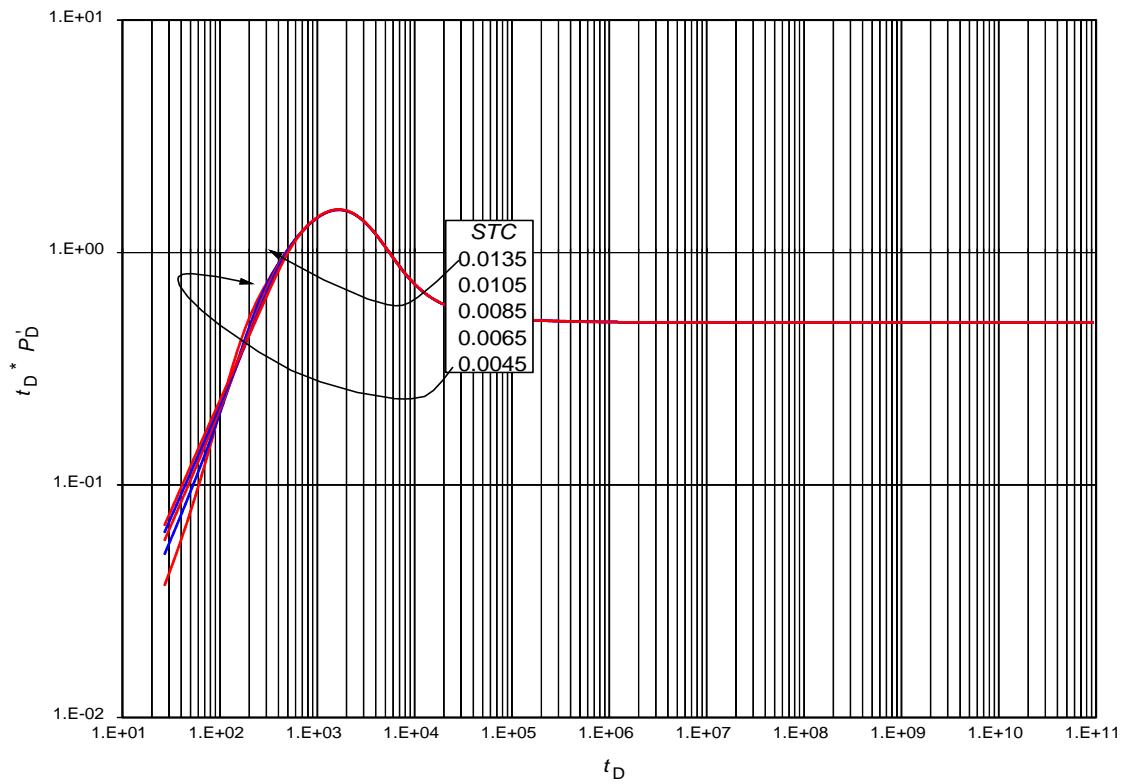


Fig. 21. Gráfica obtenida cuarto rango – Caso 2

2.1.2.3.5 Quinto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-3
Almacenamiento de pozo (C)	0.008
Amplitud de almacenamiento (SA)	Variable
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 26. Quinto rango variado – Declinación de Presión Caso 2

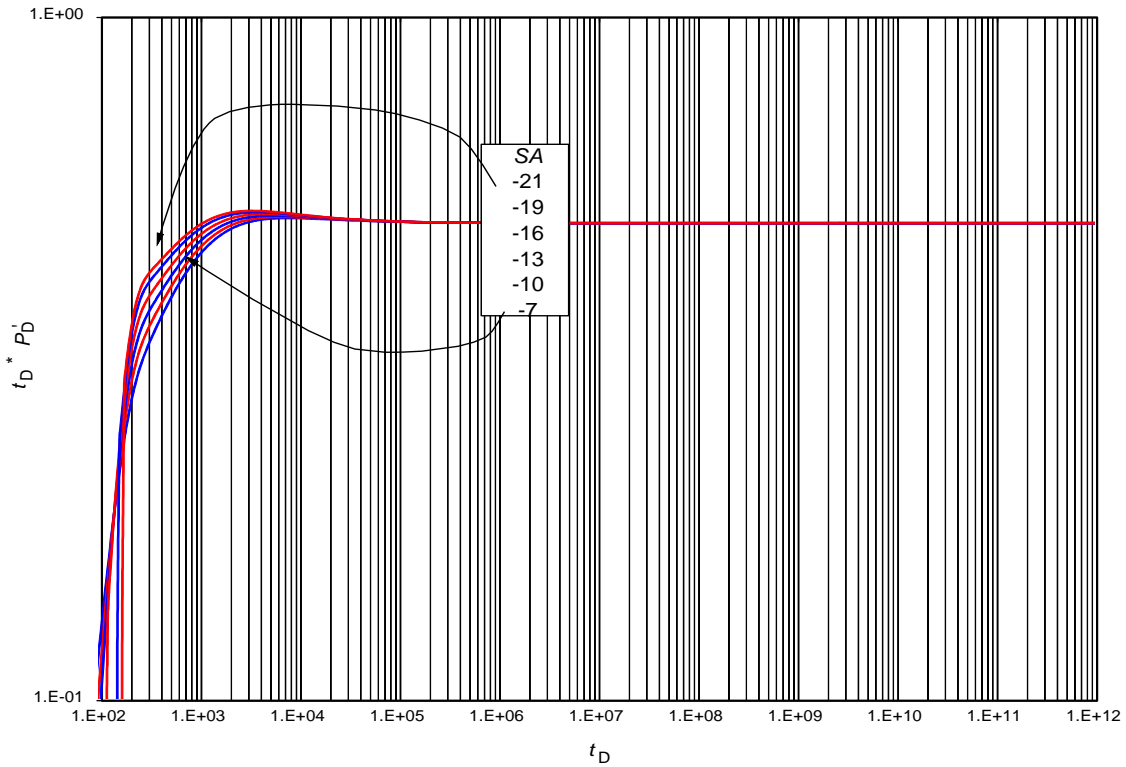


Fig. 22. Gráfica obtenida quinto rango – Caso 2

2.1.2.3.6 Sexto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	0
Almacenamiento de pozo (C)	0.008
Amplitud de almacenamiento (SA)	Variable
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 27. Sexto rango variado – Declinación de Presión Caso 2

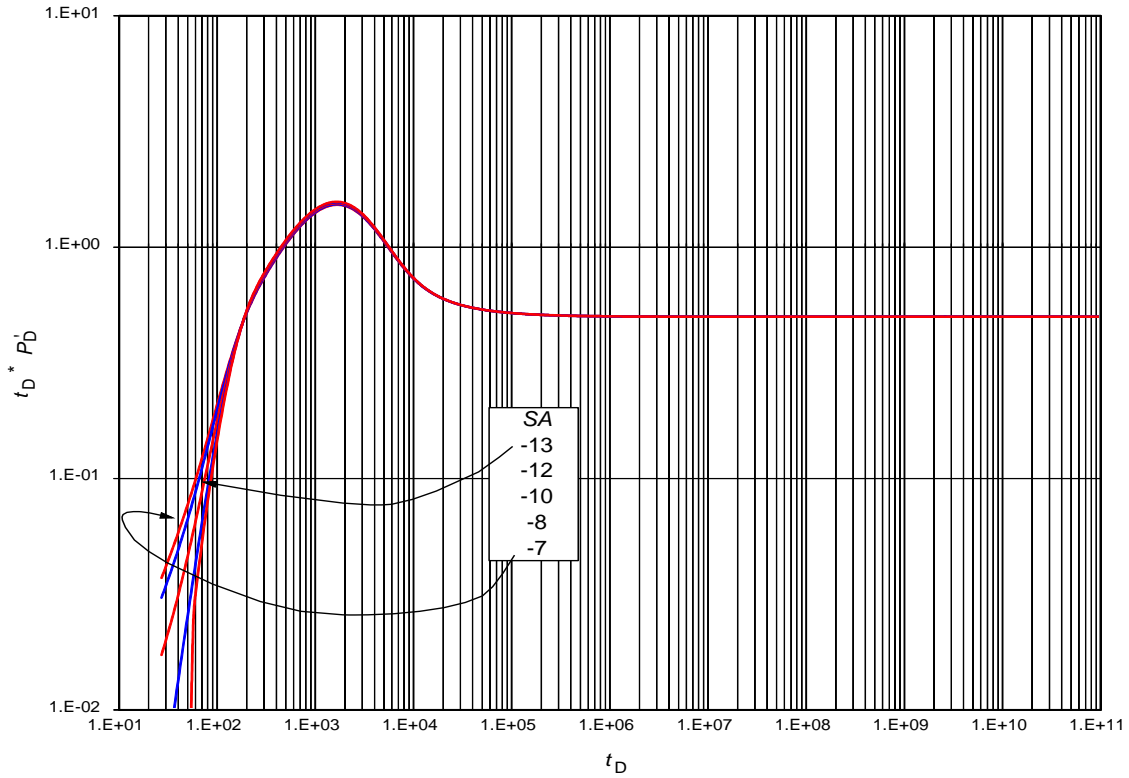


Fig. 23. Gráfica obtenida sexto rango – Caso 2

2.1.2.3.7 Séptimo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	Variable
Almacenamiento de pozo (C)	0.009
Amplitud de almacenamiento (SA)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 28. Séptimo rango variado – Declinación de Presión Caso 2

2.1.2.3.8 Octavo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	Variable
Almacenamiento de pozo (C)	0.008
Amplitud de almacenamiento (SA)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 29. Octavo rango variado – Declinación de Presión Caso 2

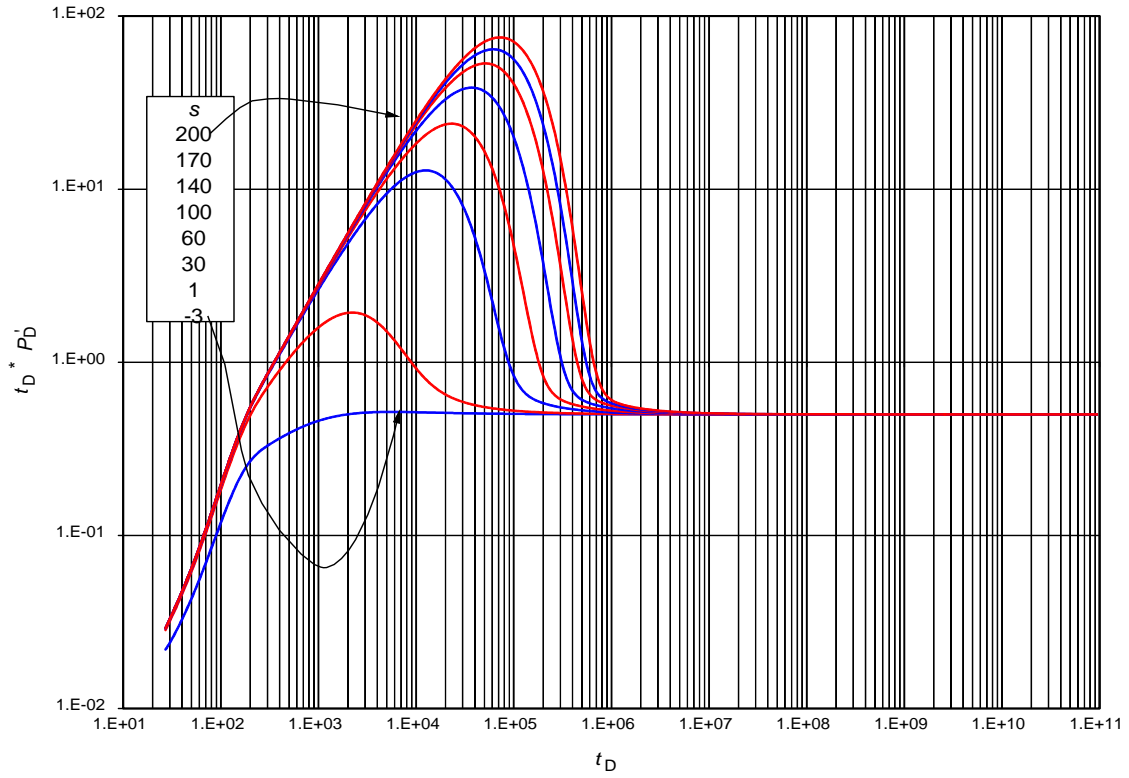


Fig. 24. Gráfica obtenida séptimo rango – Caso 2

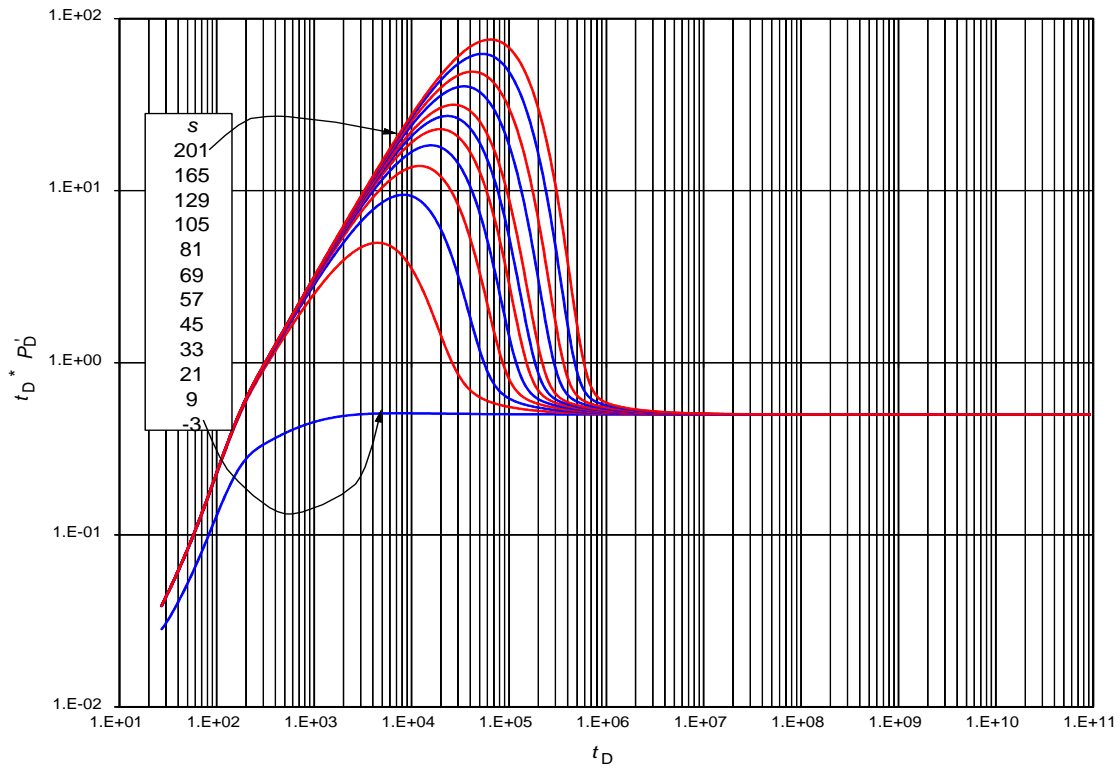


Fig. 25. Gráfica obtenida octavo rango – Caso 2

2.1.2.4 Análisis del gráfico de la derivada

A partir de los gráficos obtenidos y nombrados anteriormente, se identifica el tiempo en el cual se inicia el flujo radial, tomando como base un arranque de 0.5009 en el tiempo adimensional del gráfico logarítmico.

2.1.2.5 Ecuación planteada

A partir de los datos analizados en la sección 2.1.2.4, se plantea una ecuación que modele el comportamiento de la data, y muestre así el tiempo en el cual se inicia el flujo radial en un caso de prueba de declinación de presión con almacenamiento variable. Se realiza el mismo procedimiento denotado en la sección 2.1.1.5.

La ecuación planteada es:

$$t_{(SSL)D} = (337923.0117 * s) + (265693003.5 * C) + (48157.75664 * SA) + (-18233438.96 * STC) + 227596.7084$$

Dónde:

- $t_{(SSL)D}$: Tiempo de Inicio del Flujo Radial (Start Semilog Time)
- s : Daño de la formación
- C : Coeficiente de almacenamiento de pozo (Wellbore Storage)
- SA : Amplitud de la joroba del almacenamiento (Storage Amplitud)
- STC : Constante del tiempo de almacenamiento (Storage Time Constant)

2.2 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILDUP) EN POZOS CON ALMACENAMIENTO VARIABLE:

Como lo indica la Fig. 8, durante el periodo de restauración, la respuesta corresponde al coeficiente de almacenamiento de gas del pozo inmediatamente después del cierre, y los cambios en el almacenamiento de aceite en el pozo vienen después. Esto produce un fuerte aumento de la derivada y, en algunos casos, la derivada sigue con una pendiente mayor a uno dominando la respuesta a tiempos tempranos.

A continuación se presentan los casos evaluados en el marco de la investigación realizada entorno a las pruebas de restauración de presión con comportamiento de almacenamiento variable:

2.2.1 Caso 1:

2.2.1.1 Datos de entrada

2.2.1.1.1 Datos del pozo

DATO	VALOR	UNIDADES
r_w	0.5	ft
q	500	STB/D

Tabla 30. Datos de pozo – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.1.2 Datos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Espesor de la formación (h)	115	ft
Porosidad (ϕ)	0.2	-
Compresibilidad total (c_t)	4×10^{-6}	psi ⁻¹
Presión inicial (P_i)	3000	psia
Presión de la capa	3000	psia
Permeabilidad (k)	50	md

Tabla 31. Datos de la formación – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.1.3 Datos de los fluidos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Factor Volumétrico (B_o)	1.15	Bbl/STB
Viscosidad (μ)	2.15	cp

Tabla 32. Datos de los fluidos de la formación – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.1.4 Datos de la prueba

DATO	VALOR	UNIDADES
t	1000'000.000	hr
Pasos	1000	-
Modelo de flujo (Pozo Vertical)	Radial Homogeneo	-
Modelo de Almacenamiento	Variable (Hegeman)	-

Tabla 33. Datos de la prueba – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.2 Rango de variables

2.2.1.2.1 Variables independientes

DATO	RANGO
Daño (s)	De -4 a 150
Almacenamiento de pozo (C)	De 25 a 295
Amplitud de almacenamiento (SA)	De 20 a 100
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	De 1 a 30

Tabla 34. Variables independientes – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.2.2 Módulo de trabajo de las variables independientes

DATO	RANGO	MÓDULO
Daño (s)	De -4 a 150	De 4 en 4
Almacenamiento de pozo (C)	De 25 a 295	De 10 en 10
Amplitud de almacenamiento (SA)	De 20 a 100	De 5 en 5
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	De 1 a 30	De 1 3n 1

Tabla 35. Módulo de trabajo variables independientes – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.3 Gráficas de algunas de las combinaciones obtenidas:

2.2.1.3.1 Primer rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	Variable
Almacenamiento de pozo (C)	25
Amplitud de almacenamiento (SA)	20
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 36. Primer rango variado – Restauración de Presión Caso 1

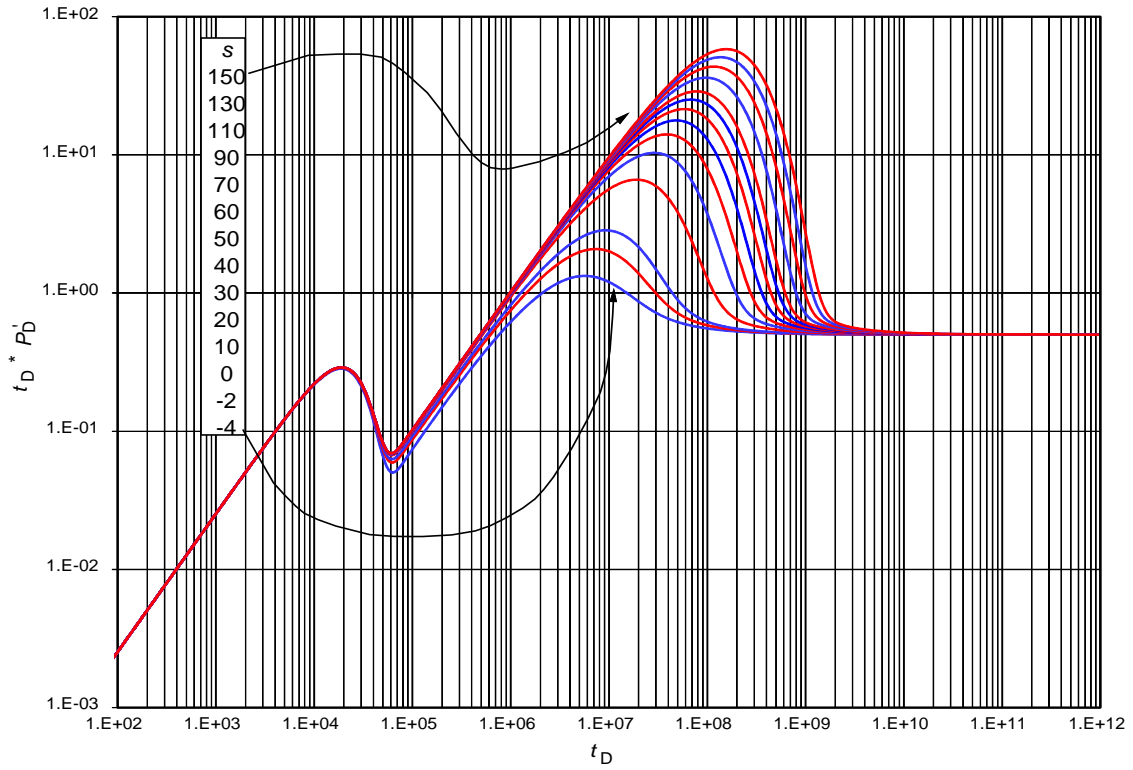


Fig. 26. Gráfica obtenida primer rango – Caso 1

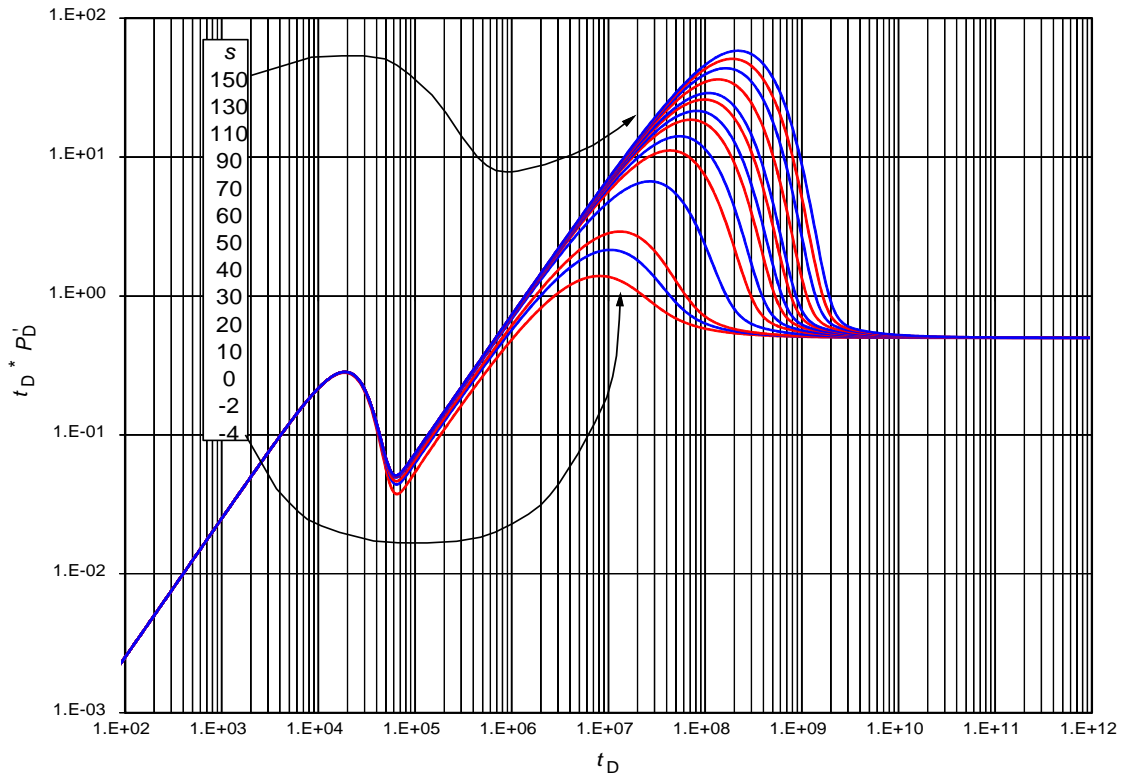


Fig. 27. Gráfica obtenida segundo rango – Caso 1

2.2.1.3.2 Segundo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (<i>s</i>)	Variable
Almacenamiento de pozo (<i>C</i>)	35
Amplitud de almacenamiento (<i>SA</i>)	20
Constante de tiempo de almacenamiento (<i>STC</i>)	1

Tabla 37. Segundo rango variado – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.3.3 Tercer rango variado

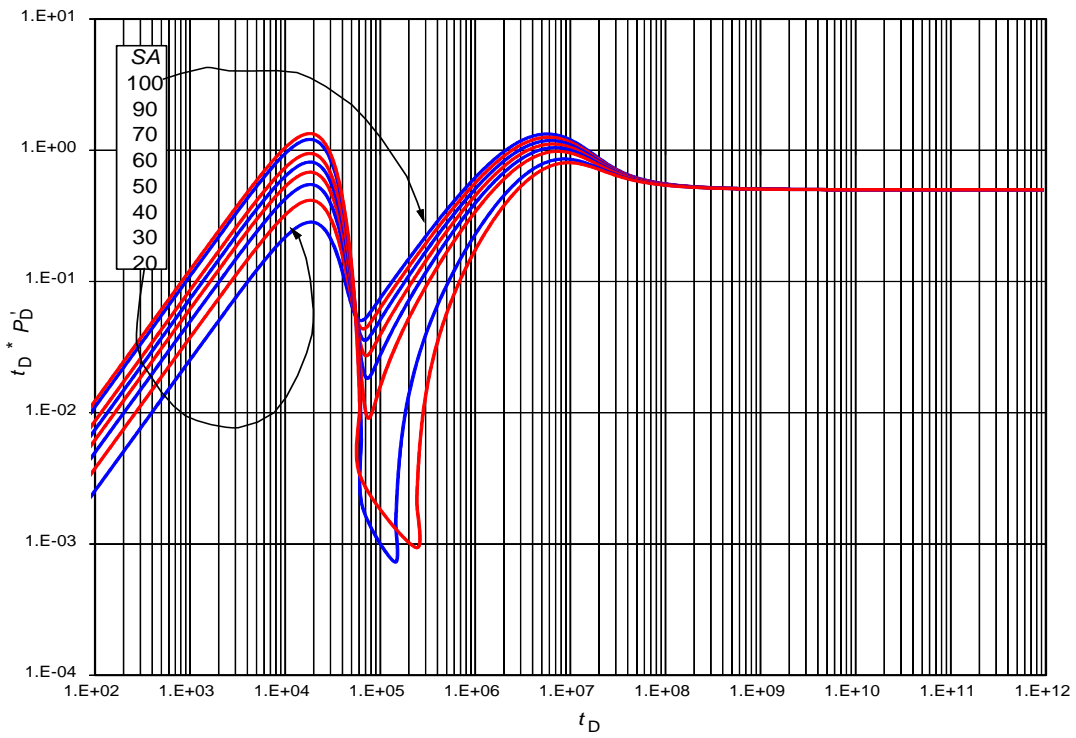
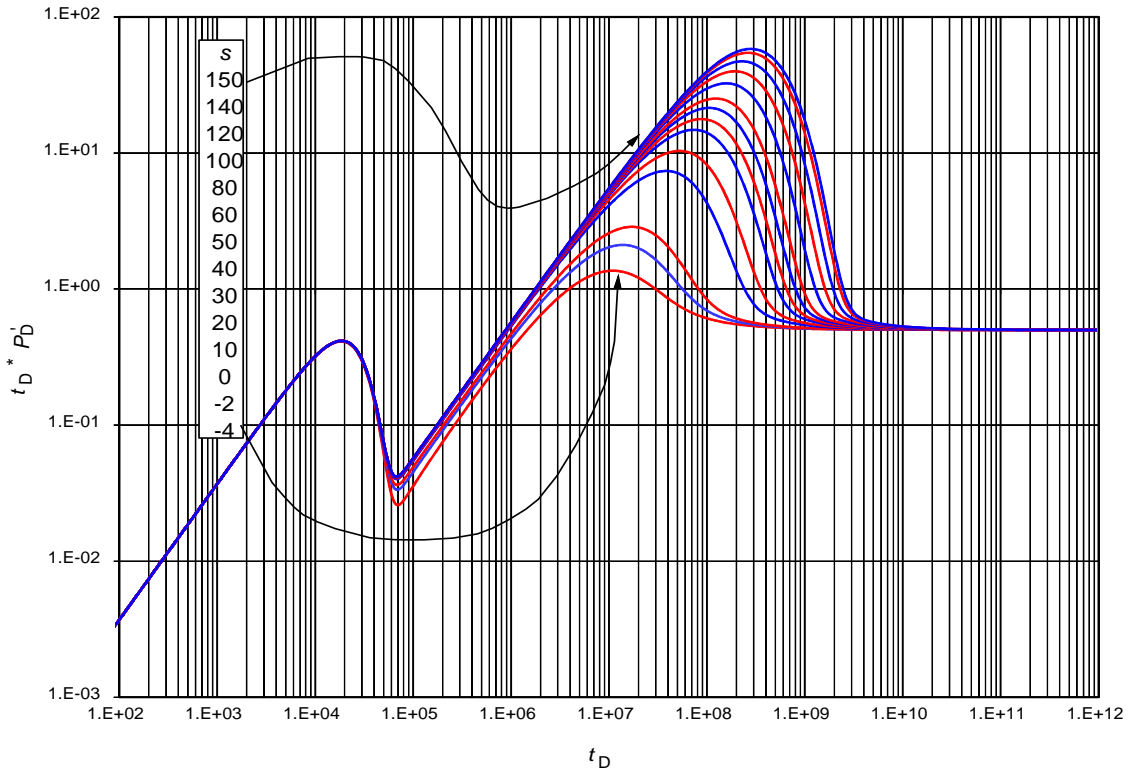
DATO	MÓDULO
Daño (<i>s</i>)	Variable
Almacenamiento de pozo (<i>C</i>)	45
Amplitud de almacenamiento (<i>SA</i>)	30
Constante de tiempo de almacenamiento (<i>STC</i>)	1

Tabla 38. Tercer rango variado – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.3.4 Cuarto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (<i>s</i>)	-4
Almacenamiento de pozo (<i>C</i>)	25
Amplitud de almacenamiento (<i>SA</i>)	Variable
Constante de tiempo de almacenamiento (<i>STC</i>)	1

Tabla 39. Cuarto rango variado – Restauración de Presión Caso 1



2.2.1.3.5 Quinto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-4
Almacenamiento de pozo (C)	Variable
Amplitud de almacenamiento (SA)	20
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 40. Quinto rango variado – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.3.6 Sexto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	0
Almacenamiento de pozo (C)	Variable
Amplitud de almacenamiento (SA)	30
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	1

Tabla 41. Sexto rango variado – Restauración de Presión Caso 1

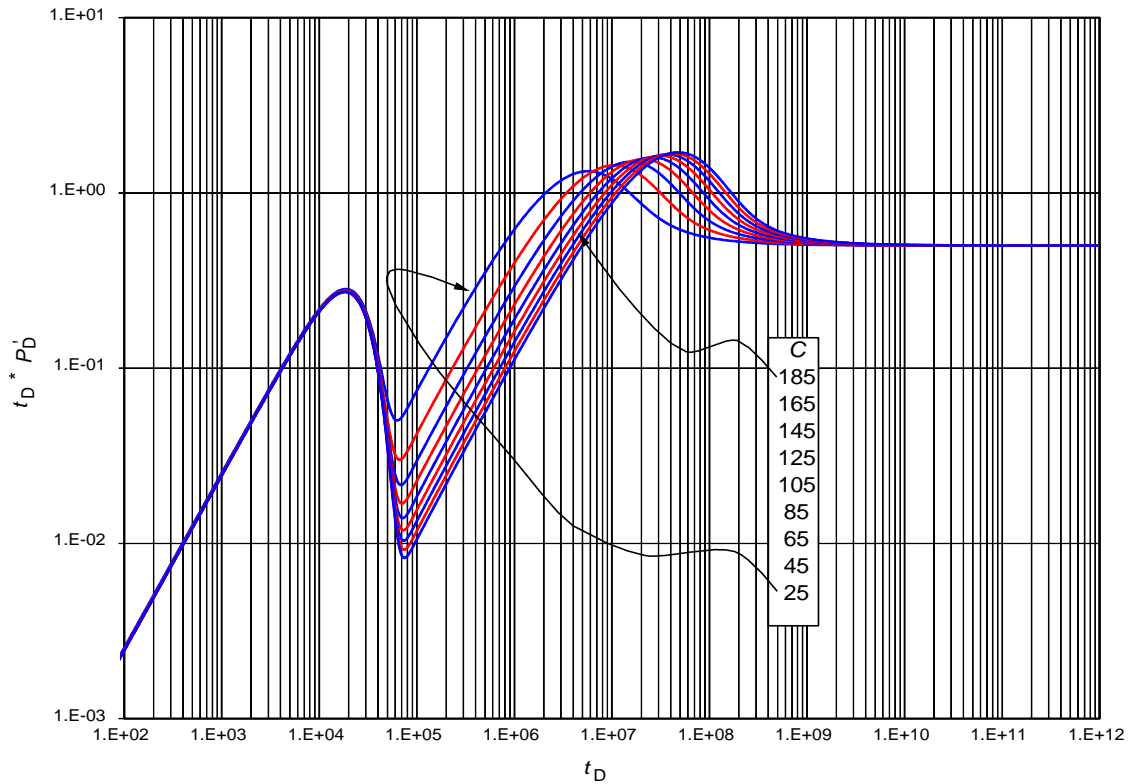


Fig. 30. Gráfica obtenida quinto rango – Caso 1

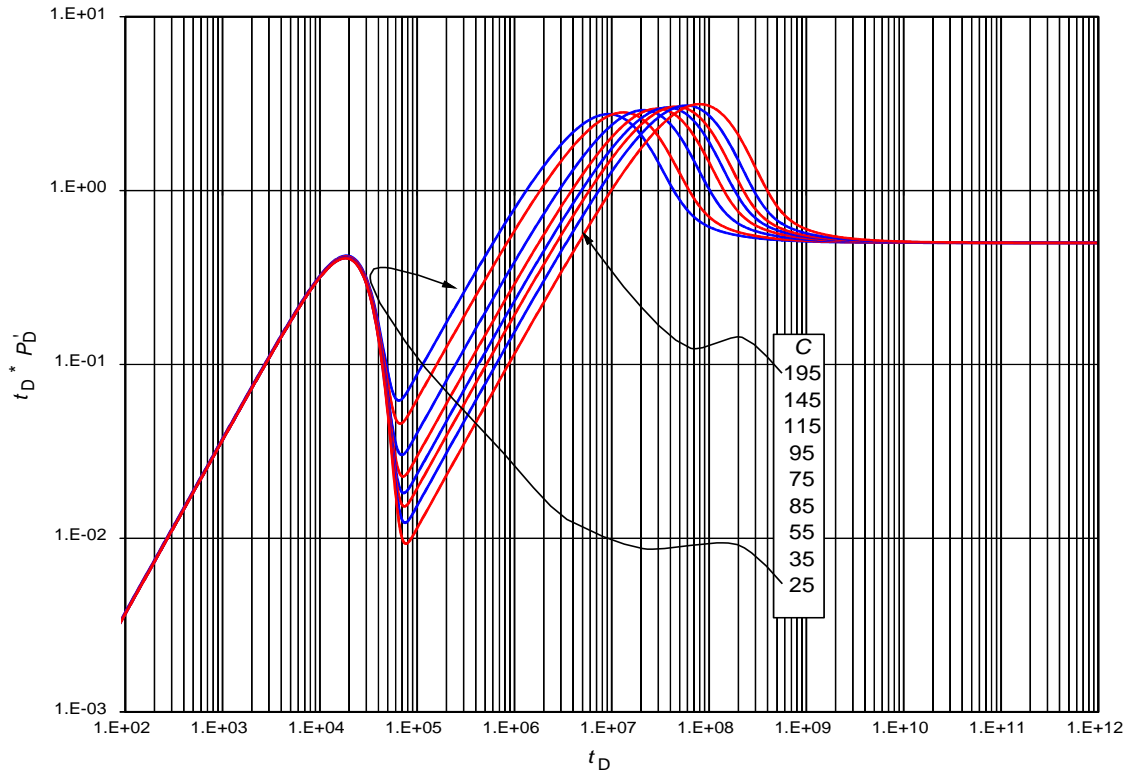


Fig. 31. Gráfica obtenida sexto rango – Caso 1

2.2.1.3.7 Séptimo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-4
Almacenamiento de pozo (C)	45
Amplitud de almacenamiento (SA)	50
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	Variable

Tabla 42. Séptimo rango variado – Restauración de Presión Caso 1

2.2.1.3.8 Octavo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	0
Almacenamiento de pozo (C)	25
Amplitud de almacenamiento (SA)	30
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	Variable

Tabla 43. Octavo rango variado – Restauración de Presión Caso 1

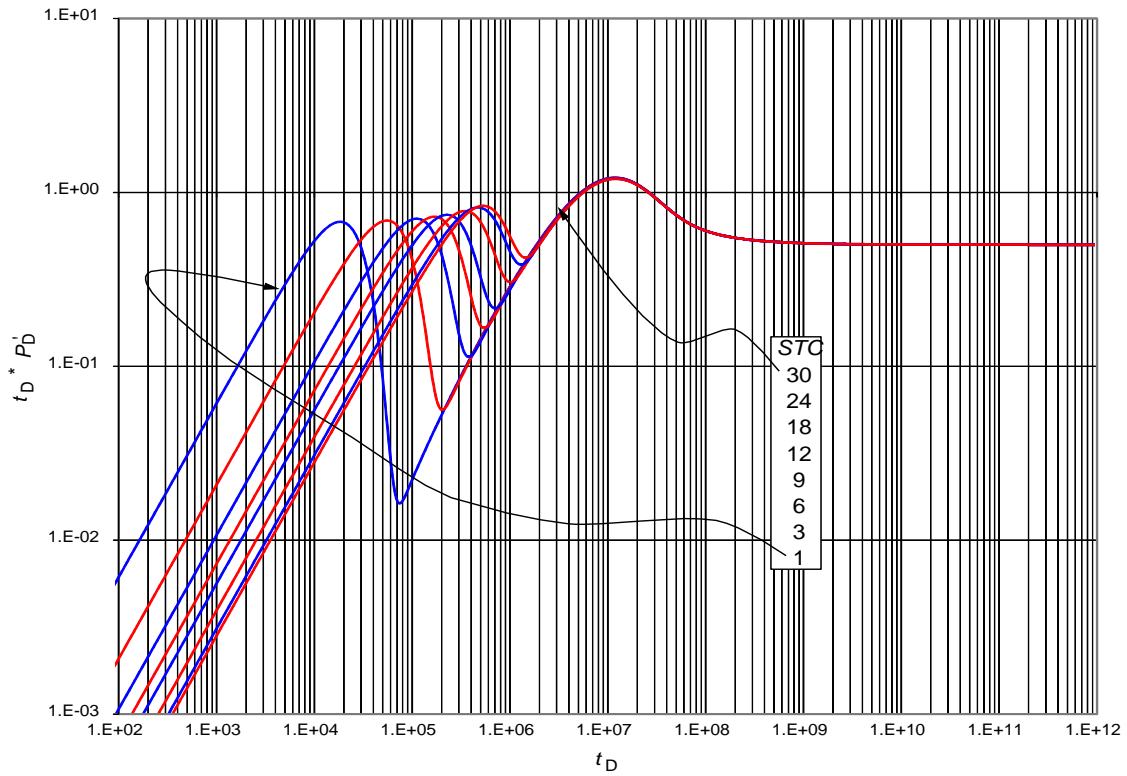


Fig. 32. Gráfica obtenida séptimo rango – Caso 1

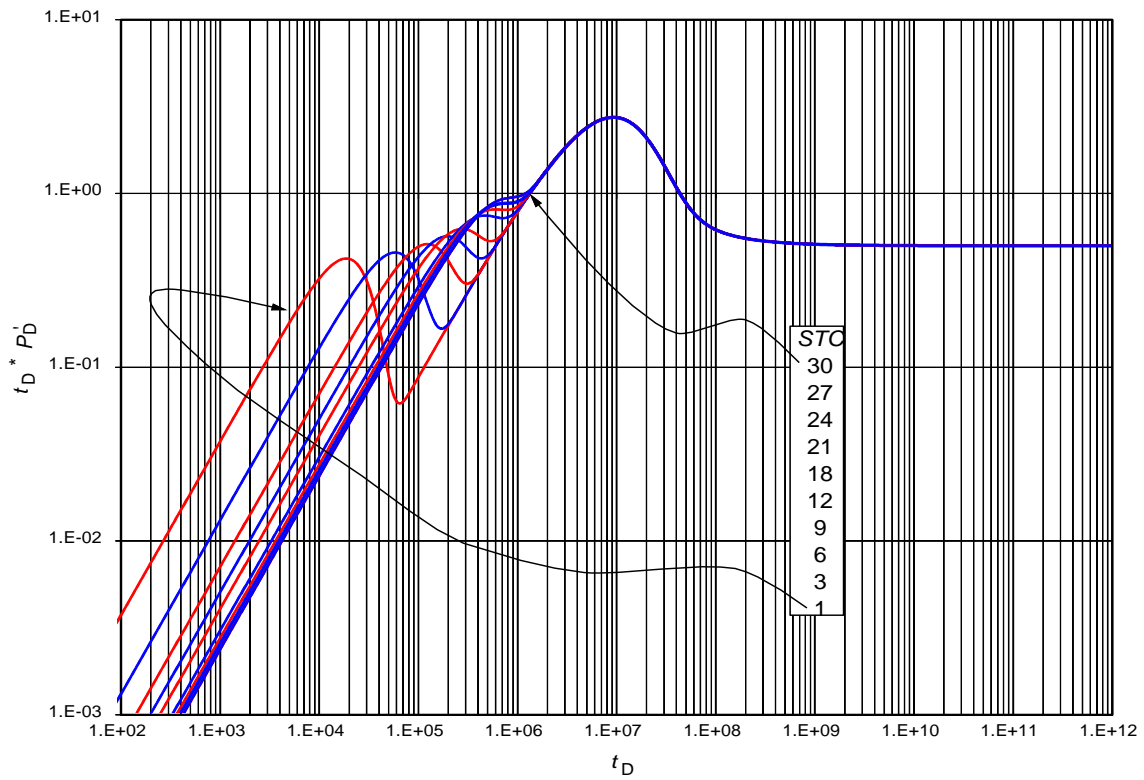


Fig. 33. Gráfica obtenida octavo rango – Caso 1

2.2.1.4 Análisis del gráfico de la derivada

A partir de los gráficos obtenidos y nombrados anteriormente, se identifica el tiempo en el cual se inicia el flujo radial, tomando como base un arranque de 0.5009 en el tiempo adimensional del gráfico de la derivada; cabe resaltar que para el caso 1 de las pruebas de restauración de presión con variación en el almacenamiento, la variable que mayor influencia tiene en el valor del tiempo de inicio del flujo radial (t_{SSL}) es el daño de formación seguido del coeficiente de almacenamiento de pozo (wellbore storage); variables como la amplitud de la joroba de almacenamiento (storage amplitud) y la constante del tiempo de almacenamiento (storage time constant) no se afectan con la modifican aleatoria de las otras variables.

2.2.1.5 Ecuación planteada

A partir de los datos analizados en la sección 2.2.1.4, se plantea una ecuación que modele el comportamiento de la data, y muestre así el tiempo en el cual se inicia el flujo radial en un caso de prueba de restauración de presión con almacenamiento variable. Se realiza el mismo procedimiento denotado en la sección 2.1.1.5.

La ecuación planteada es:

$$t_{(SSL)D} = 1420789056 * s + 238769131.4 * SA + 454775214.8 * C - 204756789.5 * STC - 8251018399$$

Dónde:

- $t_{(SSL)D}$: Tiempo de Inicio del Flujo Radial (Start Semilog Time)
- s : Daño de la formación
- C : Coeficiente de almacenamiento de pozo (Wellbore Storage)
- SA : Amplitud de la joroba del almacenamiento (Storage Amplitud)
- STC : Constante del tiempo de almacenamiento (Storage Time Constant)

2.2.2 Caso 2:

2.2.2.1 Datos de entrada

2.2.2.1.1 Datos del pozo

DATO	VALOR	UNIDADES
r_w	0.5	ft
q	500	STB/D

Tabla 44. Datos de pozo – Restauración de Presión Caso 2

2.2.2.1.2 Datos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Espesor de la formación (h)	115	ft
Porosidad (ϕ)	0.2	-
Compresibilidad total (c_t)	4×10^{-6}	psi ⁻¹
Presión inicial (P_i)	3000	psia
Presión de la capa	3000	psia
Permeabilidad (k)	50	md

Tabla 45. Datos de la formación – Restauración de Presión Caso 2

2.2.2.1.3 Datos de los fluidos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Factor Volumétrico (B_o)	1.15	Bbl/STB
Viscosidad (μ)	2.15	cp

Tabla 46. Datos de los fluidos de la formación – Restauración de Presión Caso 2

2.2.2.1.4 Datos de la prueba

DATO	VALOR	UNIDADES
t	1000'000.000	hr
Pasos	1000	-
Modelo de flujo (Pozo Vertical)	Radial Homogéneo	-
Modelo de Almacenamiento	Variable (Hegeman)	-

Tabla 47. Datos de la prueba – Restauración de Presión Caso 2

2.2.2.2 Rango de variables

2.2.2.2.1 Variables independientes

DATO	RANGO
Daño (s)	De -3 a 200
Almacenamiento de pozo (C)	De 0.008 a 0.021
Amplitud de almacenamiento (SA)	De -7 a -21
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	De 0.0045 a 0.013

Tabla 48. Variables independientes – Restauración de Presión Caso 2

2.2.2.2.2 Módulo de trabajo de las variables independientes

DATO	MÓDULO
Daño (s)	De 4 en 4
Almacenamiento de pozo (C)	De 0.001 en 0.001
Amplitud de almacenamiento (SA)	De 1 en 1
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	De 0.001 en 0.001

Tabla 49. Módulo de trabajo variables independientes – Restauración de Presión Caso 2

2.2.2.3 Gráficas de algunas de las combinaciones obtenidas:

2.2.2.3.1 Primer rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	Variable
Almacenamiento de pozo (C)	0.01
Amplitud de almacenamiento (SA)	-10
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 50. Primer rango variado – Restauración de Presión Caso 2

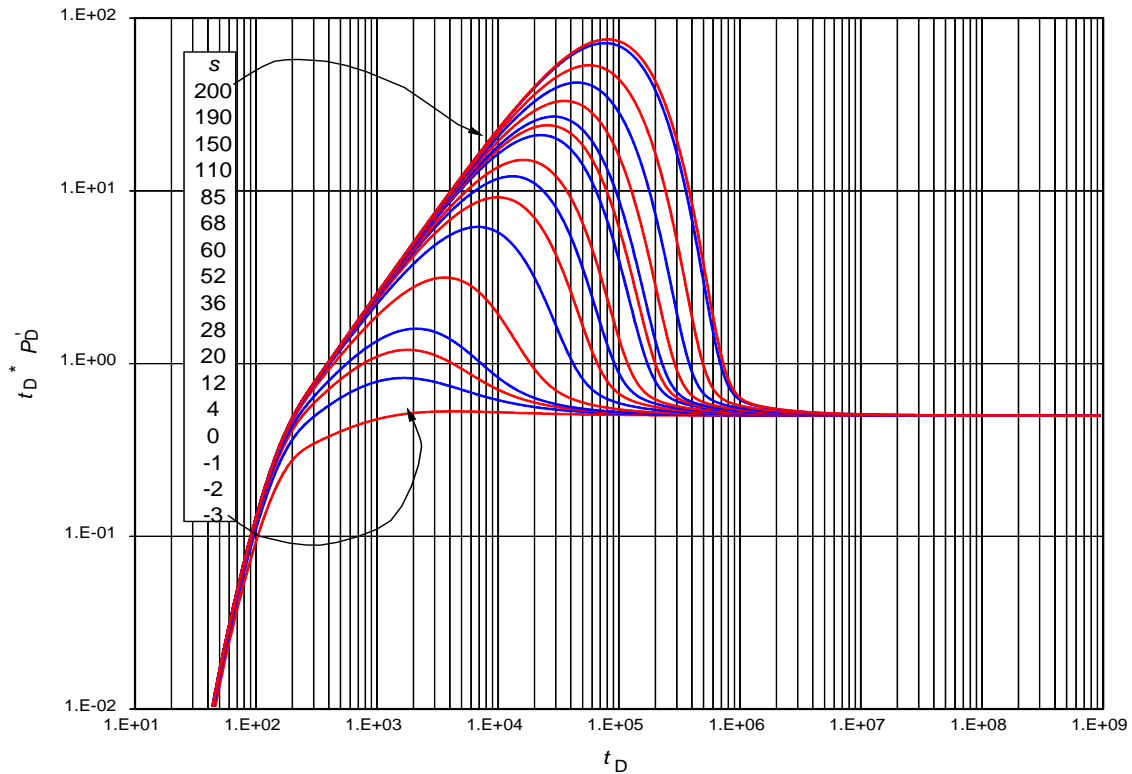


Fig. 34. Gráfica obtenida primer rango – Caso 2

2.2.2.3.2 Segundo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	Variable
Almacenamiento de pozo (C)	0.008
Amplitud de almacenamiento (SA)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 51. Segundo rango variado – Restauración de Presión Caso 2

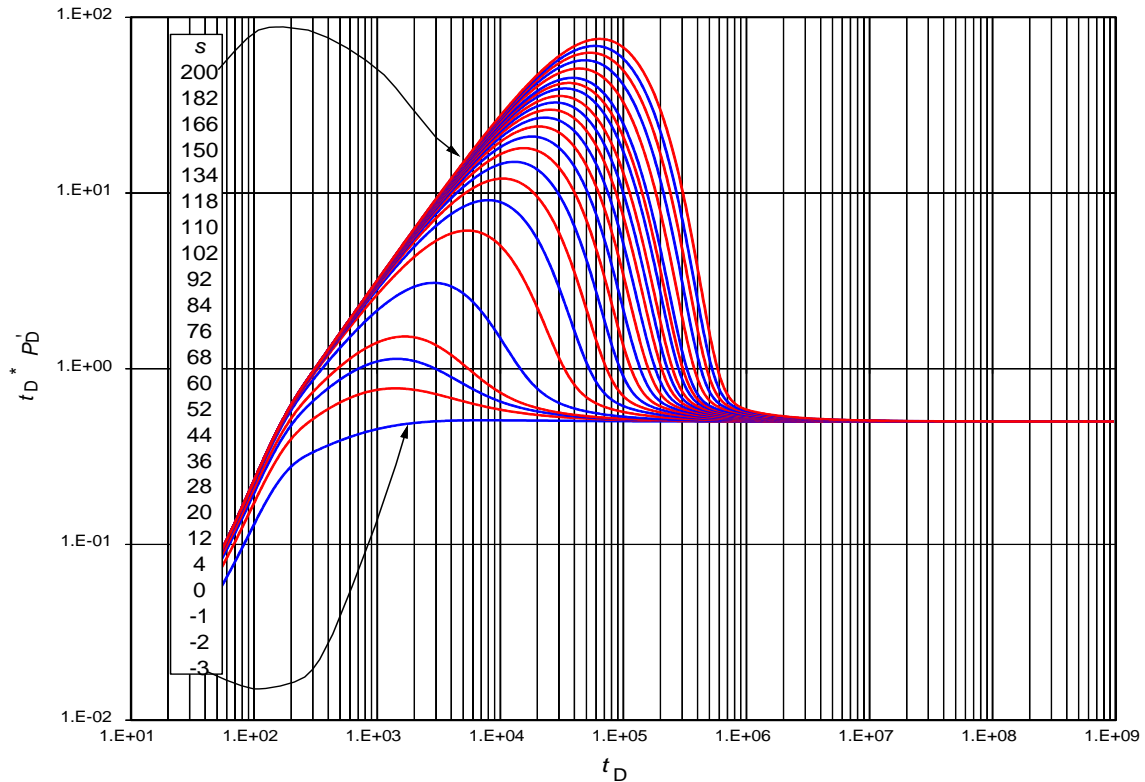


Fig. 35. Gráfica obtenida segundo rango – Caso 2

2.2.2.3.3 Tercer rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	0
Almacenamiento de pozo (C)	0.008
Amplitud de almacenamiento (SA)	Variable
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.045

Tabla 52. Tercer rango variado – Restauración de Presión Caso 2

2.2.2.3.4 Cuarto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	0
Almacenamiento de pozo (C)	Variable
Amplitud de almacenamiento (SA)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.045

Tabla 53. Cuarto rango variado – Restauración de Presión Caso 2

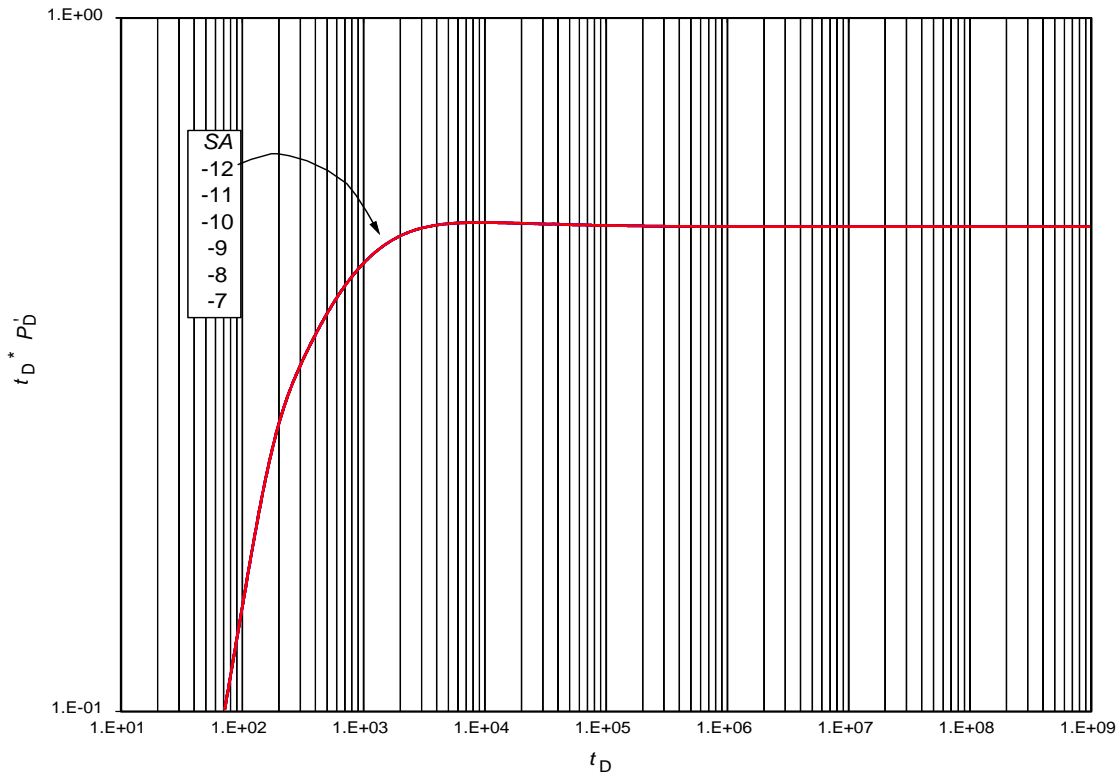


Fig. 36. Gráfica obtenida tercer rango – Caso 2

2.2.2.3.5 Quinto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-3
Almacenamiento de pozo (C)	0.008
Amplitud de almacenamiento (SA)	Variable
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 54. Quinto rango variado – Restauración de Presión Caso 2

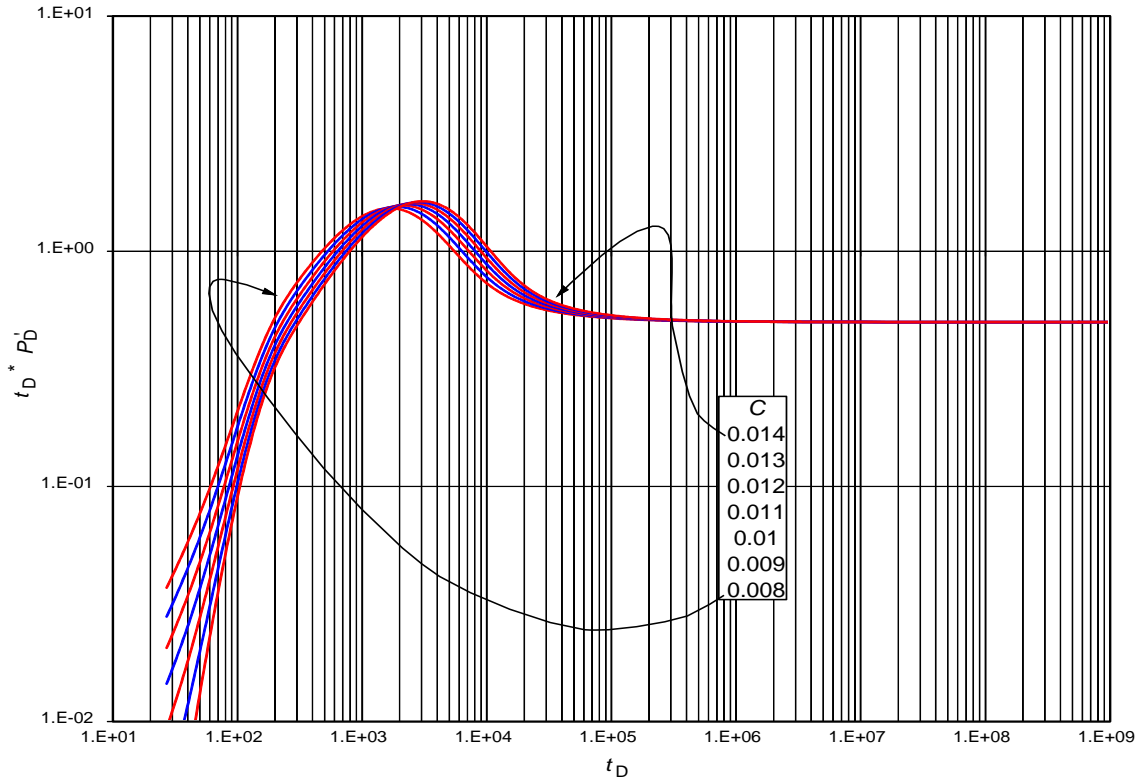


Fig. 37. Gráfica obtenida cuarto rango – Caso 2

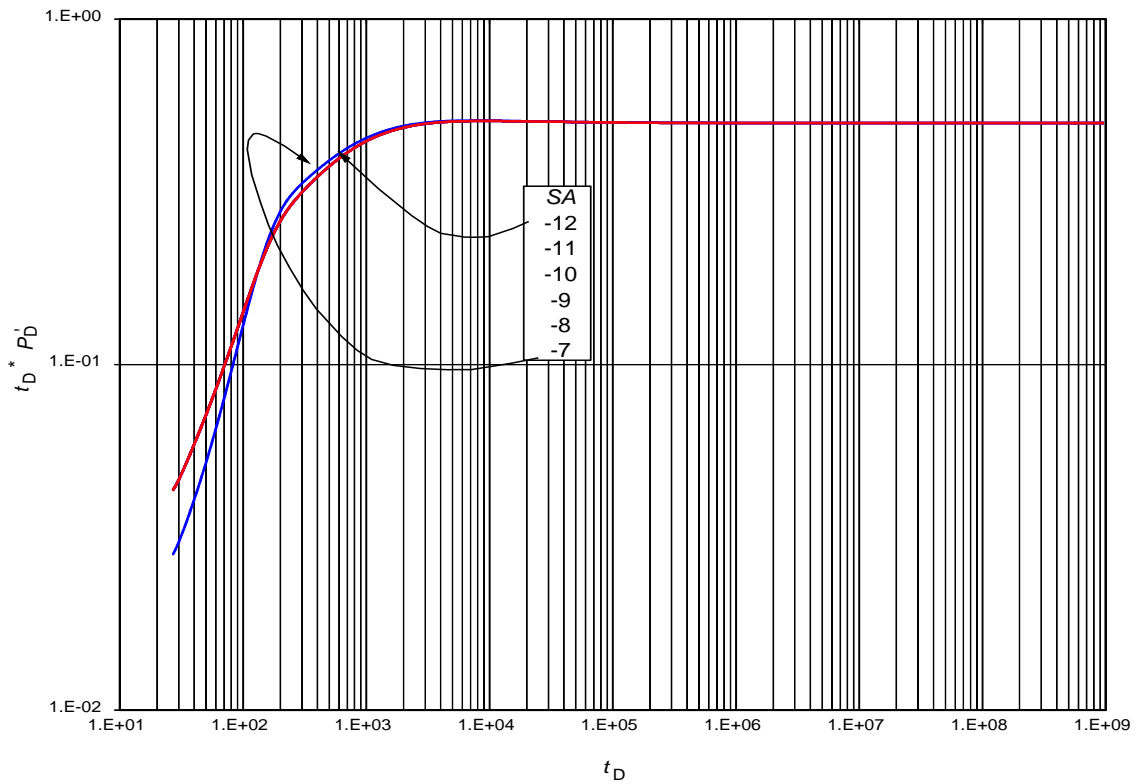


Fig. 38. Gráfica obtenida quinto rango – Caso 2

2.2.2.3.6 Sexto rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-3
Almacenamiento de pozo (C)	Variable
Amplitud de almacenamiento (SA)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 55. Sexto rango variado – Restauración de Presión Caso 2

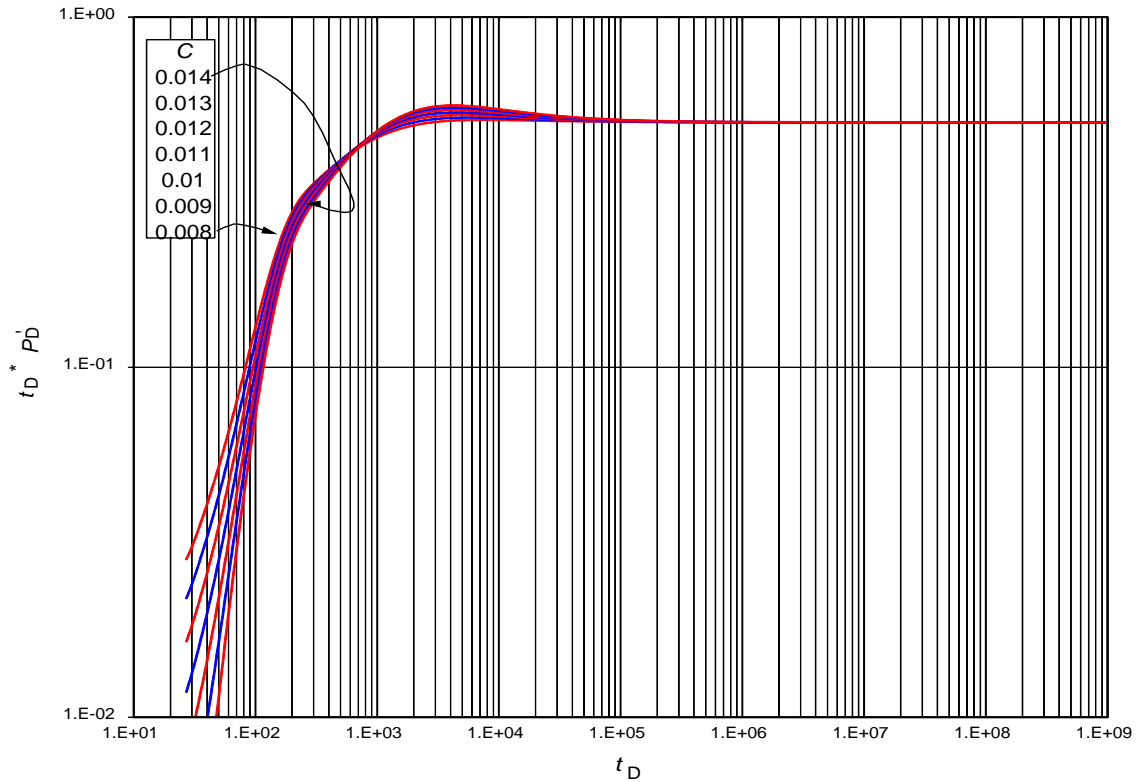


Fig. 39. Gráfica obtenida sexto rango – Caso 2

2.2.2.3.7 Séptimo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-4
Almacenamiento de pozo (C)	Variable
Amplitud de almacenamiento (SA)	-7
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	0.0045

Tabla 56. Séptimo rango variado – Restauración de Presión Caso 2

2.2.2.3.8 Octavo rango variado

DATO	MÓDULO
Daño (s)	-4
Almacenamiento de pozo (C)	0.008
Amplitud de almacenamiento (SA)	-10
Constante de tiempo de almacenamiento (STC)	Variable

Tabla 57. Octavo rango variado – Restauración de Presión Caso 2

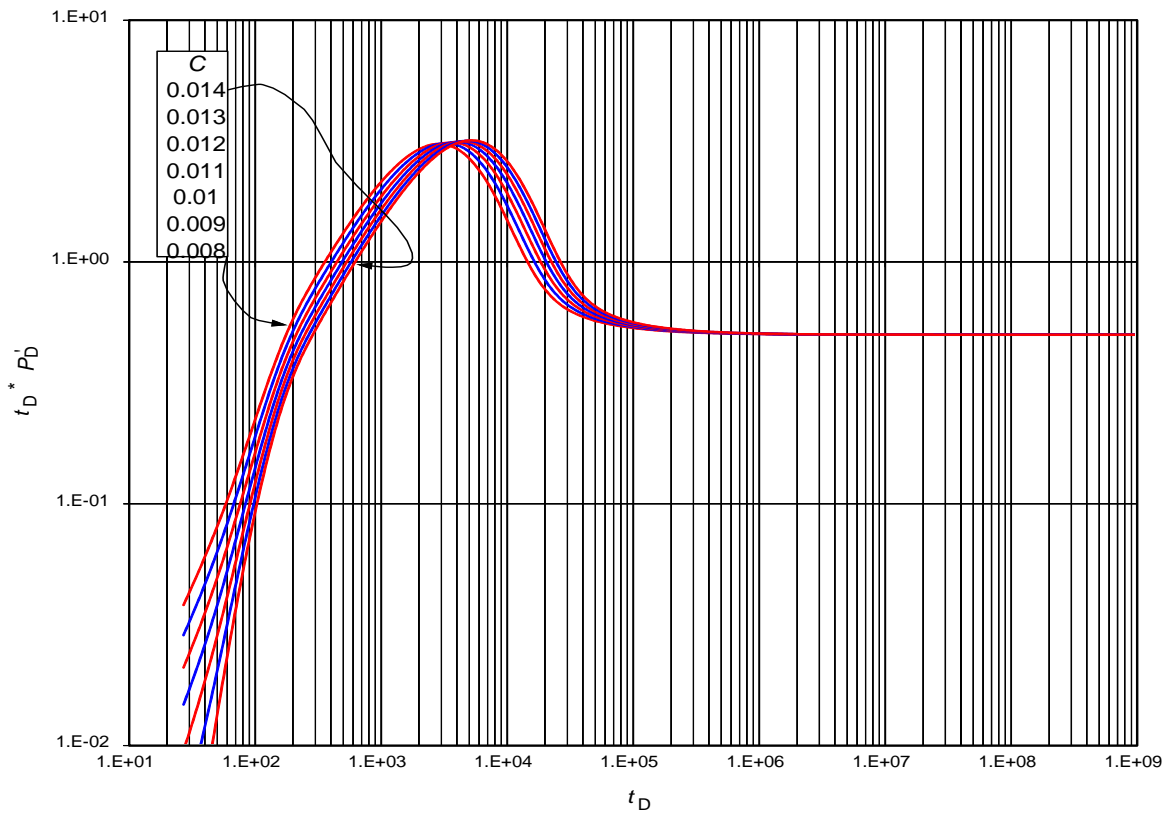


Fig. 40. Gráfica obtenida séptimo rango – Caso 2

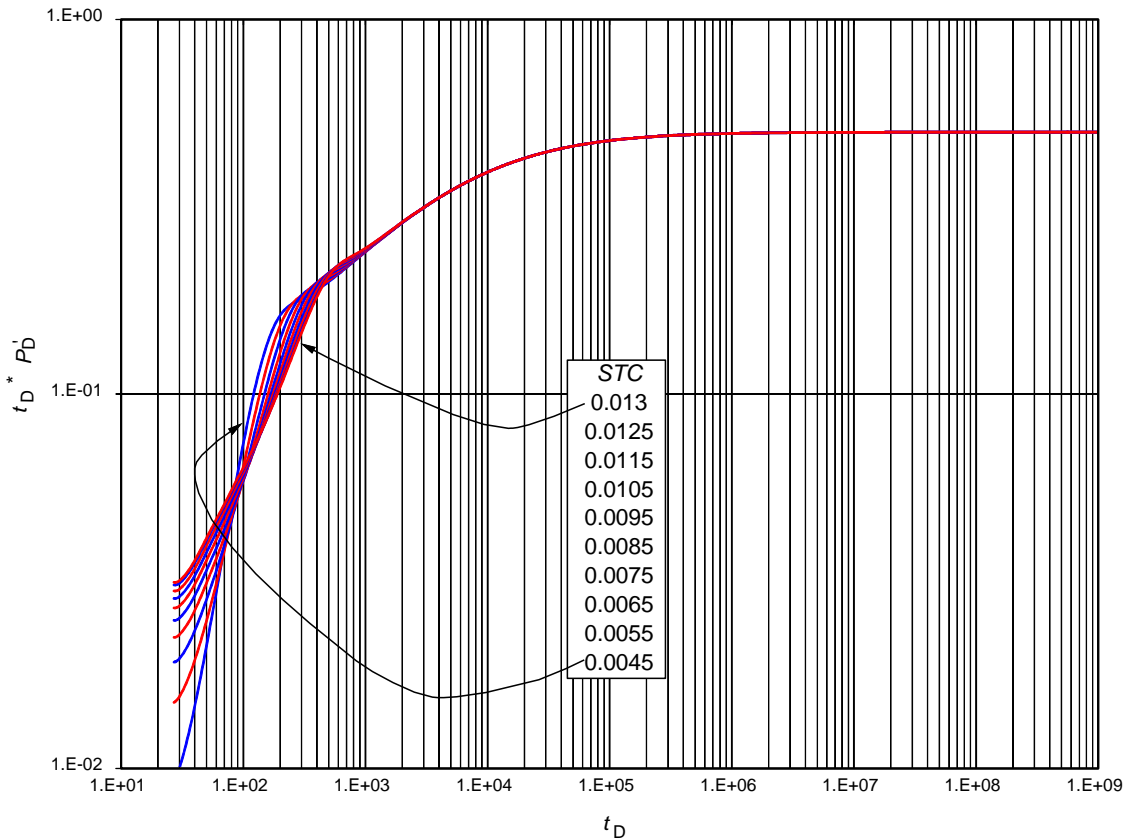


Fig. 41. Gráfica obtenida octavo rango – Caso 2

2.2.2.4 Análisis del gráfico de la derivada

A partir de los gráficos obtenidos y nombrados anteriormente, se identifica el tiempo en el cual se inicia el flujo radial, tomando como base un arranque de 0.5009 en el tiempo adimensional del gráfico logarítmico.

2.2.2.5 Ecuación planteada

A partir de los gráficos obtenidos y nombrados anteriormente, se identifica el tiempo en el cual se inicia el flujo radial, tomando como base un arranque de 0.5009 en el tiempo adimensional del gráfico de la derivada; cabe resaltar que para el caso 1 de las pruebas de restauración de presión con variación en el almacenamiento, la variable que mayor influencia tiene en el valor del tiempo de inicio del flujo radial (t_{SSL}) es el daño de formación seguido del coeficiente de almacenamiento de pozo (wellbore storage); variables como la amplitud de la joroba de almacenamiento (storage amplitud) y la constante del tiempo de almacenamiento (storage time constant) no se afectan con la modificación aleatoria de las otras variables.

A partir de los datos analizados en la sección 2.2.2.4, se plantea una ecuación que modele el comportamiento de la data, y muestre así el tiempo en el cual se inicia el flujo radial en

un caso de prueba de restauración de presión con almacenamiento variable. Se realiza el mismo procedimiento denotado en la sección 2.1.1.5.

La ecuación planteada es:

$$t_{(SSL)_D} = 347751.4072 * s + 917482083.1 * C - 3976962300 * STC - 1555180.704 * SA$$

Dónde:

- $t_{(SSL)_D}$: Tiempo de Inicio del Flujo Radial (Start Semilog Time)
- s : Daño de la formación
- C : Coeficiente de almacenamiento de pozo (Wellbore Storage)
- SA : Amplitud de la joroba del almacenamiento (Storage Amplitud)
- STC : Constante del tiempo de almacenamiento (Storage Time Constant)

2.3 CÁLCULO DE LAS VARIABLES UTILIZADAS EN LAS ECUACIONES PLANTEADAS

Después de realizar los análisis de sensibilidad de variables correspondientes y plantear las ecuaciones para determinar el tiempo de inicio de flujo radial en cada uno de los casos de almacenamiento variable tanto para pruebas de pozo de declinación como para restauración, a continuación se detalla el procedimiento para calcular cada una de las variables utilizadas en las ecuaciones planteadas utilizando la técnica Tiab Direct Synthesis (TDS).

2.3.1 Caso 1 para pruebas de pozo de declinación y restauración.

2.3.1.1 Líneas y puntos característicos

El gráfico log-log de presión y derivada de presión versus tiempo, Fig. 8, tiene varias características únicas que se pueden observar en Fig. 43 y Fig. 44, ubicadas en las páginas 67 y 70, respectivamente, para cada prueba:

1) La curva de la derivada de presión para este caso de almacenamiento variable a tiempos tempranos tiene la forma de dos jorobas, tomando el punto mínimo que está entre las dos, se lee el tiempo y la derivada de presión para calcular el coeficiente de almacenamiento usando la siguiente expresión:

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t_{\min}}{(t^* \Delta P')_{\min}}$$

t_{\min} : tiempo leído en el punto mínimo entre las dos jorobas.

$(t^* \Delta P')_{\min}$: derivada de presión leído en el punto mínimo entre las dos jorobas.

2) La porción de flujo radial de acción infinita de la derivada de presión es una línea recta horizontal. Leyendo un punto cualquiera sobre la línea recta de acción infinita en tiempo y en la derivada de presión para determinar el daño de formación utilizando la siguiente expresión:

$$s = 0.5 \left[\frac{(\Delta P)_r}{(t^* \Delta P)_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

3) El punto intercepto entre la línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos y la línea de acción infinita a tiempos tardíos de la derivada de presión, se lee para obtener el valor de la amplitud de la joroba de almacenamiento (Storage Amplitud-SA) leído en la derivada de presión y la constante del tiempo de almacenamiento (Storage Time Constant-STC) leído en tiempo. Donde el subíndice i se usa para “intersección”.

SA: $(t^* \Delta P')_i$

STC: t_i

2.3.2 Caso 2 para pruebas de pozo de declinación y restauración

2.3.2.1 Líneas y puntos característicos

El gráfico log-log de presión y derivada de presión versus tiempo, Fig. 9, tiene varias características únicas que se pueden observar en Fig. 43 y Fig. 44, ubicadas en las páginas 67 y 70, respectivamente, para cada prueba:

1) La curva de la derivada de presión para este caso de almacenamiento variable a tiempos tempranos se traslada hacia la izquierda y sobrepone la curva de presión, por lo tanto para calcular el coeficiente de almacenamiento es necesario leer el punto donde inicia la recta de pendiente unitaria en la curva de derivada de presión o primer punto de contacto entre la curva de la derivada y la recta de pendiente unitaria a tiempos tempranos ubicada sobre la curva de la derivada, para reemplazar los valores en la siguiente expresión:

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t}{(t^* \Delta P)'}$$

2) La porción de flujo radial de acción infinita de la derivada de presión es una línea recta horizontal. Leyendo un punto cualquiera sobre la línea recta de acción infinita en tiempo y en la derivada de presión para determinar el daño de formación utilizando la siguiente expresión:

$$s = 0.5 \left[\frac{(\Delta P)_r}{(t^* \Delta P)_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

3) El primer punto de contacto entre la curva de derivada de presión y la recta de pendiente unitaria a tiempos tempranos ubicada sobre la curva de derivada, donde el valor leído en la derivada de presión corresponde a la amplitud de la joroba de almacenamiento (Storage Amplitud-SA) y el valor leído en tiempo corresponde a la constante del tiempo de almacenamiento (Storage Time Constant-STC). Donde el subíndice pc se usa para “punto de contacto”.

SA: $(t^* \Delta P)'_{pc}$

STC: t_{pc}

3. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

3.1 Ejemplo real:

A continuación, se presenta un ejemplo real que muestra de manera clara una prueba de presión con comportamiento de almacenamiento variable. Dicho ejemplo corresponde a una prueba previamente analizada de un pozo en un campo Colombiano.

Los datos del pozo son los siguientes:

PARAMETRO	VALOR
Factor volumétrico, B_o , bbl/STB	1.02149
Espesor de la formación, h , ft	43
Viscosidad, μ , cp	295
Porosidad, ϕ , %	30
Compresibilidad total, c_t , 1/psi	0.0000071839
Caudal de flujo, q , BPD	224
Radio del pozo, r_w , ft	0.43

Tabla 58. Datos de pozo - Caso real

Los resultados del análisis de la prueba de presión pueden ser observados en la siguiente gráfica, identificando los rasgos característicos del comportamiento de almacenamiento variable:

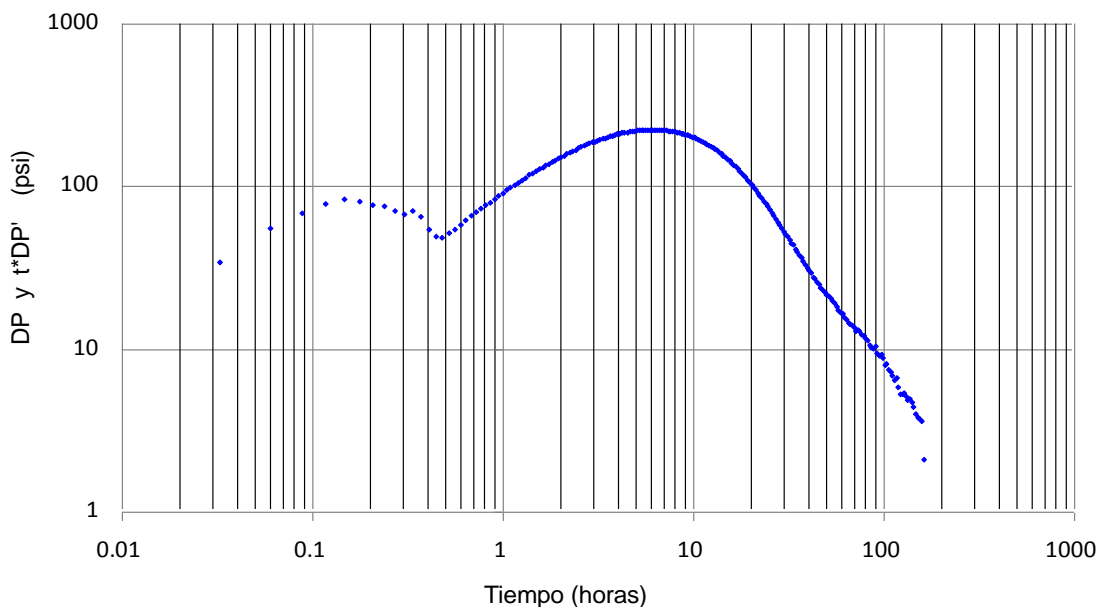


Fig. 42. Gráfico de los datos de una prueba de presión de un pozo de un campo Colombiano

Los siguientes datos de salida fueron tomados del reporte de análisis de una prueba de presión realizada a un pozo en Colombia, correspondientes a las variables sensibles en el comportamiento de almacenamiento variable:

PARAMETRO	VALOR
Almacenamiento de pozo, C , bbl/psi	0.11
Amplitud de almacenamiento, SA psi	160
Constante de tiempo de almacenamiento, hr	0.3305
Daño, s	-2

Tabla 59. Datos de salida después de simulación – Caso real

A continuación se presentan dos ejemplos que validan las ecuaciones planteadas para los casos de las pruebas de presión con comportamiento de almacenamiento variable para drawdown y buildup, respectivamente.

3.2 Ejemplo Declinación de presión:

A continuación, se presenta un ejemplo que valida la ecuación planteada para una prueba de declinación de presión (drawdown) con comportamiento de almacenamiento variable. Dicha prueba corresponde a una serie de datos aleatorios que reflejan las características principales de dicho comportamiento.

Los datos son:

1. Datos del pozo

DATO	VALOR	UNIDADES
r_w	0.5	ft
Q	500	STB/D

Tabla 60. Datos de pozo – Declinación de Presión Validación

2. Datos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Espesor de la formación (h)	115	ft
Porosidad (ϕ)	0.2	-
Compresibilidad total (c_t)	4×10^{-6}	psi ⁻¹
Presión inicial (P_i)	3000	psia
Presión de la capa	3000	psia
Permeabilidad (k)	50	md

Tabla 61. Datos de la formación – Declinación de Presión Validación

3. Datos de los fluidos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Factor Volumétrico (B_o)	1.15	Bbl/STB
Viscosidad (μ)	2.15	cp

Tabla 62. Datos de los fluidos de la formación – Declinación de Presión Validación

4. Datos de la prueba

DATO	VALOR	UNIDADES
t	100'000.000	hr
Pasos	1000	-
Modelo de flujo (Pozo Vertical)	Radial Homogéneo	-
Modelo de Almacenamiento (Hegeman)	Variable	-

Tabla 63. Datos de la prueba – Declinación de Presión Validación

5. Gráfico de la prueba de declinación de presión

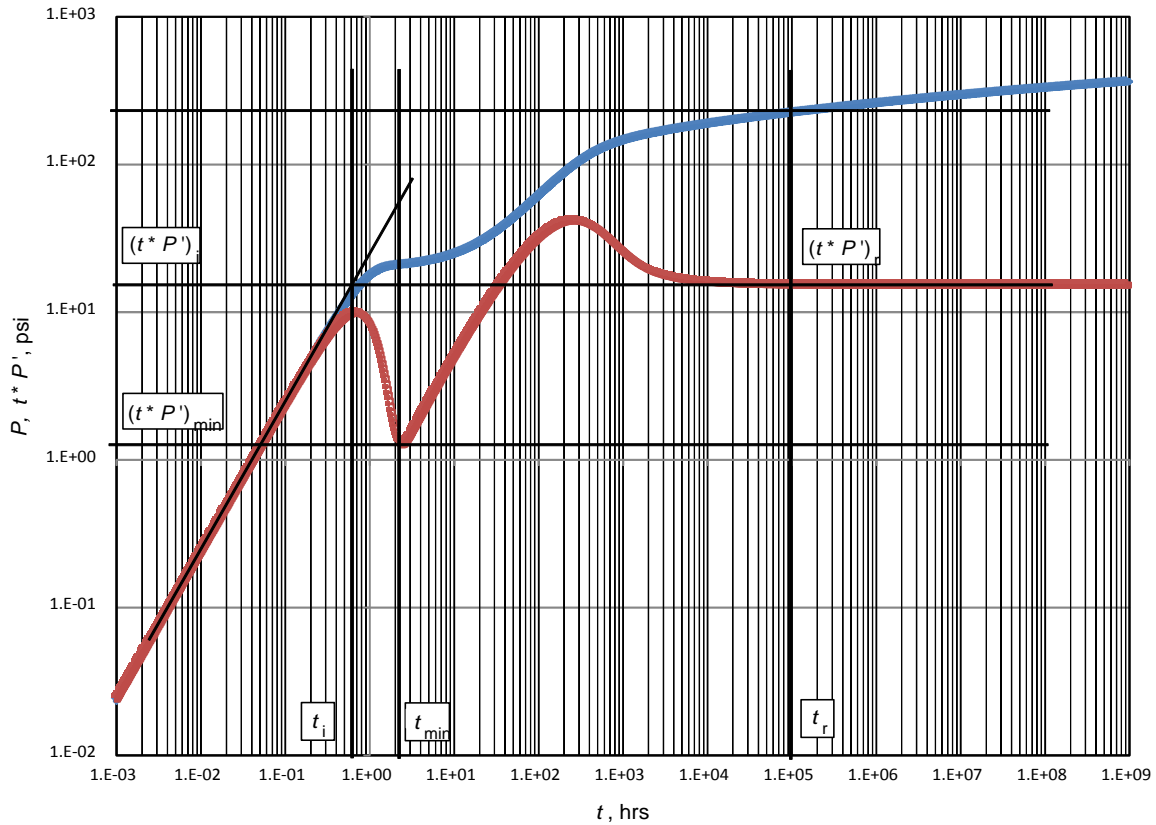


Fig. 43. Gráfico de los datos de una prueba de declinación de presión

Se leen los puntos característicos de la gráfica anterior:

$$t_{\min}: 2.5 \text{ hr}$$

$$(t^* \Delta P^2)_{\min}: 1.4$$

$$t_r: 1E5 \text{ hr}$$

$$(t^* \Delta P^2)_r: 1.5E1$$

$$(\Delta P)_r: 2.3E2 \text{ psi}$$

$$t_i: 7E-1 \text{ hr}$$

$$(t^* \Delta P^2)_i: 1.5E1$$

Ahora, se calculan las variables requeridas en la ecuación para determinar el tiempo de inicio del flujo radial, usando la técnica Tiab Direct Synthesis (TDS).

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t_{\min}}{(t^* \Delta P^2)_{\min}}$$

$$C = 42 \text{ bbl/psi}$$

$$s = 0.5 \left[\frac{(\Delta P)_r}{(t^* \Delta P^2)_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = -3.66$$

$$SA = 15 \text{ psi}$$

$$STC = 0.7 \text{ hr}$$

6. Cálculo del tiempo de inicio de flujo radial con la ecuación planteada y comparación con respecto al tiempo leído

$$t_{(SSL)_D} = (1334183656 * s) + (453661982.4 * C) + (35241389.43 * SA) + (172072259.3 * STC) - 3323068248$$

Aplicando las variables a la ecuación se tiene:

$$t_{(SSL)_D} = 11496694255$$

Teniendo en cuenta que la ecuación se encuentra en términos adimensionales, se debe convertir a términos dimensionales para de esta manera poder comparar el tiempo aproximado obtenido con los datos de la prueba y el tiempo calculado con la ecuación planteada.

Se utiliza la siguiente expresión para dejar el tiempo calculado en términos dimensionales

$$t = \frac{t_D^*(\phi^*\mu^*c_t*r_w^2)}{0.0002637*k}$$

$$t_{calculado} = 3.75E5$$

$$t_{leído} = 3.11E5$$

3.3 Ejemplo Restauración de presión:

A continuación, se presenta un ejemplo que valida la ecuación planteada para una prueba de restauración de presión (buildup) con comportamiento de almacenamiento variable. Dicha prueba corresponde a una serie de datos aleatorios que reflejan las características principales de dicho comportamiento.

Los datos son:

1. Datos del pozo

DATO	VALOR	UNIDADES
r_w	0.5	ft
Q	500	STB/D

Tabla 64. Datos de pozo – Restauración de Presión Validación

2. Datos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Espesor de la formación (h)	115	ft
Porosidad (ϕ)	0.2	-
Compresibilidad total (c_t)	4×10^{-6}	psi ⁻¹
Presión inicial (P_i)	3000	psia
Presión de la capa	3000	psia
Permeabilidad (k)	80	md

Tabla 65. Datos de la formación – Restauración de Presión Validación

3. Datos de los fluidos de la formación

DATO	VALOR	UNIDADES
Factor Volumétrico (B_o)	1.15	Bbl/STB
Viscosidad (μ)	2.15	cp

Tabla 66. Datos de los fluidos de la formación – Restauración de Presión Validación

4. Datos de la prueba

DATO	VALOR	UNIDADES
t de flujo (t_p)	1000	hr
t de cierre (t_c)	2000	hr
Pasos	1000	-
Modelo de flujo (Pozo Vertical)	Radial Homogéneo	-
Modelo de Almacenamiento	Variable (Hegeman)	-

Tabla 67. Datos de la prueba – Restauración de Presión Validación

6. Gráfico de la prueba de restauración de presión

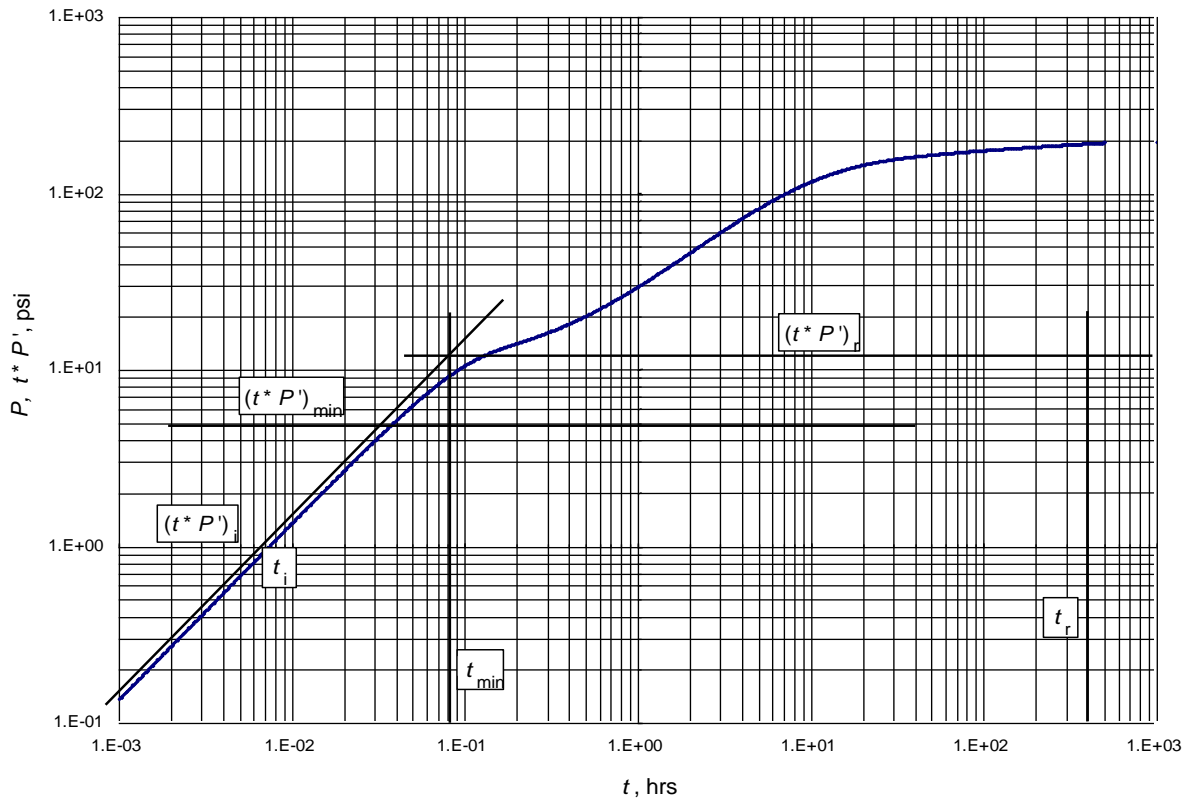


Fig. 44. Gráfico de los datos de una prueba de restauración de presión

Se leen los puntos característicos de la gráfica anterior:

$$t_{\min}: 0.2 \text{ hr}$$

$$(t^* \Delta P^2)_{\min}: 4.9$$

$$t_r: 400 \text{ hr}$$

$$(t^* \Delta P^2)_r: 20$$

$$(\Delta P)_r: 198 \text{ psi}$$

$$t_i: 8.6E-2 \text{ hr}$$

$$(t^* \Delta P^2)_i: 20$$

Ahora, se calculan las variables requeridas en la ecuación para determinar el tiempo de inicio del flujo radial, usando la técnica Tiab Direct Synthesis (TDS).

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t_{\min}}{(t^* \Delta P^2)_{\min}}$$

$$C = 0.98 \text{ bbl/psi}$$

$$s = 0.5 \left[\frac{(\Delta P)_r}{(t^* \Delta P^2)_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = -3.08$$

$$SA = 20 \text{ psi}$$

$$STC = 8.6e-2 \text{ hr}$$

7. Cálculo del tiempo de inicio de flujo radial con la ecuación planteada y comparación con respecto al tiempo leído

$$t_{(SSL)_D} = 1420789056 * s + 238769131.4 * SA + 454775214.8 * C - 204756789.5 * STC - 8251018399$$

Aplicando las variables a la ecuación se tiene:

$$t_{(SSL)_D} = 8193767834$$

Teniendo en cuenta que la ecuación se encuentra en términos adimensionales, se debe convertir a términos dimensionales para de esta manera poder comparar el tiempo aproximado obtenido con los datos de la prueba y el tiempo calculado con la ecuación planteada.

Se utiliza la siguiente expresión para dejar el tiempo calculado en términos dimensionales

$$t = \frac{t_D * (\phi * \mu * c_t * r_w^2)}{0.0002637 * k}$$

$$t_{calculado} = 2.67E5$$

$$t_{leído} = 3.11E5$$

CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta una aproximación para determinar el tiempo de inicio del flujo radial en yacimientos homogéneos con almacenamiento variable. Las ecuaciones halladas se aplicaron satisfactoriamente en pruebas sintéticas con errores promedios menores al 15%.

Se determinaron los parámetros de las ecuaciones que permiten estimar el t_{SSL} (tiempo de inicio del flujo radial) en pruebas de restauración de presión y declinación de presión basados en pruebas sintéticas.

Se simularon situaciones cercanas a las presentadas actualmente en la industria, y de esta manera se determinó la sensibilidad de las variables que afectan las ecuaciones planteadas para la estimación del tiempo de inicio del flujo radial (t_{SSL}) en pruebas de restauración de presión y declinación de presión con almacenamiento variable.

Se logró identificar que el factor de daño y la constante de almacenamiento afectan significativamente las curvas de la presión adimensional a tiempos tempranos, puesto que a estos tiempos es cuando se observa la respuesta de los factores cercanos al pozo como el daño y el almacenamiento.

Durante el desarrollo de esta investigación se tuvo como principal dificultad encontrar información a partir de la cual empezar a generar hipótesis acerca del comportamiento de las pruebas de presión con almacenamiento variable. Dicho inconveniente fue solventado generando paquetes de combinaciones de datos que gráficamente permitían identificar de manera sencilla el patrón de dicho comportamiento. A pesar de haber tenido un soporte bibliográfico escaso, este proyecto es un aporte importante para futuras investigaciones de este tema o alguno relacionado.

RECOMENDACIONES

Utilizar las expresiones halladas en este trabajo dentro de los rangos indicados.

Se recomienda para futuros fines académicos e investigaciones partir de este proyecto de grado como base para argumentar y justificar los patrones que modelan y representan el comportamiento de pruebas de presión con almacenamiento variable, y así minimizar de manera significativa el porcentaje de error y aumentar la precisión y exactitud de las ecuaciones planteadas.

Para casos de buildup, el tiempo equivalente leído, debe ser calculado bajo la aproximación de Agarwal, encontrando el Δt con el cual se compara el tiempo calculado.

BIBLIOGRAFIA

Escobar, F. H., 2005. “Análisis Moderno de Pruebas de Presión”. Editorial Universidad Surcolombiana. ISBN 958-8154-81-2. Abr. 2005.

Rivera, J. S., 2004. “Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”. Editorial Universidad de Oriente. Sept. 2004.

Ahmed, T. and McKinney, P. D., 2005. “Advance Reservoir Engineering”. Editorial Elsevier Inc. ISBN 0-7506-7733-3. Agost. 2005.

Earlougher, R. C. Jr., 1976. “Advances in well test analysis”. Millet the Printer, Inc. ISBN 0-89520-204-2. Feb. 1976.

Bourdet, D, 2002. “Well test analysis: The use of advance interpretation models”. Editorial Elsevier Inc. ISBN 0-444-50968-2. Agost. 2002.

Hegeman, P. S. “Well-test Analysis With Changing Wellbore Storage”. Paper SPE 21829 presentado en el simposio de la SPE sobre yacimientos de baja permeabilidad en Denver, Colorado, EE.UU., 15 – 17 abril, 1991.

Vasquez-Cruz, M. A. “Analysis of short transient test affected by changing wellbore storage”. Paper SPE 36120 presentado en la revista SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Junio, 1998.

Fuentes-Cruz, G. “Analysis of Transient Well Tests Affected by Wellbore Storage, Skin, and Short Injection/Production Time”. Paper SPE 147679 presentado la conferencia anual y exhibición técnica de la SPE celebrada en Denver, Colorado, EE.UU., 30 octubre a 2 noviembre, 2011.

Horne, R.N. “Modern Well Test analysis: A Computer-aided Approach”. 2nd. Edition. Petroway. 1996.

Mathews, C.S. and Russell, D.G. “Pressure Buildup and Flow Tests in Wells”. SPE Monograph Vol. 1. 1967.

Slider, H.C. “A Simplified Method for Pressure Buildup Analysis for a Stabilized Well”. JPT Sept. 1971. Pág. 1155-1160.