

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA INTERPRETAR PRUEBAS  
DE PRESIÓN TOMADAS CON HERRAMIENTAS CONVENCIONALES.  
APLICACIÓN CAMPO COLORADO**



**FABIO RICARDO CORREA JAIMES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2008**

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA INTERPRETAR PRUEBAS  
DE PRESIÓN TOMADAS CON HERRAMIENTAS CONVENCIONALES.  
APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

**FABIO RICARDO CORREA JAIMES**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro**

**Codirectores**

**M. Sc. Karen Linnete Pachano Peláez**

**Ing. Raúl Leonardo Triana Alonso**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## **DEDICATORIA**

*A DIOS por darme la vida y fortaleza para poder cumplir mis metas y sueños.*

*A mis padres Fabio G. Correa y Esperanza Jaimes, por brindarme todo su amor y cariño durante cada día de mi vida, por sus valiosos consejos que me han ayudado siempre a ser una mejor persona, por su apoyo incondicional y creer siempre en mí. Espero que sea el principio de muchas alegrías que quiero regalarles.*

*A mi hermanito Diego Leonardo, por ser la alegría de mi vida y de la familia.*

*A mis hermanos Hernán y Angélica, y mi sobrino Jose Manual, por ser parte de este sueño.*

*A Laura, por su compañía y valioso cariño en todos los momentos, y por creer y confiar siempre en mí en alcanzar este sueño. Aunque la distancia y las circunstancias nos separen espero contar siempre contigo.*

*A toda mi familia, por apoyarme y confiar en mí.*

*A mis amigos de la universidad, especialmente a Jorge Mario, Jose Jorge y Freddy "el panita", quienes me ofrecieron una amistad incondicional y con los que pase buenos momentos.*

*A Freddy y Sandra, por acogerme en su hogar.  
Muchas Gracias.*

**Fabio Ricardo**

## **AGRADECIMIENTOS**

Quisiera expresar mi gratitud a todos los que hicieron posible el desarrollo de este trabajo, en especial a:

M. Sc. Samuel Fernando Muñoz N., Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes y orientación.

M. Sc. Karen Linnete Pachano P., Ingeniera de Petróleos, co-directora del proyecto, por su gran colaboración, orientación, y amistad brindada durante este tiempo.

Ing. Raúl Leonardo Triana A., Ingeniero de Petróleos – ECOPETROL S.A., co-director del proyecto, por su orientación, colaboración, disposición y amistad brindada durante este tiempo.

Al grupo de investigación de Campos Maduros (UIS-ICP), por el apoyo y colaboración prestado en este proceso, en especial al Ingeniero Rubén Hernán Castro.

Al la dirección del Campo Escuela Colorado por incentivar a la investigación.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS) y a toda su planta de profesores en la contribución de mi crecimiento profesional.

A la Universidad Industrial de Santander por permitirme mi formación profesional.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>1. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN</b> .....	<b>3</b>
1.1 GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN .....	3
1.2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN .....	6
1.2.1 Almacenamiento .....	6
1.2.2 Factor daño o factor skin.....	9
1.2.3 Regímenes de flujo .....	14
1.2.4 Patrones de flujo .....	16
1.3 PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESIÓN .....	20
1.3.1 Prueba de restauración de presión (Build-up test).....	21
1.3.2 Prueba de declinación de presión (Drawdown test).....	21
1.4 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (PBU)...	23
1.4.1 Región de tiempo temprano o inicial (ETR) .....	26
1.4.2 Región de tiempo medio (MTR) .....	28
1.4.3 Región de tiempo tardío o final (LTR) .....	31
1.5 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN (PDD) .....	32
1.6 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	36
1.6.1 Método de ajuste por curvas tipo .....	38
1.6.2 Método de la derivada de la presión .....	39
1.6.3 Técnica de síntesis directa de Tiab –TDST .....	45
1.6.4 Técnica de convolución y deconvolución .....	46
<b>2. CAMPO ESCUELA COLORADO</b> .....	<b>47</b>
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO .....	47
2.2 ESTUDIO DE PRESIONES DEL CAMPO COLORADO.....	54

<b>3. AJUSTE DE LA CURVA DE PRESIÓN POR MEDIO DE MÉTODOS NUMÉRICOS.....</b>	<b>66</b>
3.1 INTERPOLACIÓN.....	66
3.1.1 Interpolación polinomial .....	67
3.1.2 Interpolación segmentaria o interpolación por spline.....	74
3.1.3 Interpolación por medio de curvas de Bézier .....	81
3.2 AJUSTE DE CURVA DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN .....	85
<b>4. METODOLOGÍA PARA INTERPRETAR PRUEBAS DE PRESIÓN TOMADAS CON HERRAMIENTAS CONVENCIONALES .....</b>	<b>105</b>
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA .....	105
4.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CAMPO ESCUELA COLORADO .....	117
4.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN – APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO .....	131
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>163</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>164</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>165</b>
<b>BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>168</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>170</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Almacenamiento en un pozo. ....	7
Figura 2. Efecto del daño en la cara del pozo.....	10
Figura 3. Flujo radial. ....	17
Figura 4. Flujo lineal.....	18
Figura 5. Flujo bilineal.....	19
Figura 6. Flujo esférico. ....	20
Figura 7. Prueba de restauración de presión (PBU). ....	21
Figura 8. Prueba de declinación de presión (PDD).....	22
Figura 9. Gráfico de horner para una prueba PBU. ....	25
Figura 10. Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.....	25
Figura 11. Obtención de parámetros en una curva de PBU. ....	26
Figura 12. Influencia típica en forma de “s” alargada del almacenamiento.....	27
Figura 13. Determinación de $P_{1hr}$ .....	30
Figura 14. Determinación de la presión original del yacimiento.....	31
Figura 15. Regiones de una prueba de declinación de presión.....	33
Figura 16. Gráfica cartesiana para una prueba de declinación de presión.....	35
Figura 17. Prueba de declinación de presión a tasa variable. ....	36
Figura 18. Curva tipo de Bourdet.....	39
Figura 19. Gráfico de la derivada de la presión. ....	40
Figura 20. Cálculo de la derivada de la presión.....	41
Figura 21. Diagnóstico de la geometría de flujo en la gráfica de la derivada de la presión. ....	43
Figura 23. Localización campo Colorado.....	48
Figura 24. Columna estratigráfica del valle del Magdalena medio.....	49
Figura 25. Estructura del campo Colorado. ....	50
Figura 26. Historia de producción del campo Colorado. ....	52
Figura 27. Facilidades actuales de producción en el campo Colorado.....	53
Figura 28. Diferentes etapas que pueden ser asumidas como el inicio de la madurez de un campo. ....	55
Figura 29. Comportamiento de la presión de la zona B.....	61

Figura 30. Comportamiento de la presión de la zona C.....	62
Figura 31. Mapa de presiones de la zona B del campo Colorado.....	63
Figura 32. Mapa de presiones de la zona C del campo Colorado. ....	64
Figura 33. Pruebas de restauración de presión (PBU), en el campo Colorado.	65
Figura 34. Función de interpolación.....	67
Figura 35. Esquema gráfico de interpolación lineal. ....	68
Figura 36. Representación gráfica recursiva de las diferencias divididas finitas. ....	72
Figura 37. Interpolación segmentaria lineal.....	75
Figura 38. Interpolación segmentaria cuadrática.....	77
Figura 39. Interpolación segmentaria cúbica.....	79
Figura 40. Curva de Bézier. ....	82
Figura 41. Curva cúbica de Bézier.....	84
Figura 42. Herramienta de refinamiento de curva de presión, SPLINEPP.....	86
Figura 43. Datos originales de la prueba de presión.....	87
Figura 44. Obtención del ajuste de curva de presión.....	88
Figura 45. Datos nuevos de la prueba de presión obtenidos por el ajuste de curva. ....	88
Figura 46. Comportamiento de la curva refinada de presión. ....	89
Figura 47. Prueba de restauración de presión, PBU.....	90
Figura 48. Prueba de descenso de presión, PDD.....	91
Figura 49. Prueba de restauración de presión refinada.....	91
Figura 50. Prueba de descenso de presión refinada. ....	92
Figura 51. Gráfico semilogarítmico con datos originales de la prueba de presión. ....	93
Figura 52. Gráfico semilogarítmico obtenido con el refinamiento de curva.....	93
Figura 53. Gráfico logarítmico con los datos originales de la prueba de presión .....	94
Figura 54. Gráfico logarítmico obtenido con el refinamiento de curva. ....	95
Figura 55. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo.....	96
Figura 56. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo con refinamiento. ....	96
Figura 57. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo. ....	97

Figura 58. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo con refinamiento.....	97
Figura 59. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo extensa.....	98
Figura 60. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo extensa con refinamiento.....	99
Figura 61. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo extensa.....	99
Figura 62. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo extensa con refinamiento.....	100
Figura 63. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo extensa con refinamiento con menos datos respecto a los originales.....	101
Figura 64. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo extensa con refinamiento con menos datos respecto a los originales.....	101
Figura 65. Gráfico semilogarítmico para un yacimiento naturalmente fracturado con datos originales.....	102
Figura 66. Gráfico semilogarítmico para un yacimiento naturalmente fracturado con datos refinados.....	102
Figura 67. Gráfico logarítmico para un yacimiento naturalmente fracturado con datos originales.....	103
Figura 68. Gráfico logarítmico para un yacimiento naturalmente fracturado con datos refinados.....	103
Figura 69. Metodología para interpretar pruebas de presión.....	106
Figura 70. Ajuste de la curva de presión.....	108
Figura 71. Ingreso de data al software PanSystem.....	109
Figura 72. Gráfico de coordenada cartesiana de la prueba de presión.....	110
Figura 73. Gráfico de coordenada semilogarítmica de la prueba de presión.....	110
Figura 74. Gráfico de coordenada logarítmica de la prueba de presión.....	111
Figura 75. Identificación de regiones de los tiempos en el gráfico semilogarítmico.....	112
Figura 76. Obtención de parámetros del yacimiento del gráfico semilog.....	113
Figura 77. Obtención de parámetros del yacimiento del gráfico logarítmico.....	114
Figura 78. Modelo obtenido de la interpretación de la prueba de presión.....	116
Figura 79. Estado mecánico del pozo Colorado 49.....	120
Figura 80. Historia de producción del pozo Colorado 49.....	120
Figura 81. Curva de restauración de presión del pozo Colorado 49.....	122

Figura 82. Adquisición de datos de la prueba de presión para el pozo Colorado 49. ....	122
Figura 83. Ingreso de datos de presión del pozo Colorado 49. ....	124
Figura 84. Ajuste de la curva de presión del pozo Colorado 49.....	124
Figura 85. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 49.....	126
Figura 86. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 49. ....	127
Figura 87. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 49.....	127
Figura 88. Interpretación del gráfico cartesiano del pozo Colorado 49.....	128
Figura 89. Interpretación del gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 49. .	129
Figura 90. Interpretación del gráfico logarítmico de pozo Colorado 49.....	130
Figura 91. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 30.....	133
Figura 92. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 30. ....	134
Figura 93. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 30.....	134
Figura 94. Gráfico de la derivada de presión primaria (DPP), del pozo Colorado 30. ....	147
Figura 95. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 43.....	140
Figura 96. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 43. ....	137
Figura 97. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 43.....	137
Figura 98. Gráfico de la derivada primaria de presión (DPP), del pozo Colorado 43 .....	138
Figura 99. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 11.....	140
Figura 100. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 11. ....	140
Figura 101. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 11.....	141
Figura 102. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 11. ....	141
Figura 103. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 28.....	143
Figura 104. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 28. ....	143
Figura 105. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 28.....	144
Figura 106. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 28. ....	144
Figura 107. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 33.....	146
Figura 108. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 33. ....	146
Figura 109. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 33.....	147

Figura 110. Gráfico de la derivada de presión primaria (DPP), del pozo Colorado 33. ....	147
Figura 111. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 36. ....	148
Figura 112. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 36. ....	149
Figura 113. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 36. ....	149
Figura 114. Gráfico de la derivada de presión primaria (DPP), del pozo Colorado 36. ....	147
Figura 115. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 40. ....	151
Figura 116. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 40. ....	152
Figura 117. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 40. ....	152
Figura 118. Gráfico de la derivada de presión primaria (DPP), del pozo Colorado 40. ....	147
Figura 119. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 49. ....	154
Figura 120. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 49. ....	155
Figura 121. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 49. ....	155
Figura 122. Gráfico de la derivada de presión primaria (DPP), del pozo Colorado 49. ....	147
Figura 123. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 52. ....	157
Figura 124. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 52. ....	158
Figura 125. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 52. ....	158
Figura 126. Gráfico de la derivada de presión primaria (DPP), del pozo Colorado 52. ....	147
Figura 127. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 53. ....	160
Figura 128. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 53. ....	160
Figura 129. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 53. ....	161
Figura 130. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 53. ....	161

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Evolución de las pruebas de presión. ....	37
Tabla 2. Modelos de yacimiento. ....	44
Tabla 3. Datos básicos de propiedades de las arenas. ....	51
Tabla 4. Datos básicos del yacimiento.....	51
Tabla 5: Presiones de fondo de la zona B del campo Colorado. ....	58
Tabla 6: Presiones de fondo de la zona C del campo Colorado. ....	59
Tabla 7. Parámetros principales obtenidos del gráfico semilogarítmico. ....	113
Tabla 8. Parámetros principales obtenidos del gráfico logarítmico.....	115
Tabla 9: Pruebas de restauración de presión (PBU), realizadas en el campo Colorado. ....	118
Tabla 10: Propiedades del yacimiento del campo Colorado. ....	119
Tabla 11: Producción antes del cierre para la prueba de presión del pozo Colorado 49. ....	121
Tabla 12. Datos obtenidos de la curva de presión del pozo Colorado 49. ....	123
Tabla 13. Datos nuevos de presión contra tiempo del pozo Colorado 49. ....	125
Tabla 14. Resultados del gráfico cartesiano del pozo Colorado 49. ....	128
Tabla 15. Resultados del gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 49. ....	129
Tabla 16. Resultados del gráfico logarítmico del pozo Colorado 49. ....	130
Tabla 17. Resultados de las pruebas de presión de los pozos del campo Colorado, zona B. ....	138
Tabla 18. Resultados de las pruebas de presión de los pozos de campo Colorado, zona C. ....	162

## RESUMEN

**TÍTULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA INTERPRETAR PRUEBAS DE PRESIÓN TOMADAS CON HERRAMIENTAS CONVENCIONALES. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.<sup>1</sup>**

**AUTOR: FABIO RICARDO CORREA JAIMES<sup>2</sup>**

**PALABRAS CLAVES:** Campos Maduros, Pruebas de presión, Refinamiento de curva de presión, Análisis e interpretación, Metodología, Campo Colorado.

### DESCRIPCIÓN

La alta demanda de hidrocarburos, los pocos hallazgos de yacimientos que suministren las suficientes reservas y la necesidad de aumentarlas, han hecho que las partes interesadas se enfoquen en campos maduros, lo cual hace necesario un estudio integrado de yacimientos para la reactivación de estos campos; donde las pruebas de presión se convierten en una técnica útil, como indicador fundamental de productividad, durante la etapa de explotación y producción.

En la presente investigación se desarrolló una metodología para interpretar las pruebas de presión de pozo tomadas con herramientas convencionales, por medio de técnicas modernas de análisis; centrándose el interés del estudio en los campos maduros; con el fin de identificar el modelo representativo del yacimiento y el mecanismo de producción, caracterizar el flujo de fluidos, cuantificar el grado de almacenamiento y definir características petrofísicas.

Inicialmente, se realizó un estudio de ajuste de curva de las pruebas de presión, utilizando métodos numéricos por medio de la interpolación tipo spline; obteniendo una suavización en la curva de los datos, presión contra tiempo, logrando así mejores resultados.

Posteriormente, se implementó la metodología utilizando el análisis de Horner y la técnica de la derivada de la presión, convirtiéndose ésta en un procedimiento alternativo; usando los software especializados de pruebas de pozo, PanSystem<sup>®</sup> y F.A.S.T. WellTest<sup>™</sup>, para su respectiva interpretación.

Finalmente, se realizó un estudio de presiones en el campo escuela Colorado, encontrándose pruebas de restauración de presión (PBU) a partir de la información obtenida de los archivos de pozos. Estas pruebas se reinterpretaron con la metodología implementada, mejorándose la descripción de las propiedades del campo.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO. Co-Director UIS: ING. KAREN L. PACHANO PELÁEZ. Co-Director ECOPETROL- ICP: ING. RAÚL LEONARDO TRIANA ALONSO.

## ABSTRACT

**TITLE: DEVELOPING A METHODOLOGY FOR WELL TESTING INTERPRETATION TAKEN WITH CONVENTIONAL TOOLS. APPLICATION: COLORADO FIELD.<sup>1</sup>**

**AUTHOR: FABIO RICARDO CORREA JAIMES<sup>2</sup>**

**KEY WORDS:** Mature field, Well testing, Refining pressure curve, Analysis and interpretation, Methodology, Colorado Field.

### DESCRIPTION

The actual hydrocarbons demand, the decreasing number of new reserves prospects and the need to increase this number, have been an important factor for the industry to focus on mature fields. An integrated reservoir study to reach reactivation of this kind of fields is necessary.

Well testing techniques becomes a useful tool as indicator of the productivity during exploration and production. In this work, a new instrument based on modern techniques for well testing interpretation by means of conventional tools, has been developed. Its objective is to identify a representative reservoir model, production mechanism, characterize fluids flow, quantify wellbore storage capacity and define petrophysics characteristics.

Initially, an analysis of the well testing curves adjustment was executed using numerical methods such as spine interpolation. Softness in the data curve pressure as function of time was obtained achieving better results.

Then, a new methodology was set subsequently by means of Horner analysis and the pressure derivate technique as alternative procedures. This procedure was obtained with specialized software such as PanSystem® and F.A.S.T. WellTest™ for its respective interpretation.

Finally, using the new methodology a well testing study in Colorado School-Field was performed to the PBU test information. This methodology was implemented and the existent data was reinterpreted improving the description of the field properties.

---

<sup>1</sup> Undergraduate Project.

<sup>2</sup> Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M.SC. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO. Co-Director UIS: ING. KAREN L. PACHANO PELÁEZ. Co- Director ECOPETROL-ICP: ING. RAÚL LEONARDO TRIANA ALONSO.

## INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos está interesada en mantener la rentabilidad económica en la vida productiva de los campos petroleros, cuando éstos alcanzan la etapa de madurez, es decir, cuando han logrado su pico máximo de producción y se encuentran en su etapa de declinación continua. Por tal razón, hoy en día, se están haciendo estudios geológicos e ingenieriles de manera integral, que permitan conocer, analizar, interpretar y simular los procesos y fenómenos que ocurren en estos campos, con el fin de encontrar alternativas para aumentar la producción.

Es el caso de este trabajo, donde se implementó una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales, utilizando técnicas modernas que permiten mejorar las posibilidades de análisis, proporcionando con mayor detalle la descripción de las propiedades del yacimiento, lo que permite cuantificar el agotamiento, evaluar el soporte de la presión, como mecanismo de empuje, y obtener el mejor modelo del comportamiento del yacimiento; con miras a optimizar la producción.

En la estructuración de la metodología se hizo un ajuste de curva de los datos, presión contra tiempo, de las pruebas de presión, utilizando métodos numéricos por medio de interpolaciones tipo spline; y se utilizó el análisis de Horner y de la técnica de la derivada de la presión, para su interpretación, por medio de los gráficos de coordenada cartesiana, semilogarítmica y logarítmica, usando los software especializados de pruebas de pozo, PanSystem<sup>®</sup> y F.A.S.T. WellTest<sup>™</sup>.

La aplicación de esta metodología se realizó en el campo escuela Colorado, reinterpretando las pruebas de restauración de presión (PBU), encontradas en la información de los archivos de pozo (well files), lográndose mejorar el

análisis interpretativo de las curvas de presión, obteniendo así resultados más apropiados de las propiedades petrofísicas del campo.

Adicionalmente, para una mejor apreciación de este trabajo, se hizo un estudio del comportamiento histórico de la presión del campo Colorado, respecto a la variable tiempo, a partir de los datos de presiones de fondo de la formación Mugrosa, zona B y C, encontradas en las pruebas de formación de pozos, y además se logró obtener una tendencia de estas presiones, en la estructura del campo.

Este trabajo, con la motivación hacia el conocimiento de la Ingeniería; se espera que aporte algunos elementos del saber, en procura de fortalecer la investigación del campo escuela Colorado, cumpliendo con los objetivos planteados por la Universidad Industrial de Santander.

## **ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN**

### **1.1 GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN**

Una prueba de presión se define como las mediciones continuas de los cambios de presión en un pozo, causadas por la depleción del yacimiento, bajo un mecanismo de flujo a un determinado tiempo. Las mediciones involucran el recorrido por el cual se trasmite la onda de presión, desde el mismo yacimiento, llegando a la cara del pozo, el cual sufre las alteraciones propias del daño de formación, y finalmente en la tubería o casing experimenta el almacenamiento de fluidos. Este tipo de pruebas pueden realizarse en pozos cerrados o en pozo fluyendo<sup>1</sup>.

La prueba de presión diseñada, ejecutada y analizada adecuadamente proporciona una idea de la capacidad del yacimiento para producir fluidos. A través de un monitoreo de la respuesta a cambios de producción y condiciones de yacimiento, se obtiene información acerca de la permeabilidad de la formación, extensión del daño ó estimulación de la formación, presión, límites, y heterogeneidades de yacimiento. El análisis de estas pruebas es semejante al análisis del transiente de presión, debido a que en el yacimiento se miden las respuestas de los cambios de presión en periodos de prueba no muy extensos los cuales se obtienen por la variación en la producción o inyección de fluidos.

El objetivo principal de una prueba de presión es adquirir información acerca del pozo y yacimiento no disponible por otras técnicas. Los objetivos se pueden clasificar dentro de dos categorías, la primera se refiere a la evaluación, manejo y descripción del yacimiento; y la segunda contempla la fase exploratoria, y desarrollo, teniendo en cuenta la adquisición de los parámetros del yacimiento<sup>2</sup>.

### **Primera categoría:**

En esta categoría el objetivo de la prueba varía desde la simple identificación de los fluidos de producción y de la capacidad de entrega del yacimiento hasta la caracterización compleja del mismo. Los parámetros más importantes son:

- Evaluación de yacimiento: para tomar una decisión de cómo producir de una forma más óptima, es necesario conocer la capacidad de aporte, propiedades y tamaño del yacimiento, para así determinar conductividad de la formación,  $kh$ , (producto de la permeabilidad y espesor), presión inicial y límites de yacimiento. Algunas veces las muestras de los fluidos y las propiedades físicas pueden ser medidas en el laboratorio.

El análisis del límite del yacimiento permite determinar la cantidad de fluidos presentes en el yacimiento, el cual puede ser aceite, gas, agua, vapor, etc., y estimar si los límites del yacimiento son cerrados o abiertos, con soporte de acuífero, o libre en superficie.

- Manejo de yacimiento: durante la vida del yacimiento se quiere monitorear el rendimiento y la condición de los pozos. Para esto, es útil registrar los cambios en la presión promedio del yacimiento lo cual también se puede utilizar para refinar o pronosticar el rendimiento futuro. Por medio del monitoreo de las condiciones de los pozos, es posible identificar candidatos para workover o estimulación. En circunstancias especiales, también se puede observar el movimiento del frente de fluidos dentro del yacimiento, así como inyección de agua, gas, vapor o combustión in-situ. Con el conocimiento de la localización del frente se puede evaluar la efectividad del proceso de desplazamiento y pronosticar un rendimiento continuo.
- Descripción de yacimiento: la presentación de las formaciones geológicas de yacimientos de aceite, gas, agua y geotermales, son complejas y muchas contienen diferentes tipos de roca, interfaces estratigráficas, fallas,

barreras y frentes de fluido. Algunas de esas fallas tienen influencia en la conducta de la presión transiente, como también afecta el rendimiento del yacimiento. Es posible usar el análisis de pruebas de presión con el objeto de describir el yacimiento y así ser una ayuda para el pronóstico del rendimiento. Además, la caracterización del yacimiento puede ser útil en el desarrollo del plan de producción.

### **Segunda categoría**

En esta categoría, la razón más importante para realizar una prueba es que los datos recolectados en ellas son esenciales para el análisis y el mejoramiento del comportamiento del yacimiento.

Los datos de presión cuando se combinan con datos de producción de petróleo y agua, y con datos de laboratorio de propiedades de las rocas y de los fluidos, constituyen un medio para estimar el petróleo original in situ y el petróleo que puede ser esperado del yacimiento bajo diversas formas de producción. Esto se realiza a partir de la fase exploratoria, donde se prueba la existencia de hidrocarburos, de igual forma se determinan el tipo de fluido de yacimiento, presión inicial, temperatura, permeabilidad de la formación, daño de formación cercana al pozo (factor skin), índice de productividad del pozo (IP), heterogeneidades, discontinuidades, fallas, barreras de no flujo.

Después en la fase de desarrollo se confirma la presencia de hidrocarburos en el yacimiento, se toman muestras de fluido de yacimiento y finalmente se evalúa la eficiencia del completamiento y la evolución con el tiempo de la productividad del pozo, factor skin, presión promedio de yacimiento.

En general, las diversas características y parámetros de un yacimiento que se pueden determinar de los datos por una prueba de presión son:

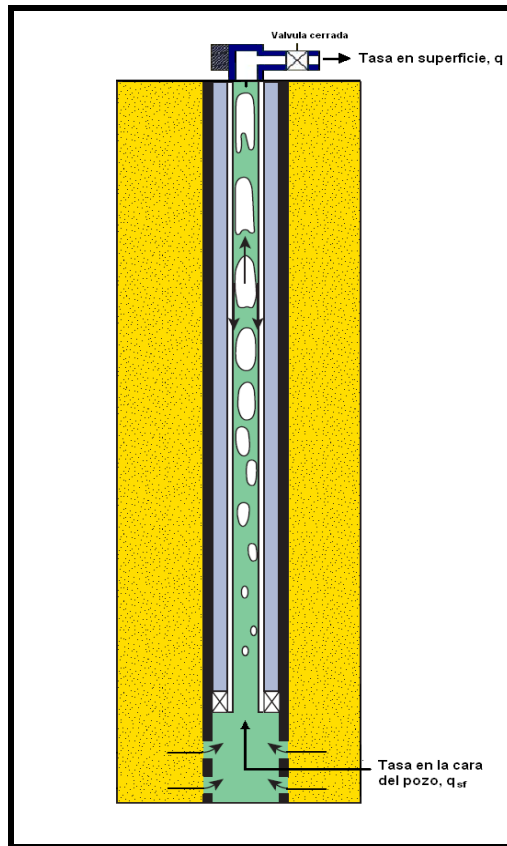
- Identificación del tipo de yacimiento (homogéneo, fracturado, doble porosidad, doble permeabilidad, entre otros).
- Cálculo de la presión promedio en el área de drenaje.
- Determinación del daño o estimulación en un pozo.
- Detección de tipo y forma de las heterogeneidades.
- Determinación del grado de comunicación entre dos zonas.
- Estimación del volumen poroso de un yacimiento.
- Estimación de los parámetros de sistemas con barreras permeables.
- Identificación de los pozos con estratigrafía no homogénea.
- Identificar presencia de capas de gas.
- Identificar represurización del yacimiento.
- Determinar la turbulencia en pozos de gas.
- Evaluación de proyectos de fracturamiento.
- Análisis de sistemas con flujo cruzado y zonas ladronas.
- Análisis de los esquemas de flujo en un yacimiento.
- Evaluación de cambios en el mecanismo de producción.
- Evaluación de proyectos de recobro.
- Justificación para nuevos proyectos de desarrollo.

## **1.2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN**

### **1.2.1 Almacenamiento<sup>1</sup>**

El almacenamiento esta definido como la acumulación de una columna de fluido en la cara del pozo, ocasionado por el cierre de un pozo productor o inyector. Dicha columna es sostenida por la presión del yacimiento a una altura de equilibrio mientras el pozo esté cerrado. El cierre del pozo se hace accionando una válvula para control de caudal localizada en cabeza de pozo o en la línea de flujo, como se ilustra en la figura 1.

Figura 1. Almacenamiento en un pozo.



Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002

En el caso de un pozo productor, si este es abierto nuevamente, se puede observar que inicialmente toda la tasa obtenida en superficie es aportada por la cara del pozo al descomprimirse los fluidos contenidos en el. Mientras ocurre esto, la formación no está fluyendo nada a la producción, sin embargo, con el paso del tiempo la tasa en superficie tiende a estabilizarse a medida que la formación empieza a aportar, hasta constituir el total de la tasa de producción, en ese momento, la columna alcanza un valor constante que se denomina constante o coeficiente de almacenamiento.

De esta manera el efecto del almacenamiento se manifiesta cuando en el fondo del pozo, el flujo desde la formación a la cara del pozo es variable, a medida que se descomprimen los fluidos contenidos en este último, y no es apreciable en superficie puesto que allí la tasa parece constante. Por consiguiente, la

presencia de tal acumulación en la cara del pozo ocasiona ciertas dificultades que afectan la realización y análisis de las pruebas de presión, debido a la distorsión que provocan sobre los datos iniciales de la prueba. Los efectos pueden darse de dos maneras: por expansión de fluidos o por un nivel de líquido variable

El coeficiente o constante de almacenamiento mencionado anteriormente, es el parámetro que se utiliza para cuantificar el efecto del fluido acumulado, se denota como  $C_s$  (bbl/psi) y por definición es el volumen de fluido ( $V$ ) que la cara del pozo aportará durante la producción debido a una caída de presión unitaria ( $\Delta P$ ) y se escribe:

$$C_s = \frac{V}{\Delta P} \dots\dots\dots(1)$$

En el caso de una prueba de restauración de presión se acostumbra denominar al almacenamiento, postflujo y en el caso de una prueba de descenso de presión, descarga o vaciamiento.

El coeficiente de almacenamiento se puede calcular, bien sea matemáticamente por balance de masa o evaluando las condiciones en el la cara del pozo o gráficamente aplicando técnicas de macheo, curvas tipo.

✦ Por balance de masa se obtiene:

$$C_s = \frac{144A_{wb} g_c}{5.615\rho g} \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

$A_{wb}$  = Área transversal del pozo, pies<sup>2</sup>

$\rho$  = Densidad del fluido en la cara del pozo, lb/pie<sup>3</sup>

$$q_{sf} = q + \frac{C_s}{B} \frac{dP_w}{dt} \dots\dots\dots (3)$$

Introduciendo las variables adimensionales  $P_D$  y  $t_D$  y considerando el caso para el cual  $q_i \neq q$ , se llega:

$$q_{sf} = q - q_i C_{sD} \frac{dP_D}{dt_D} \dots\dots\dots (4)$$

Cuando la producción es a tasa constante, es decir  $q_i = q$ , la modificación de la ecuación resulta en:

$$q_{sf} = 1 - C_{sD} \frac{dP_D}{dt_D} \dots\dots\dots (5)$$

- Evaluando las condiciones de la cara del pozo (compresibilidad), se puede aplicar la siguiente ecuación

$$C_s = v_{wb} c_{wb} \dots\dots\dots (6)$$

Donde

$V_{wb}$  = Volumen de la cara del pozo abierto a la formación. (Bls)

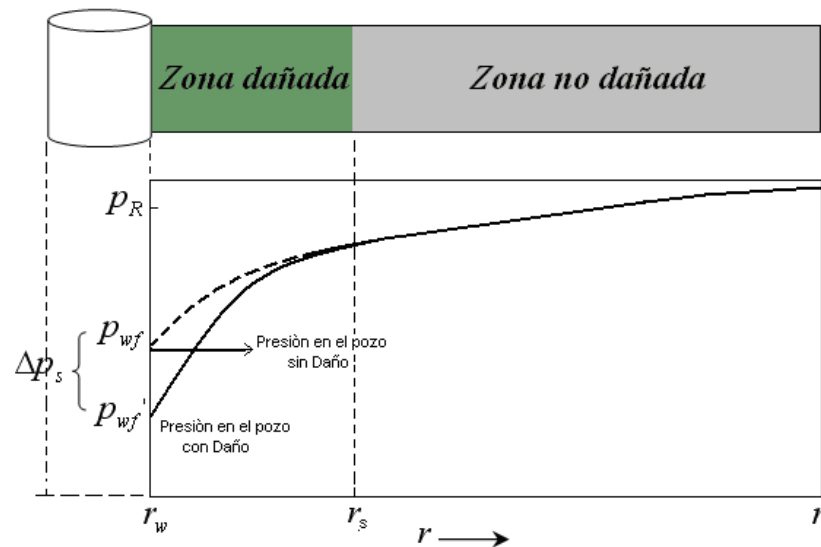
$c_{wb}$  = Compresibilidad del fluido almacenado en la cara del pozo ( $\text{psi}^{-1}$ )

### 1.2.2 Factor Daño o Factor Skin<sup>1</sup>

El factor daño o skin está relacionado con la presencia de una zona de permeabilidad alterada cerca de la cara del pozo, debido a la invasión de filtrado del lodo o cemento durante la perforación o el completamiento, o por alguna estimulación.

La importancia de la presencia de la zona de permeabilidad alterada se debe a los efectos que ejerce sobre los datos de presión recolectados durante la prueba y sobre la capacidad de producción del yacimiento como se ilustra en la figura 2.

**Figura 2. Efecto del daño en la cara del pozo.**



Fuente: Golan M., "Well Performance", Prentice Hall, Englewoods Cliffs, NJ, Second Edition 1991.

El primero de los efectos está relacionado con el proceso de transmisión de presión en el yacimiento, el cual no es uniforme debido a la presencia de heterogeneidades aisladas. Si el yacimiento se considera como un todo, las heterogeneidades no afectan críticamente la presión excepto si se encuentran localizadas cerca de la cara del pozo.

La permeabilidad en la zona alterada puede ser tan baja que la caída de presión a través de ella puede llegar a ser crítica para la presión del yacimiento y, por consiguiente para la producción.

Matemáticamente, el factor skin puede interpretarse como un factor de daño positivo, indica una restricción al flujo, por ejemplo daño en la cara del pozo; y

un factor de daño negativo indica estimulación; entre mayor sea el valor absoluto del factor de daño, la estimulación es más efectiva.

Los valores del daño pueden ser interpretados para caracterizar físicamente la cara del pozo, mediante los siguientes conceptos:

- Estimación de radio de pozo: el radio efectivo del pozo es el menor radio que el pozo aparente tiene debido a la reducción en la permeabilidad causada por el daño.

$$r_{wa} = r_w e^{-2s} \dots\dots\dots (7)$$

- Cálculo de la caída de presión adicional cerca a la cara del pozo (figura 3): La caída de presión de dicha zona está descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P = P_{wf \text{ Real}} - P_{(s=0)} \dots\dots\dots (8)$$

$$\Delta P_s = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} s = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} (0.869 s) \dots\dots\dots (9)$$

Donde  $s$  está definido en términos de las propiedades de la zona de permeabilidad alterada uniforme,  $k_s$  y de radio  $r_s$ .

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \dots\dots\dots (10)$$

La ecuación anterior suministra alguna idea en el significado físico del signo del factor daño. Si un pozo está dañado ( $k_s < k$ ), será positivo y mayor el contraste entre  $k_s$  y  $k$ , y a mayor profundidad en la formación el daño aumenta y  $s$  toma un mayor valor numérico, y si un pozo está estimulado

( $k_s > k$ ) será negativo, y más profunda la estimulación, más grande el valor numérico de  $s$ .

- \* Cálculo de la eficiencia de flujo: la eficiencia de flujo es la relación entre índice de productividad observado y el ideal.

$$E = \frac{J_{rreal}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}} \dots\dots\dots (11)$$

Donde  $P^*$  es la presión extrapolada en el gráfico de Horner y la cual puede ser reemplazado por  $\bar{P}$ , si el sistema ultima se conoce.

### Efecto del intervalo parcialmente perforado<sup>3</sup>

Este efecto se presenta cuando el intervalo completado es menor que el espesor total de la formación, la caída de presión cerca al pozo se incrementa y el factor de daño aparente aumenta en sentido positivo.

El skin total en una prueba de pozo consta de dos partes: skin verdadero mas pseudo-skin. El pseudo-skin también se lo conoce como skin aparente.

$$S_{total} = S_{verdadero} + S_{pseudo} \dots\dots\dots (12)$$

El skin verdadero es debido al daño actual de la formación y la incompatibilidad de la formación con la filtración de los fluidos de perforación, como también este skin es causado por un cambio actual en la permeabilidad de la formación.

El pseudo-skin es el que resulta de la penetración parcial o densidad insuficiente de perforación.

En una revisión de tecnología sobre esta área, Saidikowski<sup>4</sup> encontró que el factor de daño total,  $s$ , determinado de una prueba transitoria de presión, está relacionado al factor de daño verdadero,  $s_d$ , causado por el daño a la formación y al factor de daño aparente,  $s_p$ , causado por un intervalo incompletamente perforado. La relación entre estos factores de daño es,

$$s = \frac{h_t}{h_p} s_d + s_p \dots\dots\dots (13)$$

Donde  $h_t$  es el espesor total del intervalo y  $h_p$  es el intervalo perforado.

Saidikowski también verificó que  $s_p$ , se puede determinar de la ecuación:

$$s_p = \left( \frac{h_t}{h_p} - 1 \right) \left[ \ln \left( \frac{h_t}{r_w} \sqrt{\frac{K_H}{K_V}} \right) - 2 \right] \dots\dots\dots (14)$$

Donde  $k_H$  es la permeabilidad horizontal y  $k_V$  es la permeabilidad vertical.

Nitters et al<sup>5</sup>, encontraron que el factor de daño total,  $s_{tot}$ , esta determinado por:

$$s_{dam} = s_{tot} - (s_{perf} + s_{turb} + s_{dev} + s_{gravel} + s_{perf-size}) \dots\dots\dots (15)$$

Donde:

$s_{tot}$ : factor skin total (skin Horner).

$s_{dam}$ : daño de formación.

$s_{perf}$ : daño por perforaciones (densidad de tiros).

$s_{turb}$ : daño por turbulencia (no Darcy).

$s_{dev}$ : daño por desviación del pozo.

$s_{gravel}$ : daño de por empaquetamiento.

$s_{perf-size}$ : daño por perforaciones pequeñas.

Golan<sup>6</sup> encontró que el factor de daño total,  $s$ , está determinado por:

$$s = s_c + s_G + s_{dp} + s_p (h_t / h_p) + s_a (h_t / h_p) \dots\dots\dots (16)$$

Donde:

$s_c$ : daño por penetración parcial y entrada.

$s_G$ : daño en perforaciones empaquetadas.

$s_{dp}$ : daño por ruptura de granos.

$s_p$ : daño por cañoneo.

$s_a$ : daño de formación.

En general el factor daño está dado por un *daño mecánico* asociado al completamiento, *daño aparente* relacionado con el flujo de fluidos (permeabilidades relativas y flujo no Darcy) y *daño matricial* de la roca relacionado al daño de la formación.

### 1.2.3 Regímenes de flujo<sup>1</sup>

Los regímenes de flujo describen cómo el desplazamiento de los fluidos de un yacimiento, a través de un medio poroso, está relacionado directamente con la interacción entre ellos, con sus propiedades y con las de la roca porosa.

Los regímenes de flujo se agrupan en:

- \* **Periodo de flujo transitorio:** este régimen de flujo se presenta desde el inicio de la producción en los pozos hasta que la perturbación en la presión, originada por la tasa de flujo, alcance los límites del yacimiento.

En este periodo, el yacimiento se considera actuando como infinito y mientras la onda de presión no alcance los límites ni las fronteras, la

producción será por expansión de los fluidos internos y por contracción del volumen poroso.

El periodo transitorio puede implantarse a presión terminal constante y a tasas variables, o a tasa terminal constante y a presión variable en el sistema de producción.

- ✦ **Periodo de flujo semitransitorio:** se considera como un periodo de ajuste, entre el periodo transitorio y otro régimen de flujo, durante el cual las condiciones logran estabilizarse definiendo el nuevo régimen.

Este periodo existe para condiciones donde la presión declina linealmente con el tiempo o en proporción directa al agotamiento del yacimiento. La compresibilidad de la zona alcanza un punto de límites de no flujo (yacimiento cerrado bajo producción).

- ✦ **Periodo de flujo estable:** este régimen se manifiesta principalmente en yacimientos no volumétricos, lo cual implica entrada de fluidos por la frontera del yacimiento. La tasa de entrada de fluido en él, irá aumentando hasta igualar la tasa de descarga en la cara del pozo. La presión, mientras tanto, irá disminuyendo hasta que las tasas de flujo del pozo e influjo a través de las fronteras sean iguales. Como efecto el valor de la presión y de sus gradientes permanecerán invariables en cada distancia radial que se midan; si la tasa de producción se cambia, el yacimiento empezará un nuevo ciclo de estabilización hasta que sea necesario cambiar a una nueva tasa. Matemáticamente la ley que gobierna este patrón es la Ley de Darcy:

$$Q = \frac{KA}{\mu} \frac{dp}{dL} \dots\dots\dots (17)$$

- \* **Periodo de flujo inestable:** este régimen es típico de los yacimientos que producen por gas en solución y se manifiesta en yacimientos volumétricos cuando se trata de mantener la presión constante y la tasa variable mediante mecanismos de control de la producción.

A pesar del control, la presión seguirá disminuyendo en el límite del yacimiento al no haber entrada de fluidos y tenderá a ser igual a la presión de producción. La tasa, mientras tanto, variará disminuyendo y tenderá a cero a medida que las presiones se igualan.

Cuando se alcance el límite económico será necesario implantar un nuevo valor de presión o recurrir a un sistema de levantamiento artificial, si el pozo no tiene más energía para levantar los fluidos.

- \* **Periodo de flujo pseudo-estable:** este periodo manifiesta cuando las fronteras de un yacimiento volumétrico empiezan a afectar la distribución de presiones, de tal manera que el yacimiento ya no actúa como infinito.

En este régimen de flujo la tasa de producción en el yacimiento permanece casi constante y la presión desciende con el transcurrir del tiempo. En cualquier distancia radial el caudal y el gradiente de presión deben ser constantes para que se ajuste al patrón

#### 1.2.4 Patrones de flujo<sup>1</sup>

Los patrones de flujo sirven para explicar cómo es el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento y cerca de la cara del pozo. La identificación de los patrones de flujo es muy importante porque permiten calcular los parámetros de descripción y las propiedades, de la cara del pozo y del yacimiento.

Generalmente el diagnóstico de los patrones de flujo se hace en la gráfica logarítmica de la derivada de la presión (Bourdet), por medio de ajuste de diferentes líneas de pendiente fija. También, existen gráficas específicas en las cuales se pueden identificar comportamientos lineales de los datos, indicando los patrones de flujo presente.

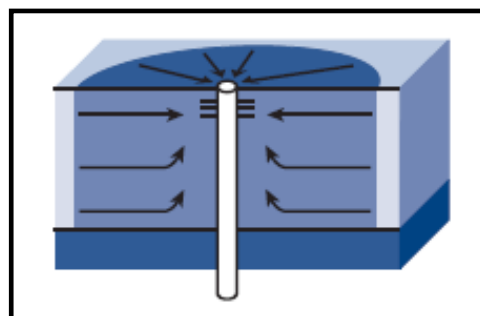
Entre los patrones de flujo se encuentran:

- **Flujo radial:** este tipo de patrón flujo se presenta cuando el pozo penetra totalmente la zona productora y cuando el intervalo productor ha sido perforado uniformemente.

El pozo debe estar localizado en un yacimiento infinito o finito, si en este último los límites no han sido detectados por la perturbación de presión originada por la producción o inyección de fluidos.

Todas las líneas de flujo convergen cilíndricamente alrededor del eje del pozo y su densidad aumenta a medida que van alcanzando la cara de la arena como se ilustra en la figura 3.

**Figura 3. Flujo Radial.**

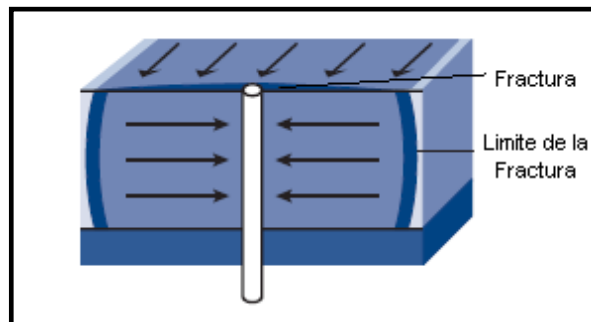


Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

En una gráfica de, Presión vs. Log tiempo (t), se puede deducir si existe flujo radial si los datos correspondientes a los tiempos medios exhiben un comportamiento de línea recta.

- \* **Flujo lineal:** este tipo de patrón de flujo se presenta en pozos y yacimientos naturalmente o hidráulicamente fracturados. Aunque el flujo lineal puede ocurrir desde la matriz a la fractura y desde la fractura al borde de la cara del pozo, el término patrón lineal se aplica específicamente a fracturas de conductividad infinita, en las cuales el factor dominante del movimiento de los fluidos hacia el pozo es el caudal desde la matriz a la fractura como se ilustra en la figura 4. En este caso la caída de presión dentro de la fractura se considera insignificante.

**Figura 4. Flujo lineal.**



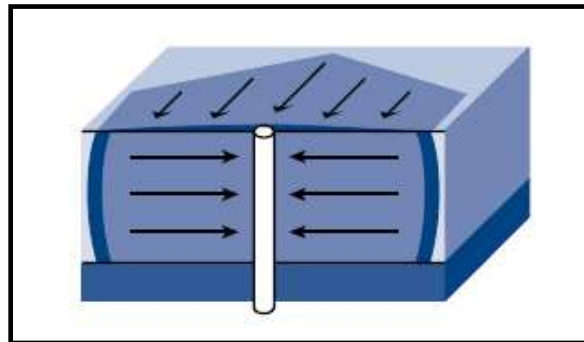
Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

Este patrón de flujo también puede presentarse en arenas de forma lenticular, en pozos horizontales y en pozos que se encuentran en canales (deposición fluvial).

En una gráfica de Presión vs.  $\text{Log} \sqrt{t}$ , se puede distinguir en los tiempos tempranos si los datos exhiben un comportamiento lineal.

- \* **Flujo bilineal:** este tipo de patrón de flujo se da en pozos fracturados con conductividad finita, en el cual dos flujos lineales se superponen: el flujo de la matriz a la fractura y el de la fractura en la cara del pozo como se ilustra en la figura 5. El flujo bilineal se distingue porque el flujo en el medio de alta permeabilidad es incompresible y en el de baja permeabilidad es compresible, y porque no existen efectos de frontera sobre él.

**Figura 5. Flujo Bilineal.**



Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

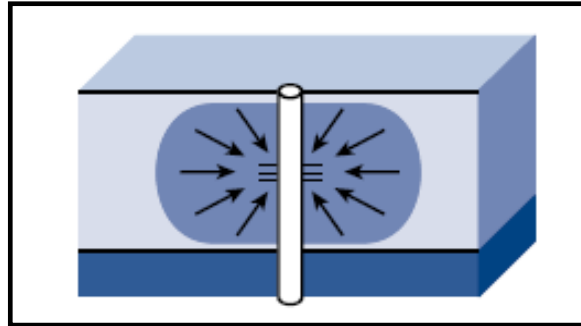
El patrón de flujo bilineal tiene sus principales aplicaciones en pozos fracturados, en pozos horizontales y en yacimientos con canales de flujo.

En una gráfica de Presión vs.  $\text{Log } \sqrt[4]{t}$ , se puede identificar en los tiempos tempranos si los datos describen un comportamiento lineal.

- \* **Flujo esférico:** este tipo de patrón de flujo se presenta en yacimientos con zonas productoras parcialmente penetradas o con intervalos productores cañoneados de manera no uniforme. También se presenta en pozos en los cuales se toman registros con un multiprobador de formación (RFT) y cuando existe una fractura limitada con transmisibilidad creciente.

Las líneas de flujo, debido al movimiento de los fluidos, son radiales y convergen alrededor del pozo de manera esférica, como se ilustra en la figura 6.

**Figura 6. Flujo Esférico.**



Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

En una gráfica de Presión vs.  $\text{Log}^{1/\sqrt{t}}$ , se puede distinguir en la zona de transición entre los tiempos tempranos y los medios, cuando los datos exhiben un comportamiento lineal.

### **1.3 PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESIÓN<sup>7</sup>**

El análisis del transiente de presión se utiliza para analizar, mejorar y predecir el comportamiento de un yacimiento y consiste básicamente en medir las variaciones de presión en uno o varios pozos y hallar las propiedades petrofísicas de la roca y los fluidos del yacimiento, tales como: el coeficiente de almacenamiento, la permeabilidad, el volumen poroso y la presión promedio, entre otros.

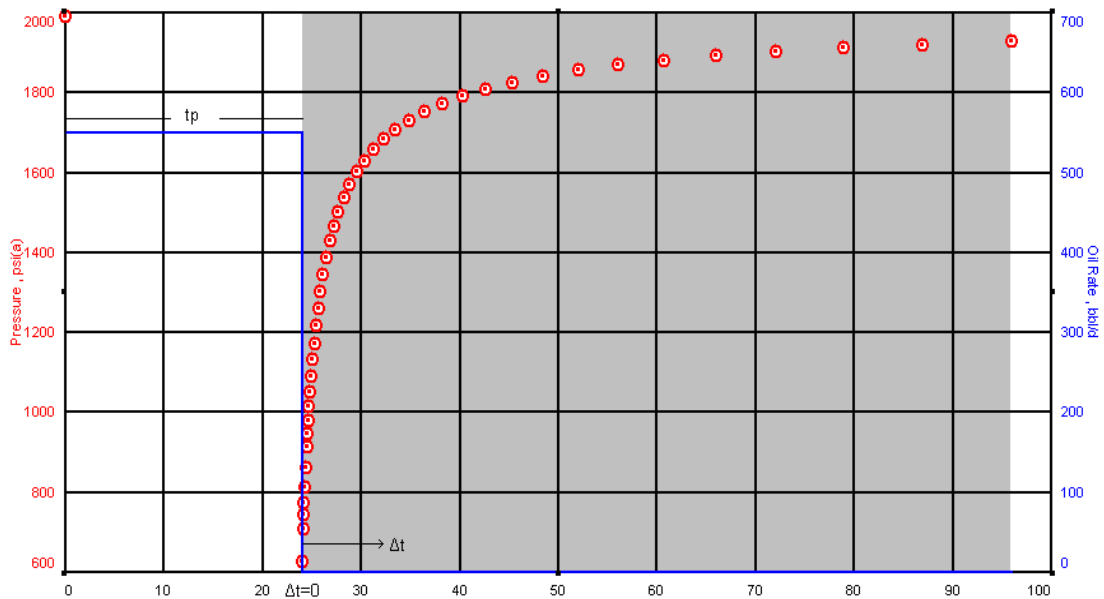
Las principales pruebas de transiente de presión es la prueba de restauración (Build-up test) y la prueba de declinación (Drawdown test).

### 1.3.1 Prueba de restauración de presión (Build-up test)

Básicamente, la prueba es llevada a cabo poniendo a producir un pozo a caudal constante por algún tiempo y cerrándolo después (usualmente en superficie), ocasionando un aumento en la presión dentro del pozo, el cual es registrada comúnmente en el fondo del pozo en función del tiempo como se ilustra en la figura 7.

Frecuentemente, a partir de la prueba de restauración de presión, es posible estimar la permeabilidad de la formación, la presión actual en el área de drenaje, caracterizar daño o estimulación y determinar límites o heterogeneidades en el yacimiento.

Figura 7. Prueba de restauración de presión (PBU).



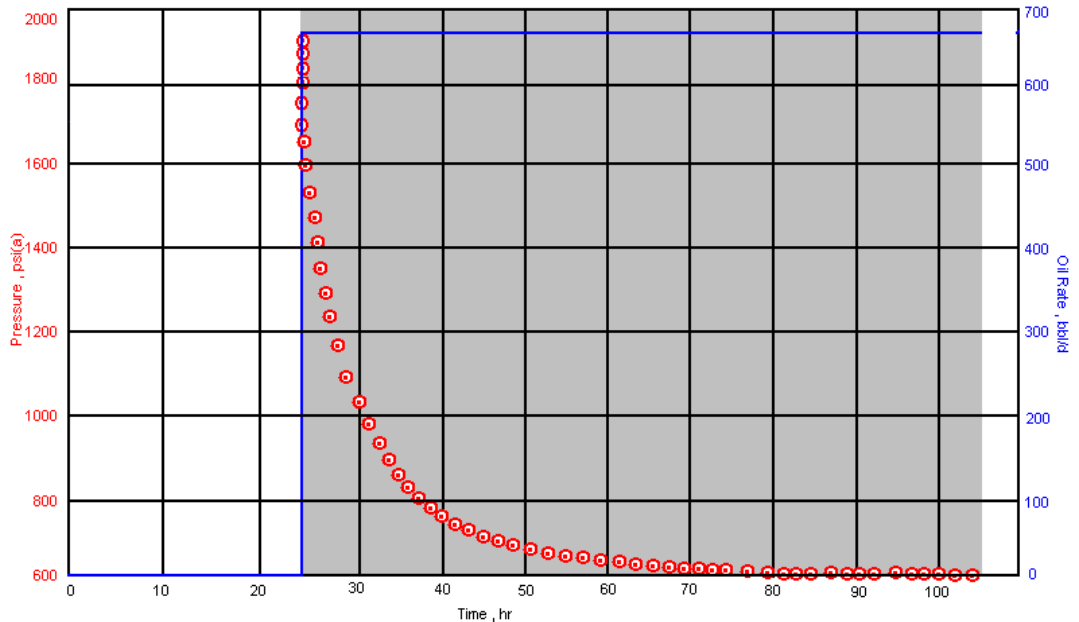
Fuente: Software F.A.S.T Welltest.

### 1.3.2 Prueba de declinación de presión (Drawdown test)

Estas pruebas son realizadas con el pozo en flujo estable y abierto a caudal constante, su duración es variable, (desde unas pocas horas hasta varios días)

dependiendo del objetivo de la prueba y las características de la formación como se ilustra en la figura 8.

**Figura 8. Prueba de declinación de presión (PDD).**



Fuente: Software F.A.S.T Welltest.

Los objetivos de la prueba de declinación de presión generalmente incluyen estimar permeabilidad, factor skin y en ocasiones, volumen de yacimiento.

Estas pruebas son aplicables particularmente a pozos nuevos, pozos que han sido cerrados lo suficiente para alcanzar que la presión se estabilice y pozos en los cuales no es económicamente viable realizar una prueba de restauración de presión. Los pozos exploratorios son candidatos frecuentes para largas pruebas de caída de presión, con un objetivo común de determinar el volumen mínimo o total que está siendo drenado por el pozo.

Una variación de esta prueba, es la conocida como: Drawdown extendida (Extended Drawdown) y sirve para definir los límites del yacimiento y/o el área

de drenaje de un pozo, así como para estimar volúmenes iniciales de producción.

#### 1.4 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (PBU)<sup>3</sup>

El análisis de la prueba de restauración de presión se basa ampliamente en un procedimiento gráfico sugerido por Horner<sup>8</sup>, el cual para desarrollar su método se baso en la suposición de una prueba ideal, donde el yacimiento actúa como infinito, homogéneo e isótropo que contiene un fluido en una sola fase, ligeramente compresible y con propiedades constantes, cualquier daño o estimulación se considera concentrado en la cara del pozo y al instante del cierre el flujo dentro del pozo cesa totalmente.

Para la prueba de restauración de presión, la presión de cierre en el fondo del pozo puede expresarse usando el principio de superposición para un pozo que inicialmente produce a una tasa  $q$  constante hasta un tiempo  $t_p$  y luego cerrado por tiempo  $\Delta t$ . (Ver figura 8).

En cualquier tiempo del cierre se tiene:

$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k(t)} \right) - 2s \right] - 70.6 \frac{(q_2 - q_1)B\mu}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k(t - t_1)} \right) - 2s \right] \dots (18)$$

Si,

$$q_1 = q = \text{Constante}$$

$$t = t_p + \Delta t$$

$$q_2 = 0$$

$$t_1 = t_p$$

$$q_1 - q_2 = -q$$

$$t - t_1 = t - t_p = \Delta t.$$

Luego,

$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2s \right] - 70.6 \frac{(-q)B\mu}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k\Delta t} \right) - 2s \right] \dots (19)$$

Simplificando,

$$P_{ws} = P_i - 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \ln\left(\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}\right) \dots\dots\dots (20)$$

Cambiando la función logarítmica,

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \log\left(\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}\right) \dots\dots\dots (21)$$

La forma de la ecuación indica que la presión de cierre en el fondo,  $P_{ws}$ , registrada durante una prueba de restauración de presión es función lineal del  $\log [(tp+\Delta t)/\Delta t]$ . Además, la pendiente  $m$  de esta línea recta será,

$$m = -162.6 \frac{qB\mu}{kh} \dots\dots\dots (22)$$

Según la ecuación, la pendiente es negativa pero la practica para efectos de análisis y evitar confusiones, se puede utilizar el valor absoluto de  $m$ .

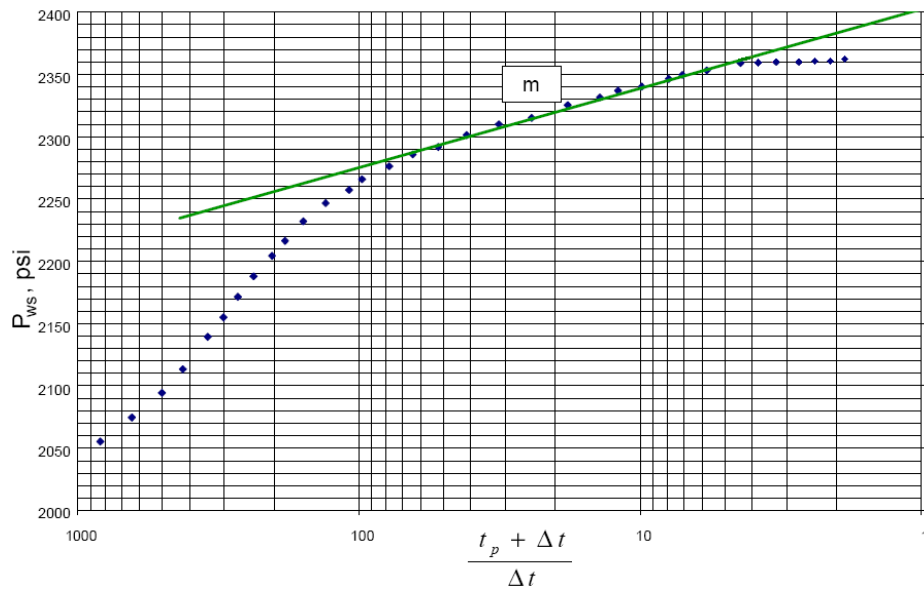
La ecuación (22) se conoce como *Ecuación de Horner* y describe una línea recta para todos los tiempos en una prueba de restauración de presión (PBU) ideal.

La práctica convencional en la industria es graficar  $P_{ws}$  vs.  $\log [(tp+\Delta t)/\Delta t]$  (tiempo de Horner) sobre papel semilogarítmico con los valores de  $(tp+\Delta t)/\Delta t$  decreciendo de izquierda a derecha llamado gráfico de Horner, como se ilustra en la figura 9.

La curva descrita por los datos en el gráfico de Horner, aplicando el concepto de radio de investigación, se puede dividir la prueba de restauración de presión en tres regiones, una región de tiempo temprano o inicial, durante el cual la onda de presión se está moviendo a través de la parte de la formación más

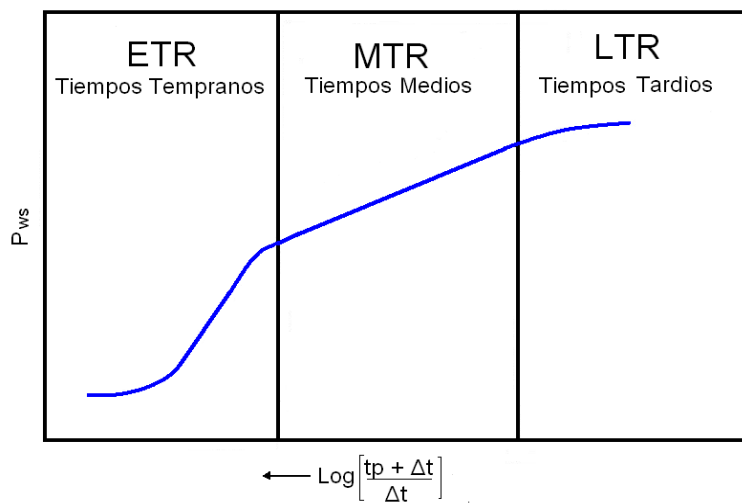
cercana al pozo; una región de tiempo medio, durante el cual la onda de presión viaja más allá de la región cercana al pozo y dentro de toda la formación neta; y una región de tiempo tardío o final, en el cual el radio de investigación ha alcanzado los límites de drenaje del pozo, como se ilustra la figura 10.

**Figura 9. Gráfico de Horner para una prueba PBU.**



Fuente: Análisis moderno de presiones de pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

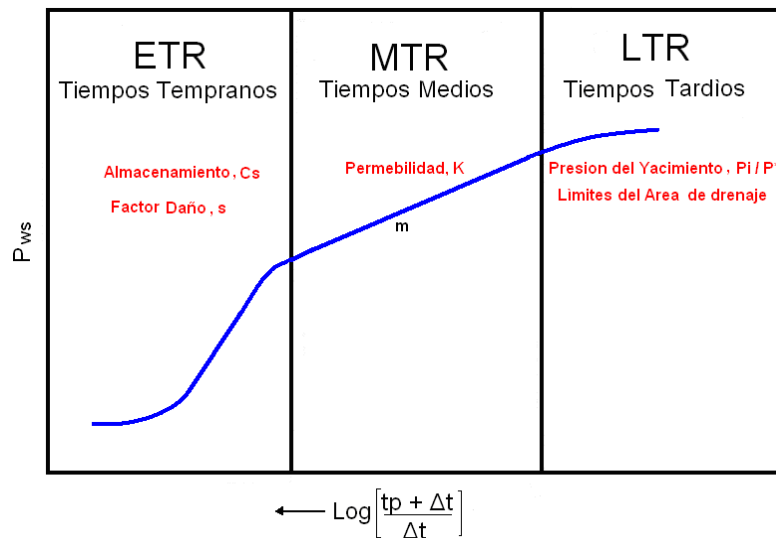
**Figura 10. Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.**



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of Petroleum Engineers of AIME.

Mediante el análisis de la prueba es posible obtener los siguientes parámetros: efectos y duración del postfluj, determinación de la permeabilidad, daño o estimulación del pozo, presión en el yacimiento y prueba de los límites del yacimiento. En la figura 11, se puede apreciar a partir de qué región se puede obtener la anterior información.

**Figura 11. Obtención de parámetros en una curva de PBU.**



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of Petroleum Engineers of AIM

A continuación se muestra en forma general el estudio de las regiones de tiempo de la prueba de restauración de presión, con los respectivos parámetros obtenidos en estas regiones.

#### 1.4.1 Región de tiempo temprano o inicial (ETR)

En esta región la onda de presión causada por el cierre atraviesa la permeabilidad alterada, y no se puede esperar una pendiente de línea recta que esté relacionada con la permeabilidad de la formación. Es posible obtener una línea recta todo el tiempo para un pozo dañado, únicamente cuando el daño está concentrado en una zona muy delgada en la cara de la arena.

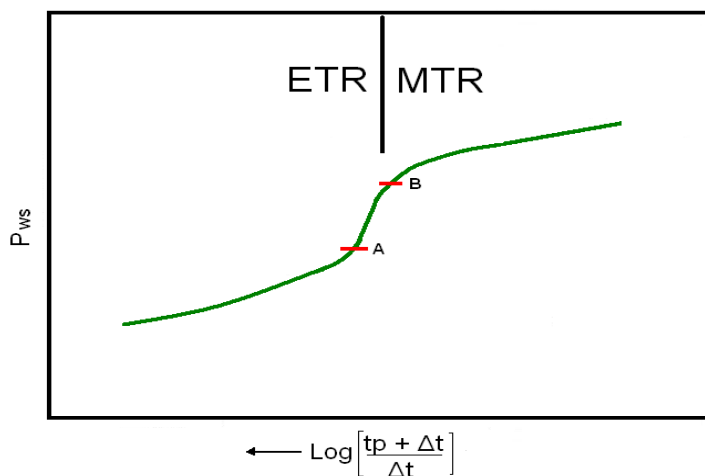
Después del cierre en superficie viene un periodo de almacenamiento en el pozo, postflujo, comprime los fluidos en el pozo, donde la tasa no cambia abruptamente a cero al cerrar el pozo sino que va disminuyendo gradualmente.

El punto en el cual desaparece la distorsión de los datos de restauración de presión debido al postflujo es el punto donde usualmente termina la región de tiempo temprano o inicial.

### Determinación de los efectos y duración del postflujo

El postflujo se observa sobre un gráfico de la prueba de restauración de presión en forma de “S” en los tiempos tempranos como se ilustra en la figura 12. En algunas pruebas, partes de esta forma de S pueden estar ausente en el rango de tiempo durante el cual se han registrado los datos, por ejemplo, los datos antes del tiempo A pueden estar ausentes, o los datos para tiempos mayores que el tiempo B pueden no aparecer. Así la sola forma de la curva de la prueba de restauración no es suficiente para determinar la presencia o ausencia del postflujo, esto es solamente un indicio que algunas señala la presencia del postflujo.

Figura 12. Influencia típica en forma de “s” alargada del almacenamiento.



Fuente: LEE John., “Well Testing”, Society of Petroleum Engineers of AIME.

Mediante la gráfica de Horner el análisis puede saber si hay o no postflujo durante la prueba, pero no puede establecer cuantitativamente el valor de la constante de almacenamiento ni con precisión el fin de sus efectos, por lo que es necesario recurrir a las curvas tipo.

Si se conoce la constante de almacenamiento y el daño, el fin de los efectos del postflujo se puede usar las siguientes relaciones empíricas que marcan el final de la distorsión debido al almacenamiento en el pozo.

$$t_D \cong (60 + 3.5S)C_{sd} \dots\dots\dots (23)$$

$$t_D \cong 50 C_{sd} e^{0.14 S} \dots\dots\dots (24)$$

$$t_{wbs} \cong \frac{170000 C_s e^{0.14 S}}{(kh / \mu)} \dots\dots\dots (25)$$

#### 1.4.2 Región de tiempo medio (MTR)

En esta región el radio de investigación se ha movido más allá de la influencia de la zona alterada cerca al pozo probado, y cuando ha cesado la distorsión de los datos de la prueba de restauración de presión debido al postflujo, usualmente se observa la línea recta ideal cuya pendiente está relacionada con la permeabilidad de la formación.

Esta línea recta ordinariamente continuará hasta que el radio de investigación alcance uno o más límites del yacimiento, heterogeneidades masivas o un contacto fluido/fluido.

El análisis de una prueba de restauración de presión usando el método de Horner, requiere que se identifique esta línea de tiempo medio y que, en particular, no se confunda con una de las líneas rectas falsas que se

desarrollan en las regiones de los tiempos temprano y tardío de la prueba. La determinación de la permeabilidad del yacimiento y el factor de daño, depende del reconocimiento de la línea de tiempo medio, además la estimación de la presión promedio del área de drenaje para un pozo en un campo desarrollado requiere que esta línea esté definida.

### **Determinación de la permeabilidad**

La determinación de la permeabilidad de la formación se obtiene de la pendiente de la línea de la región de tiempo medio, MTR, como se ve en figura 11, utilizando la ecuación (22).

El análisis de la región de tiempo medio, MTR, es útil para calcular la permeabilidad promedio,  $k_J$ , a partir de los datos obtenidos en una prueba de ascenso, la cual es válida únicamente si se alcanza el estado pseudos-estable durante el periodo de producción a partir de la siguiente ecuación.

$$k_J = \frac{141.2qB\mu \left[ \ln(r_e / r_w) - \frac{3}{4} \right]}{h(\bar{P} - P_{wf})} \dots\dots\dots (26)$$

Para un pozo que no está ni dañado ni estimulado,  $k_J$ , deberá ser igual a la permeabilidad de la formación,  $k$ , determinada de la pendiente de la región de tiempo medio, MTR, para un pozo dañado,  $k_J < k$  y para un pozo estimulado,  $k_J > k$ .

### **Determinación del daño o estimulación en el pozo**

Los datos disponibles de la prueba para hacer una estimación cuantitativa del daño o estimulación en un pozo se basa en el gráfico de Horner, el cual

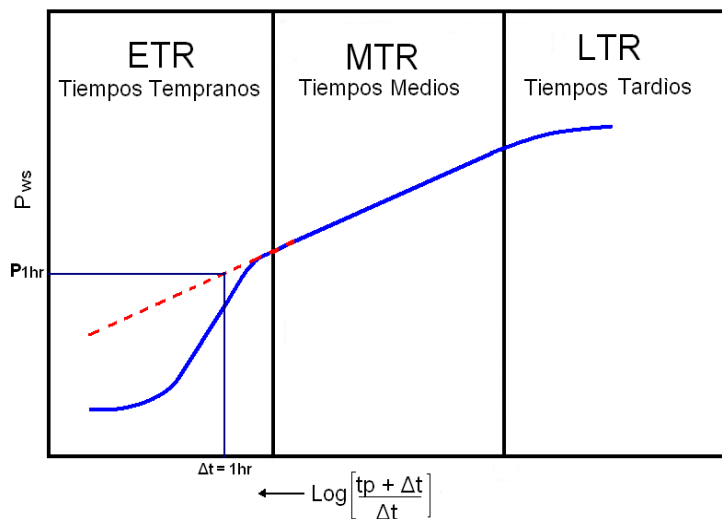
consiste en calcular el factor skin y traducirlo en explicaciones físicas bien sea de lo que pasó en la zona cercana a la cara del pozo durante la prueba o del estado del pozo al realizar la prueba.

El daño se puede calcular una vez se haya identificado la región de tiempo medio, MTR, y se haya calculado la permeabilidad de la formación con la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \left[ \frac{(P_{1hr} - P_{wf})}{m} - \log \left( \frac{K}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots (27)$$

Donde  $P_{1hr}$  es el valor de  $P_{ws}$  al tiempo de cierre  $\Delta t$  de 1 hora sobre la línea de tiempo medio o su extrapolación como se ilustra en la figura 13. No es posible calcular el factor de daño hasta que la línea de tiempo medio haya sido establecida debido a que los valores de  $k$ ,  $m$  y  $P_{1hr}$ , se determinan a partir de esta.

**Figura 13. Determinación de  $P_{1hr}$ .**



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of Petroleum Engineers of AIME.

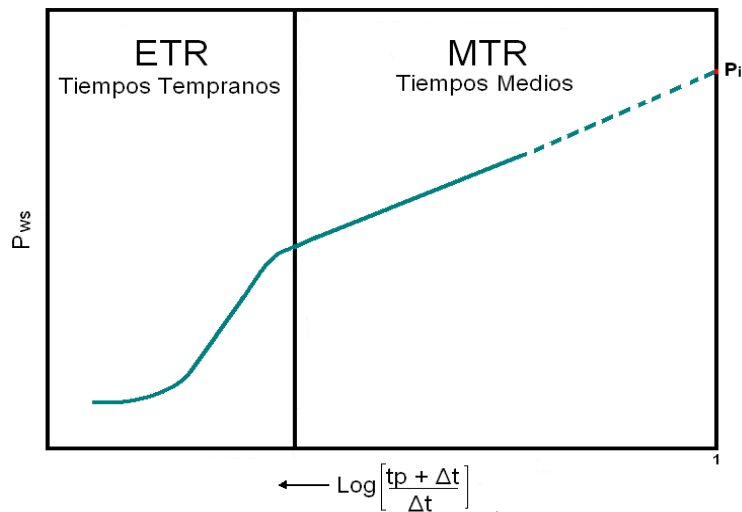
### 1.4.3 Región de tiempo tardío o final (LTR)

En esta región transcurrido un tiempo suficiente, el radio de investigación eventualmente alcanzará los límites de drenaje de un pozo. En esta región de tiempo tardío el comportamiento de la presión está influenciado por la configuración del límite, interferencia de pozos cercanos, heterogeneidades significantes del yacimiento y contactos fluido/fluido.

#### Determinación de la presión en la formación

La presión original del yacimiento  $P_i$ , se determina simplemente identificando la línea de tiempo medio, MTR, se extrapola al tiempo de cierre infinito,  $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$ , y se lee la presión, la cual es la presión original del yacimiento, como se ilustra en la figura 14.

Figura 14. Determinación de la presión original del yacimiento.



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of Petroleum Engineers of AIME.

Esta técnica es posible únicamente para un pozo en un yacimiento nuevo, es decir, uno en el cual ha habido un despreciable agotamiento de la presión,

estrictamente hablando, esto es válido solo para pruebas en las cuales el radio de investigación no encuentra ningún límite del yacimiento durante la producción.

En un yacimiento con uno o más límites relativamente cerca al pozo probado y encontrado por el radio de investigación durante el periodo de producción, la línea de tiempo tardío es la que debe ser extrapolada.

Para un pozo en un yacimiento en el cual ha habido algún agotamiento parcial de la presión, no se obtiene un cálculo de la presión original del yacimiento de la extrapolación de una curva de restauración de presión. Usualmente el objetivo es determinar la presión promedio del área de drenaje del pozo; a esta presión se llama presión estática del área de drenaje.

### **1.5 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN (PDD)<sup>3</sup>**

La prueba de declinación de presión se realiza en pozos nuevos, en pozos cerrados por un tiempo lo suficiente largo como para que la presión se estabilice, y en pozos de producción.

El método de análisis de la prueba de declinación de presión, es muy similar al de Horner, siendo el aspecto más importante la determinación de la línea recta semilogarítmica en la región de tiempo medio, MTR, en una gráfica de, presión contra logaritmo del tiempo.

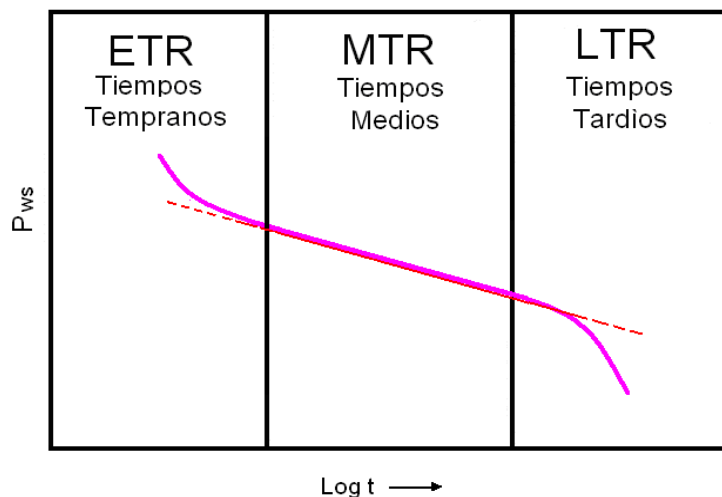
El análisis de las pruebas de declinación o descenso, PDD, parte de la ecuación ideal que modela una prueba a tasa constante en un yacimiento infinito. Dicha ecuación incluye la aproximación logarítmica para la solución  $E_i$  y sugiere que el comportamiento de los datos en su respectiva gráfica es lineal.

$$P_{wf} = P_i + 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[ \log \left( \frac{1688 \phi \mu c_i r_w^2}{kt} \right) \right] - 0.869 s \dots \dots \dots (28)$$

Sin embargo, en la práctica esta ecuación no describe lo que realmente pasa en las pruebas de declinación de presión, PDD, ya que la forma de la curva obtenida a partir de los datos recolectados durante la prueba se ve afectada por el almacenamiento o vaciamiento, por la presencia de una zona de permeabilidad alterada y por los efectos de las fronteras o heterogeneidades del yacimiento.

La gráfica de una prueba común presenta tres regiones diferentes: un tiempo temprano o inicial, ETR, un tiempo medio, MTR y un tiempo tardío o final, LTR, similares a las que se identifican en una prueba de restauración de presión, PBU, como se ilustra en la figura 15.

**Figura 15. Regiones de una prueba de declinación de presión.**



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of Petroleum Engineers of AIME.

El tiempo temprano o inicial, ETR, frecuentemente está dominado por el vaciamiento de la cara del pozo ya que la tasa a la cual el fluido removido en la cara del pozo excede la tasa a la cual el fluido entra a él desde la formación. La

distorsión sobre los datos se presenta mientras se alcanza el equilibrio entre ambas tasas. Al alcanzar el equilibrio, se establece una tasa constante en la cara de la arena que hace que los datos empiecen a manifestar un comportamiento lineal.

El tiempo en el cual termina el vaciamiento se puede determinar por:

$$t_D \geq (60 + 3.5s)C_{sD} \dots\dots\dots (29)$$

$$t_{wbs} = \frac{(200000 + 12000)C_{sD}}{kh / \mu} \dots\dots\dots (30)$$

El tiempo medio, MTR, es la región más importante de la gráfica y se distingue por el comportamiento lineal de los datos, en su rango de tiempos. El inicio de esta recta esta marcado por el fin del vaciamiento y el comienzo de los efectos de las fronteras y heterogeneidades del yacimiento. La identificación de esta región es clave para el análisis de la prueba y para comenzar la caracterización del yacimiento.

El tiempo tardío o final, LTR, es la región en la cual el radio de investigación alcanza una porción del yacimiento afectada principalmente por las fronteras o la presencia de heterogeneidades y se distingue porque los datos en esta región se desvían de su comportamiento lineal.

El tiempo en el cual comienza los efectos de frontera se puede determinar por:

$$t_{lt} = \frac{38000\phi\mu c_t A t_{DA}}{k} \dots\dots\dots (31)$$

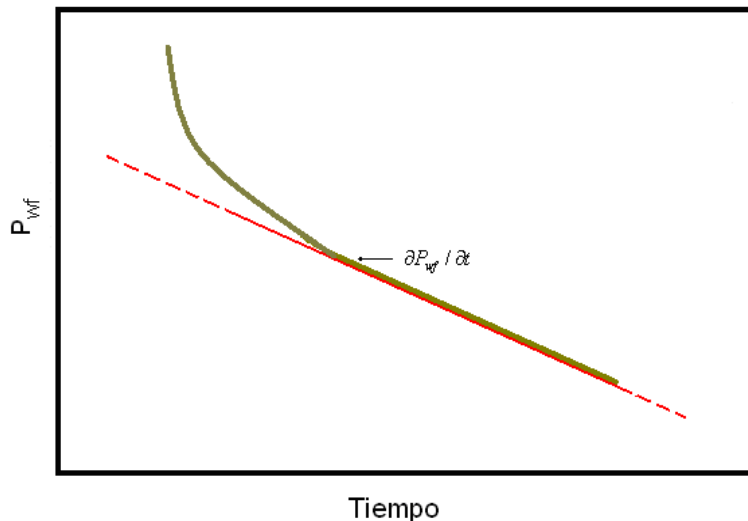
Donde A es el área de drenaje del pozo de prueba y  $t_{DA}$  es el tiempo adimensional.

Otro uso de las pruebas de declinación de presión es estimar el volumen poroso del yacimiento,  $V_p$ . Esto es posible cuando el radio de investigación alcanza todas las fronteras durante la prueba así que el flujo en estado pseudo-estable es logrado:

$$V_p = \frac{-0.234qB}{c_t(\partial P_{wf} / \partial t)} \dots\dots\dots (32)$$

Donde  $\partial P_{wf} / \partial t$  es la pendiente de la línea recta de la gráfica de  $P_{wf}$  contra  $t$ , en coordenadas cartesianas como ilustra la figura 16.

**Figura 16. Gráfica cartesiana para una prueba de declinación de presión.**



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of Petroleum Engineers of AIME.

Winestock y Colpitts<sup>9</sup> muestran que cuando la tasa está cambiando ligera y suavemente, la ecuación que modela la región de tiempo medio, MTR, de la prueba de caída de presión es:

$$\frac{(P_i - P_{wk})}{q} = 162.6 \frac{\mu B}{kh} \left[ \log \left( \frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{kt} \right) + 0.869 s \right] \dots\dots\dots (33)$$

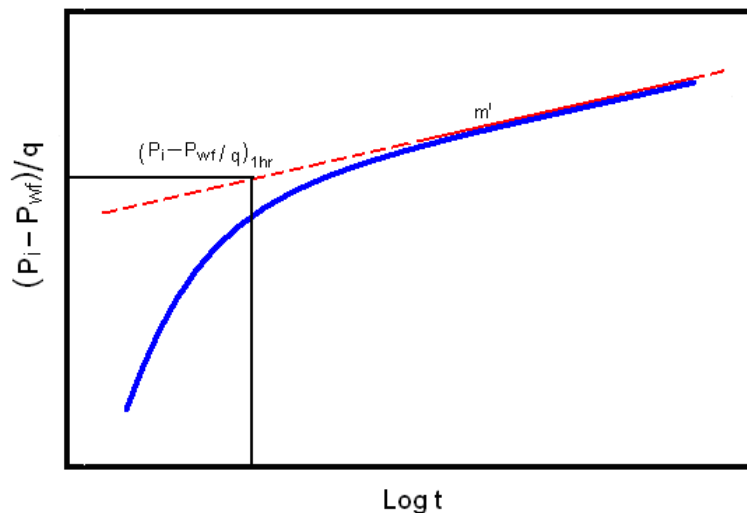
La técnica de análisis es graficar  $(P_i - P_{wf})/q$  contra  $\text{Log } t$ , como se ilustra en la figura 17; se identifica la línea recta de tiempo medio, se mide la pendiente  $m'$  en  $\text{psi/STB/D/ciclo}$  y se calcula  $kh$  de la siguiente ecuación:

$$kh = 162.6 \frac{\mu B}{m'} \dots\dots\dots (34)$$

Finalmente se determina el factor daño:

$$s = 1.151 \left[ \left( \frac{(P_i - P_{wk})}{q} \right)_{1hr} \frac{1}{m'} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots (35)$$

**Figura 17. Prueba de declinación de presión a tasa variable.**



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of Petroleum Engineers of AIME.

### 1.6 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN<sup>9</sup>

Las pruebas de presión permiten evaluar las características del yacimiento, entre estas, la determinación de la presión promedio, factor daño, almacenamiento y para su interpretación se han propuesto diferentes métodos,

los más conocidos desde hace varias décadas son los llamados “Métodos Convencionales”, Horner, Miller-Dyes-Hutchinson - MDH, Matthews-Brons-Hazebroek - MBH, entre otros; y por otra parte, los llamados “Métodos Modernos”, desarrollados en los últimos veinte años, entre los que se puede mencionar, el ajuste por curvas tipo, análisis de la derivada y la técnica de síntesis directa de Tiab - TDST.

Los avances en el control de las condiciones en el fondo del pozo, el mejoramiento de las mediciones en él, la mayor resolución de los indicadores de presión, el uso de los computadores, el desarrollo de la interpretación y de las técnicas de modelamiento más avanzadas, han jugado un papel fundamental en la transformación de las pruebas de presión en los últimos años, lo cual juega un papel muy importante en el desarrollo de este trabajo.

Los aspectos principales de la evolución de los métodos de interpretación de pruebas de presión pueden resumirse en la tabla 1.

**Tabla 1. Evolución de las pruebas de presión.**

<b>EVOLUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN</b>		
<b>Periodo</b>	<b>Método</b>	<b>Objetivo</b>
1950-1970	Línea recta (Horner, MDH, MBH entre otros)	Yacimiento homogéneo.
1970-1980	Curva tipo	Efecto cercano al pozo y sus vecindades.
1980-1985	Curva tipo con parámetros	Pozo fracturado doble porosidad.
1985-1990	Derivada de la presión	Yacimiento heterogéneo.
1990-Act.	Técnica de síntesis directa de TIAB, Convolución, Deconvolución y uso de computadores.	Matemática avanzada e integración de información.

Fuente: Modificado de RAMÍREZ D., Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión, Tesis de grado, UIS, 1996.

A continuación se explica brevemente cada una de las técnicas mostradas en la tabla 1.

### **1.6.1 Método de ajuste por curvas tipo**

Las curvas tipo aparecieron por primera vez, para interpretar pruebas de presión en sistemas acuíferos. Luego en los años setenta, Agarwal y Ramey<sup>10</sup>, las aplican e introducen en la literatura y más tarde otros investigadores, mejoran la técnica y la extienden al análisis de diferentes regímenes de flujo.

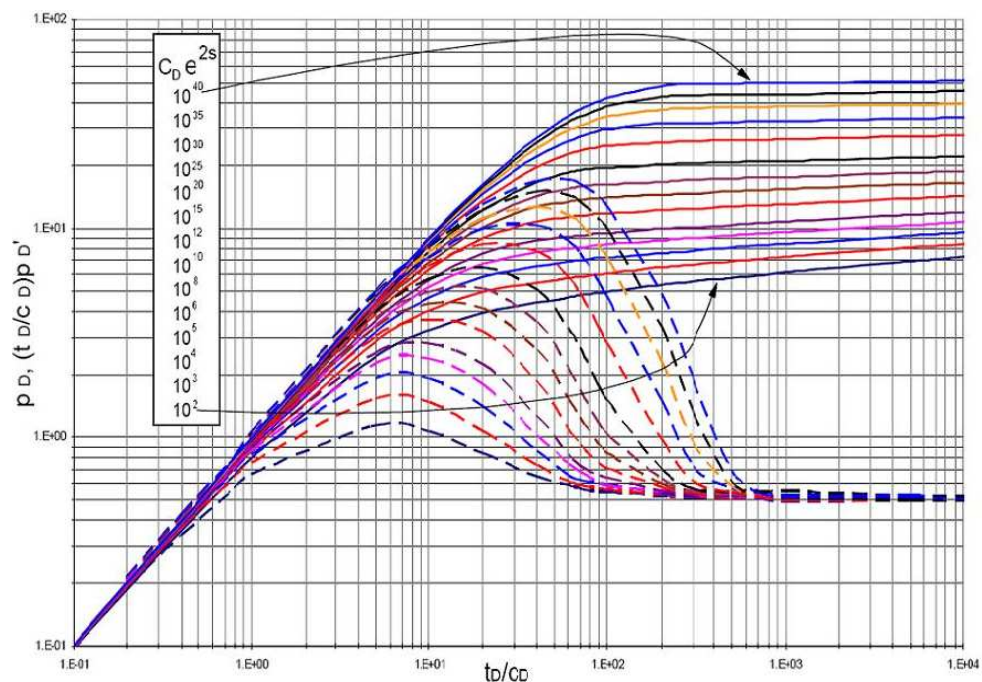
Las curvas tipo se utilizan en el análisis de datos de pruebas Drawdown, Build-up, interferencia y presión constante, se generan a partir de parámetros adimensionales que resultan de multiplicar los parámetros reales por un factor de corrección que tiene en cuenta la forma y demás características geométricas del yacimiento.

El análisis de los gráficos logarítmicos de las curvas tipo, con los parámetros adimensionales ( $P_D$  y  $t_D$ ) y sus derivadas, como ilustra la figura 18, dan más información del yacimiento que un gráfico semilogarítmico de la presión contra tiempo. Lo anterior se puede explicar por el comportamiento matemático de la derivada, el cual muestra en cualquier instante, mayor sensibilidad a los cambios en el yacimiento. Esta técnica, básicamente, ajusta los datos reales a las curvas tipo adimensionales mediante la superposición de estos y el mejor ajuste en un set de curvas tipo, de la misma escala o tamaño. Los datos obtenidos de este ajuste con la curva tipo adimensional, son asumidos como parte del sistema real del yacimiento en evaluación.

A pesar de que mediante las curvas de la derivada de presión, se pueden observar todos los regímenes de flujo, la técnica de ajuste por curvas tipo sigue siendo un procedimiento de prueba y error, de poca precisión. Horner (1967), demostró que el ajuste por curvas tipo no es tan preciso como los métodos

convencionales, debido a que los ejes en un gráfico logarítmico tienden a ser imprecisos a tiempos tardíos, de tal manera que 1 mm de un punto de presión, puede significar un error de 200 *psia*. A este respecto es preciso señalar también, que algunas veces se pueden obtener datos no consistentes o que generan “ruido” en la derivada de presión, haciendo imposible identificar los diferentes regímenes de flujo, presentes en una prueba de presión.

**Figura 18. Curva tipo de Bourdet.**



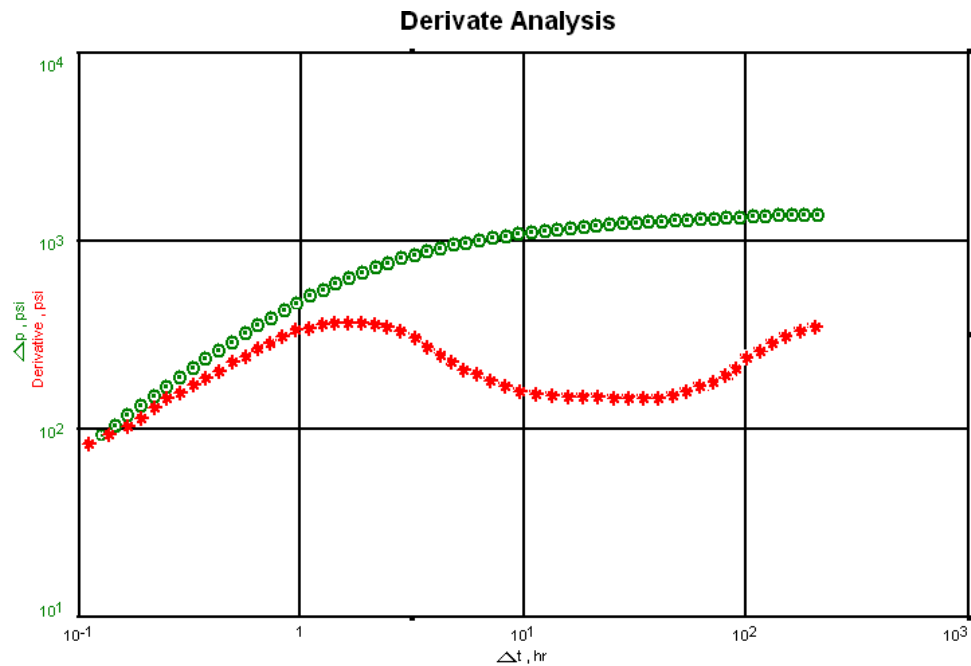
Fuente: ESCOBAR, F., Análisis Moderno de Presiones de Pozo, Universidad Surcolombiana, Neiva - Huila, Noviembre de 2003.

### 1.6.2 Método de la derivada de la presión

El análisis moderno de pruebas de presión fue mejorado con el uso de la gráfica de la derivada propuesta por Bourdet<sup>11</sup> (1983), el método de interpretación es basado en el análisis de la derivada de la presión respecto a la función de tiempo apropiada.

La gráfica de la derivada consiste en la representación simultánea en escala *Log -Log* de la caída de presión y de la derivada de la presión con respecto a una función del tiempo contra otra función del tiempo como se ilustra en la figura 19.

**Figura 19. Gráfico de la derivada de la presión.**



Fuente: Software F.A.S.T Welltest.

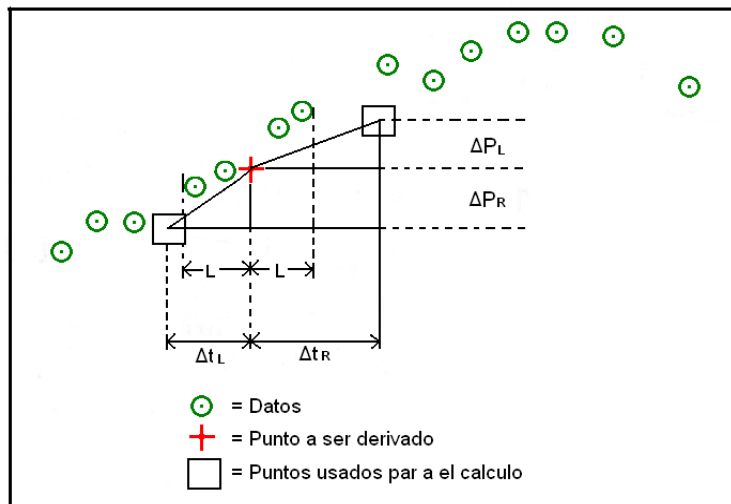
El análisis utilizando la derivada es más sensible que el realizado solo con base en la presión, debido a que en la derivada se acentúan las diferencias de las formas de la curva, ocasionada por los regímenes de flujo que se pueden presentar en un período determinado. Específicamente, una gráfica logarítmica de los datos de la derivada puede mostrar un máximo, un mínimo, una zona estabilizada (plana), una tendencia creciente o decreciente, etc.

La derivada se realiza respecto a una "función del tiempo" que se escoge apropiadamente según la prueba que se realice, en el caso de una prueba de descenso, la función es el logaritmo natural del tiempo, es decir:

$$\text{Derivada} = \frac{dp}{d(\ln t)} \dots\dots\dots (36)$$

El cálculo de la derivada en un punto específico se determina encontrando las pendientes hacia un punto anterior y otro siguiente en los datos de presión, como se muestra en la figura 20. El parámetro  $L$ , define la distancia mínima existente entre la abscisa y estos puntos, suavizando la distorsión en las vecindades del punto central. Por ello,  $L$  se define como  $\Delta(\ln t)$ .

**Figura 20. Cálculo de la derivada de la presión.**



Fuente: GALLARDO E. y VALDERRAMA S., "Análisis de modelos sintéticos de yacimientos utilizando técnicas modernas de interpretación de pruebas de presión", Tesis de grado, UIS, 1999.

La ecuación que determina el valor de la derivada,  $m_p$ , es:

$$m_p = \frac{\left( \frac{\Delta P}{\Delta t_L} \Delta t_R + \frac{\Delta P}{\Delta t_R} \Delta t_L \right)}{(\Delta t_L + \Delta t_R)} \dots\dots\dots (37)$$

Un valor de  $L$  entre 0.1 y 0.3 es normalmente satisfactorio, teniendo en cuenta que se puede estar lejos del punto central de manera que se pierdan detalles, o que se puede estar tan cerca que se introduce una gran cantidad de distorsión.

## Modelos e interpretación de la derivada de la presión<sup>1</sup>

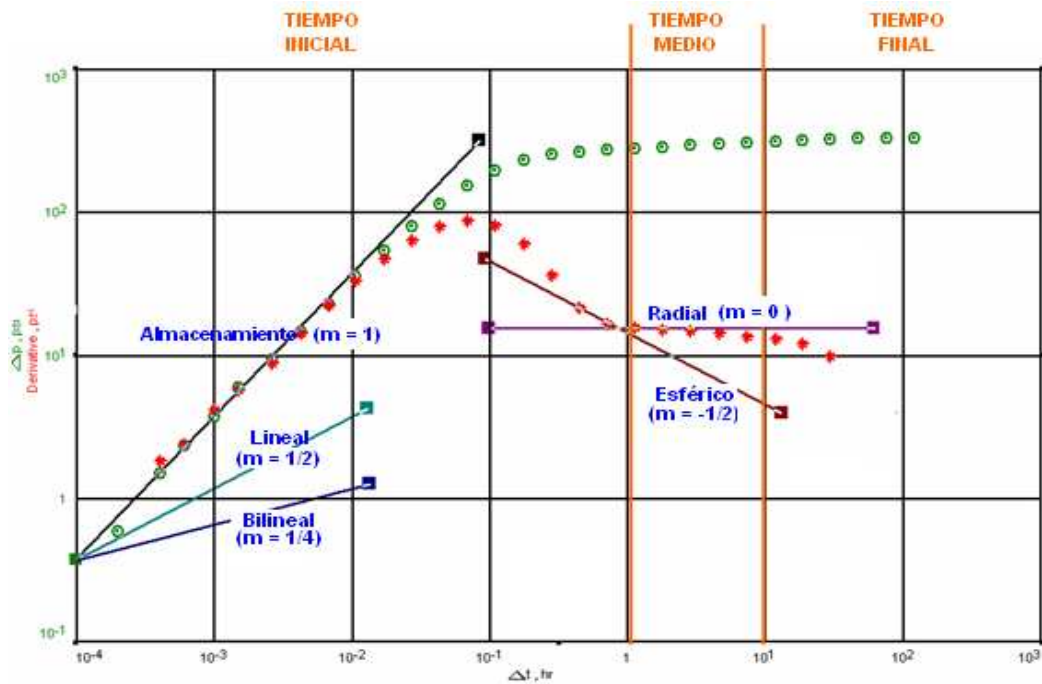
El diagnóstico de la geometría de flujo se hace comúnmente en la gráfica de la derivada radial (Bourdet), puesto que la geometría y el patrón de flujo definen la función de tiempo que controla el cambio de presión en el yacimiento. La función *Derivada* es la derivada de la presión con respecto al logaritmo natural del tiempo y es proporcional a la pendiente de los tiempos medios en una gráfica semilogarítmica.

En la derivada se analiza la forma de la curva descrita por los datos y se identifican las regiones de datos como se ilustra en la figura 21, que se ajusten a un comportamiento de:

- *Línea horizontal*: indica presencia de flujo radial, bien sea en la región de tiempo medio (MTR) o en la de tiempo tardío (LTR), y se da en yacimientos homogéneos, de doble porosidad, de doble permeabilidad u otros.
- *Línea de Pendiente Unitaria*: indica almacenamiento, en la cara del pozo si se localiza en la región de tiempo inicial (ETR), y régimen de flujo pseudos-estable, si se visualiza en la región de tiempo tardío (LTR) de un yacimiento cerrado tipo rectángulo. Se puede presentar en cualquier otro modelo de yacimiento, para indicar almacenamiento.
- *Línea de Pendiente 1/2*: indica flujo lineal, en un modelo fracturado si se presenta en la región de tiempo inicial (ETR), y presencia de fallas o yacimiento tipo canal en la región de tiempo tardío (LTR).
- *Línea de Pendiente 1/4*: indica flujo bilineal, en un modelo fracturado con conductividad finita, si se presenta en la región de tiempo inicial (ETR).

- *Línea de pendiente -1/2*: indica flujo esférico, se encuentra en la transición entre la región de tiempo inicial (ETR) y la región de tiempo medio (MTR), y se presenta por lo general en yacimientos parcialmente penetrados.

Figura 21. Diagnóstico de la geometría de flujo en la gráfica de la derivada de la presión.



Fuente: Modificado del software F.A.S.T. WellTest.

Existen otros métodos para identificar las geometrías de flujo presentes en un yacimiento. Se denomina método de ajuste de líneas rectas y consiste en distinguir comportamientos de línea recta, en gráficas específicas para cada uno de los regímenes de flujo expuestos. En este método, las líneas ajustadas pueden tener cualquier pendiente, mientras que en el de la derivada las líneas a ajustar son de pendiente fija.

Dentro de los modelos mas importantes que se han definido para realizar las pruebas de presión se muestran en al tabla 2.

**Tabla 2. Modelos de yacimiento.**

<b>MODELOS DE YACIMIENTO</b>	
<b>Modelo</b>	<b>Comportamiento</b>
Radial homogéneo	Modelo homogéneo con almacenamiento en el wellbore (ETR) y flujo radial (MTR y LTR)
Fractura vertical de conductividad infinita	Modelo fracturado en el cual no hay resistencia al flujo a lo largo de la fractura. Existe flujo lineal desde la matriz a la fractura.
Fractura vertical de flujo uniforme	Modelo fracturado en el cual flujo entra a la fractura a la misma tasa que sale a superficie.
Fractura vertical de conductividad finita	Modelo fracturado con permeabilidad finita, en el cual existe superposición de dos flujos lineales
Doble porosidad	Modelo naturalmente fracturado con flujo interporoso, en estado pseudos-estable o transitorio, entre dos bloques
Doble permeabilidad	Modelo de dos capas con flujo radial horizontal. Pueden estar las dos cañoneadas o sólo una de ellas.
Penetración parcial	Modelo donde sólo una porción de la capa productora ha sido cañoneada. El flujo es esférico.

Fuente: Modificado de RAMÍREZ D., Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión, Tesis de grado, UIS, 1996.

Los modelos de frontera más importantes se pueden agrupar así:

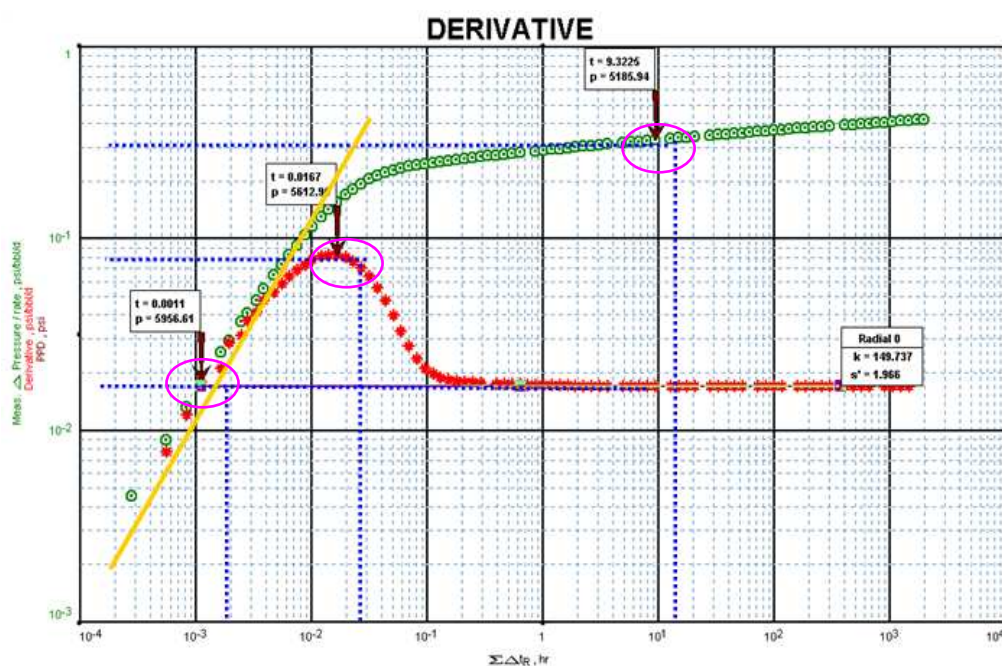
- ♣ Infinito: es un modelo sin límites.
- ♣ Falla: es un modelo con falla sellante o no sellante.
- ♣ Fallas paralelas: es un modelo con fallas paralelas sellantes o no sellantes.
- ♣ Fallas cruzadas: es un modelo en el cual las fallas se interceptan formando diversos ángulos entre sí.
- ♣ Fallas formando "U".
- ♣ Rectángulos cerrados.

En el Anexo A, se encuentran las respuestas más frecuentes de la curva de la derivada de la presión par identificar los diferentes modelos de yacimiento.

### 1.6.3 Técnica de síntesis directa de TIAB –TDST<sup>12</sup>

Apareció publicada por primera vez en 1993, en el paper SPE 25426: “Análisis de presión y derivadas de presión sin ajuste por curvas tipo: efectos de daño y almacenamiento”, cuyo autor es el profesor a Djebbar Tiab de la Universidad de Oklahoma. Es una de las técnicas de análisis de pruebas de presión más reciente y esta basada en la interpretación de gráficos logarítmico de la presión y la derivada de presión contra tiempo, como ilustra la figura 22, y permite calcular parámetros del yacimiento sin utilizar el método de ajustes por curvas tipo.

Figura 22. Técnica de síntesis directa de TIAB.



Fuente: Modificado del software F.A.S.T. WellTest.

Su característica más importante es la precisión en los resultados, atribuida a sus soluciones analíticas para el cálculo de la permeabilidad, el factor de daño y el coeficiente de almacenamiento. Es aplicable en la interpretación tanto de pruebas de Build-up, como de Drawdown.

El método de síntesis directa de Tiab es de vital importancia para la ingeniería de yacimientos y de producción, debido a esta se pueden obtener propiedades del yacimiento, y así obtener el modelo del yacimiento, parte crucial para implementar un proceso de recuperación de reservas. Cabe también resaltar, que la técnica en su mayoría permite la comprobación de los resultados obtenidos para así asegurar una confiabilidad mayor en éstos, y mostrar la simplicidad y efectividad de esta nueva técnica.

#### **1.6.4 Técnica de convolución y deconvolución<sup>13</sup>**

Esta técnica es la más reciente en la evolución de análisis de pruebas de presión y muestra como mejorar una serie de cambios incrementando la habilidad de discriminar el potencial de interpretación entre los modelos y verificar la consistencia del análisis y se incrementa drásticamente la cantidad de información que puede ser extraída de los datos de pruebas de pozo y la confiabilidad en la información obtenida.

En la interpretación y en el análisis convencional de pruebas de presión, es posible que por efecto de almacenamiento “wellbore storage” se este enmascarando la respuesta de la presión de yacimiento lo cual ocasiona una perdida de confiabilidad en los resultados obtenidos por medio de métodos convencionales. El uso de la técnica de convolución busca una mejor identificación del modelo de yacimiento, como también tener beneficios en la variable tiempo y así de este modo estimar los parámetros del yacimiento.

La deconvolución es un proceso en el cual se emplean operaciones matemáticas para restaurar señales o datos que han sido degradados por un proceso físico que puede describirse mediante la operación inversa y pruebas de pozo se convierten datos de presión a tasas variables en un único descenso a tasa constante, así se pueden obtener más datos disponibles para interpretación que los datos originales registrados.

## **2. CAMPO ESCUELA COLORADO**

### **2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO<sup>14</sup>**

Actualmente el campo escuela Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

El campo Colorado está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del Piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) en el área de la antigua concesión De Mares, como se ilustra en la figura 23.

En cuanto a sus fases de desarrollo y explotación, la etapa de exploración fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company -TROCO, perforó 15 pozos. Entre 1953-1964 fue la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL quien desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

Figura 23. Localización campo Colorado.

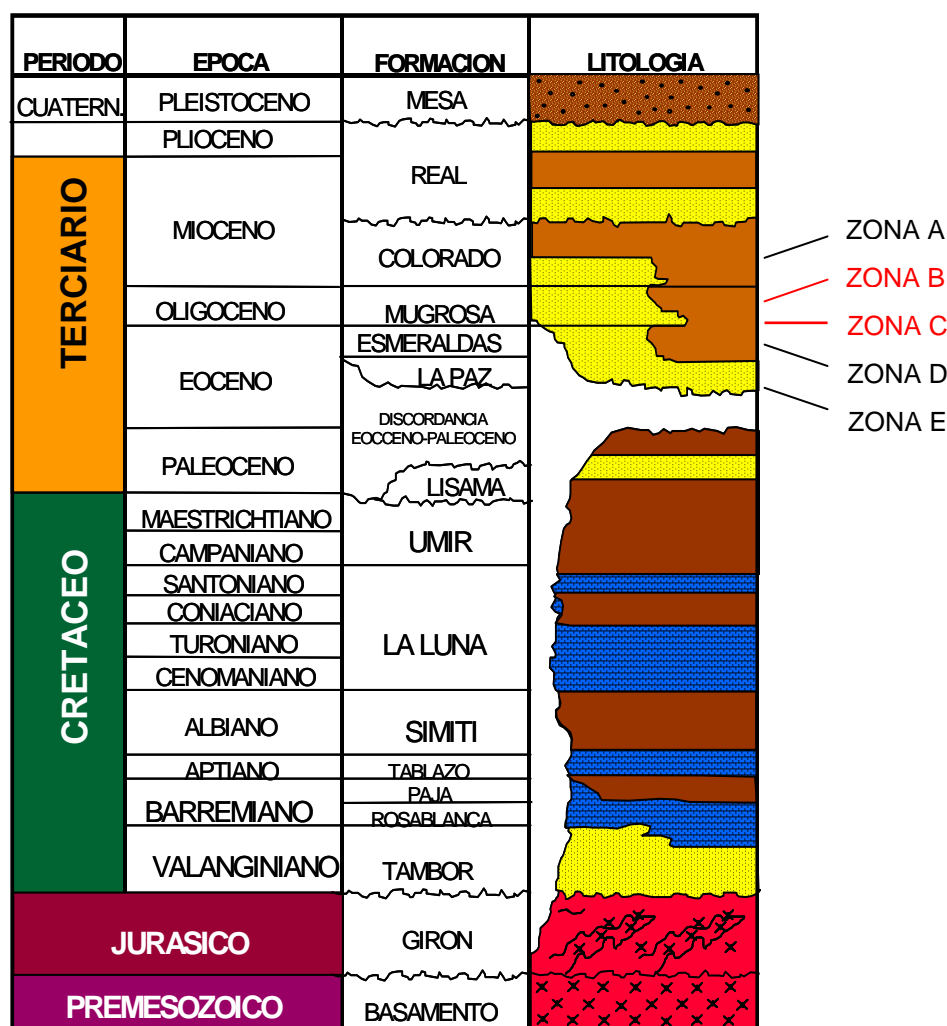


Fuente: Modificado del Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPEPETROL S.A.

El petróleo se extrae principalmente de la formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales como se ilustra en la figura 24.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos.

Figura 24. Columna estratigráfica del valle del Magdalena Medio.

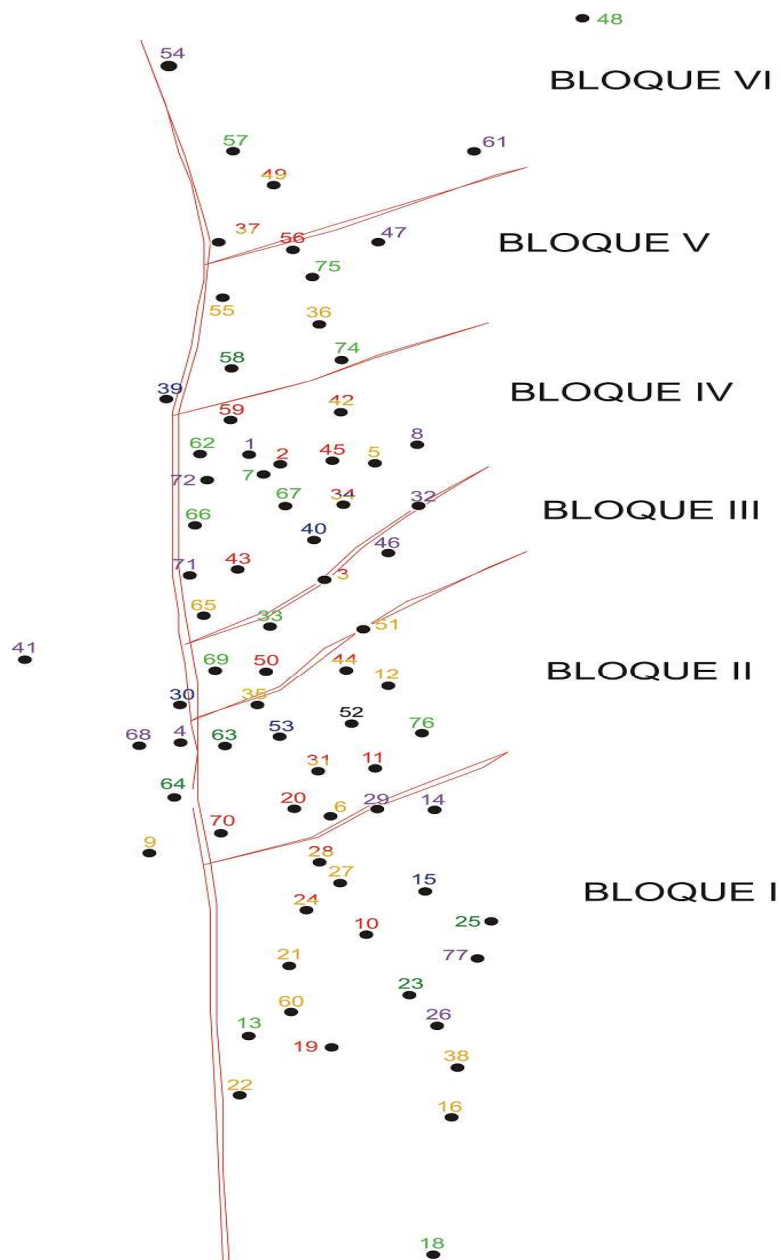


Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPEL S.A.

Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.

La estructura del campo Colorado esta conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran numero de fallas que dividen al Campo en seis bloques, con lo cual se maneja un modelo geológico, que el campo esta compartimentalizado, como se ilustra en la figura 25.

Figura 25. Estructura del campo Colorado.



Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

En el campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos, donde se han determinado las características del yacimiento, expuestas en la tabla 3 y 4.

**Tabla 3. Datos básicos de propiedades de las arenas.**

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedia	1800	3500	4700	5600	ft
Presión de Burbuja, $P_b$	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad a $P_b$	1.64	0.462	0.441	0.441	Cp
$Bo$ @ $P_b$	1.091	1.401	1.373	1.3.73	RB/STB
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
$S_{wi}$	40	40	50	50	%
Aceite Original	20.062	37.336	0.507	1.157	MM Bls
$R_{sb}$	140	648	667	667	pc/Bls
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	ft
Area	634	1083	----	-----	Acres

Fuente: Informe campo Colorado. Calculo de reservas, Ing. Jorge Camacho, Junio 1978.

**Tabla 4. Datos básicos del yacimiento.**

Parámetro	Unidad
Espaciamiento / pozo	20 - 30 Acres
Pozos Perforados	75
Pozos Activos	7
Pozos Produciendo	4
Aceite original estimado, OOIP	59 MMBls
Reservas primarias producidas, $N_p$	8.59 MMBls
Factor de Recobro, %FR	14.6%

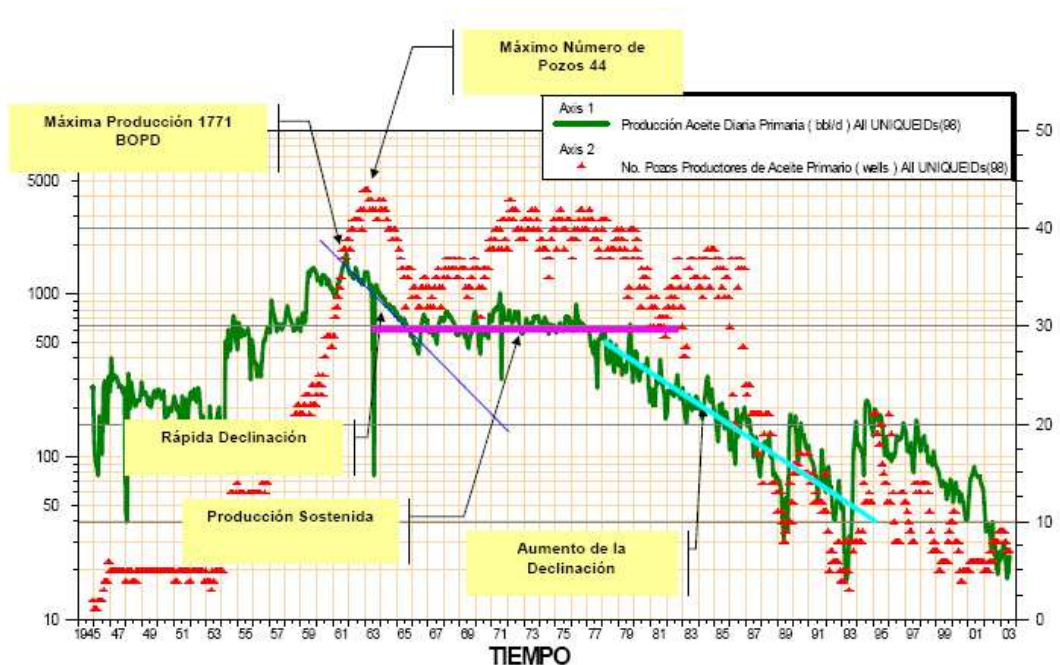
Fuente: Cuarto Informe de Yacimientos campo Colorado, Ing. Karen L. Pachano, Dic. 2007.

### \* Historia de Producción del campo Colorado<sup>14</sup>

El campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989, desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 20 a 30 BOPD. El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos como se ilustra en la figura 26.

Figura 26. Historia de producción del campo Colorado.



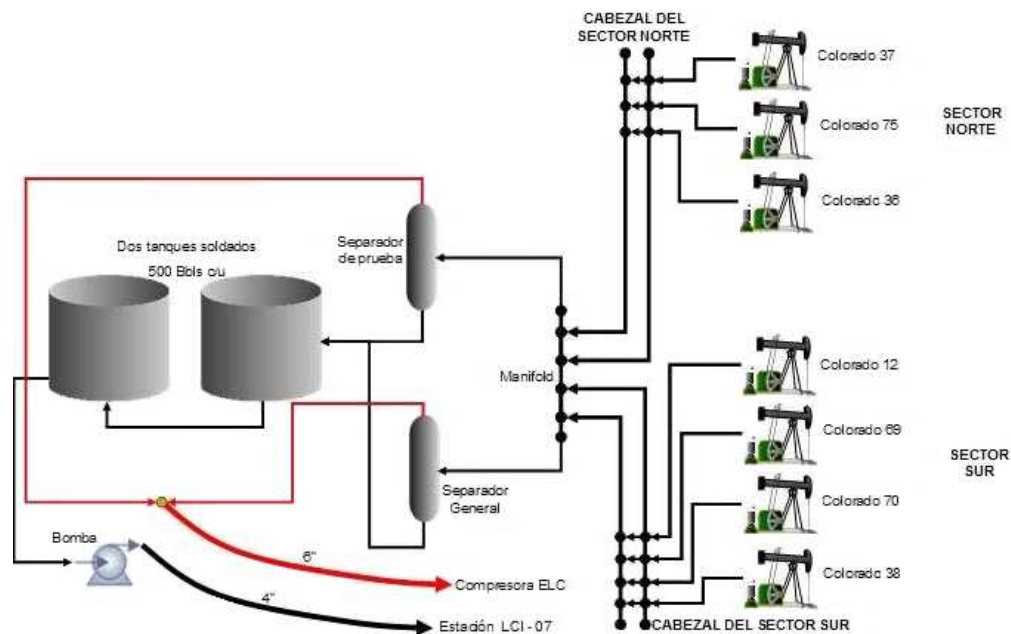
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Universidad Industrial de Santander

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 59 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8.59 MMBIs con un factor de recobro actual de 14.6 %. En la actualidad, el campo tiene 4 pozos activos con una producción entre 20 y 30 BOPD, a partir de los pozos COL 38, COL 70, COL 75, y COL 37 realizando campañas de reacondicionamiento de pozo recuperando la producción del área.

El sistema de producción actual del campo Colorado es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo, como se ilustra en la figura 27.

**Figura 27. Facilidades actuales de producción en el campo Colorado.**



Fuente: Coordinación de Producción, Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS

## 2.2 ESTUDIO DE PRESIONES DEL CAMPO COLORADO

Hoy en día el campo Colorado tiene muchos pozos inactivos y los activos presentan problemas de producción; no se han realizado nuevas perforaciones ni reacondicionamientos en los últimos años, o se han realizado muy pocos; no se ha usado nuevas tecnologías y su producción se encuentra ya en la etapa estabilizada de su curva de declinación; y es excesivamente baja comparada con su tasa inicial. Por todo lo anterior se considera como un campo maduro.

En forma general, un campo se define “maduro” cuando ha estado produciendo por largos periodos de tiempo, bajo altos mecanismos de depleción. Se da comienzo a la denominación campo maduro, después de que éste ha alcanzado su pico máximo de producción y se encuentra en su etapa de declinación continua<sup>15</sup>. Otro de los factores para clasificarlo como campo maduro es que haya alcanzado su límite económico después de un recobro primario y secundario.

El comportamiento de la producción de este tipo de campo se ilustra en la figura 28. Las etapas señaladas con el signo de interrogación pueden ser consideradas como los puntos donde un campo es maduro, sin embargo, la tendencia es que la producción declina luego de realizar recobro secundario. Otros factores son el incremento de la producción de agua y gas, la disminución de presión y el envejecimiento de las facilidades de producción<sup>16</sup>.

El desarrollo de campos maduros ha venido ganando importancia, a través del tiempo. La gran demanda de hidrocarburos, y la escasez de nuevos hallazgos significativos, han hecho que la industria enfoque sus esfuerzos en la reactivación de este tipo de campos. En la mayoría de los casos, los planes efectivos de reactivación de campos maduros depende, primordialmente, de las propiedades del yacimiento que estén disponibles para su estudio, así como de la integración de las mismas, para obtener una descripción más detallada del

yacimiento; para lo cual, básicamente se realiza una revisión de datos, se plantea un modelo estático y un modelo dinámico<sup>17</sup>.

**Figura 28. Diferentes etapas que pueden ser asumidas como el inicio de la madurez de un campo.**



Fuente: Tomado de Artículo de la SPE 93884, Mature field development – A Review.

Es así como se hace necesario contar con la mayor cantidad de información sobre el campo, para realizar un estudio integrado y que adicionalmente se constituya como una base para implementar nuevas tecnologías, logrando la optimización de su operación.

Uno de los parámetros más importantes dentro de la ingeniería de yacimientos, es la presión, esta propiedad es esencial para optimizar la recuperación de hidrocarburos. Hoy es posible determinar las presiones de formación en forma precisa, prácticamente en cualquier momento del ciclo de vida de un pozo, ya sea durante la perforación, cuando el pozo alcanza la profundidad final o algunos años después de iniciada la producción; para esto las técnicas actuales permiten adquirir datos de presión precisos y económicamente efectivos. Esta información es útil para reducir los riesgos y proporcionar directrices para colocar pozos adicionales con miras a optimizar la producción<sup>18</sup>.

## **Presiones en el campo Colorado**

El análisis interpretativo de las pruebas de presión, a partir de técnicas modernas, en el campo Colorado se convierten en una técnica segura y efectiva, cuyos propósitos son los de identificar el tipo de yacimiento y el mecanismo de producción, caracterizar el flujo de fluidos, cuantificar el grado de almacenamiento y definir características petrofísicas.

Teniendo en cuenta que la energía causante del desplazamiento del fluido desde el yacimiento hacia los pozos es la diferencia de presión entre estos dos puntos, se hace indispensable manejar y controlar una base de datos que almacene los valores de las presiones que intervienen en el comportamiento del yacimiento. Igualmente es fundamental obtener el registro de la historia de presión del campo para llevar a cabo el ajuste histórico en el modelo de simulación<sup>19</sup>.

Para el presente trabajo, se recopilaron las presiones de fondo extraídas de las pruebas de formación de los pozos, dichas pruebas se encontraron en los archivos y reportes de los pozos, con el fin de establecer el comportamiento histórico de la presión del campo Colorado, con respecto al tiempo. Los datos corresponden a la formación Mugrosa, en sus zonas B y C, las cuales son las de mas interés del campo.

Con los datos disponibles y teniendo en cuenta, que la mayoría de las pruebas no referencian la profundidad a la cual se colocó el medidor de presión, se tomó como punto de referencia la profundidad media entre el intervalo cañoneado; y el gradiente de presión se evaluó a esa profundidad de referencia. Posteriormente se llevó éste gradiente hasta el datum de cada zona para obtener la presión estática correspondiente. El datum escogido para la zona B fue de 2000 pies y para la zona C de 4000 pies, donde cada datum corresponde al promedio de la profundidad del tope de los pozos del campo para cada zona<sup>20</sup>. (Ver tablas 5 y 6).

Con los datos adquiridos para cada zona, se realizaron los respectivos gráficos de presión contra tiempo, para establecer el comportamiento de la presión, como se ilustra en la figura 29 y 30. Se debe tener en cuenta que no se encontró ningún pozo con más de dos presiones en la misma zona y en diferentes años a lo largo de la vida productiva, factor fundamental para realizar un archivo histórico de presiones. Se puede observar en las mismas figuras, que el yacimiento no presenta un comportamiento de descenso de presiones muy definido, donde la presión se ha depletado, aproximadamente, de 300 a 500 psia en la zona B y de 1200 a 1400 psia en la zona C.

El comportamiento encontrado, se atribuye a la geología del campo, que maneja un modelo geológico de compartimentalización por fallas geológicas; estructura conformada por una trampa anticlinal asimétrica y compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas acumuladas dentro de un ambiente fluvial, donde el yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía y sus arenas delgadas, por debajo de los 15 pies de espesor; esto es lo que posiblemente pueda explicar este comportamiento<sup>20</sup>.

Con el fin de visualizar la tendencia de la presión se construyeron mapas para las zonas B y C, como ilustran las figuras 31 y 32, lo que muestra el comportamiento de la presión en el área del campo, donde se puede realizar un estimativo de la presión en los pozos para cada zona.

Adicionalmente, se buscaron pruebas de presión en el campo Colorado, encontrándose pruebas de restauración de presión (PBU), como ilustra la figura 33, realizadas en los primeros trabajos de perforación de los pozos. Estas pruebas son de interés en el desarrollo de este trabajo y serán estudiadas en el capítulo cuatro, donde se implementó una metodología para reinterpretar las pruebas de presión del campo, permitiendo mejorar el análisis de las curvas de presión, y así obtener una más precisa descripción de las propiedades del campo.

**Tabla 5: Presiones de fondo de la zona B del campo Colorado.**

PRESIONES DE FONDO DEL CAMPO COLORADO - ZONA MUGROSA B									
Pozo	Fecha	Arena	Intervalo (pies)	Pwf (psi)		Presión Estática (psi)		Gradiente (psi/pie)	Presión @ Datum (2000 pies)
				Reportada	PBU	Report. Prueba de Formación	@ Prof. MD (pies)		
COL 0011	27-Abr-46	Mugrosa-B	3800-3825			1970	3813	0,517	1033,307
COL 0011	21-Abr-46	Mugrosa-B	3800-3825			1805	3813	0,473	946,761
COL 0018	16-Oct-59	Mugrosa-B	1474-1614			300	1544	0,194	388,601
COL 0019	09-Ago-54	Mugrosa-B	3012-3025			870	3019	0,288	576,350
COL 0019	16-Ago-54	Mugrosa-B	3258-3316			700	3287	0,213	425,920
COL 0023	09-May-54	Mugrosa-B	3342-3357			820	3350	0,245	489,552
COL 0024	28-Oct-54	Mugrosa-B	1897-1945			340	1921	0,177	353,982
COL 0025	01-Mar-54	Mugrosa-B	2376-2456			680	2416	0,281	562,914
COL 0025	08-Mar-54	Mugrosa-B	2205-2215			810	2210	0,367	738,532
COL 0025	15-Dic-07	Mugrosa-B	2170-2190			805	2180	0,369	733,032
COL 0025	09-Mar-54	Mugrosa-B	2164-2215			700	2190	0,320	639,269
COL 0030	05-Oct-60	Mugrosa-B	2756-3185		820		2971	0,276	552,003
COL 0036	07-Oct-96	Mugrosa-B	2044-2363			479	2204	0,217	434,392
COL 0037	16-May-59	Mugrosa-B	3216-3808			1300	3512	0,370	740,319
COL 0037	31-Ene-68	Mugrosa-B	3204-3216			882	3210	0,275	549,533
COL 0039	06-Mar-59	Mugrosa-B	2631-3111			700	2871	0,244	487,635
COL 0039	11-Mar-59	Mugrosa-B	3101-3111			750	3106	0,241	482,936
COL 0039	12-Mar-59	Mugrosa-B	2769-2779			650	2774	0,234	468,637
COL 0042	31-Mar-60	Mugrosa-B	3770-3780			580	3775	0,154	307,285
COL 0043	03-Oct-60	Mugrosa-B	1869-1890		442		1880	0,235	470,213
COL 0057	28-Jun-60	Mugrosa-B	3668-3722			480	3695	0,130	259,811
COL 0063	24-Ago-61	Mugrosa-B	2362-2516			945	2439	0,387	774,908
COL 0064	21-Feb-73	Mugrosa-B	2622-3438			1020	3030	0,337	673,267

Fuente: Autor del proyecto

**Tabla 6: Presiones de fondo de la Zona C del campo Colorado.**

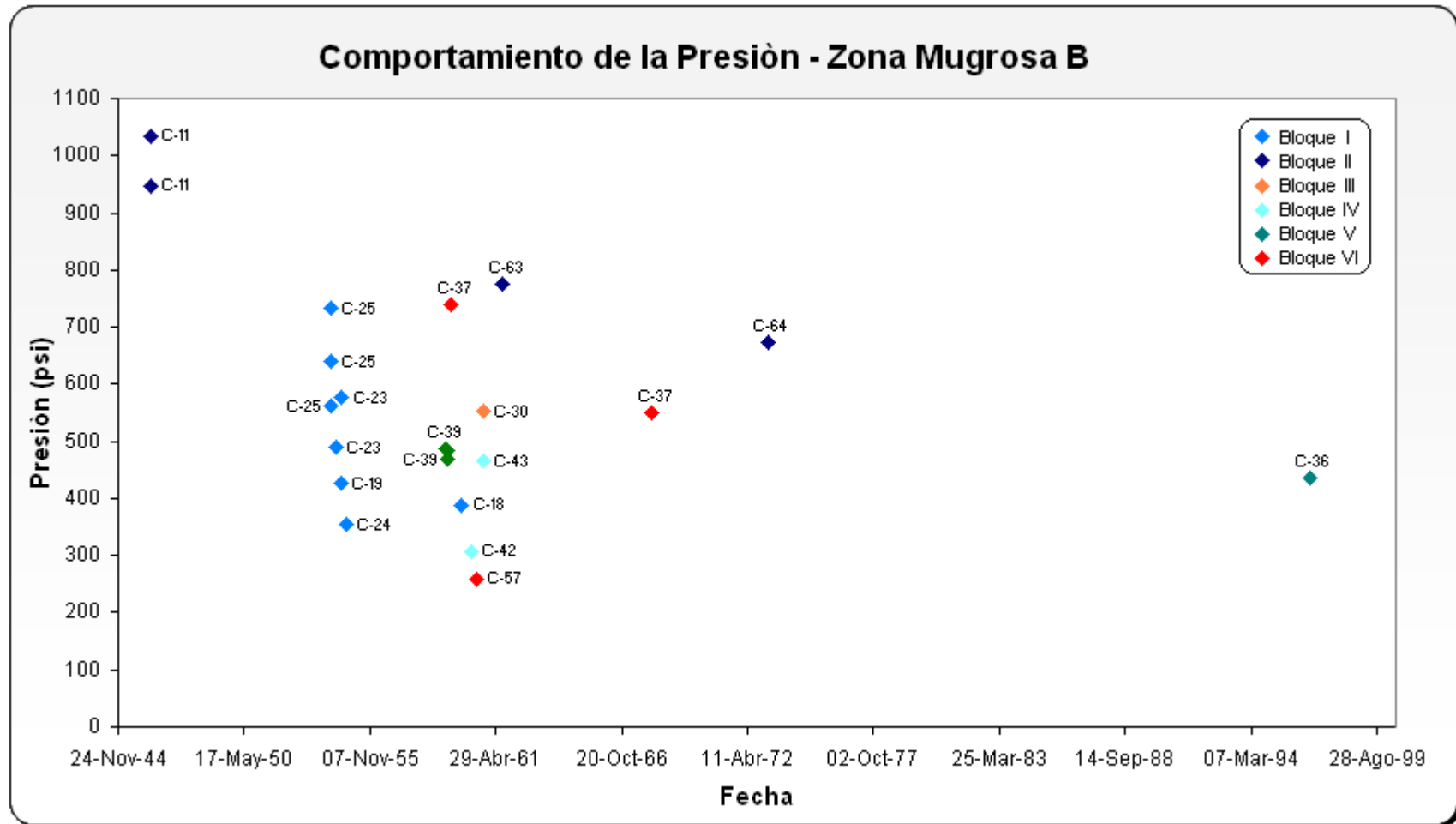
PRESIONES DE FONDO DEL CAMPO COLORADO - ZONA MUGROSA C									
Pozo	Fecha	Arena	Intervalo (pies)	Pwf (psi)		Presión Estática (psi)		Gradiente (psi/pie)	Presión @ Datum (4000 pies)
				Reportada	PBU	Report. Prueba de Formación	@ Prof. MD (pies)		
COL 0003	06-Ago-56	Mugrosa-C	4356-4361			1500	4.359	0,344	1376,462
COL 0003	08-Ago-56	Mugrosa-C	4171-4176			1080	4174	0,259	1034,978
COL 0003	09-Ago-56	Mugrosa-C	4070-4075	500		1800	4073	0,442	1767,739
COL 0011	03-Abr-46	Mugrosa-C	4520-4598		2242		4.559	0,492	1967,098
COL 0011	06-Abr-46	Mugrosa-C	4460-4485			2255	4.473	0,504	2016,544
COL 0011	12-Abr-46	Mugrosa-C	4318-4345			2181	4.332	0,503	2013,850
COL 0011	23-Abr-46	Mugrosa-C	3999-4032			2005	4.016	0,499	1997,012
COL 0011	06-Abr-46	Mugrosa-C	4460-4485			2100	4.473	0,469	1877,934
COL 0011	06-Abr-46	Mugrosa-C	4460-4485			2150	4.473	0,481	1922,647
COL 0016	02-Jul-54	Mugrosa-C	3702-3716			540	3.709	0,146	582,367
COL 0016	05-Jul-54	Mugrosa-C	3610-3622			450	3.616	0,124	497,788
COL 0016	06-Jul-54	Mugrosa-C	3528-3535			750	3.532	0,212	849,377
COL 0016	08-Jul-54	Mugrosa-C	3509-3514			750	3.512	0,214	854,214
COL 0016	09-Jul-54	Mugrosa-C	3435-3444			730	3.440	0,212	848,837
COL 0023	04-Abr-54	Mugrosa-C	3620-3634			1930	3.627	0,532	2128,481
COL 0023	10-Abr-54	Mugrosa-C	3476-3494			1830	3.485	0,525	2100,430
COL 0023	08-May-54	Mugrosa-C	3430-3442			1680	3.436	0,489	1955,763
COL 0024	20-Ene-54	Mugrosa-C	3830-4128			1725	3.979	0,434	1734,104
COL 0024	14-May-54	Mugrosa-C	3763-3765			1800	3.764	0,478	1912,859
COL 0024	20-May-54	Mugrosa-C	3656-3668			1900	3.662	0,519	2075,369
COL 0024	06-Jun-54	Mugrosa-C	3607-3623			1450	3.615	0,401	1604,426
COL 0024	18-May-54	Mugrosa-C	3708-3722			1430	3.715	0,385	1539,704
COL 0026	21-Oct-54	Mugrosa-C	3546-3557			1.550	3.552	0,436	1745,495
COL 0026	10-Nov-54	Mugrosa-C	4127-4145			880	4.136	0,213	851,064

**Tabla 6: Presiones de fondo de la Zona C del campo Colorado. (Continuación)**

PRESIÓN DE FONDO DE CAMPO COLORADO - ZONA MUGROSA C									
Pozo	Fecha	Arena	Intervalo (pies)	Pwf (psi)		Presión Estática (psi)		Gradiente (psi/pie)	Presión '@ Datum (2000 pies)
				Reportada	PBU	Report. Prueba de Formación	@ Prof. MD (pies)		
COL 0028	26-May-54	Mugrosa-C	4514-4540			2.855	4.527	0,631	2522,642
COL 0028	13-Jul-54	Mugrosa-C	3764-3790			1.680	4.160	0,404	1615,385
COL 0033	21-Oct-59	Mugrosa-C	4423-3688			1.500	4.056	0,370	1479,290
COL 0034	13-Jun-57	Mugrosa-C	4960-4962			1.000	4.961	0,202	806,289
COL 0034	15-Jun-57	Mugrosa-C	4838-4840			1.700	4.839	0,351	1405,249
COL 0034	26-Jun-57	Mugrosa-C	4654-4656			1.400	4.655	0,301	1203,008
COL 0034	27-Jun-57	Mugrosa-C	4594-4596			1.800	4.595	0,392	1566,921
COL 0034	01-Jul-57	Mugrosa-C	4508-4510			1.000	4.509	0,222	887,115
COL 0036	20-Sep-57	Mugrosa-C	5812-4632			1.960	5.272	0,372	1487,102
COL 0038	24-Jul-54	Mugrosa-C	3705-3723	660		1.740	3.714	0,468	1873,990
COL 0038	19-Nov-96	Mugrosa-C	3615-3715			980	3.665	0,267	1069,577
COL 0039	28-Feb-59	Mugrosa-C	4442-4452			1.200	4.447	0,270	1079,379
COL 0040	03-Jul-58	Mugrosa-C	4930-4014			1.660	4.472	0,371	1484,794
COL 0044	11-Jun-59	Mugrosa-C	3904-3910	520		1.700	3.907	0,435	1740,466
COL 0045	27-Ene-59	Mugrosa-C	4150-4152			600	4.151	0,145	578,174
COL 0045	03-Feb-59	Mugrosa-C	4270-4624			1.400	4.447	0,315	1259,276
COL 0046	24-Abr-59	Mugrosa-C	4918-4948			2.300	4.933	0,466	1864,991
COL 0046	25-Abr-59	Mugrosa-C	4726-4728			2.000	4.727	0,423	1692,405
COL 0048	07-Jul-59	Mugrosa-C	5073-5166			1.700	5.120	0,332	1328,125
COL 0048	13-Jul-59	Mugrosa-C	5220-5230			1.000	5.225	0,191	765,550
COL 0048	15-Jul-59	Mugrosa-C	5156-5166			2.000	5.161	0,388	1550,087
COL 0049	07-Nov-59	Mugrosa-C	5662-4999			2.150	5.331	0,403	1613,206
COL 0052	19-Abr-60	Mugrosa-C	4329-3998			1.770	4.164	0,425	1700,288
COL 0053	04-Jul-60	Mugrosa-C	4388-3716			1.460	4.052	0,360	1441,264
COL 0060	29-Ene-61	Mugrosa-C	4009-4011			1.850	4.010	0,461	1845,387

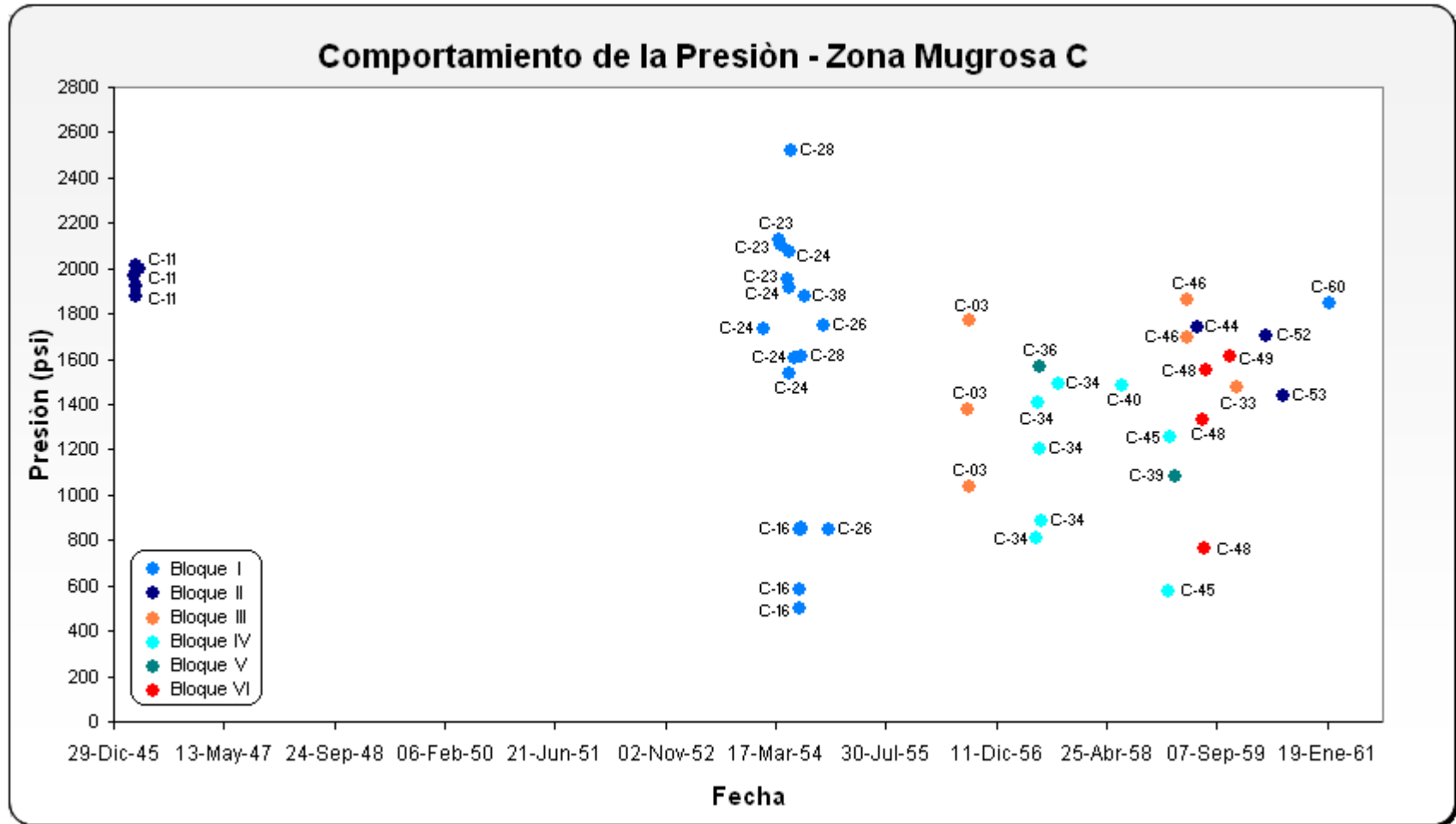
Fuente: Autor del proyecto

Figura 29. Comportamiento de la presión de la Zona B.



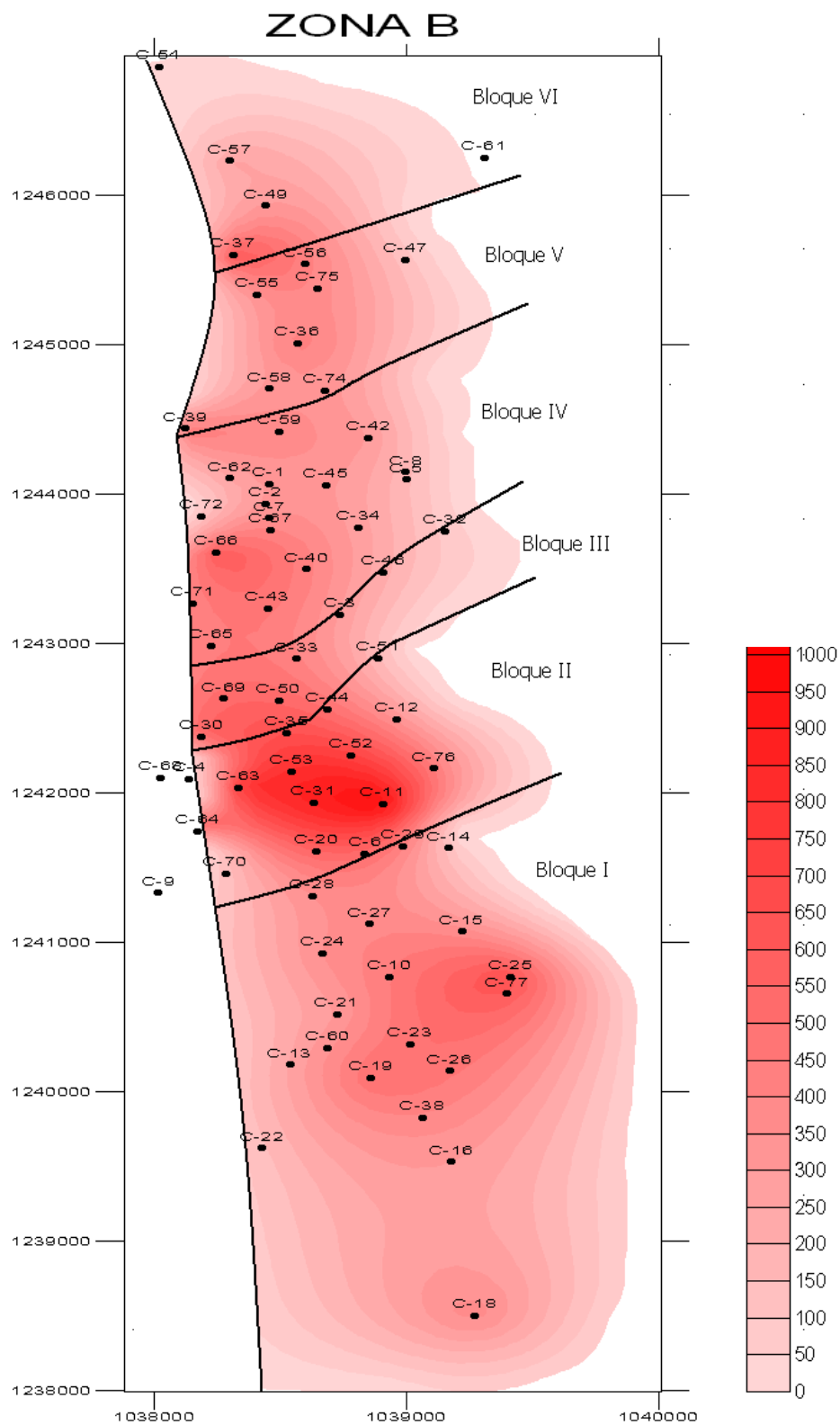
Fuente: Autor del proyecto.

Figura 30. Comportamiento de la presión de la Zona C.



Fuente: Autor del proyecto.

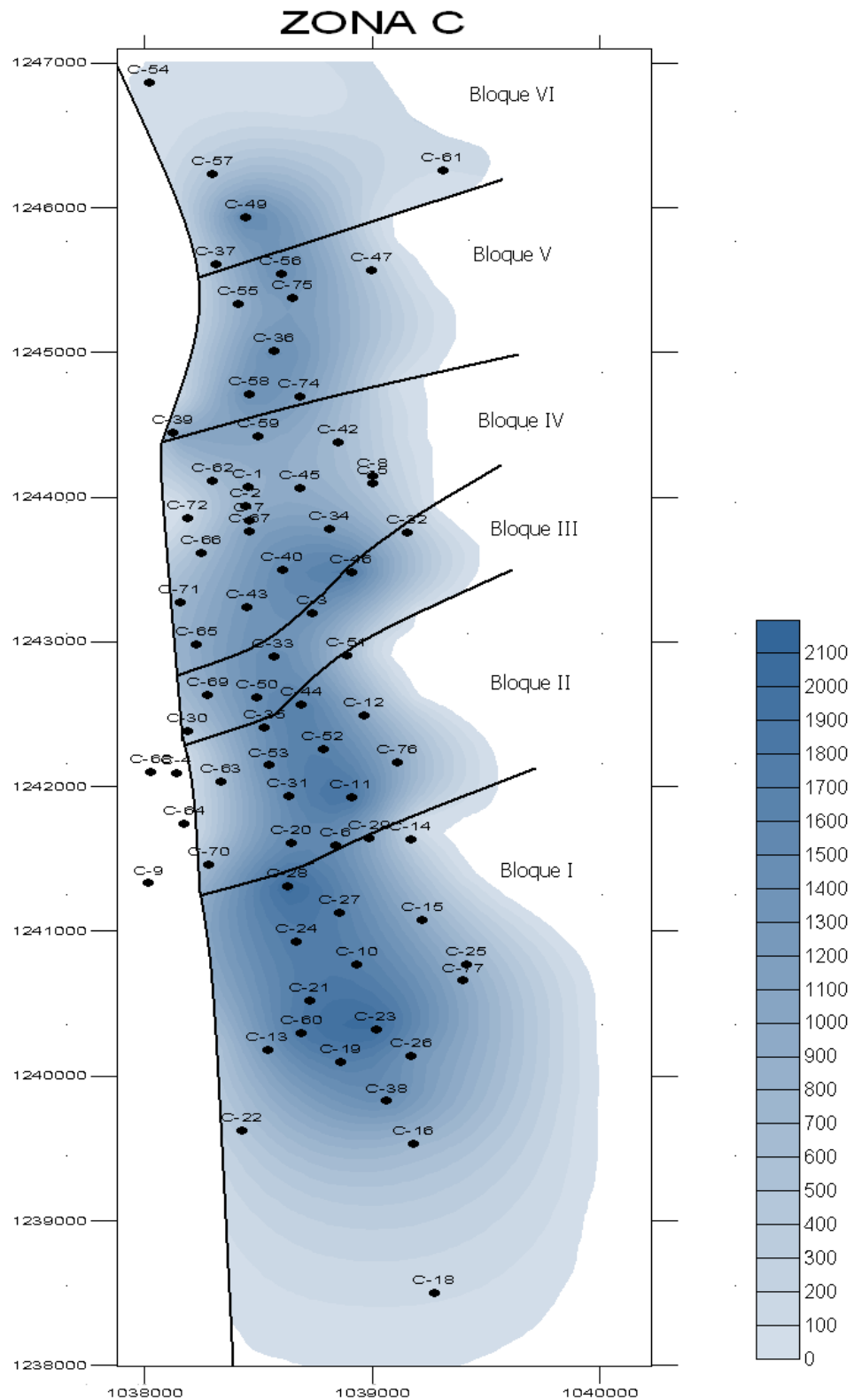
Figura 31. Mapa de presiones de la zona B del campo Colorado\*.



Fuente: Autor del proyecto.

\* Coordenadas referentes a Bogotá D.C.

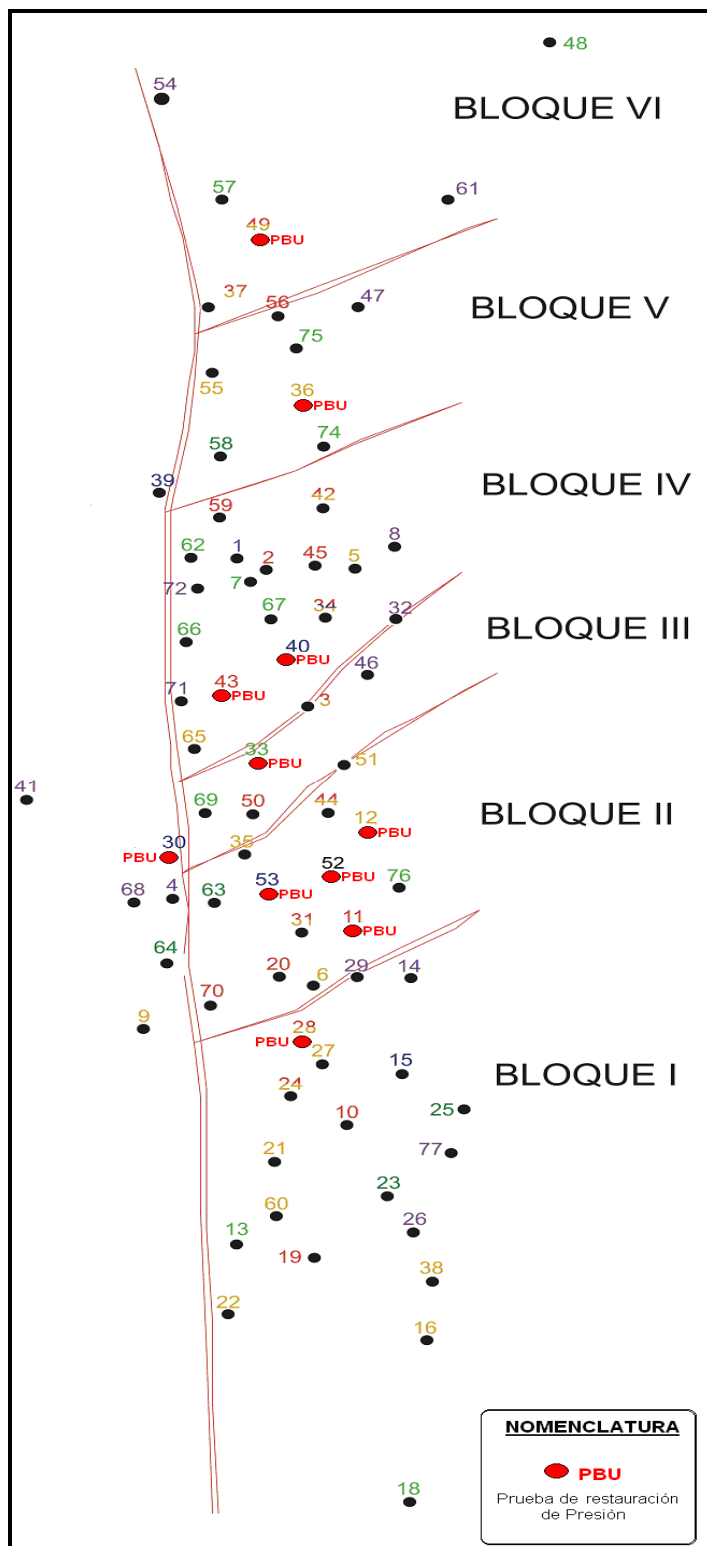
Figura 32. Mapa de presiones de la zona C del campo Colorado\*.



Fuente: Autor del proyecto.

\* Coordenadas referentes a Bogotá D.C.

Figura 33. Pruebas de restauración de presión (PBU), en el campo Colorado.



Fuente: Modificado de Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

### 3. AJUSTE DE LA CURVA DE PRESIÓN POR MEDIO DE MÉTODOS NUMÉRICOS

Para la estimación de los parámetros característicos del yacimiento, se requiere que sea el más apropiado y preciso, mediante el análisis e interpretación de las pruebas de presión, a partir de la adquisición de una buena calidad de datos, presión contra tiempo; lo que generó la idea de hacer un ajuste adecuado, como aspecto importante en el presente trabajo.

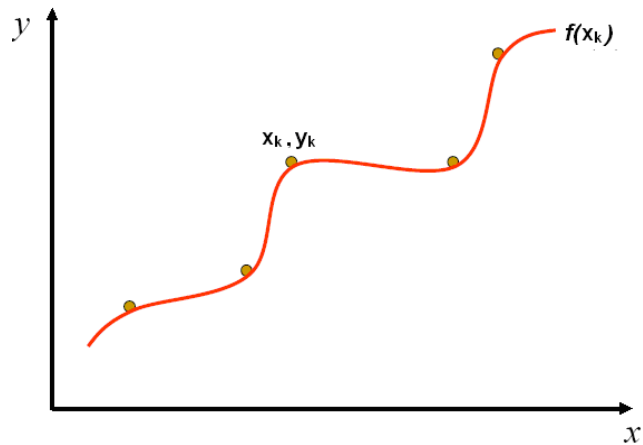
En este capítulo se presenta el ajuste de la curva de presión para obtener una suavización en la curva de los datos, presión contra tiempo, haciendo uso del refinamiento; mostrando la teoría previa de interpolaciones en el uso métodos numéricos.

#### 3.1 INTERPOLACIÓN<sup>21</sup>

Se denomina interpolación a la construcción de nuevos puntos partiendo del conocimiento de un conjunto discreto de puntos. En ingeniería es frecuente disponer de un cierto número de puntos obtenidos por muestreo o a partir de un experimento y pretender construir una función que los ajuste.

El ajuste de curva por medio de la interpolación consiste en encontrar una curva que contenga una serie de puntos, donde se obtiene una función  $f(x_k)$  de interpolación que pasa a través de puntos a partir de  $n$  parejas de puntos  $(x_k, y_k)$ , que verifique que  $f(x_k) = y_k$ , donde  $k = 1, 2, \dots, n$ . A  $f(x_k)$  se denomina *función interpolante* de dichos puntos y a los puntos  $x_k$  se les llama *nodos*, como se ilustra en la figura 34.

**Figura 34. Función de interpolación.**



Fuente: Métodos Numéricos para Ingenieros, CHAPRA S. and CANALE R., 2003.

Existen muchas formas de definir las funciones de interpolación, lo que da origen a un gran número de métodos. Algunas formas de interpolación que se utilizan con frecuencia son la interpolación lineal, la interpolación polinómica y la interpolación por medio de spline (segmentaría).

Los métodos mas usados en la ingeniería para interpolación se estudian en forma general a continuación:

### **3.1.1 Interpolación Polinomial**

La interpolación polinomial es ampliamente usada en métodos numéricos, por ejemplo en modelos de integración numérica, modelos de diferenciación numérica, etc.

La interpolación polinomial consiste en determinar el polinomio único de n-ésimo grado que se ajuste a  $n+1$  puntos. La fórmula general para un polinomio de n-ésimo grado es:

$$f(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_nx^n \dots \dots \dots (38)$$

Dados  $n+1$  puntos, hay uno y sólo un polinomio de grado  $n$  que pasa a través de todos los puntos. Este polinomio, proporciona una fórmula para calcular valores intermedios.

Aunque hay uno y sólo un polinomio de  $n$ -ésimo grado que se ajusta a  $n+1$  puntos, existe una gran variedad de formas matemáticas en las cuales puede expresarse este polinomio, por ello, para cada polinomio interpolador se dispondrá de una fórmula del error de interpolación que permitirá ajustar la precisión del mismo.

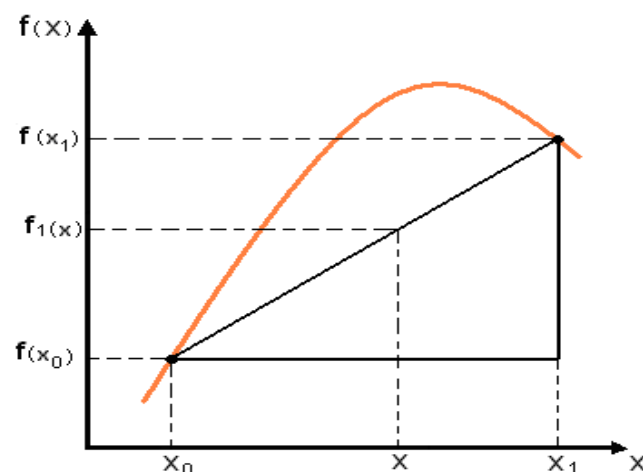
Existen formas de alternativas para expresar la interpolación polinomial.

#### ♣ Interpolación Polinomial de Newton con diferencias divididas finitas

##### ➤ *Interpolación lineal:*

Es un caso particular de la Interpolación general de Newton y es la forma mas simple de interpolación, la cual consiste en unir dos puntos con una línea recta, como se ilustra en la figura 35.

Figura 35. Esquema gráfico de interpolación lineal.



Fuente: Métodos Numéricos para Ingenieros, CHAPRA S. and CANALE R., 2003.

De acuerdo a la figura 31, utilizando triángulos semejantes tenemos:

$$\frac{f_1(x) - f(x_0)}{x - x_0} = \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0} \dots\dots\dots(39)$$

Reordenando se obtiene:

$$f_1(x) = f(x_0) + \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0}(x - x_0) \dots\dots\dots(40)$$

Esta ecuación (40), es la formula de interpolación lineal, donde la notación  $f_1(x)$  designa que éste es un polinomio de interpolación de primer grado. Se observa que además de representar la pendiente de la línea que une los puntos, el término  $[f(x_1) - f(x_0)]/x_1 - x_0$ , es una aproximación en diferencia finita a la primera derivada.

En general, cuanto menor sea el intervalo entre los datos, mejor será la aproximación, esto se debe al hecho de que, conforme el intervalo disminuye, una función continua estará mejor aproximada por una línea recta.

➤ *Interpolación cuadrática:*

En la interpolación lineal el error resulta de la aproximación a una curva mediante una línea recta, en consecuencia, una estrategia para mejorar la estimación consiste en introducir alguna curvatura a la línea que une los puntos. Si se tienen tres puntos como datos, éstos pueden ajustarse en un polinomio de segundo grado, también conocido como polinomio cuadrático o parabólico. Una forma particularmente conveniente para ello es:

$$f_2(x) = b_0 + b_1(x - x_0) + b_2(x - x_0)(x - x_1) \dots\dots\dots(41)$$

Multiplicando los términos de la ecuación (41), obtenemos.

$$f_2(x) = b_0 + b_1x - b_1x_0 + b_2x^2 + b_2x_0x_1 - b_2xx_0 - b_2xx_1 \dots\dots\dots (42)$$

Agrupando términos:

$$f_2(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 \dots\dots\dots (43)$$

Donde,

$$a_0 = b_0 - b_1x_0 + b_2x_0x_1$$

$$a_1 = b_1 - b_2x_0 + b_2x_1$$

$$a_2 = b_2$$

Así, las ecuaciones (38) y (41) son formas alternativas, equivalentes del único polinomio de segundo grado que une los tres puntos.

Un procedimiento simple puede usarse para determinar los valores de los coeficientes. Para encontrar  $b_0$ , en la ecuación (41) se evalúa con  $x = x_0$  para obtener:

$$b_0 = f(x_0) \dots\dots\dots (44)$$

La ecuación (44) se sustituye en la (41), después se evalúa en  $x = x_1$ , para obtener:

$$b_1 = \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0} \dots\dots\dots (45)$$

Por último, las ecuaciones (44) y (45) se sustituyen en la (41), después se evalúa en  $x = x_2$  y luego de algunas manipulaciones algebraicas se resuelve para obtener:

$$b_2 = \frac{\frac{f(x_2) - f(x_1)}{x_2 - x_1} - \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0}}{x_2 - x_0} \dots\dots\dots (46)$$

Se puede observar que, como en el caso de la interpolación lineal,  $b_1$ , todavía representa la pendiente de la línea que une los puntos  $x_0$  y  $x_1$ . Así, los primeros dos términos de la ecuación (41) son equivalentes a la interpolación lineal de  $x_0$  a  $x_1$ , como se especificó antes en la ecuación (40). El último término,  $b_2(x - x_0)(x - x_1)$ , determina la curvatura de segundo grado en la fórmula.

➤ *Forma general de los polinomios de interpolación de Newton:*

Generalizando para ajustar un polinomio de  $n$ -ésimo grado a  $n+1$  datos, el polinomio de  $n$ -ésimo grado es:

$$f_n(x) = b_0 + b_1(x - x_0) + \dots\dots + b_n(x - x_0)(x - x_1)\dots\dots(x - x_{n-1}) \dots\dots\dots (47)$$

Así, como las interpolaciones lineales y cuadráticas, los puntos asociados con datos se utilizan para evaluar los coeficientes  $b_0, b_1, \dots, b_n$ , para un polinomio de  $n$ -ésimo grado se requieren  $n+1$  puntos:  $[x_0, f(x_0)], [x_1, f(x_1)], \dots, [x_n, f(x_n)]$ , lo cual se usan estos datos y las siguientes ecuaciones para evaluar los coeficientes:

$$\begin{aligned} b_0 &= f(x_0) \\ b_1 &= f[x_1, x_0] \\ b_2 &= f[x_2, x_1, x_0] \dots\dots \\ b_n &= f[x_n, x_{n+1}, \dots, x_1, x_0] \dots\dots\dots (48) \end{aligned}$$

Donde las evaluaciones de la función colocadas entre paréntesis son diferencias divididas finitas. Por ejemplo, la primera diferencia dividida finita en forma general se representa como:

$$f[x_i, x_j] = \frac{f(x_i) - f(x_j)}{x_i - x_j} \dots\dots\dots (49)$$

La segunda diferencia dividida finita, que representa la diferencia de las dos primeras diferencias divididas, se expresa en forma general como:

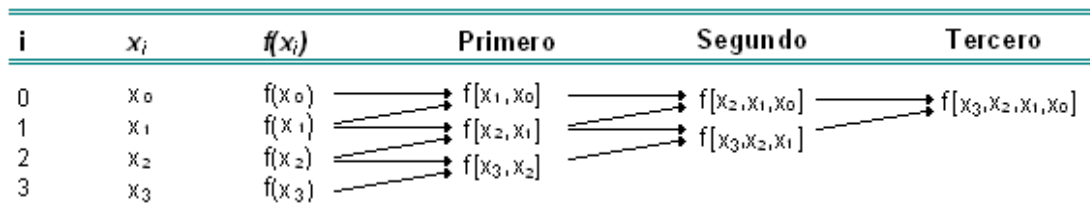
$$f[x_i, x_j, x_k] = \frac{f[x_i, x_j] - f[x_j, x_k]}{x_i - x_k} \dots\dots\dots (50)$$

En forma similar, la n-ésima diferencia finita es:

$$f[x_n, x_{n-1}, \dots, x_1, x_0] = \frac{f[x_n, x_{n-1}, \dots, x_1] - f[x_{n-1}, x_{n-2}, \dots, x_0]}{x_n - x_0} \dots\dots\dots (51)$$

Se puede observar que efectivamente el polinomio de interpolación contiene al del caso anterior, más un término extra que es de un grado mayor, es decir, las diferencias de orden superior se calculan tomando diferencias de orden inferior como ilustra en la figura 36.

**Figura 36. Representación gráfica recursiva de las diferencias divididas finitas.**



Fuente: Métodos Numéricos para Ingenieros, CHAPRA S. and CANALE R., 2003.

Estas diferencias sirven para evaluar los coeficientes, los cuales se sustituirán en la ecuación (47) para obtener el polinomio de interpolación:

$$f_n(x) = f(x_0) + (x - x_0)f[x_1, x_0] + (x - x_0)(x - x_1)f[x_2, x_1, x_0] + \dots + (x - x_0)(x - x_1)\dots(x - x_{n-1})f[x_n, x_{n-1}, \dots, x_0] \dots \dots \dots (52)$$

La ecuación (52), se conoce como *polinomio de interpolación de Newton de diferencias divididas*. Debe observarse que no se requiere que los datos utilizados en la ecuación estén igualmente espaciados o que los valores de la abscisa estén en orden ascendente.

♣ **Polinomios de Interpolación de Lagrange**

En el método de Lagrange, se utiliza una ecuación que aunque se va alargando conforme mas puntos se quieran unir, es siempre del mismo tamaño y de la misma forma por lo que una de sus ventajas es que es mas claro y fácil de hacer.

El polinomio de interpolación de Lagrange es simplemente una reformulación del polinomio de Newton que evita el cálculo de las diferencias divididas y se representa de manera concisa como:

$$f_n(x) = \sum_{i=0}^n L_i(x)f(x_i) \dots \dots \dots (53)$$

Donde:

$$L_i(x) = \prod_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^n \frac{x - x_j}{x_i - x_j}, \quad \prod \text{ designa "producto de"} \dots \dots \dots (54)$$

Por ejemplo, la versión lineal (n=1) es:

$$f_1(x) = \frac{x - x_1}{x_0 - x_1} f(x_0) + \frac{x - x_0}{x_1 - x_0} f(x_1) \dots \dots \dots (55)$$

Y para la versión de segundo grado es:

$$f_2(x) = \frac{(x-x_1)(x-x_2)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)} f(x_0) + \frac{(x-x_0)(x-x_2)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2)} f(x_1) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)}{(x_2-x_0)(x_2-x_1)} f(x_2) \dots \dots (56)$$

Sin embargo, el razonamiento detrás de la formulación de Lagrange se comprende directamente al darse cuenta de que cada término  $L_i(x)$  será 1 en  $x = x_i$ , y 0 en todos los otros puntos, de esta forma, cada producto  $L_i(x)f(x_i)$  toma el valor de  $f(x_i)$  en el punto  $x_i$ .

La sumatoria de todos los productos en la ecuación (53) es el único polinomio de  $n$ -ésimo grado que pasa exactamente a través de todos los  $n+1$  puntos, que se tienen como datos.

### 3.1.2 Interpolación Segmentaria o Interpolación por Spline

Anteriormente, se usaron polinomios de  $n$ -ésimo grado para interpolar entre  $n+1$  puntos que se tenían como datos. Por ejemplo, para ocho puntos se puede obtener un perfecto polinomio de séptimo grado, esta curva podría agrupar todas las curvas sugeridas por los puntos. No obstante, hay casos donde estas funciones llevarían a resultados erróneos a causa de los errores de redondeo y los puntos lejanos. Un procedimiento alternativo consiste en colocar polinomios de grado inferior en subconjuntos de los datos, tales polinomios de colocación se denominan funciones segmentarias.

Esta interpolación se llama interpolación segmentaria o interpolación por splines. La idea central es que en vez de usar un solo polinomio para interpolar los datos, podemos usar segmentos de polinomios y unirlos adecuadamente para formar la interpolación, lo cual una función spline está formada por varios polinomios, cada uno definido en un intervalo y que se unen entre si bajo ciertas condiciones de continuidad.

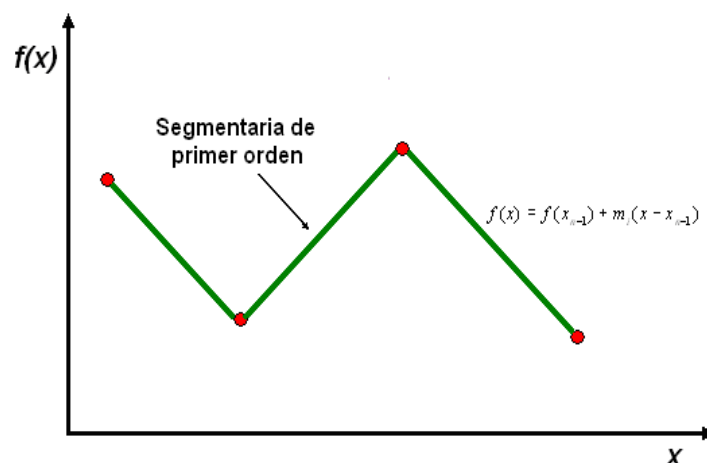
El término "spline" hace referencia a una amplia clase de funciones que son utilizadas en aplicaciones que requieren la interpolación de datos. Los splines son utilizados para la interpolación de datos de una o varias dimensiones.

Por ejemplo, las curvas de tercer grado empleadas para unir cada par de datos se llaman segmentarías cúbicas o splines cúbicas. Esas funciones se pueden construir de tal forma que las conexiones entre ecuaciones cúbicas adyacentes resulten visualmente suaves, de esta manera, usualmente proporcionan una mejor aproximación al comportamiento de las funciones que tienen cambios locales y abruptos.

#### ♣ Segmentarías Lineales:

Las segmentarías de primer orden grado para un grupo de datos ordenados pueden definirse como un conjunto de funciones lineales como se ilustra en la figura 37.

Figura 37. Interpolación segmentaria lineal.



Fuente: Métodos Numéricos para Ingenieros, CHAPRA S. and CANALE R., 2003.

Cada segmento se representa por:

$$f(x) = f(x_{n-1}) + m_i(x - x_{n-1}) \quad x_{n-1} \leq x \leq x_n \dots\dots\dots (57)$$

Donde  $m_i$ , es la pendiente de la línea que une los puntos:

$$m_i = \frac{f(x_{i+1}) - f(x_i)}{x_{i+1} - x_i} \dots\dots\dots (58)$$

Las ecuaciones (57) y (58) se pueden usar para evaluar la función en cualquier punto entre  $x_0$  y  $x_n$  localizando primero el intervalo dentro del cual está el punto, y después se usa la ecuación adecuada para determinar el valor de la función dentro del intervalo. El método es obviamente idéntico al de la interpolación lineal.

La principal desventaja de las segmentarías de primer grado es que no son suaves, los puntos donde se encuentran dos segmentarías, llamado nodo, la pendiente cambia de forma abrupta. Formalmente, la primera derivada de la función es discontinua en esos puntos. Esta deficiencia se resuelve usando segmentarías polinomiales de grado superior, que aseguren suavidad en los nodos al igualar las derivadas en esos puntos.

♣ **Segmentarías cuadráticas**

Para asegurar que las derivadas n-ésimas sean continuas en los nodos, se debe emplear una segmentaría de un grado de, al menos,  $n+1$ , como la interpolación segmentaría usando polinomios de segundo grado.

Estas segmentarías cuadráticas tienen primeras derivadas continuas en los nodos, aunque no siempre aseguran segundas derivadas iguales en los nodos,

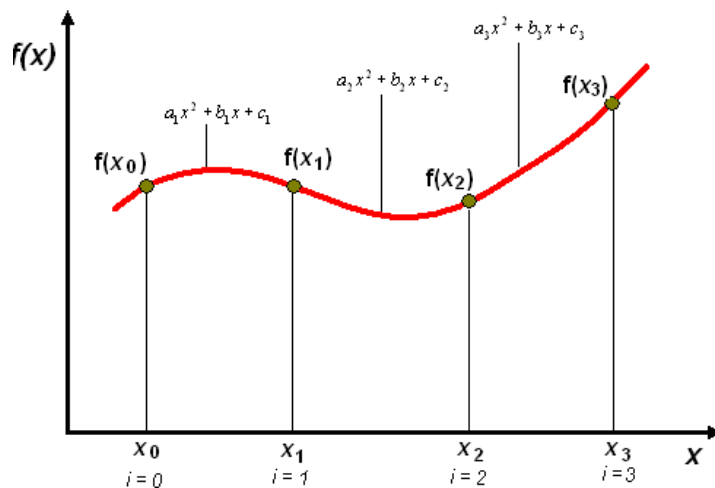
sirven muy bien para demostrar el procedimiento general en el desarrollo de segmentarías de grado superior.

El objetivo de las segmentarías cuadráticas es obtener un polinomio de segundo grado para cada intervalo entre los datos, como se ilustra en la figura 38.

De manera general, el polinomio en cada intervalo se representa como:

$$f_i(x) = ax^2 + b_i x + c_i \dots\dots\dots (59)$$

**Figura 38. Interpolación segmentaría cuadrática.**



Fuente: Métodos Numéricos para Ingenieros, CHAPRA S. and CANALE R., 2003.

Para  $n+1$  datos ( $i = 0, 1, 2, \dots, n$ ) existen  $n$  intervalos y, en consecuencia,  $3n$  constantes desconocidas ( $a, b$  y  $c$ ) por evaluar. Por lo tanto, se requieren  $3n$  ecuaciones o condiciones para evaluar las incógnitas. Éstas son:

- Los valores de la función de polinomios la función de polinomios adyacentes deben ser iguales en los nodos interiores. Esta condición se representa como:

$$a_{i-1}x_{i-1}^2 + b_{i-1}x_{i-1} + c_{i-1} = f(x_{i-1}) \dots\dots\dots (60)$$

$$a_i x_{i-1}^2 + b_i x_{i-1} + c_i = f(x_{i-1}) \quad \text{Para } i = 2 \text{ a } n \dots\dots\dots (61)$$

Como solo se emplean nodos interiores, las ecuaciones (60) y (61) proporcionan, cada una,  $n - 1$  condiciones. En total,  $2n - 2$  condiciones.

- La primera derivada y la última función deben pasar a través de los puntos extremos. Esto agrega dos ecuaciones más:

$$a_1 x_0^2 + b_1 x_0 + c_1 = f(x_0) \dots\dots\dots (62)$$

$$a_n x_n^2 + b_n x_n + c_n = f(x_n) \dots\dots\dots (63)$$

En total se tiene  $2n - 2 + 2 = 2n$ , condiciones.

- Las primeras derivadas en los nodos interiores deben ser iguales. La primera derivada de la ecuación (59) es:

$$f'(x_n) = 2ax + b \dots\dots\dots (64)$$

Por lo tanto, de manera general la condición se representa como:

$$2a_{i-1}x_{i-1} + b_{i-1} = 2ax_{i-1} + b_i \quad \text{Para } i = 2 \text{ a } n \dots\dots\dots (65)$$

Esto proporciona otras  $n - 1$  condiciones, llegando a un total de  $2n + n - 1 = 3n - 1$ . Como se tienen  $3n$  incógnitas, nos falta una condición más. A menos que tengamos alguna información adicional respecto de las funciones o sus derivadas, tenemos que realizar una elección arbitraria para calcular las constantes. Aunque hay varias opciones, elegimos la siguiente:

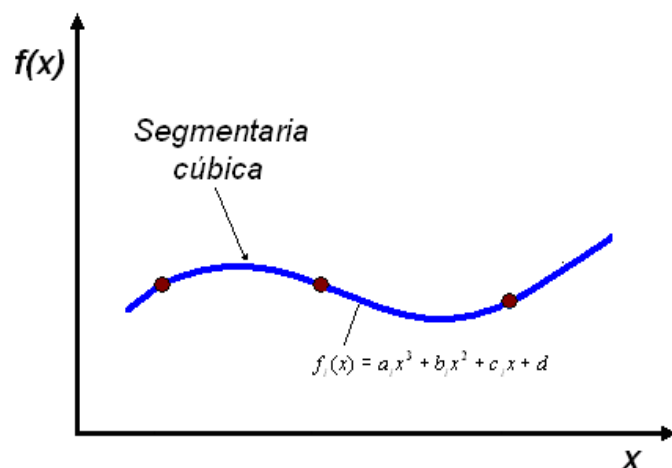
- Suponga que en el primer punto la segunda derivada es cero. Como la segunda derivada de la ecuación (59) es  $2a_i$ , entonces esta condición se

puede expresar matemáticamente como:  $a_i = 0$ . La interpretación visual de esta condición es que los dos primeros puntos se unirán con una línea recta.

### ♣ Segmentarías cúbicas o spline cúbica

El objetivo en las segmentarías cúbicas es obtener un polinomio de tercer grado para cada intervalo entre los nodos, garantizando un cierto orden de continuidad como ilustra la figura 39.

Figura 39. Interpolación segmentaria cúbica.



Fuente: Métodos Numéricos para Ingenieros, CHAPRA S. and CANALE R., 2003.

En la práctica se usan con más frecuencia polinomios de tercer grado o segmentarías cúbicas que aseguran primera y segunda derivadas continuas. Aunque las derivadas de tercer orden y mayores podrían ser discontinuas cuando se usan segmentarías cúbicas, por lo común no pueden detectarse en forma visual y en consecuencia, se ignoran.

De manera general, el polinomio en cada intervalo se representa como:

$$f_i(x) = a_i x^3 + b_i x^2 + c_i x + d \dots\dots\dots (66)$$

Así, para  $n+1$  datos ( $i = 0, 1, 2, \dots, n$ ), existen  $n$  intervalos y, en consecuencia,  $4n$  incógnitas a evaluar. Como con las segmentarías cuadráticas, se requieren  $4n$  condiciones para evaluar las incógnitas. Éstas son:

- Los valores de la función deben ser iguales en los nodos interiores ( $2n-2$  condiciones).
- La primera y última función deben pasar a través de los puntos extremos (2 condiciones).
- Las primeras derivadas en los nodos interiores deben ser iguales ( $n-1$  condiciones).
- Las segundas derivadas en los nodos interiores deben ser iguales ( $n-1$  condiciones).
- Las segundas derivadas en los nodos extremos son cero (2 condiciones).

La interpretación visual de la última condición es que la función se vuelve una línea recta en los nodos extremos. La especificación de una condición tal en los extremos nos lleva a lo que se denomina segmentaría "natural". Si el valor de la segunda derivada en los nodos extremos no es cero, es decir, existe alguna curvatura, es posible utilizar esta información de manera alternativa para tener las dos condiciones finales.

Los cinco tipos de condiciones anteriores proporcionan el total de las  $4n$  ecuaciones requeridas para encontrar los  $4n$  coeficientes.

De acuerdo a una deducción matemática se da como resultado la siguiente ecuación cúbica en cada intervalo:

$$f_i(x) = \frac{f_i''(x_{i-1})}{6(x_i - x_{i-1})} (x_i - x)^3 + \frac{f_i''(x_i)}{6(x_i - x_{i-1})} (x - x_{i-1})^3 + \left[ \frac{f(x_{i-1})}{x_i - x_{i-1}} - \frac{f_i''(x_{i-1})(x_i - x_{i-1})}{6} \right] (x_i - x) + \left[ \frac{f(x_i)}{x_i - x_{i-1}} - \frac{f_i''(x_i)(x_i - x_{i-1})}{6} \right] (x_i - x_{i-1}) \dots\dots\dots (67)$$

Esta ecuación contiene solo dos incógnitas, las segundas derivadas en los extremos de cada intervalo. Las incógnitas se evalúan empleando la siguiente ecuación:

$$(x_i - x_{i-1}) f_i''(x_{i-1}) + 2(x_{i+1} - x_{i-1}) f_i''(x_i) + (x_{i+1} - x_i) f_i''(x_{i+1}) = \frac{6}{x_{i+1} - x_i} [f(x_{i+1}) - f(x_i)] + \frac{6}{x_i - x_{i-1}} [f(x_{i-1}) - f(x_i)] \dots\dots\dots (68)$$

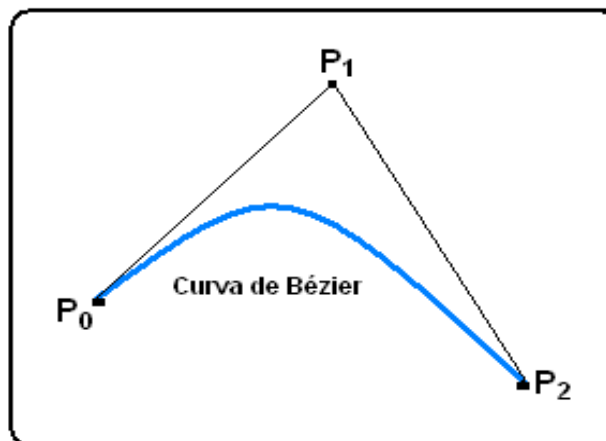
En resumen, la interpolación polinómica segmentaria más común es la interpolación mediante splines, la cual es una curva definida mediante polinomios en intervalos finitos, la interpolación será entonces del orden que deseemos según el polinomio aunque lo más frecuente será utilizar splines cúbicos. Como en muchos otros casos los splines no sirven únicamente para convertir en continua una serie de datos discreta, pueden servir también para analizar más profundamente los datos estimando sus derivadas e incluso para resolver ecuaciones en derivadas parciales.

### 3.1.3 Interpolación por medio de curvas de Bézier

Este tipo de curvas fue desarrollado por Pierre Bézier hacia los años 1960, que buscaba una representación matemática para definir las transiciones suaves en la curvatura en el trazado de dibujos técnicos, en el diseño aeronáutico y de automóviles, usando el algoritmo Paul de Casteljau, basado en un método numéricamente estable para evaluar las curvas de Bézier.

La curva de Bézier, es una curva suave que conecta puntos separados, es decir, calcula o interpola los puntos intermedios como ilustra la figura 40. Se generan a partir de funciones polinómicas que permiten la representación de cualquier forma curvada y evitan la complicación innecesaria de cálculos matemáticos que se produciría usando polinomios de mayor grado. Estas curvas se utilizan en la fase de modelamiento y se pueden parametrizar por medio de la representación de una curva o superficie.

**Figura 40. Curva de Bézier.**



Fuente: Métodos Numéricos para Ingenieros, CHAPRA S. and CANALE R., 2003.

Matemáticamente la curva de Bézier de un polinomio de grado  $n$  puede ser generalizada de la siguiente manera:

Dados los puntos  $P_0, P_1, \dots, P_n$ , la curva de Bézier es del tipo:

$$B(t) = \sum_{i=0}^n \binom{n}{i} P_i (1-t)^{n-i} t^i = P_0 (1-t)^n + \binom{n}{1} P_1 (1-t)^{n-1} t + \dots + P_n t^n, t \in [0,1] \dots \dots (69)$$

Esta ecuación puede ser expresada de manera recursiva: Sea la expresión  $B_{P_0 P_1 \dots P_n}$  que denota la curva de Bézier determinada por los puntos  $P_0, P_1, \dots, P_n$ , entonces:

$$B(t) = B_{P_0 P_1 \dots P_n}(t) = (1-t)B_{P_0 P_1 \dots P_{n-1}}(t) + tB_{P_0 P_1 \dots P_n}(t) \dots \dots \dots (70)$$

En otras palabras, el grado  $n$  de la curva de Bézier es una interpolación entre los dos grados  $n-1$  de las curvas de Bézier.

En general existe una terminología asociada exclusivamente para este tipo de curvas, donde se tiene:

$$B(t) = \sum_{i=0}^n P_i b_{i,n}(t), \dots t \in [0,1] \dots \dots \dots (71)$$

Donde los polinomios están definidos por:

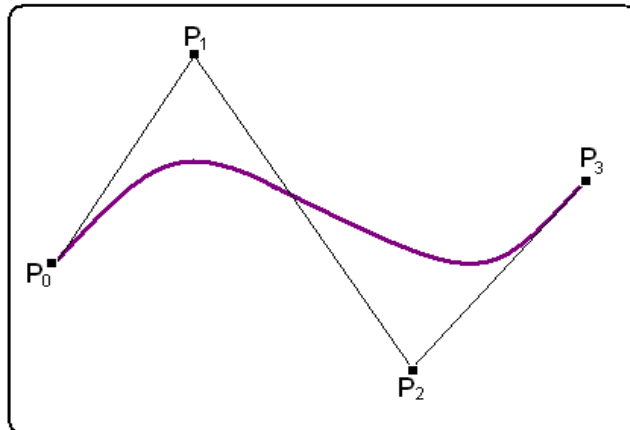
$$b_{i,n}(t) = \binom{n}{i} t^i (1-t)^{n-i}, \dots i = 0, \dots, n \dots \dots \dots (72)$$

Estos polinomios son conocidos como polinomios de Bernstein de grado  $n$ .

Los puntos  $P_i$  son llamados puntos de control para de las curvas de Bézier formado por la conexión de los puntos de Bézier con rectas, comenzando por  $P_0$  y terminando en  $P_n$ , se denomina polígono de Bézier o polígono de control.

Por ejemplo, una curva de orden tres ( $n = 3$ ), curva cúbica de Bézier como se ilustra en la figura 41, donde se aprecian cuatro puntos o nodos  $P_0, P_1, P_2$  y  $P_3$ , la curva comienza en el punto  $P_0$  y se dirige hacia  $P_1$  y llega a  $P_3$  viniendo de la dirección del punto  $P_2$ . Usualmente, no pasará ni por  $P_1$  ni por  $P_2$ , estos puntos sólo están ahí para proporcionar información direccional. La distancia entre  $P_0$  y  $P_1$  determina "qué longitud" tiene la curva cuando se mueve hacia la dirección de  $P_2$  antes de dirigirse hacia  $P_3$ .

Figura 41. Curva cúbica de Bézier.



Fuente: Métodos Numéricos para Ingenieros, CHAPRA S. and CANALE R., 2003.

La forma paramétrica de la curva es:

$$B(t) = P_0(1-t)^3 + 3P_1t(1-t)^2 + 3P_2t^2(1-t) + P_3t^3, \dots t \in [0,1] \dots \dots \dots (73)$$

Dentro de las principales características de las curvas de Bézier se tiene:

- La curva de Bézier se encuentra en el interior de la envolvente convexa de los puntos de control.
- La curva de Bézier es infinitamente derivable.
- El control de la curva es global. Modificar un punto de control implica modificar completamente la curva.
- Para efectuar una transformación afín de la curva es suficiente efectuar la transformación sobre todos los puntos de control.
- La curva comienza en el punto  $P_0$  y termina en el  $P_n$ . Esta característica es llamada interpolación del punto final.
- La curva es un segmento recto si, y sólo si, todos los puntos de control están alineados.
- El comienzo (final) de la curva es tangente a la primera (final) sección del polígono de Bézier.

- Una curva puede ser desdoblada en algunos puntos en dos curvas, o de manera arbitraria en tantas curvas como se quieran, cada una de las cuales es una nueva curva de Bézier.

### **3.2 AJUSTE DE CURVA DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN**

La respuesta de la presión en el pozo, con el tiempo, da una curva cuya forma está definida por características únicas del yacimiento. Extraer la información contenida en tal curva es el principal objetivo de la interpretación y análisis de las pruebas de presión, por lo cual los datos de presión deben ser los más adecuados para obtener los mejores resultados.

En este capítulo se realiza un estudio de ajuste de curva de la prueba de presión por medio del refinamiento, encontrando la mejor curva que contenga la serie de puntos de presión contra tiempo.

En el estudio previo, en este mismo capítulo, de ajuste de curvas a través de métodos numéricos de refinamiento, como: ajuste por mínimos cuadrados, ajuste polinomial, ajuste por curvas de Bézier, entre otros; se encontró que para las curvas de presión el ajuste más adaptado y refinado, fue el refinamiento por interpolación segmentaria o interpolación tipo spline, donde se mejoran los resultados obtenidos en el análisis de las curvas, debido a que cada prueba presenta un comportamiento diferente.

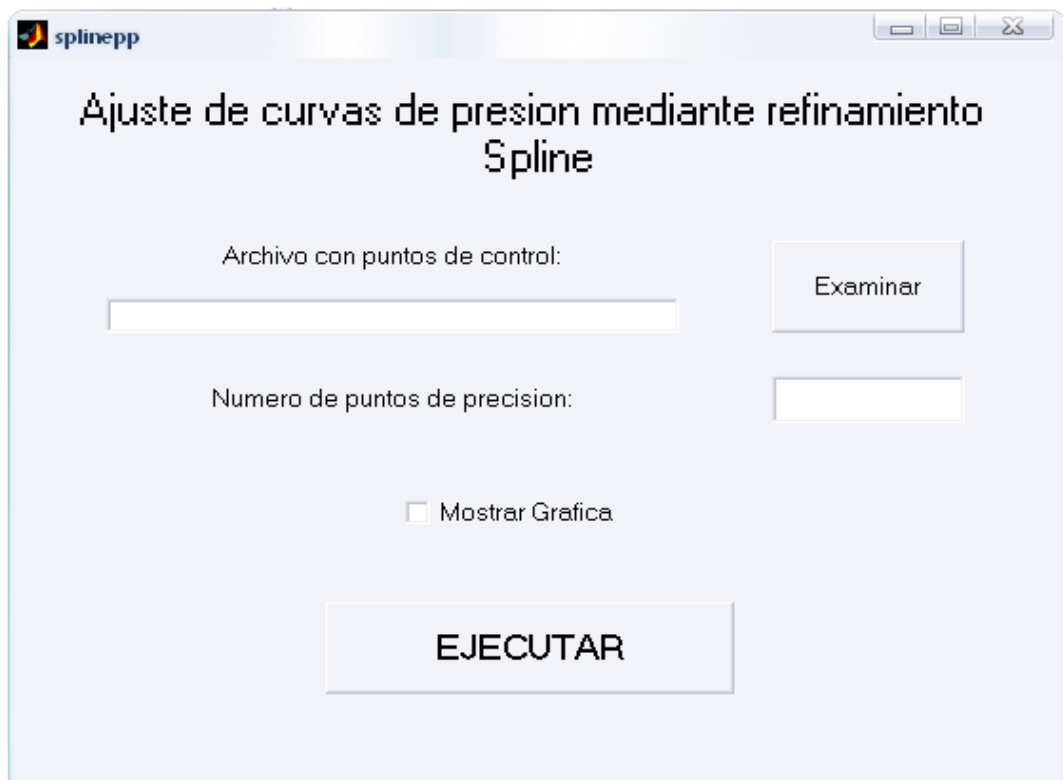
Este tipo de interpolación para el ajuste de curvas, tipo spline, consiste en unir cada par de datos, presión contra tiempo, en la prueba de presión, por medio de conexiones entre ecuaciones cúbicas adyacentes, que resultan visualmente suaves, así proporcionan una mejor aproximación al comportamiento de la curva de presión, que tienen cambios y formas complejas.

Hay que tener en cuenta que las ecuaciones obtenidas en la interpolación, son de carácter polinomial y continuas, las cuales pueden ser suavizadas durante

cualquier proceso de derivación y la forma de la curva obtenida es acorde al modelo trabajado. Esto es muy importante para el estudio de la derivada de la presión, para su respectiva interpretación, donde el algoritmo de spline es el mejor procedimiento para derivar los datos, presión contra tiempo, por ser más efectivo y con mínimos errores promedios<sup>22</sup>.

Para realizar el ajuste de los datos provenientes de la prueba de presión se construyó una herramienta en Matlab<sup>®23</sup>, llamada “SPLINEPP” (Ver anexo B), que permite el refinamiento de los datos presión contra tiempo, utilizando la función spline. En la figura 42 se muestra la ventana principal del programa.

**Figura 42. Herramienta de refinamiento de curva de presión, SPLINEPP.**

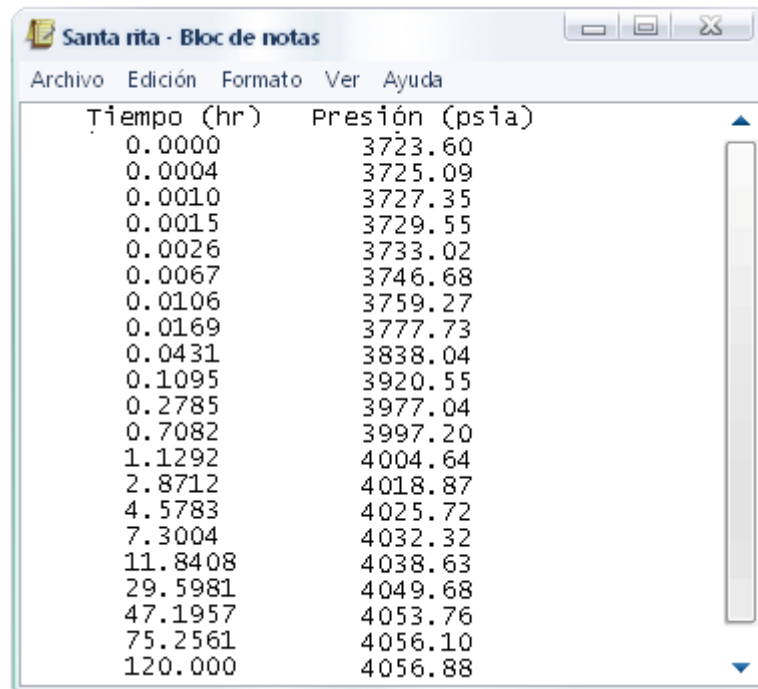


Fuente: Herramienta SPLINEPP, ventana principal.

La herramienta SPLINEPP adquiere los datos, presión contra tiempo, obtenidos de la prueba de presión, en formato de texto .dat o .txt, como ilustra la figura

43. Una vez se cargan los datos originales, se procede a efectuar el ajuste de curva por medio del algoritmo de spline, obteniendo la interpolación entre los puntos como se muestra en la figura 44.

**Figura 43. Datos originales de la prueba de presión.**

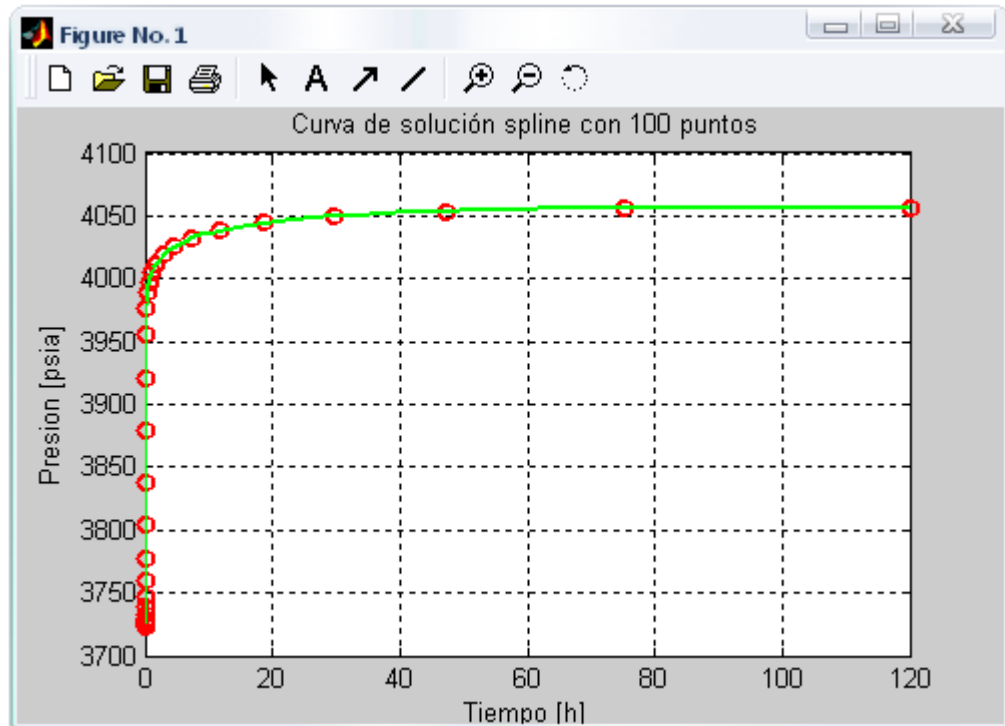


Tiempo (hr)	Presión (psia)
0.0000	3723.60
0.0004	3725.09
0.0010	3727.35
0.0015	3729.55
0.0026	3733.02
0.0067	3746.68
0.0106	3759.27
0.0169	3777.73
0.0431	3838.04
0.1095	3920.55
0.2785	3977.04
0.7082	3997.20
1.1292	4004.64
2.8712	4018.87
4.5783	4025.72
7.3004	4032.32
11.8408	4038.63
29.5981	4049.68
47.1957	4053.76
75.2561	4056.10
120.000	4056.88

Fuente: Herramienta SPLINEPP.

Con la herramienta implementada, el usuario tiene la opción de extraer los puntos que requiera de la curva refinada de presión obtenida, como muestra la figura 42, en la instrucción de “número de puntos de precisión”. Los datos nuevos que se adquieren, la herramienta los guarda en la carpeta de Matlab, llamada “Sol\_Spline.txt”, como archivo de texto .txt, siendo estos los nuevos datos de la prueba de presión, para su análisis e interpretación, como ilustra la figura 45.

Figura 44. Obtención del ajuste de curva de presión.



Fuente: Herramienta SPLINEPP.

Figura 45. Datos nuevos de la prueba de presión obtenidos por el ajuste de curva.

santa rita PBU refinamiento - Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

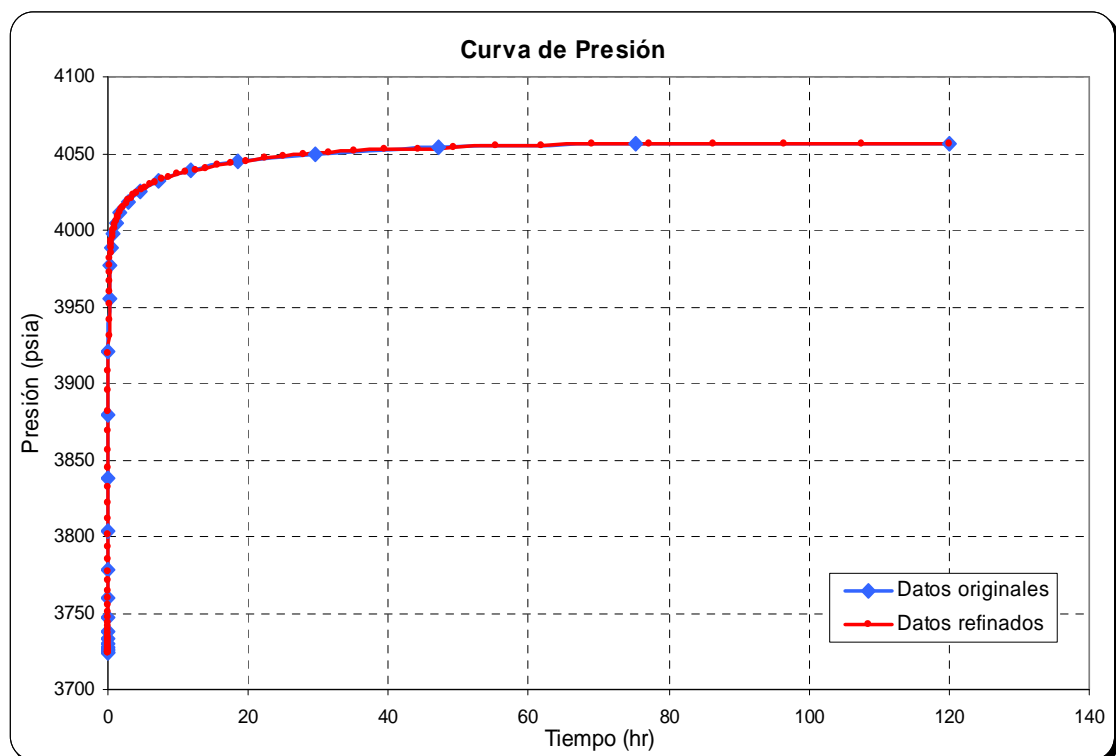
Tiempo(hr)	Presion(psia)	Tiempo(hr)	Presion(psia)
0.000000	3723.60	1.9937	4013.38
0.0001786	3724.11	2.2608	4015.29
0.0002427	3724.36	4.205	4024.49
0.0003119	3724.67	4.753	4026.26
0.0005726	3725.86	5.3694	4028.02
0.0006860	3726.29	6.0625	4029.74
0.0008180	3726.73	6.8413	4031.43
0.0009720	3727.25	7.716	4033.07
0.0011524	3727.98	8.6978	4034.68
0.0013635	3728.94	9.7994	4036.23
0.0022368	3732.01	11.035	4037.74
0.0026303	3733.11	12.419	4039.24
0.0030889	3734.53	13.97	4040.77
0.0036225	3736.35	15.707	4042.32
0.0042428	3738.53	17.651	4043.84
0.0067684	3746.90	19.826	4045.3
0.0078914	3750.56	24.977	4047.96
0.0091915	3754.78	28.016	4049.14
0.014444	3770.81	39.435	4052.34
0.016763	3777.35	44.158	4053.26
0.01944	3784.63	69.145	4055.83
0.030175	3811.19	77.269	4056.17
0.053672	3856.64	96.372	4056.65
0.061872	3869.3	120	4056.88

Fuente: Herramienta SPLINEPP.

Estos datos nuevos se obtienen dentro del programa por medio de un método numérico basado en el algoritmo de Casteljaou, el cual consiste en la aplicación reiterada de la interpolación de la curva de Bézier, estudiada anteriormente, donde los nuevos puntos obtenidos de la curva refinada, son de forma similar y proporcional al espaciamiento de los puntos originales.

Se debe hacer la aclaración, que la nueva curva obtenida con el refinamiento que da nuevos puntos, como se ve en las figura 44, sigue el mismo comportamiento de la curva con los datos originales de presión contra tiempo, como se muestra en la figura 46. Se observa que la curva refinada se superpone a la original, evidenciándose así que no existen errores en el desarrollo de la interpretación de los resultados en los gráficos semilogarítmico y logarítmico de análisis de la prueba.

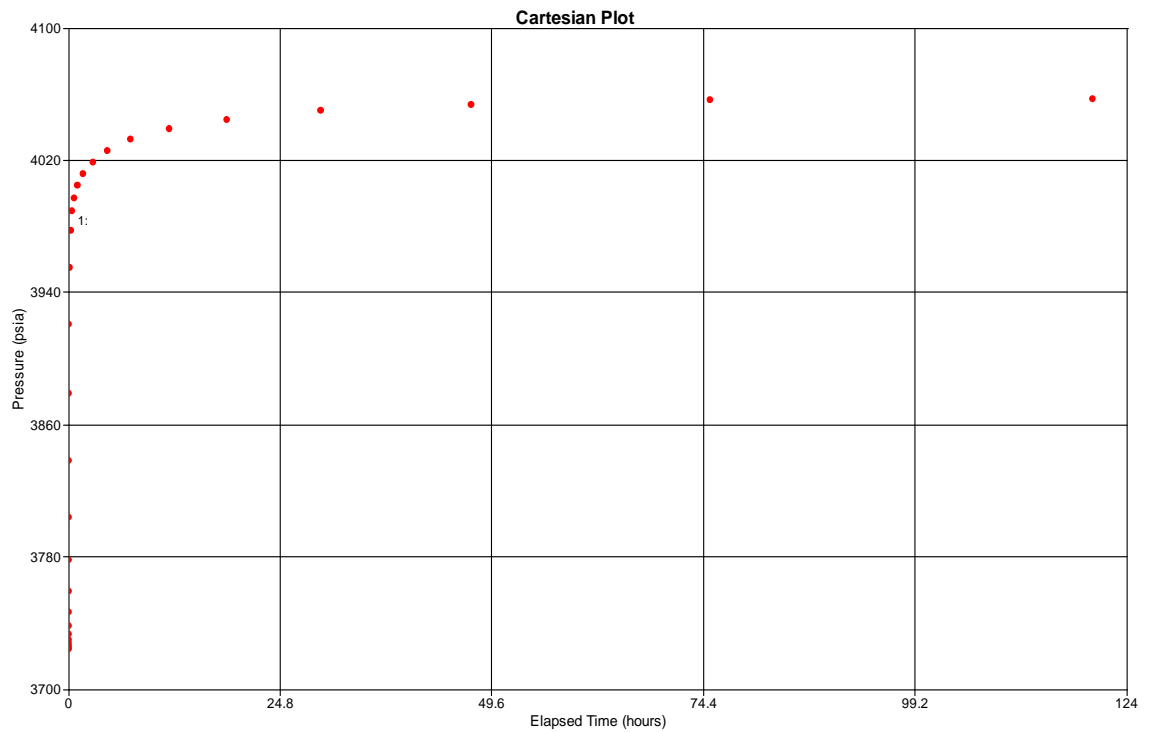
**Figura 46. Comportamiento de la curva refinada de presión.**



Fuente: Autor del proyecto.

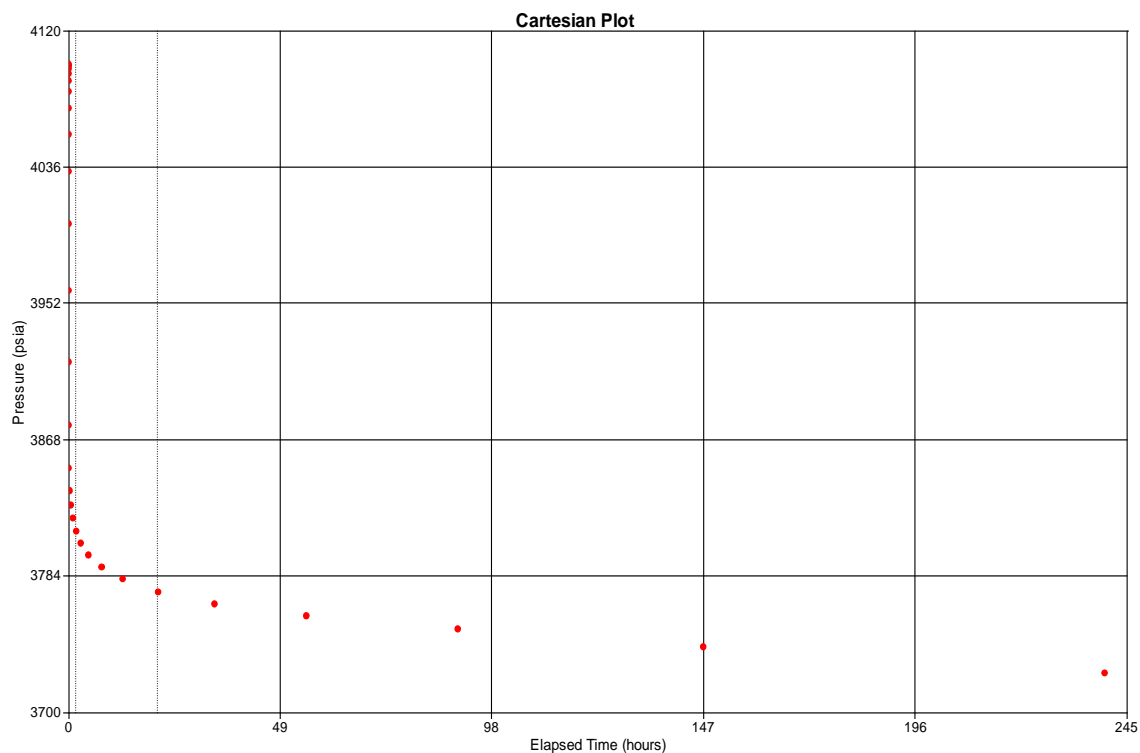
El objetivo de realizar el ajuste de curva a los datos, presión contra tiempo, en las pruebas de transiente de presión, como son la restauración y descenso de presión, como ilustran la figura 47 y 48, es el disminuir el efecto del ruido, que se presenta en la mayoría de estas curvas. Además, con este ajuste se mejoran los datos ocasionados por la distorsión, obteniéndose una nueva curva refinada, con mayores puntos para realizar la interpretación y análisis de la prueba, como se muestra en las figuras 49 y 50.

**Figura 47. Prueba de restauración de presión, PBU.**



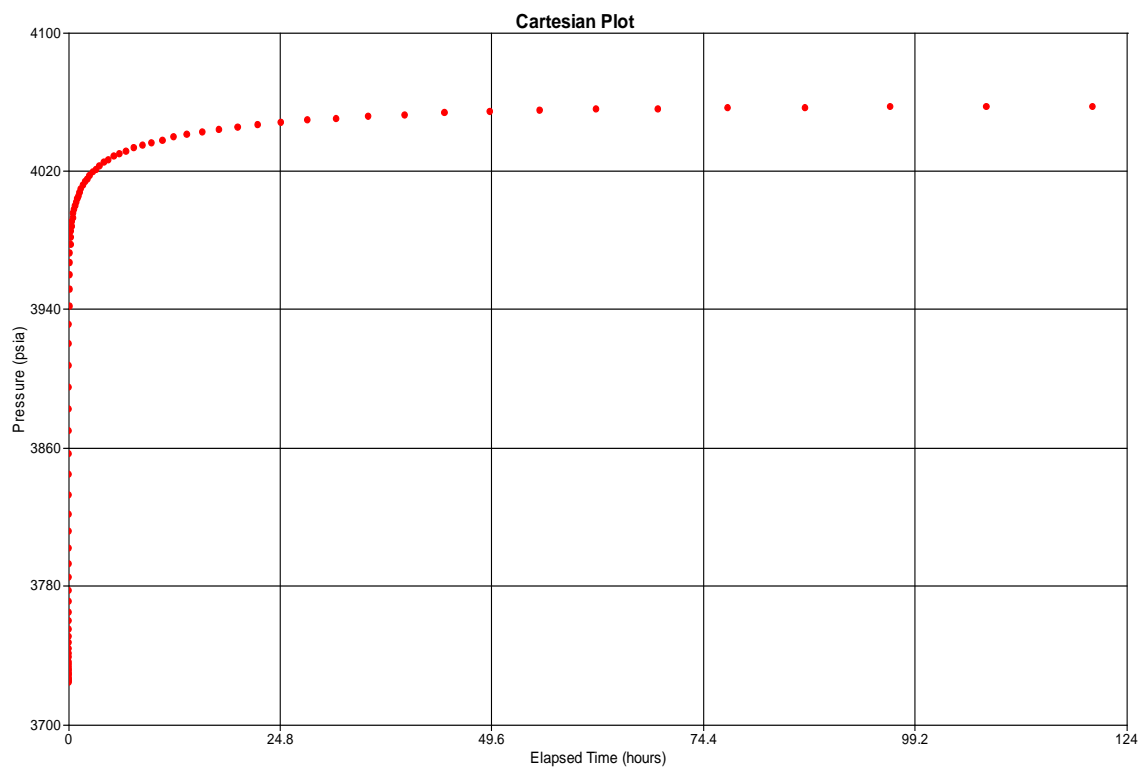
Fuente: Software PanSystem.

**Figura 48. Prueba de descenso de presión, PDD.**



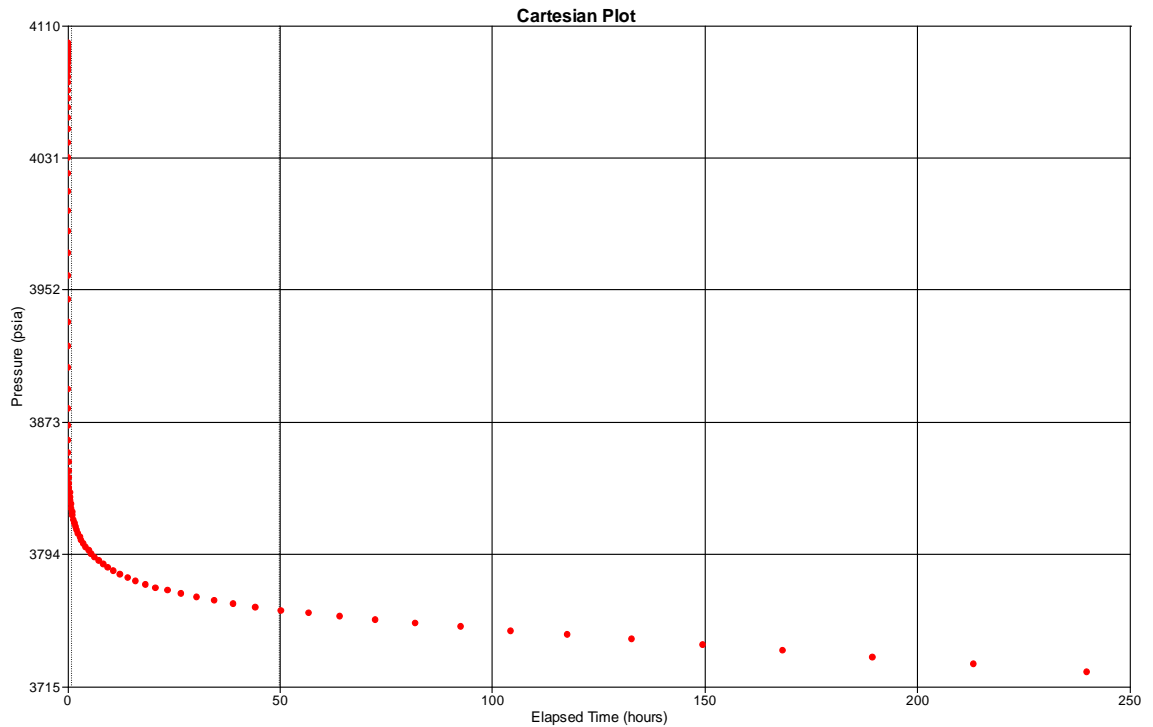
Fuente: Software PanSystem.

**Figura 49. Prueba de restauración de presión refinada.**



Fuente: Software PanSystem

**Figura 50. Prueba de descenso de presión refinada.**

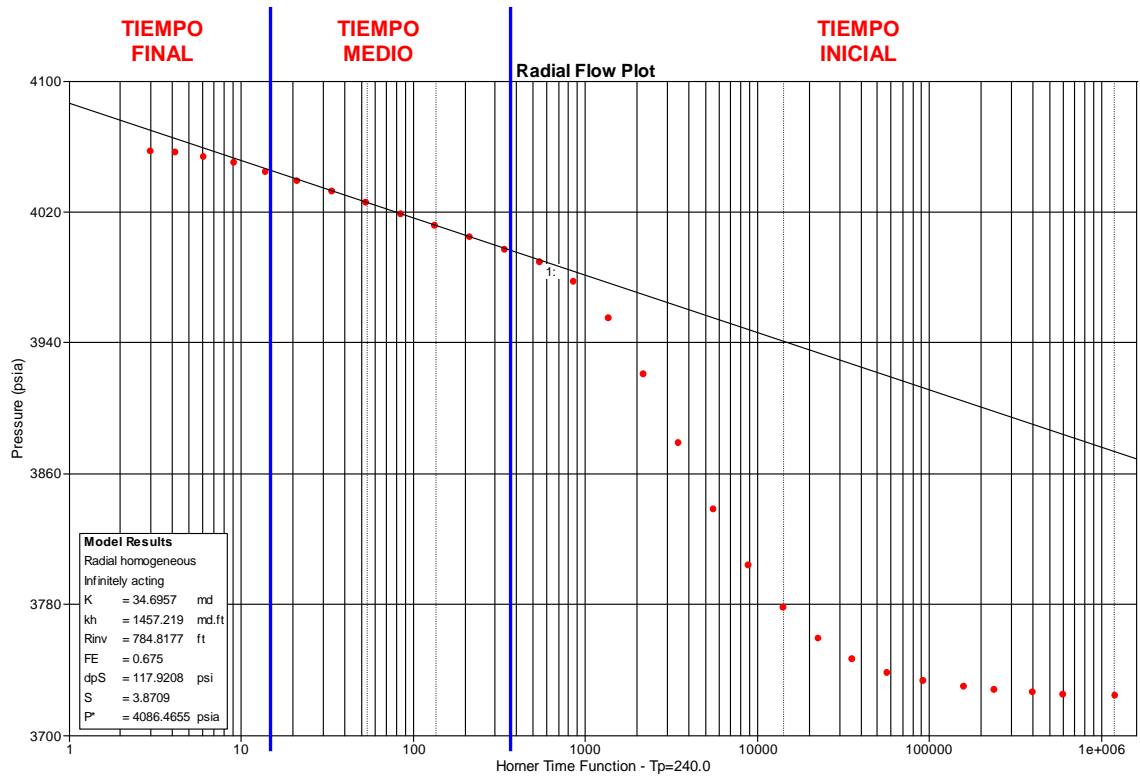


Fuente: Software PanSystem.

La importancia del uso del refinamiento se evidencia en los gráficos semilogarítmico y logarítmico, obtenidos en la interpretación de la prueba de presión.

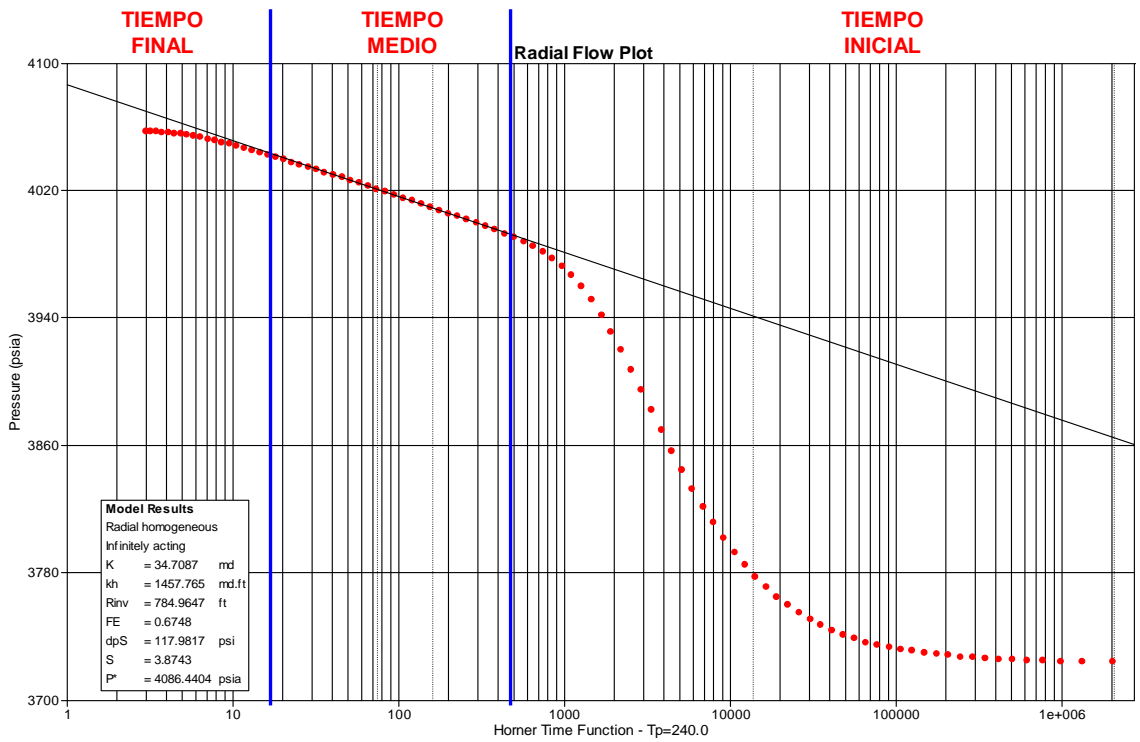
En el gráfico semilogarítmico con los datos originales, como se ve en la figura 51, en comparación al gráfico que se obtuvo con el ajuste de curva, como muestra la figura 52, siguen el mismo comportamiento. Se puede identificar y visualizar mejor las regiones de tiempos inicial, medio y final, como consecuencia del uso de mayor número de datos, facilitando un análisis de la curva más adecuado para mejores resultados.

Figura 51. Gráfico semilogarítmico con datos originales de la prueba de presión.



Fuente: Software PanSystem.

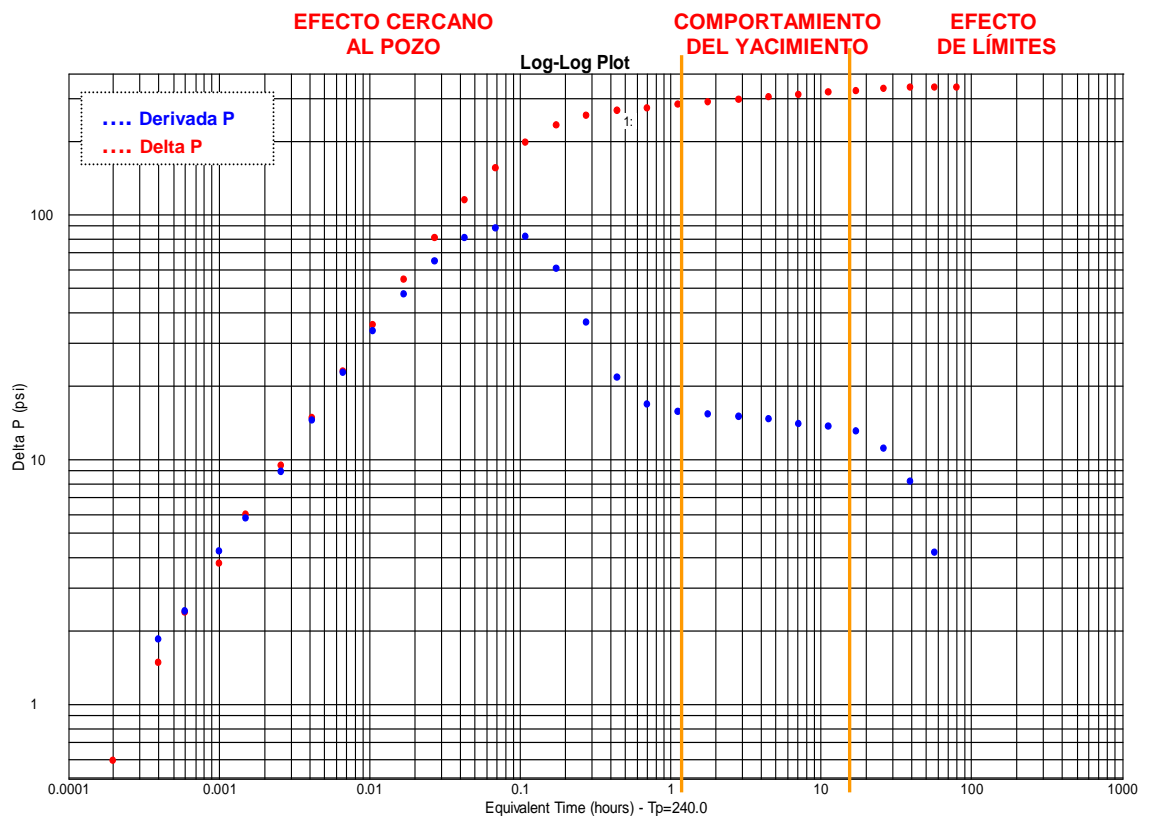
Figura 52. Gráfico semilogarítmico obtenido con el refinamiento de curva.



Fuente: Software PanSystem.

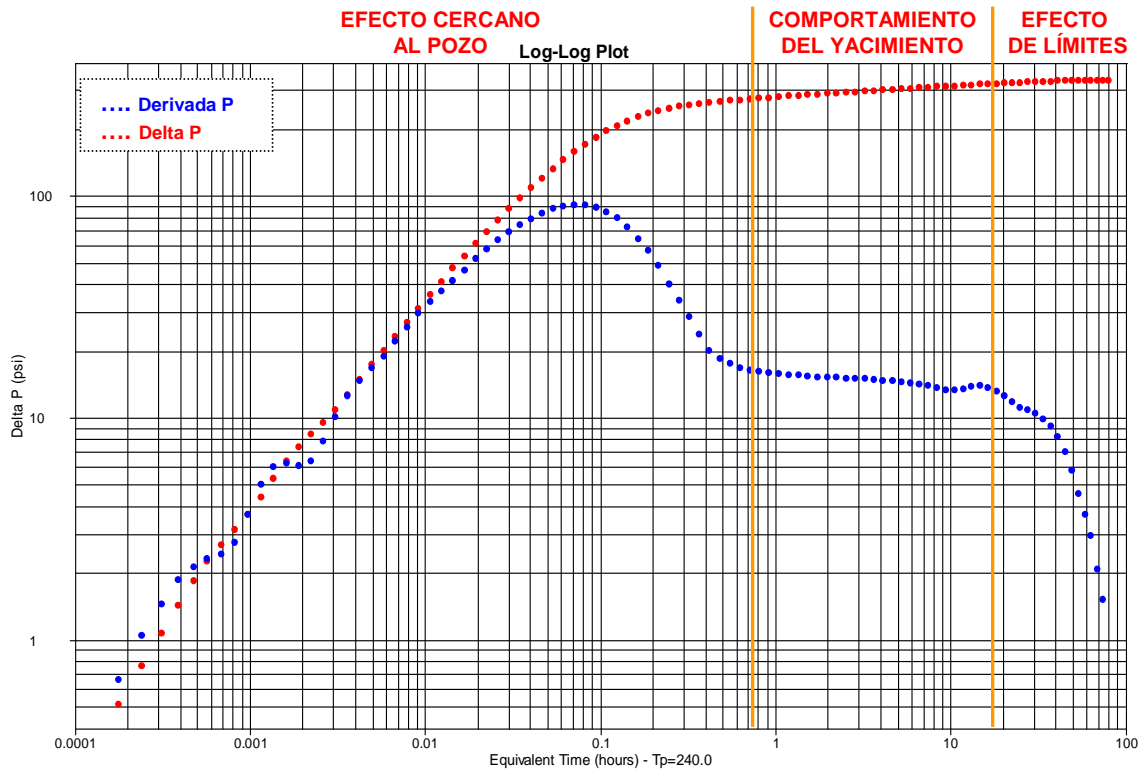
En la interpretación de la derivada de la presión en el gráfico logarítmico, como se ilustra en la figura 53, comparado con el gráfico obtenido con el ajuste de curva realizado, como se ve en la figura 54, con más datos, se observa que sigue el mismo comportamiento permitiendo una más fácil interpretación con la visualización e identificación del efecto cercano al pozo, como el almacenamiento, el comportamiento del yacimiento en sus distintos regímenes y geometrías de flujo presentes, y los efectos de límite o fronteras del yacimiento, dando la posibilidad de escoger mejor el modelo de yacimiento, de acuerdo al análisis de la prueba de presión.

**Figura 53. Gráfico logarítmico con los datos originales de la prueba de presión.**



Fuente: Software PanSystem.

Figura 54. Gráfico logarítmico obtenido con el refinamiento de curva.

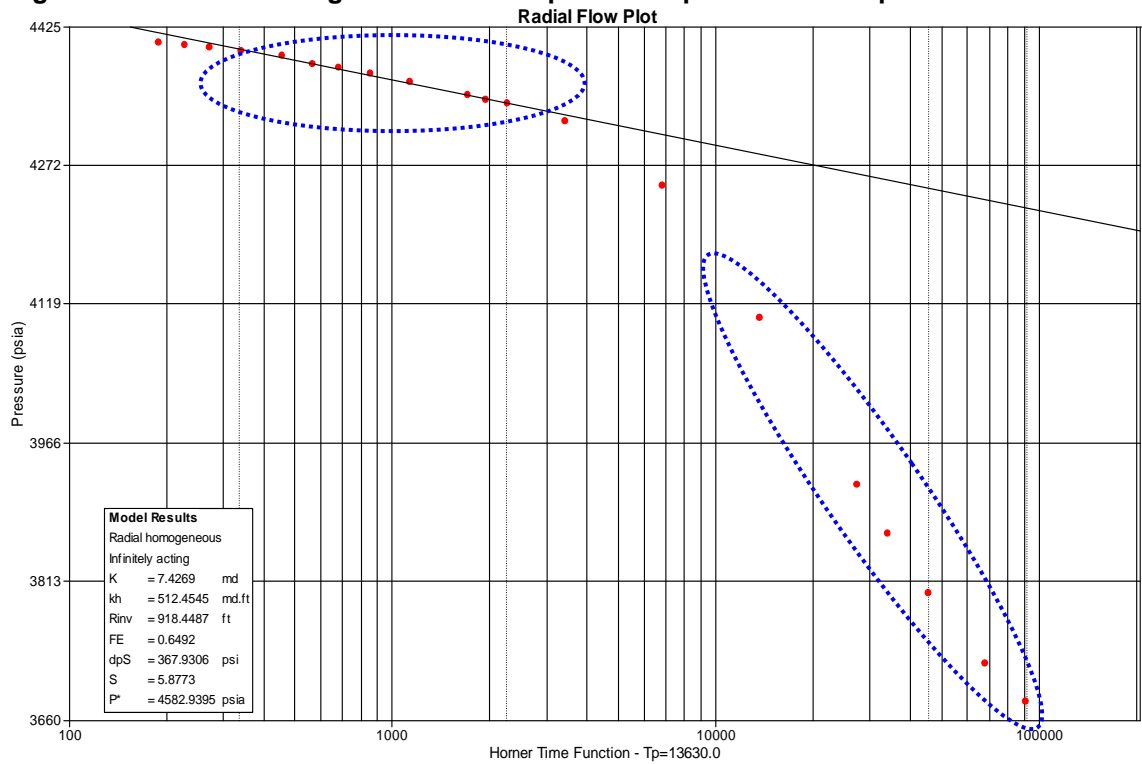


Fuente: Software PanSystem.

Es importante resaltar que el refinamiento de la curva de presión es útil para la interpretación en pruebas reales de campo, en situaciones donde se tienen escasos datos, por lo general en pruebas antiguas. Las figuras 55 y 56 muestran los gráficos semilogarítmicos, donde se comparan la curva de datos originales con la de refinamiento, siendo esta última la que permite una mejor identificación de las regiones de tiempo.

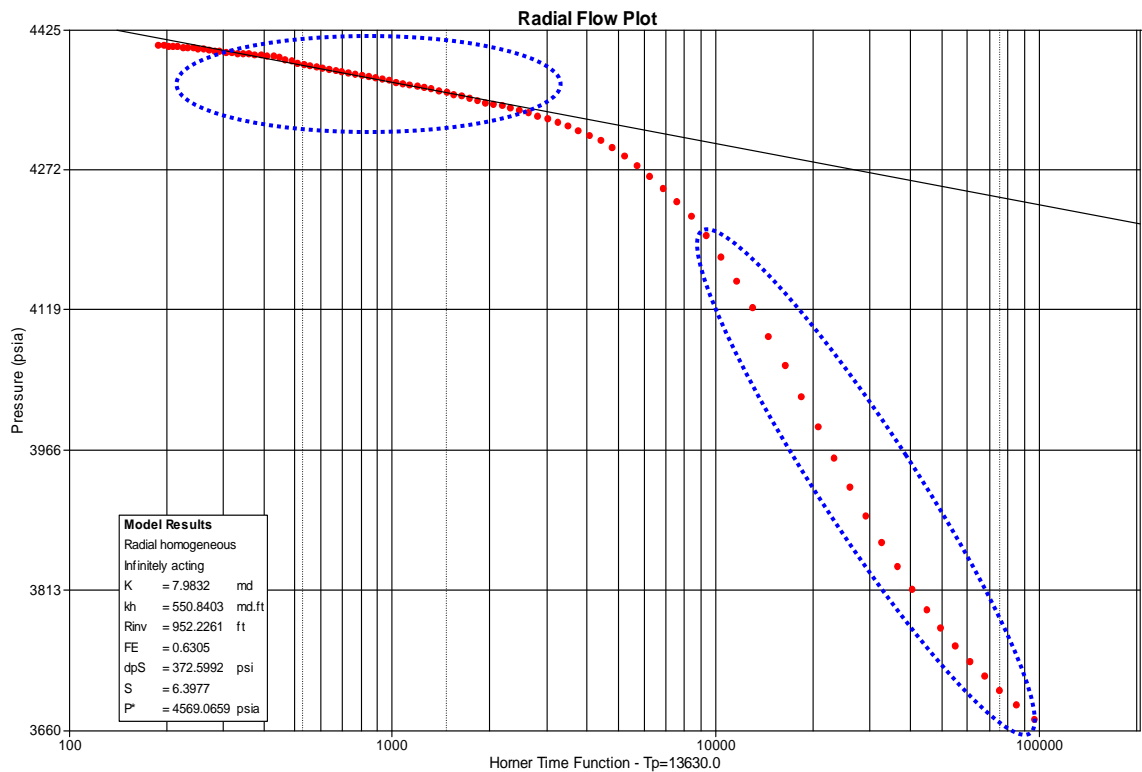
Para el gráfico logarítmico en la interpretación de la derivada de presión se puede observar en la figura 57, que el gráfico con los datos originales, al igual que el gráfico obtenido con el ajuste realizado, como se muestra en la figura 58, siguen mostrando el mismo comportamiento de la curva original de la derivada, donde al final presenta oscilaciones, debido a los efectos dinámicos del pozo y efectos del yacimiento.

**Figura 55. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo.**



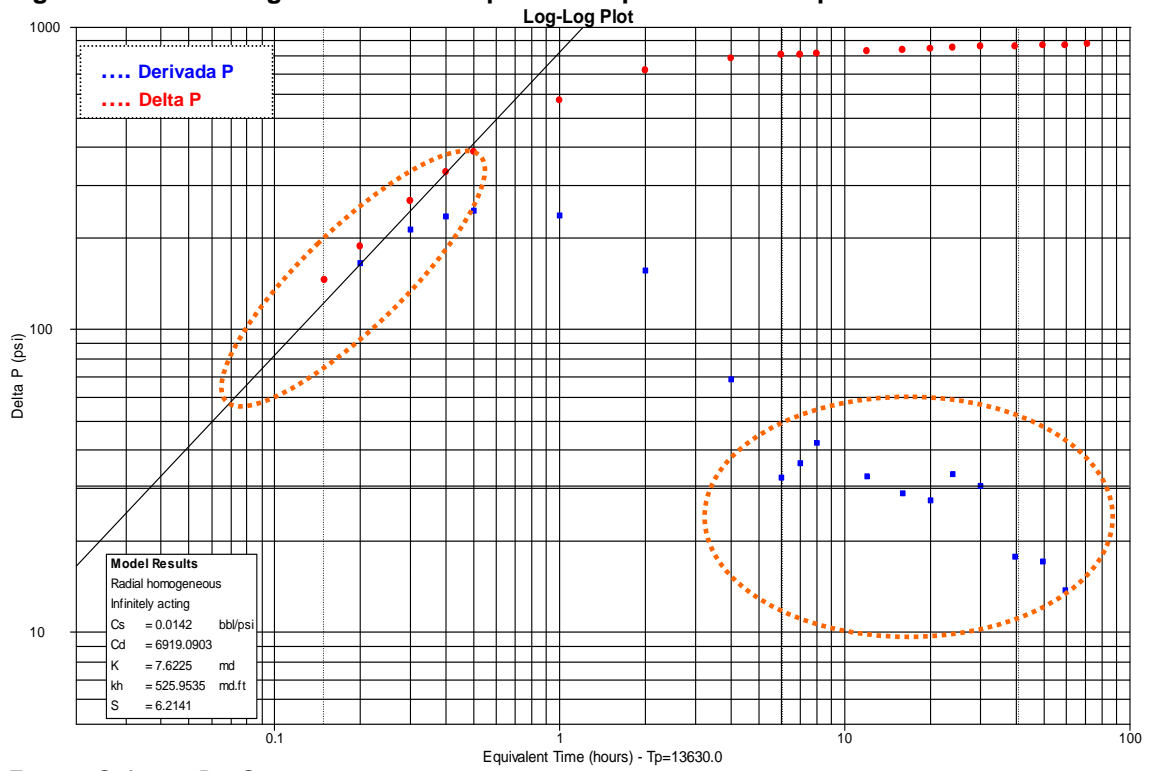
Fuente: Software PanSystem.

**Figura 56. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo con refinamiento.**



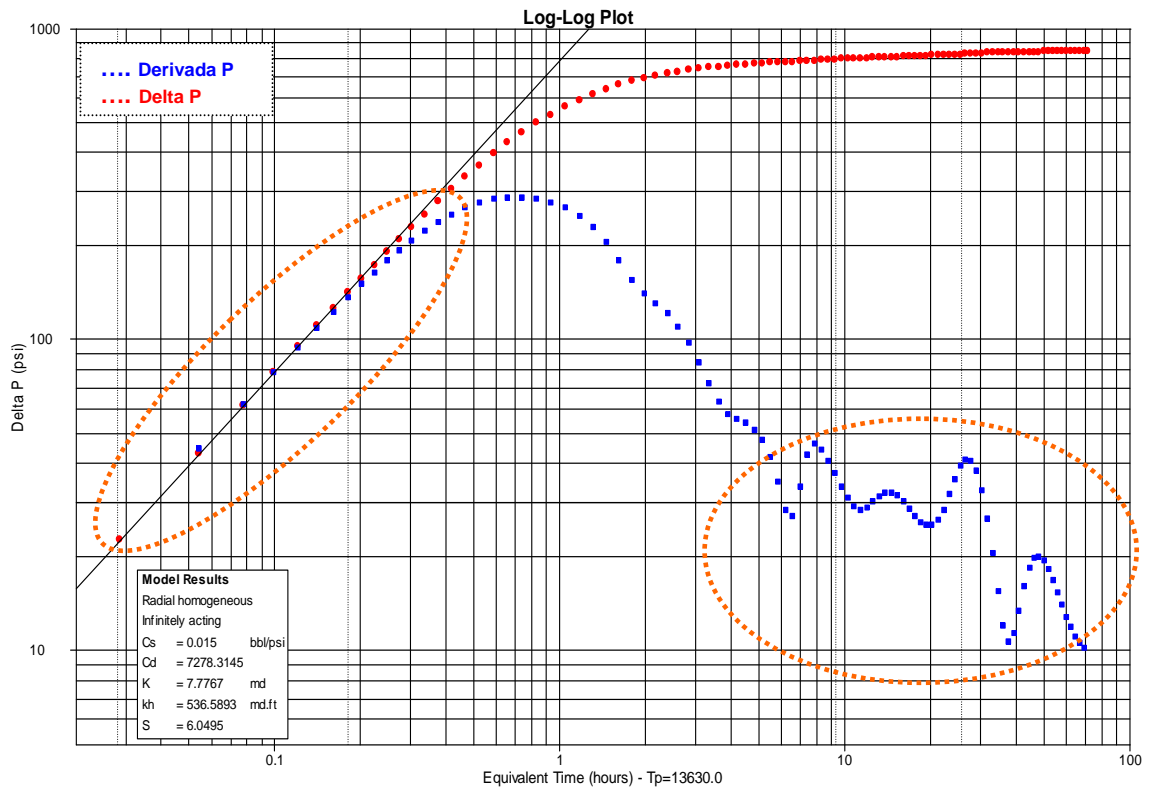
Fuente: Software PanSystem.

Figura 57. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo.



Fuente: Software PanSystem.

Figura 58. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo con refinamiento.

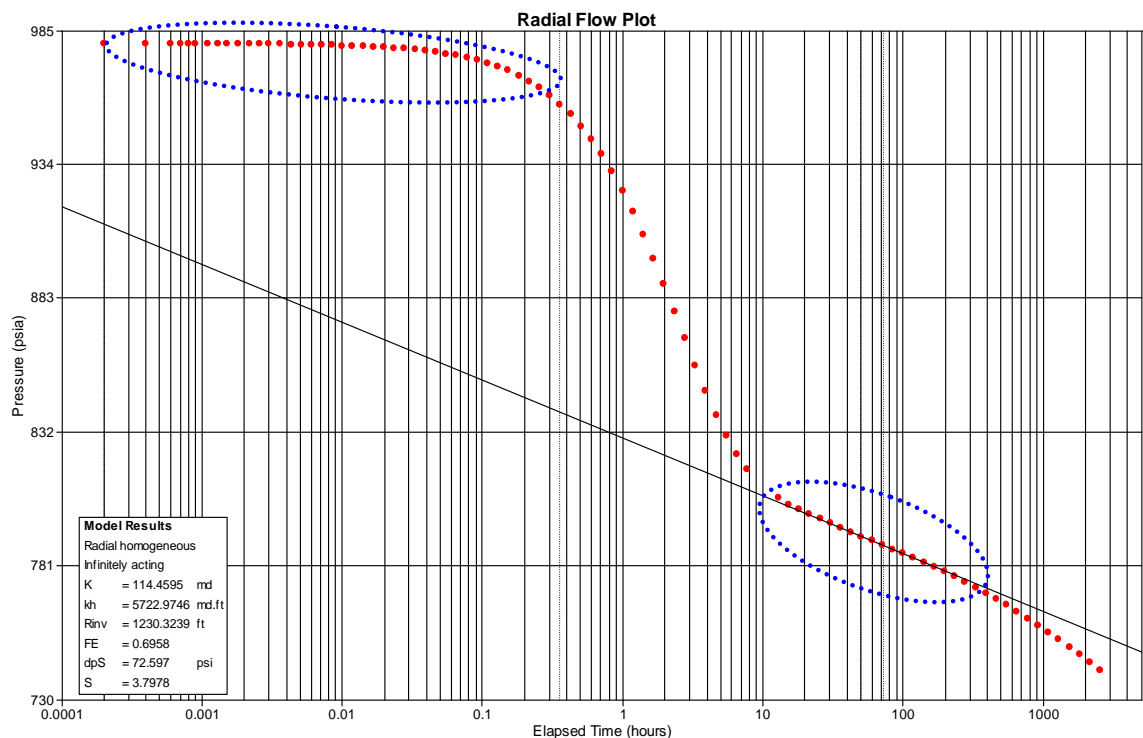


Fuente: Software PanSystem.

Se debe tener en cuenta, que para la interpretación en pruebas reales de campo, donde se tiene muy pocos datos originales, y se le ha realizado el respectivo refinamiento con la obtención de más puntos, y con el análisis e interpretación no se obtiene resultados adecuados, se descartan estos datos originales de la prueba de presión.

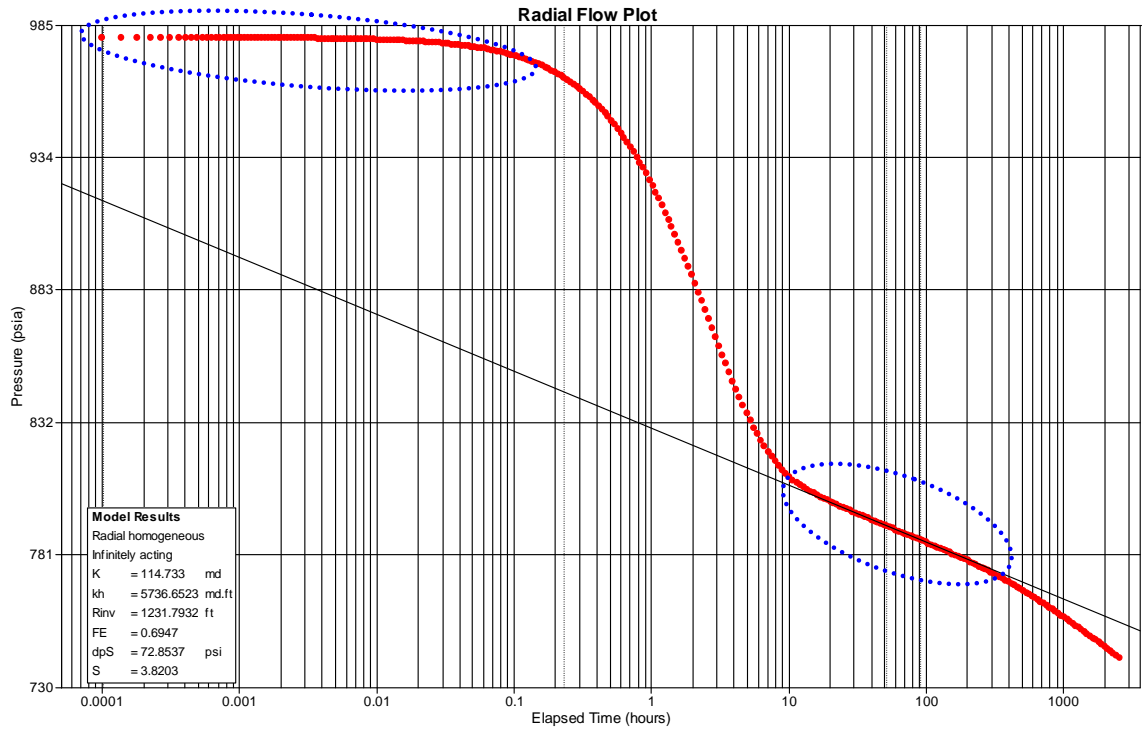
Para el caso de tener una cantidad considerable de datos en pruebas extensas de presión, tomadas con herramientas modernas que son más precisas y confiables, en comparación a las realizadas en años atrás, se evitan errores en la adquisición de los datos y se obtienen resultados más efectivos, utilizando técnicas actuales en el análisis e interpretación de la prueba. En los gráficos semilogarítmicos y logarítmicos como se ilustra en la figuras 59, 60, 61 y 62, con datos originales y refinados, respectivamente, se observa que el refinamiento mejora la visualización de la curvas, identificando las regiones de tiempo adecuadamente, de acuerdo al comportamiento del yacimiento, donde no se presenta ninguna distorsión en la curva debido a la calidad de la prueba.

**Figura 59. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo extensa.**



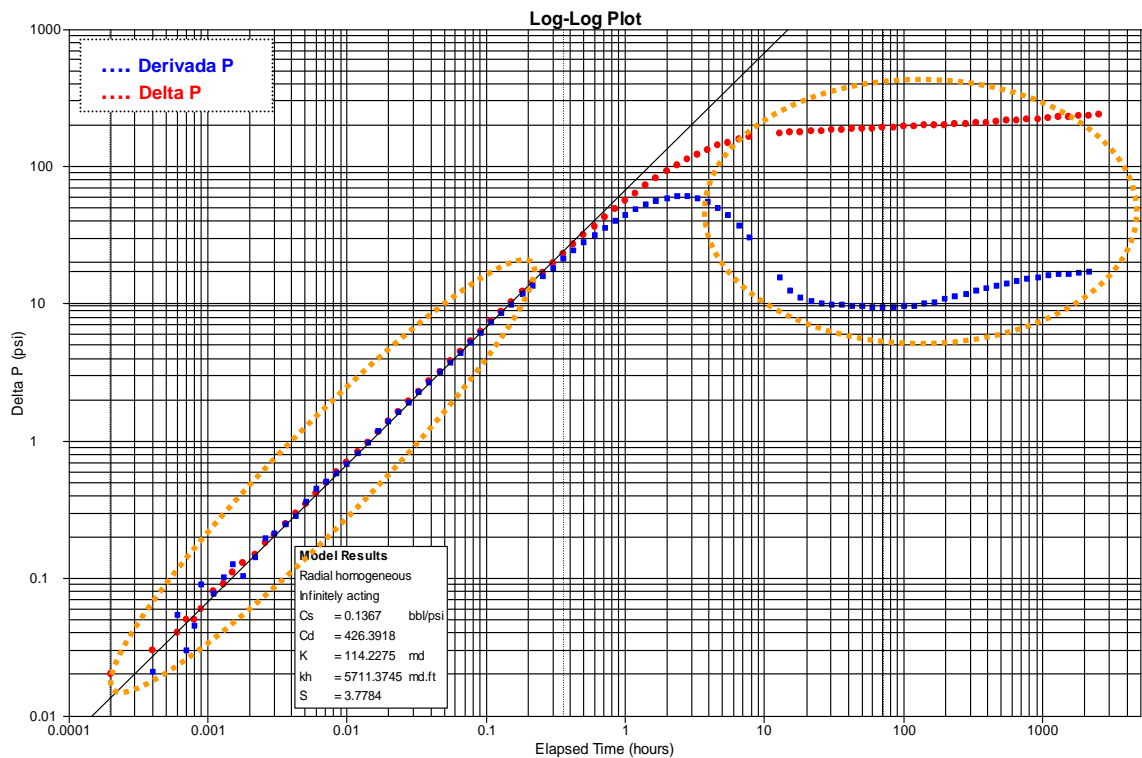
Fuente: Software PanSystem.

Figura 60. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo extensa con refinamiento.



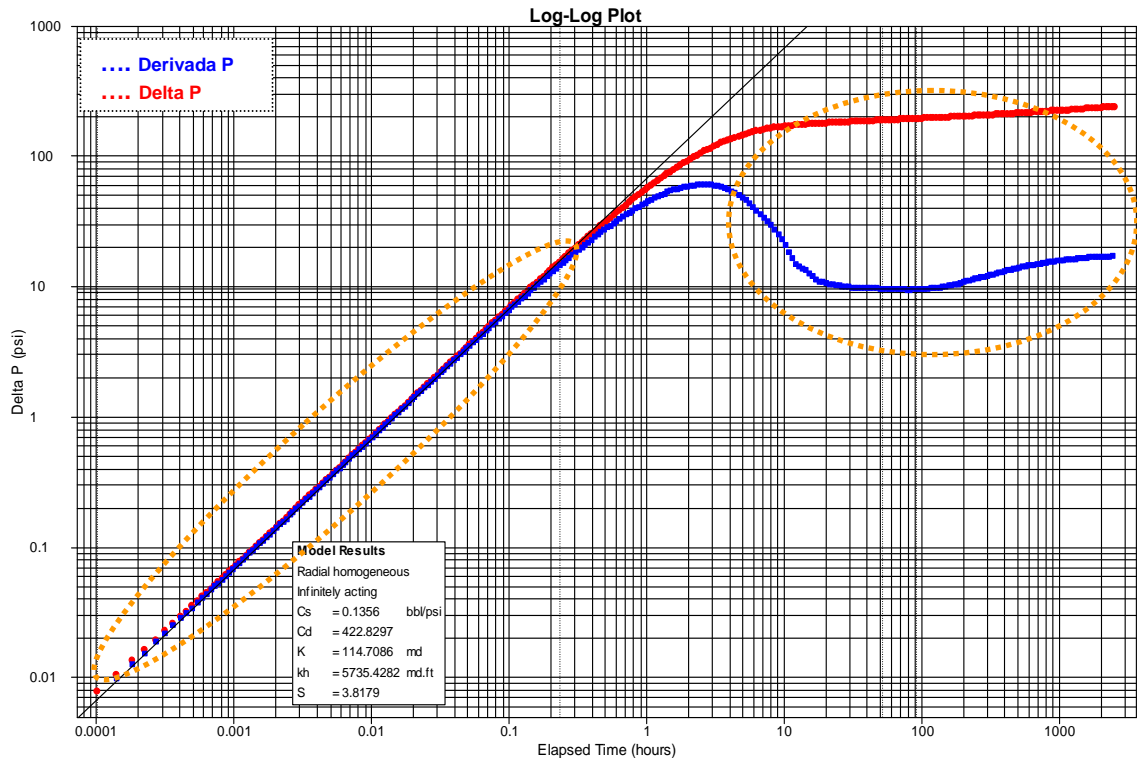
Fuente: Software PanSystem.

Figura 61. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo extensa.



Fuente: Software PanSystem.

**Figura 62. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo extensa con refinamiento.**

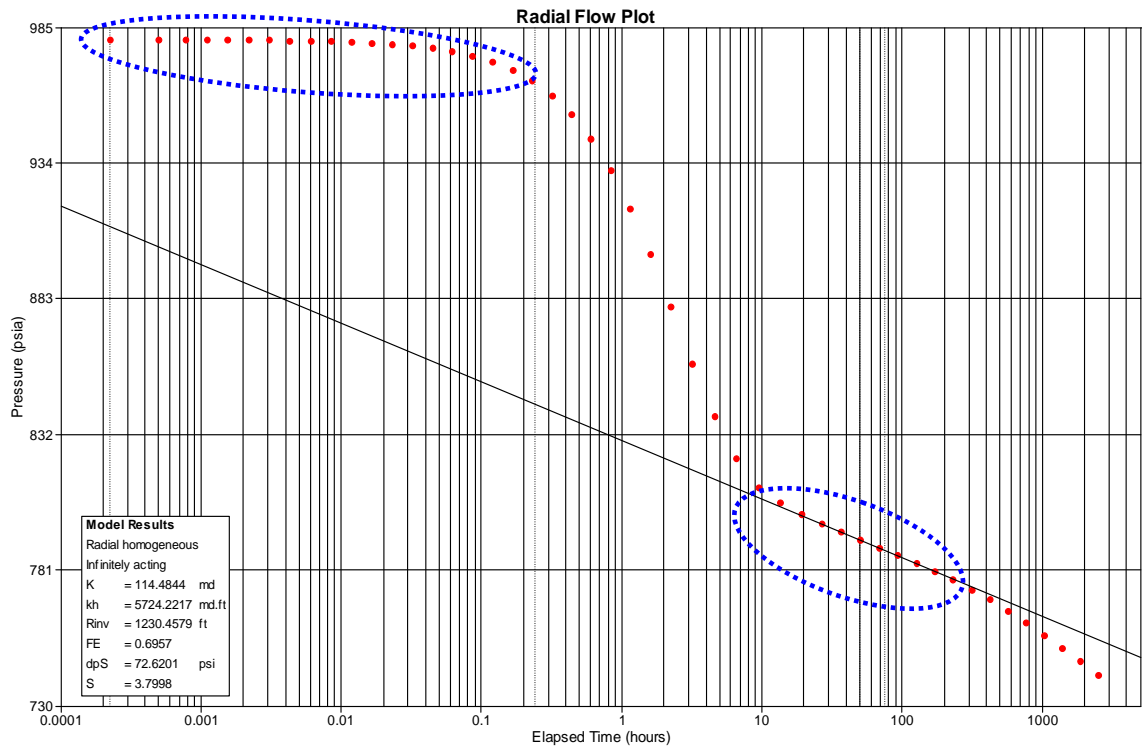


Fuente: Software PanSystem.

En estas pruebas de presión, donde se usan bastantes datos, al realizar el refinamiento de ajuste de curva se puede obtener con menor cantidad de datos, sin que se afecte el comportamiento de la curva original, como se ve en los gráficos semilogarítmicos y logarítmicos, en las figuras 59, 61, 63 y 64, respectivamente.

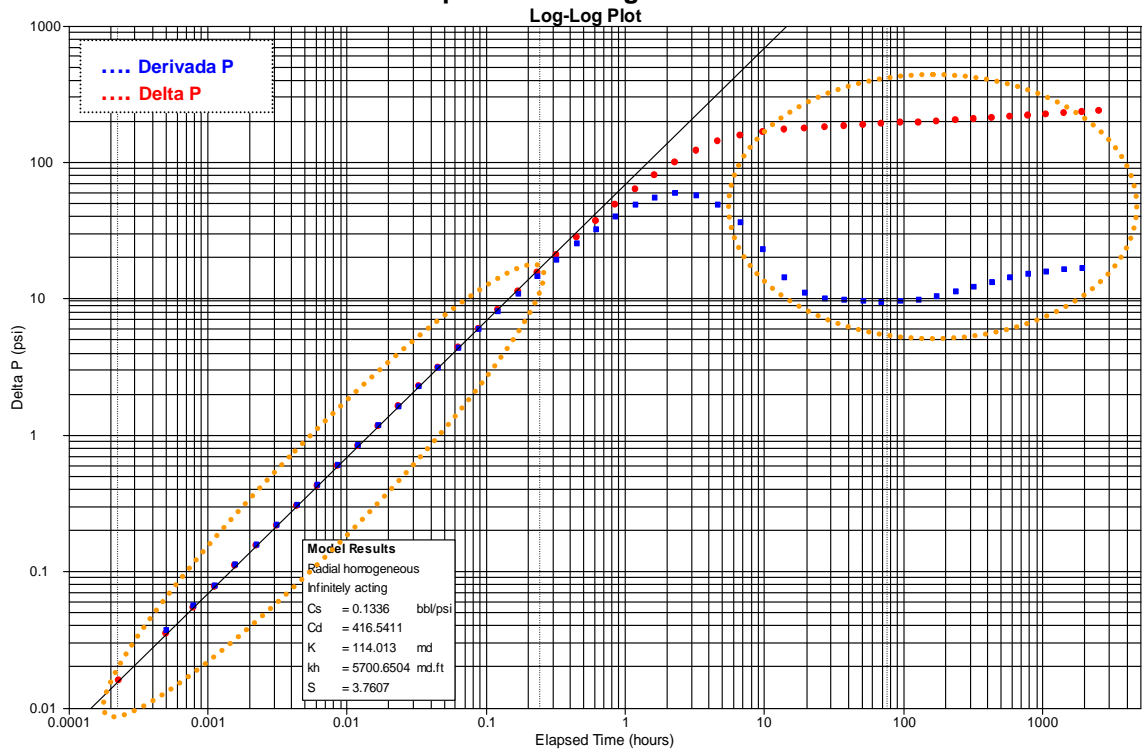
Por otra parte, en la realización de este estudio, es de resaltar la utilidad del refinamiento de la pruebas de presión en la observación del comportamiento de las curvas, que no presentan variación respecto al original, y que es aplicable no solo para yacimiento homogéneos, sino para diferentes modelos de yacimiento. Entre ellos se presenta como ejemplo, para un yacimiento naturalmente fracturado, como se muestra en las figuras 65 y 67, con datos originales y las figuras 66 y 68, con datos refinados.

Figura 63. Gráfico semilogarítmico de una prueba de presión de campo extensa con refinamiento con menos datos respecto a los originales.



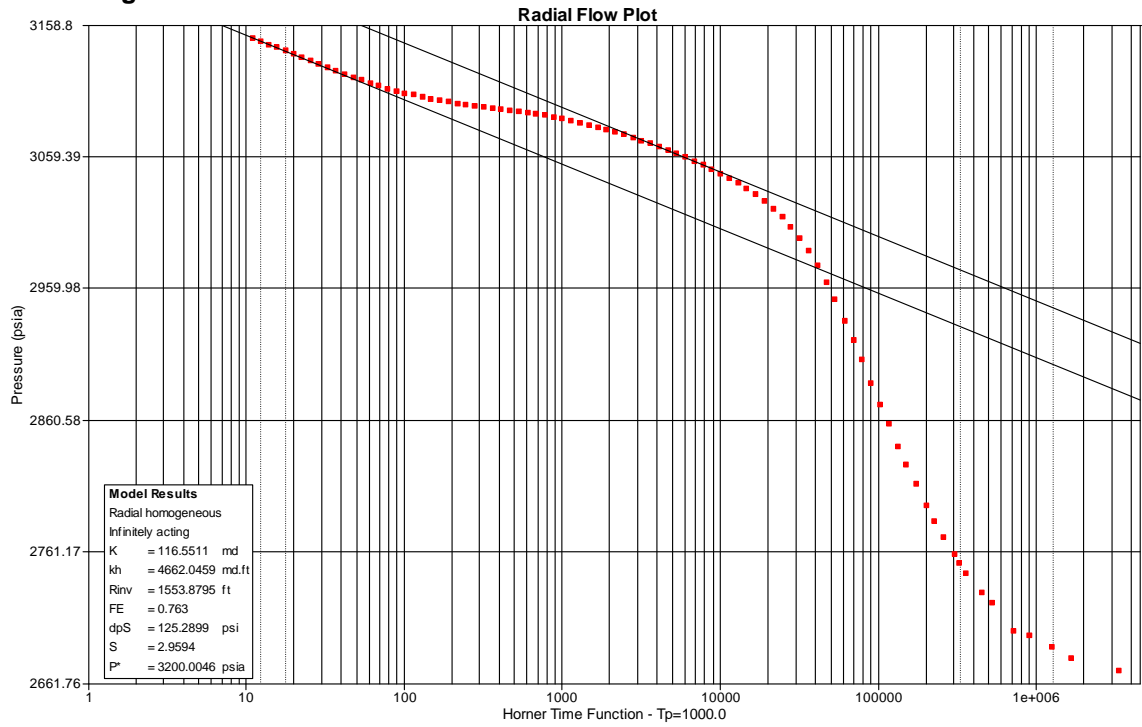
Fuente: Software PanSystem.

Figura 64. Gráfico logarítmico de una prueba de presión de campo extensa con refinamiento con menos datos respecto a los originales.



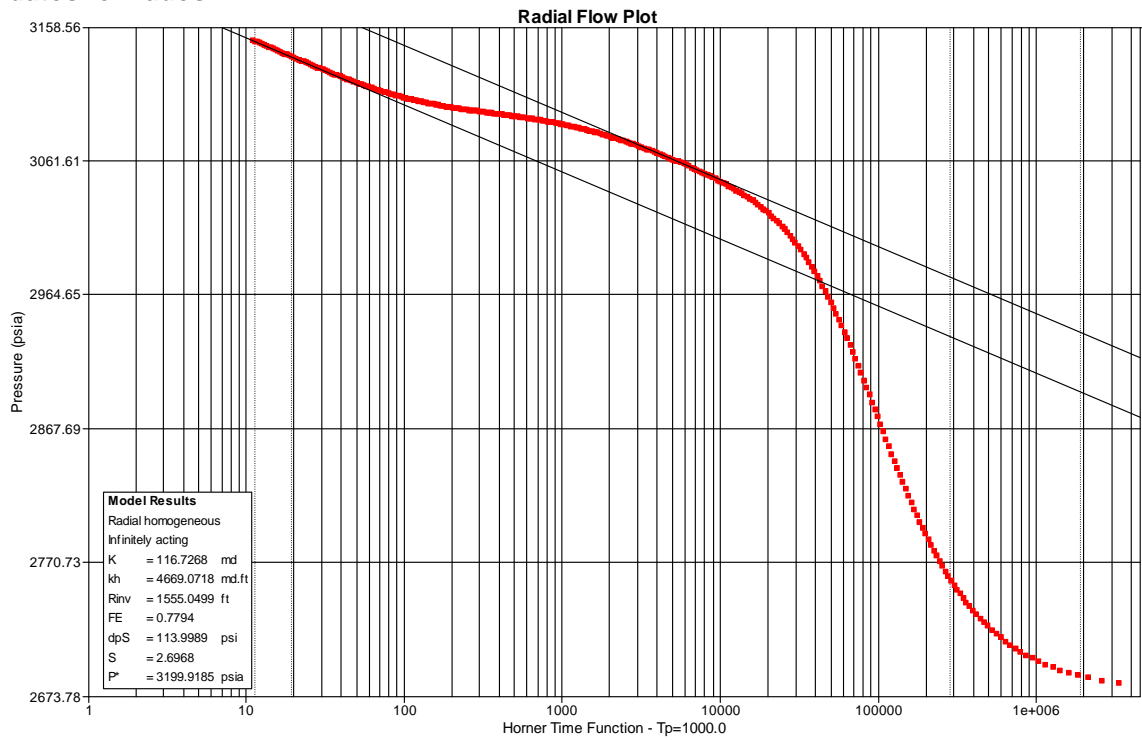
Fuente: Software PanSystem.

**Figura 65. Gráfico semilogarítmico para un yacimiento naturalmente fracturado con datos originales.**



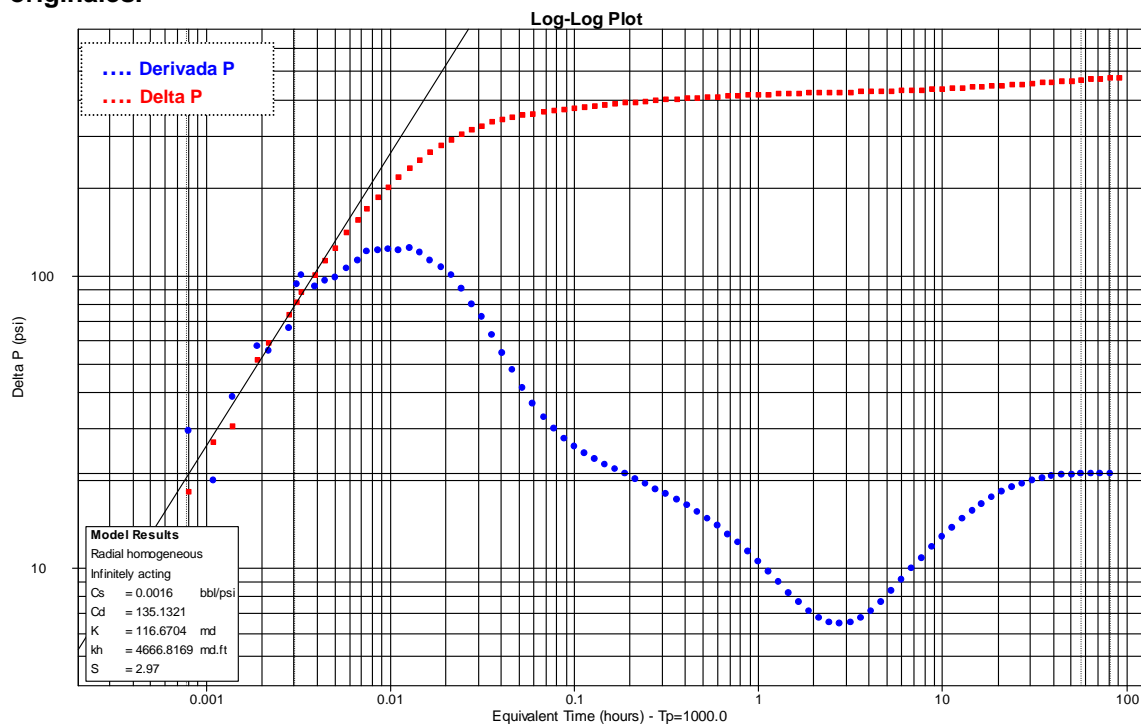
Fuente: Software PanSystem.

**Figura 66. Gráfico semilogarítmico para un yacimiento naturalmente fracturado con datos refinados.**



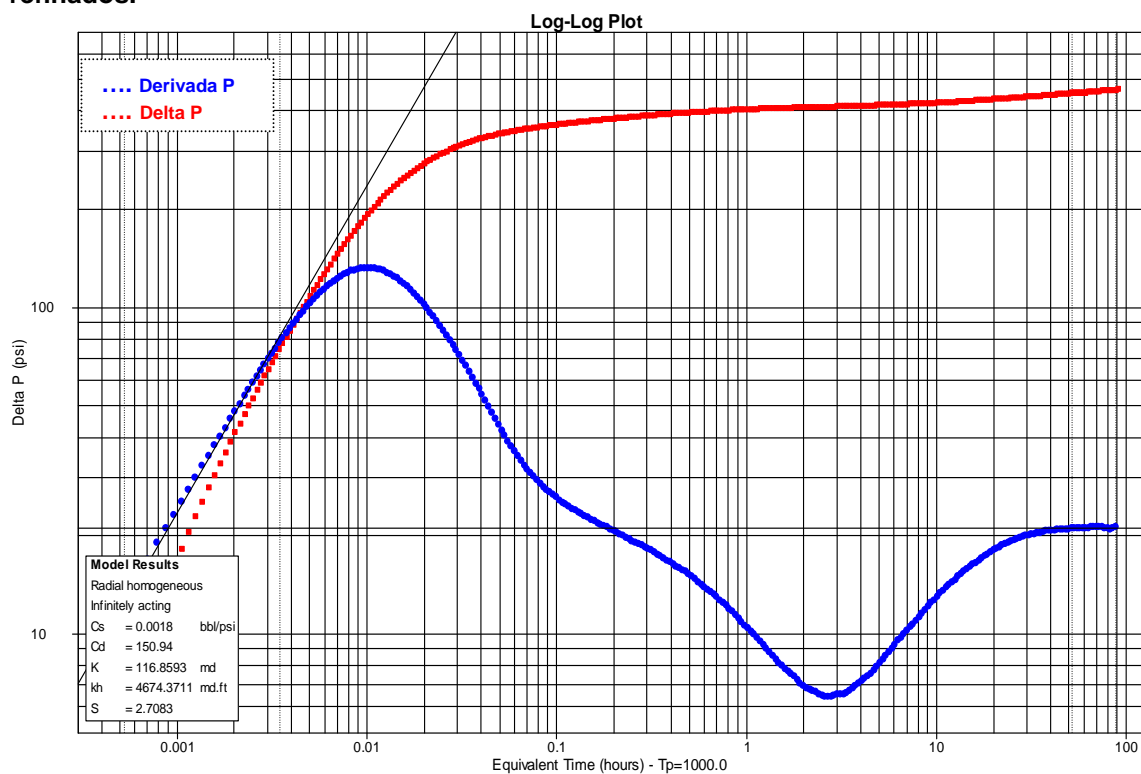
Fuente: Software PanSystem.

Figura 67. Gráfico logarítmico para un yacimiento naturalmente fracturado con datos originales.



Fuente: Software PanSystem.

Figura 68. Gráfico logarítmico para un yacimiento naturalmente fracturado con datos refinados.



Fuente: Software PanSystem.

Finalmente, se debe tener en cuenta que para el ajuste de curva, por medio del refinamiento, los datos, presión contra tiempo, según este estudio se recomienda mantener una proporcionalidad entre los datos originales y los aplicados para el refinamiento, para así obtener mejores resultados en la interpretación de las curvas.

En el desarrollo de este capítulo, se permitió corroborar la importancia del ajuste de curva por medio del refinamiento en las pruebas de presión, encontrándose, además, que son de gran utilidad en el análisis interpretativo, para la implementación de la metodología planteada en este trabajo.

## **4. METODOLOGÍA PARA INTERPRETAR PRUEBAS DE PRESIÓN TOMADAS CON HERRAMIENTAS CONVENCIONALES**

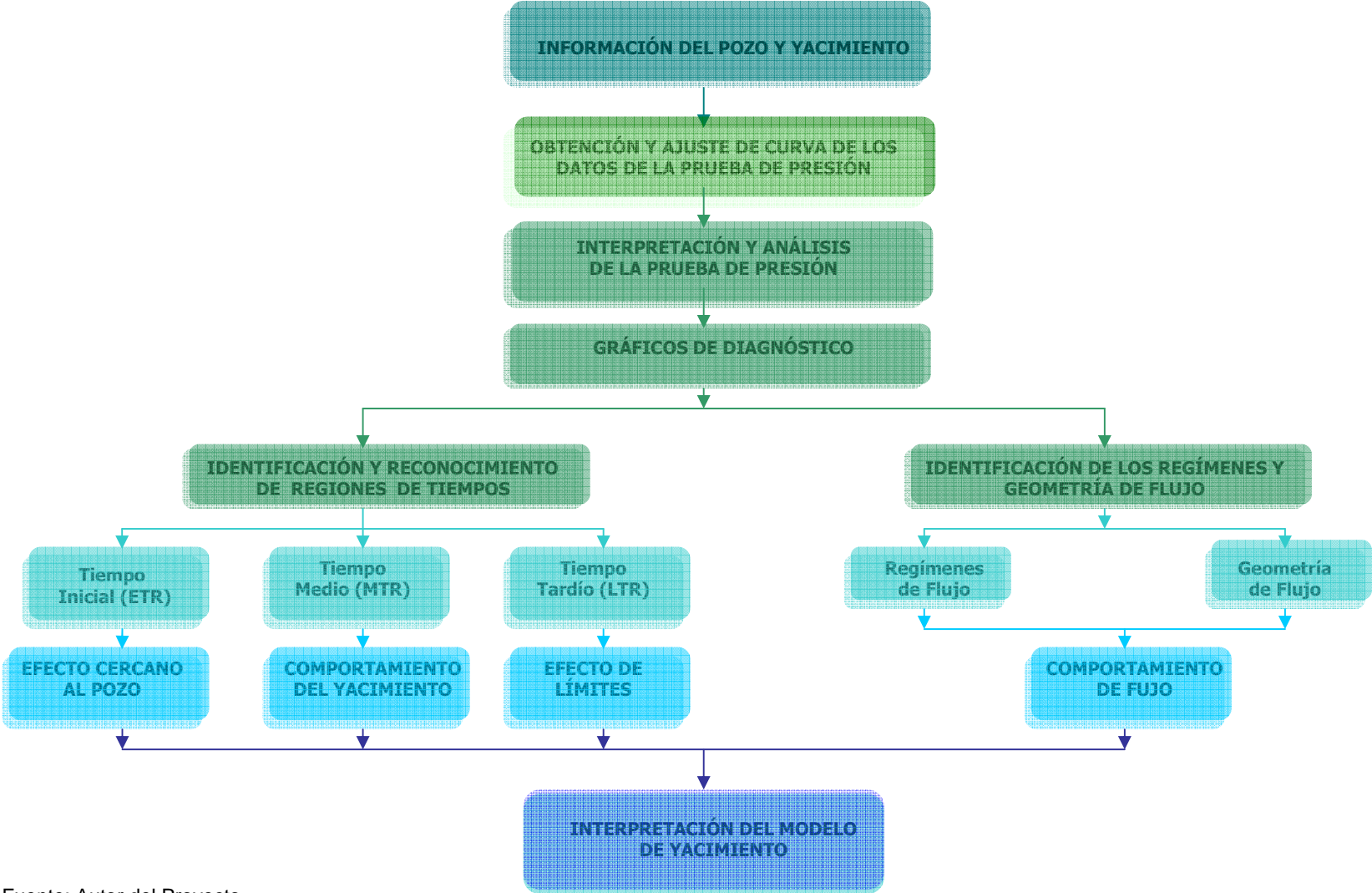
La prueba de presión, es una técnica muy importante y fundamental en la ingeniería de yacimientos para la evaluación de los parámetros del pozo y del yacimiento en su totalidad. Esto dentro del proceso de evaluación de yacimientos permite determinar las características dinámicas del sistema pozo-yacimiento, mediante el análisis e interpretación de pruebas de presión de pozo, como apoyo a la simulación numérica, y así lograr la efectiva administración de los yacimientos.

El presente capítulo se dedica al planteamiento del objetivo principal de este trabajo; consistiendo en el desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión, tomadas con herramientas convencionales usando técnicas modernas de análisis, con el propósito de identificar el tipo de yacimiento y el mecanismo de producción, caracterizar el flujo de fluidos, cuantificar el grado de almacenamiento y definir características petrofísicas.

### **4.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA**

La metodología permite presentar, de una forma más clara y entendible, la interpretación de las pruebas de presión, como una técnica novedosa o moderna que usa el gráfico de presión contra tiempo, su ajuste de curva y su derivada; de modo que su interpretación se puede efectuar de una manera sencilla, práctica y correcta, utilizando programas de computación especializados en pruebas de pozo, para su análisis respectivo. La figura 69 ilustra de forma ordenada y lógica el desarrollo de la metodología, comenzando desde de la adquisición de la información del pozo y yacimiento hasta interpretar el modelo.

Figura 69. Metodología para interpretar pruebas de presión.



Fuente: Autor del Proyecto.

Según el anterior esquema, la metodología planteada para la interpretación de pruebas de presión, constituye una técnica práctica que se puede describir en los siguientes pasos:

### **Paso 1: Información necesaria del yacimiento y del pozo para interpretar las pruebas de presión**

La metodología comienza con la adquisición de la mayoría de datos necesarios, a partir de corazones, muestras de los fluidos y de formación, petrofísica, reportes de perforación, registros, geología, análisis PVT, entre otros, y obteniéndose así la mejor información para realizar el estudio de las pruebas de presión, para poder llevar a cabo la mejor interpretación y análisis del modelo de yacimiento.

La principal información que se debe tener en cuenta es:

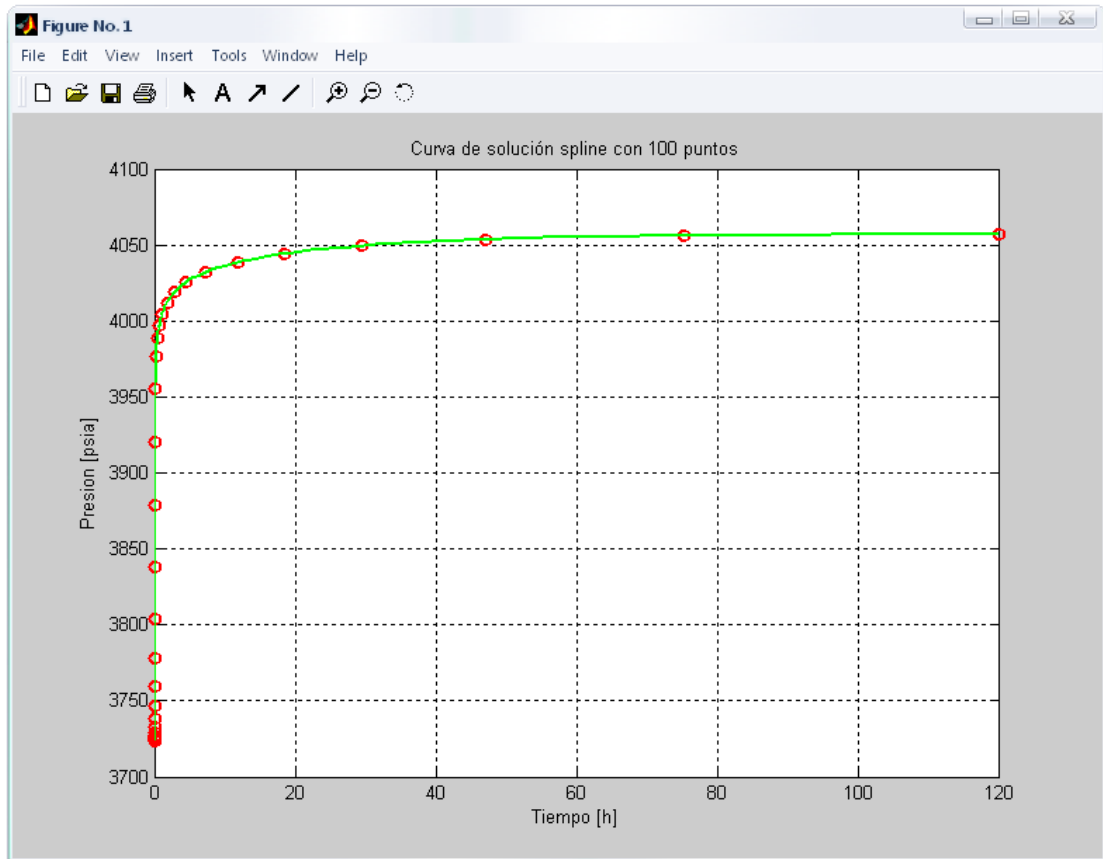
- Obtención de la información básica de pozo y yacimiento.
- Obtención de la información de fluidos y análisis PVT.
- Obtención de la secuencia de eventos y el estado mecánico del pozo durante la prueba.
- Construcción del historial de producción y presión del pozo.
- Obtención de la información de geología y petrofísica disponible.

### **Paso 2: Obtención y ajuste de los datos de las pruebas de presión**

Obteniendo la información necesaria, se adquieren los datos de la prueba de presión de los reportes de yacimientos, en los archivos o historiales de pozo para su respectivo análisis e interpretación. Se realiza el refinamiento de la tendencia de los datos de presión contra tiempo, adquiriendo un mejor ajuste de la curva de presión, como ilustra la figura 70. A partir de la curva se obtienen

los puntos requeridos, para su mejor interpretación, como se mostró en la capítulo tres.

**Figura 70. Ajuste de la curva de presión.**



Fuente: Herramienta SPLINEPP.

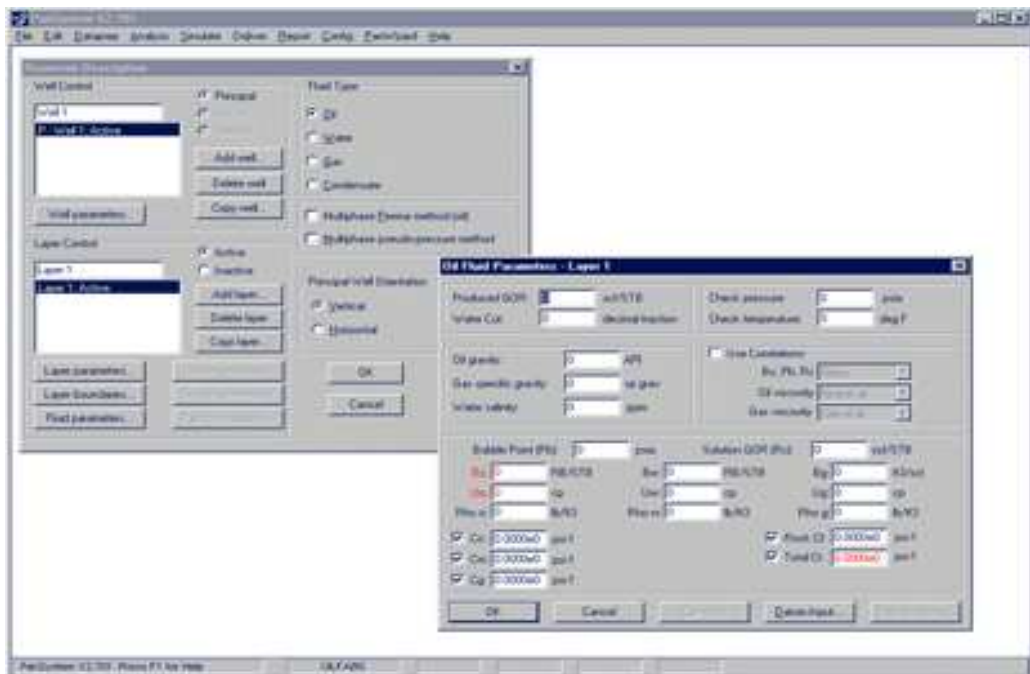
### **Paso 3: Análisis e interpretación de la prueba de presión**

Obteniendo el mejor ajuste y los puntos requeridos de la curva de presión, se procede a la construcción de gráficos de diagnóstico; esto incluye análisis cartesiano, análisis semilogarítmico y análisis logarítmico, donde se muestra la nueva técnica de análisis desarrollada: la derivada de la presión, usando métodos de análisis computarizado.

Para el desarrollo de la metodología, se utilizó el software de análisis de pruebas de pozo, PanSystem®<sup>24</sup>, usado como software estándar y comercial por la mayoría de las compañías petroleras multinacionales, así como por muchas empresas nacionales.

Para realizar el análisis se ingresan los datos requeridos de la prueba de presión y los parámetros del pozo, yacimiento y fluido, en el software, como ilustra la figura 71.

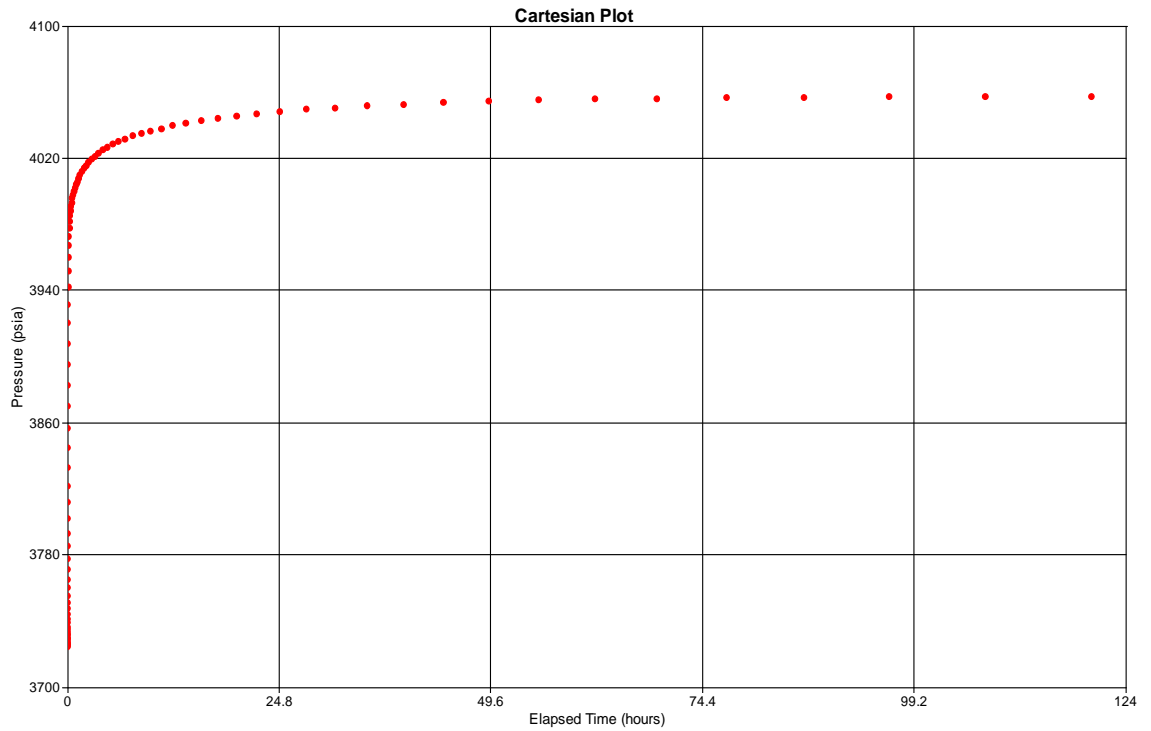
**Figura 71. Ingreso de data al software PanSystem.**



Fuente: Software PanSystem.

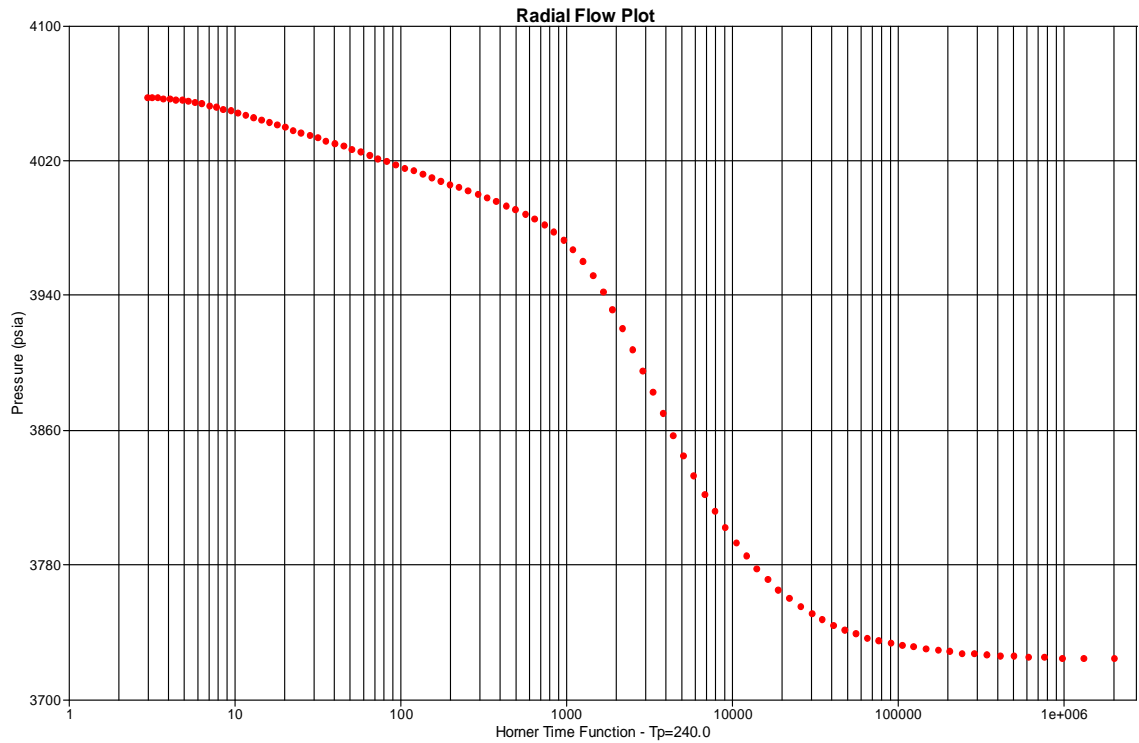
A partir del ingreso de los datos se obtiene los diferentes gráficos del software, para su respectiva interpretación. El gráfico de coordenada cartesiana es para verificar el modelo y lo parámetros; el gráfico de coordenada semilogarítmica es para calcular parámetros de caracterización; y el gráfico de coordenada logarítmica es para reconocer el modelo y verificar parámetros de caracterización, como se ilustra en las figuras 72, 73 y 74 respectivamente.

**Figura 72. Gráfico de coordenada cartesiana de la prueba de presión.**



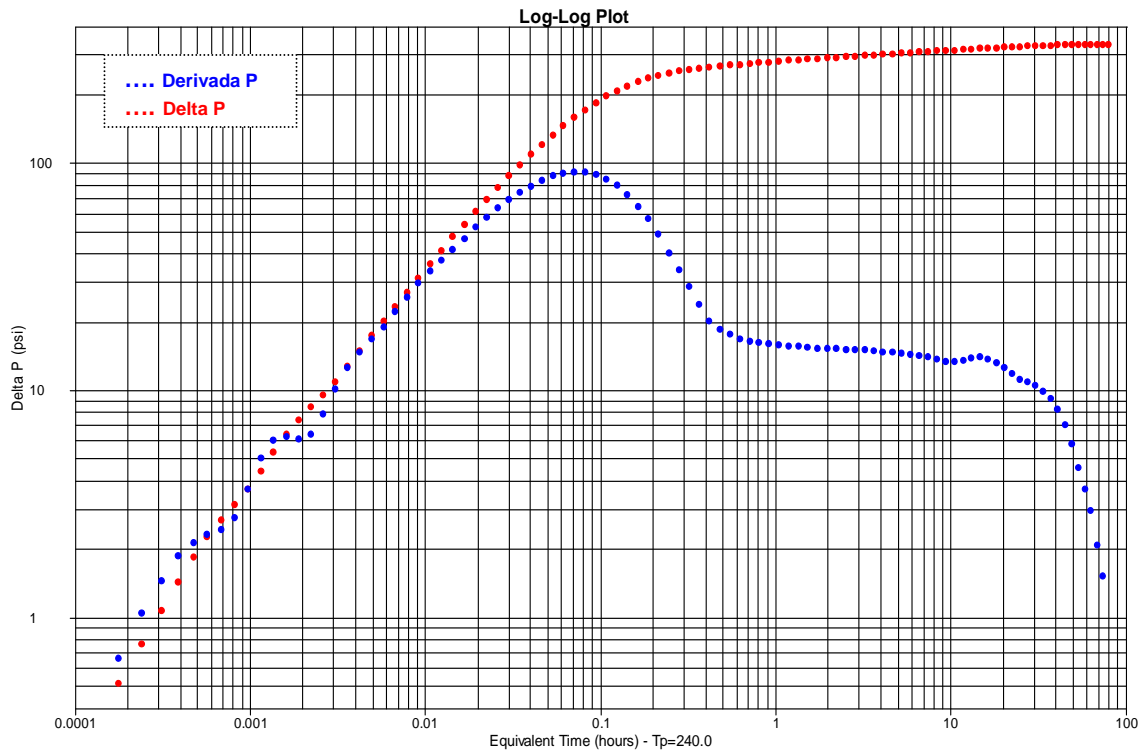
Fuente: Software PanSystem.

**Figura 73. Gráfico de coordenada semilogarítmica de la prueba de presión.**



Fuente: Software PanSystem.

Figura 74. Gráfico de coordenada logarítmica de la prueba de presión.



Fuente: Software PanSystem.

En este paso es necesario hacer dos identificaciones:

- **Identificación y reconocimiento de regiones de tiempos**

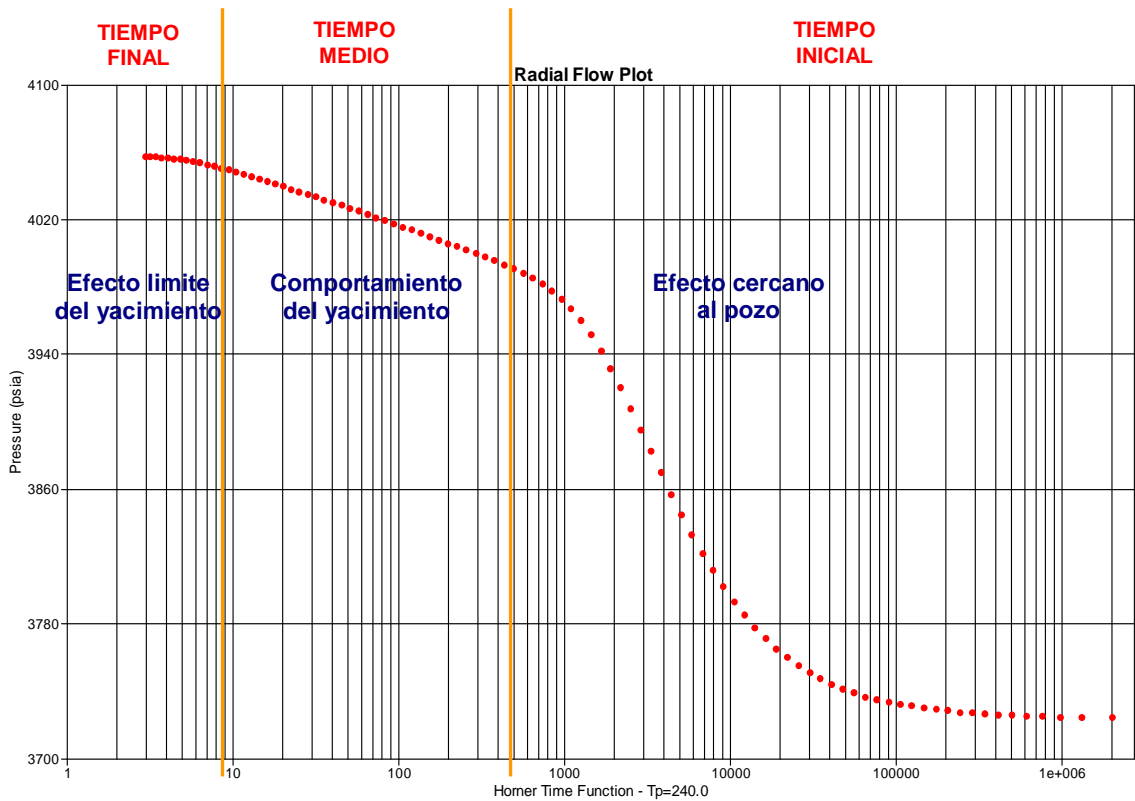
Una vez se han construido los gráficos de diagnóstico, se procede al análisis e interpretación de la prueba de presión, es decir, calcular los parámetros del pozo y del yacimiento correspondientes.

De acuerdo a la curva semilogarítmica descrita por los datos de la prueba, se identifican las regiones de los tiempos y se obtienen los diferentes parámetros como ilustran las figuras 75, 76 y la tabla 7.

Por medio de la región de tiempo inicial o ETR, se obtienen los efectos cercanos al pozo, como almacenamiento, daño (skin), fracturas, penetración parcial, longitud de la fracturas y permeabilidad de las fracturas; con la región de

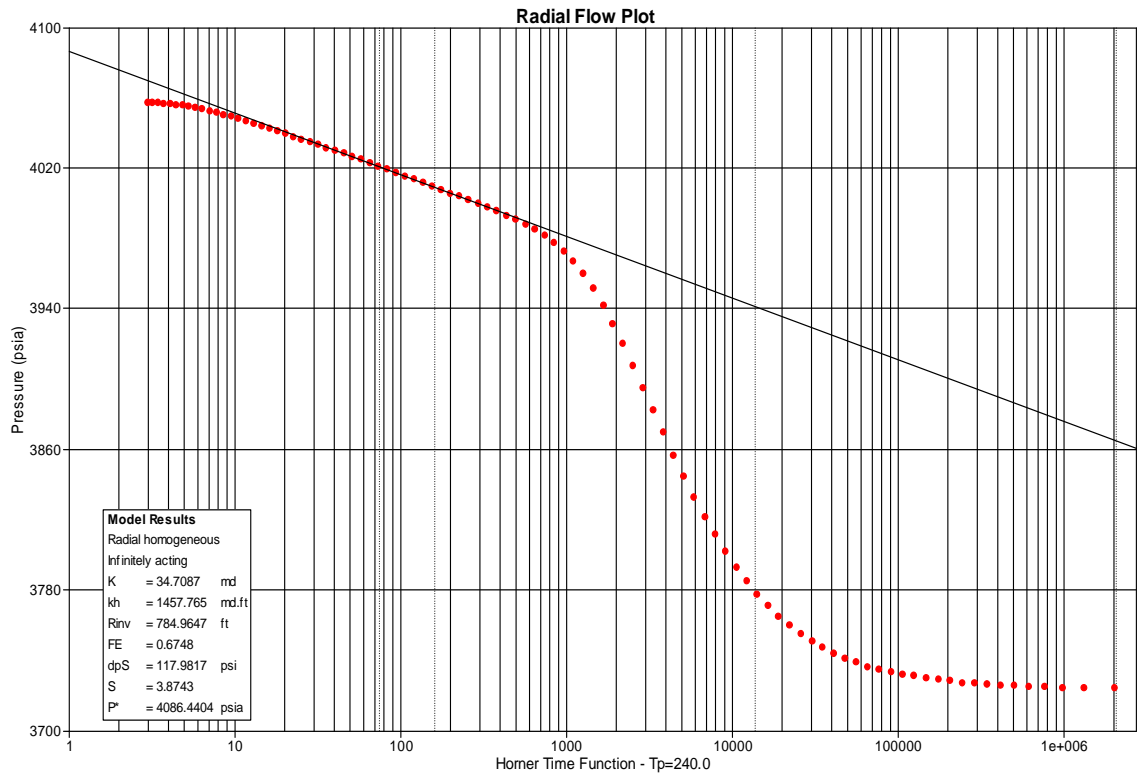
tiempo medio o MTR, se obtiene el comportamiento del yacimiento, como permeabilidad, transmisibilidad, coeficiente de flujo interporoso, doble permeabilidad, coeficiente de flujo entra capas y doble permeabilidad; y con la región de tiempo final o LTR, se obtiene los efectos del límite del yacimiento, como radio de investigación, ancho de fallas, distancia del pozo a la falla, presión de la formación, área de drenaje y límites con presión constante.

**Figura 75. Identificación de regiones de los tiempos en el gráfico semilogarítmico.**



Fuente: Software PanSystem.

**Figura 76. Obtención de parámetros del yacimiento del gráfico semilogarítmico.**



Fuente: Software PanSystem.

**Tabla 7. Parámetros principales obtenidos del gráfico semilogarítmico.**

Propiedad	Unidad
Permeabilidad	md
Permeabilidad -espesor	md.ft
Radio de investigación	ft
Eficiencia de flujo	Adm.
dP skin (tasa constante)	psi
Factor skin	Adm.
Presión Extrapolada ( $P_i / P^*$ )	psia
Presión a dt = 1 hora	psia

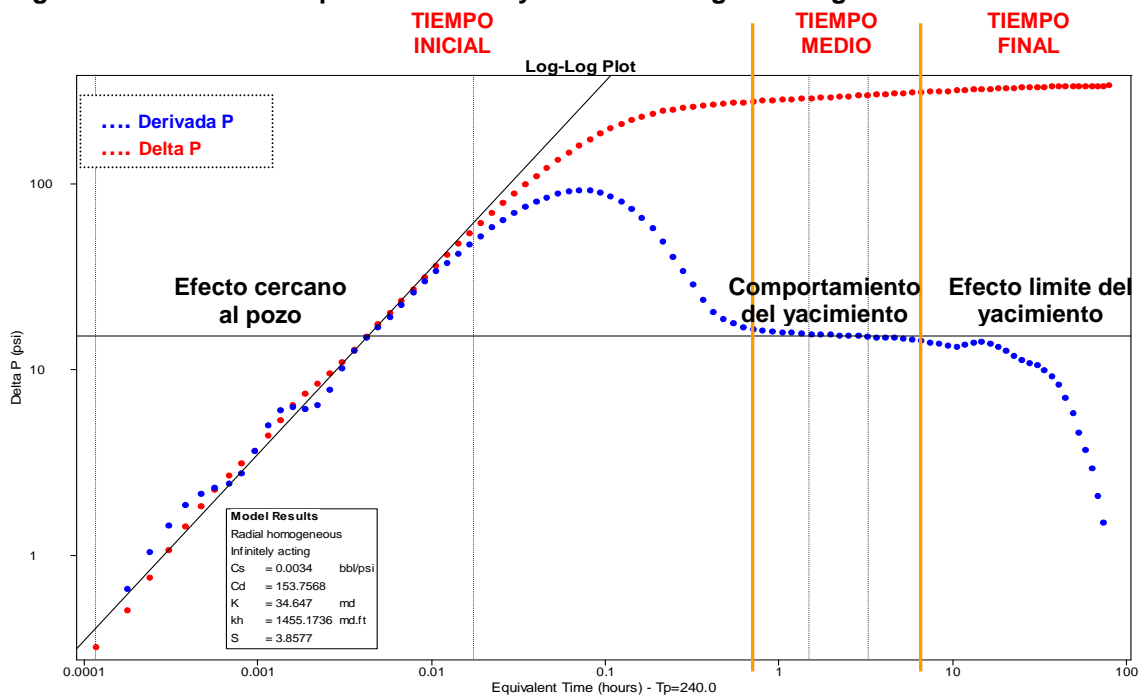
Fuente: Modificado de Software PanSystem.

- **Identificación de los regímenes y geometría de flujo**

El diagnóstico de la geometría de flujo se identifica en el gráfico logarítmico, por la curva de la derivada de la presión, obtenida del software de pruebas de presión, por medio del ajuste de diferentes líneas de pendiente fija, permitiendo calcular los parámetros del pozo y del yacimiento, como ilustra la figura 77 y la tabla 8.

Entre las geometrías se encuentra: flujo radial, *línea horizontal*, bien sea en la región de tiempo medio o en la de tiempo final; flujo lineal, *línea de pendiente 1/2*, se presenta en el tiempo inicial y en el tiempo final si hay presencia de fallas; flujo bilineal, *línea de pendiente 1/4*, se presenta en la región de tiempo inicial, en un modelo fracturado con conductividad finita; y flujo esférico, *línea de pendiente -1/2*, se presenta, por lo general, en yacimientos parcialmente penetrados en la transición entre el tiempo inicial y el tiempo medio. Si se presenta *línea de pendiente unitaria*, indica almacenamiento en la cara del pozo y se localiza en la región de tiempo inicial, como se ilustró en la figura 21.

**Figura 77. Obtención de parámetros del yacimiento del gráfico logarítmico.**



Fuente: Software PanSystem.

**Tabla 8. Parámetros principales obtenidos del gráfico logarítmico.**

<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>
Coeficiente de almacenamiento del pozo	bbl/psi
Coeficiente adimensional de almacenamiento	Adm.
Permeabilidad	Md
Permeabilidad -espesor	md.ft
Factor skin	Adm.

Fuente: Modificado de Software PanSystem.

Adicionalmente se identifican los diferentes regímenes de flujo predominantes en el yacimiento, periodo transitorio, periodo semitransitorio, régimen pseudo-estable, régimen estable y régimen inestable, los cuales describen el desplazamiento de los fluidos a través del medio poroso, analizando la relación entre el gradiente de presión y la tasa de flujo, que ha resultado de la aplicación de modelos geométricos con condiciones iniciales de frontera.

#### **Paso 4: Interpretación del modelo de yacimiento**

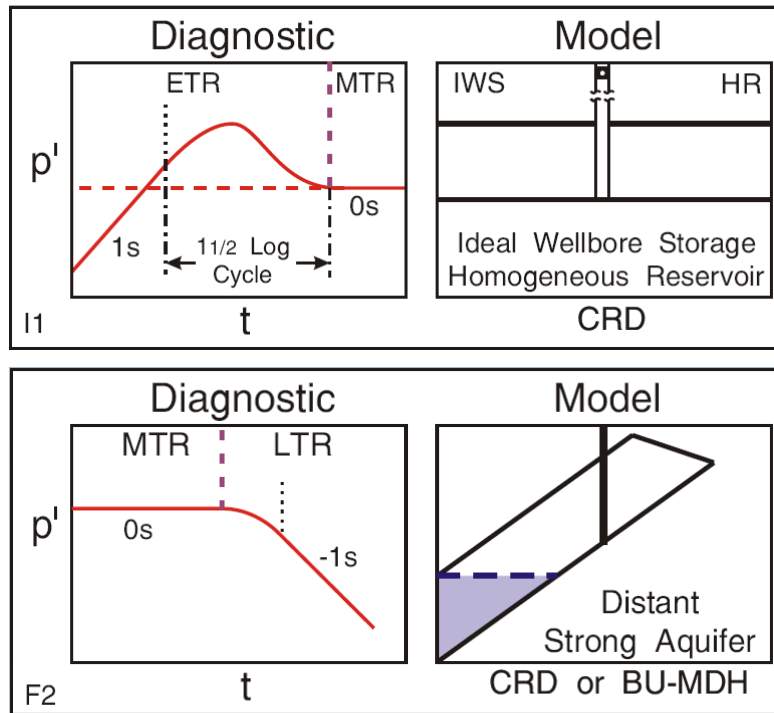
Se escoge y define el modelo del yacimiento, de acuerdo a la interpretación de la prueba de presión estudiada, con base en lo mencionado anteriormente en la metodología.

Gran parte de las técnicas de identificación de modelos se basan en seleccionar un conjunto de patrones de respuesta de modelos previamente conocidos, como se ilustra en el anexo A, diagnóstico de la derivada; aquel que posea un mejor ajuste con los datos de la prueba de presión, observando la curva de la derivada de la presión en el gráfico logarítmico. Comúnmente, esta comparación se realiza en forma gráfica, requiriendo la intervención visual de análisis, lo cual proporciona una selección medianamente precisa.

Por ejemplo, de acuerdo al gráfico logarítmico de la figura 77, se compara con los modelos conocidos en el anexo A, realizando el mejor ajuste, como se

ilustra en la figura 78, donde se interpreta un modelo de yacimiento homogéneo con almacenamiento en la cara del pozo ideal, presentando empuje por un acuífero como mecanismo de producción.

**Figura 78. Modelo obtenido de la interpretación de la prueba de presión.**



Fuente: Diagnóstico de la derivada - Software PanSystem.

Los modelos obtenidos del análisis e interpretación de la pruebas de presión, relacionan la producción de fluidos con los cambios de presión en fondo del pozo, considerando la forma geométrica del área de drenaje, las características de la formación, así como también las condiciones en los límites, lo cual es muy importante en la integración del modelo de ingeniería, haciendo uso de la geología, propiedades roca-fluidos, mecanismos de producción, recobro, perforación, completamiento de pozos y la historia de producción, generando el modelo estático, dinámico y de simulación de yacimientos.

## **4.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

El principal interés de este trabajo fue la aplicación de la metodología en el campo escuela Colorado, donde los campos maduros ofrecen un buen potencial de crecimiento, lo que permiten hacerlos rentables, aproximándolos a la producción obtenida en décadas pasadas.

Con la metodología desarrollada se reinterpretaron las pruebas de presión del campo Colorado, utilizando el análisis del método de Horner y la técnica de la derivada de la presión; para esto se hizo uso de los software especializados de pruebas de pozo PanSystem<sup>®</sup> y F.A.S.T. WellTest<sup>™</sup>. Esto permitió mejorar el análisis de las curvas de presión y así obtener una mejor descripción de las propiedades del campo, y de esta manera, aportar información que contribuye al estudio integrado de yacimientos.

En el estudio realizado del campo, se recopiló la información de las pruebas de presión para su respectivo análisis e interpretación; y se encontraron pruebas de restauración de presión (PBU) que fueron tomadas con herramientas convencionales. Las pruebas fueron realizadas entre los años 1953 y 1964, cuando ECOPETROL S.A. inició el desarrollo del campo Colorado, teniendo en cuenta que en esa época, para medir la presión de la formación no existía las herramientas adecuadas para un buen nivel de precisión, con las que se cuenta hoy en día. Estas pruebas de presión se recopilaron de los archivos de pozo (well files), y en los informes técnicos de la gerencia del Magdalena Medio, suministrados por ECOPETROL S.A. – ICP.

La reinterpretación fue realizada a diez pruebas de presión del campo Colorado, que hacen parte de la formación Mugrosa, zona B y C, como se muestra en la tabla 9.

**Tabla 9: Pruebas de restauración de presión (PBU), realizadas en el campo Colorado.**

<b>PRUEBAS DE RESATURACION DE PRESIÓN (PBU) CAMPO COLORADO</b>				
<b>Pozo</b>	<b>Bloque</b>	<b>Zona-Arena Probada</b>	<b>Fecha de la Prueba</b>	<b>Duración de la prueba</b>
Colorado 30	Bloque III	Mugrosa B	Octubre de 1960	150 horas
Colorado 43	Bloque IV	Mugrosa B	Octubre de 1960	20 horas
Colorado 11	Bloque II	Mugrosa C	Mayo de 1946	38 horas
Colorado 28	Bloque I	Mugrosa C	Abril de 1974	72 horas
Colorado 33	Bloque III	Mugrosa C	Octubre de 1959	45 horas
Colorado 36	Bloque V	Mugrosa C	Septiembre de 1957	16 horas
Colorado 40	Bloque IV	Mugrosa C	Marzo de 1958	11 horas
Colorado 49	Bloque VI	Mugrosa C	Noviembre de 1959	46 horas
Colorado 52	Bloque II	Mugrosa C	Abril de 1960	60 horas
Colorado 53	Bloque II	Mugrosa C	Julio de 1960	80 horas

Fuente: Autor del proyecto.

Para estos pozos de estudio de las pruebas de presión del campo, se hizo el mismo procedimiento metodológico explicado en la sección 4.1, y como se procede, a manera de ejemplo, en la reinterpretación del pozo Colorado 49, según los siguientes pasos:

#### ✦ **Información necesaria para interpretar las pruebas de presión**

De acuerdo a la metodología, primero se llevó a cabo la recopilación de la información necesaria de las propiedades del yacimiento para las zonas B y C, como se ilustra en la tabla 10, la que se utilizó como base de datos para la obtención de los gráficos cartesiano, semilogarítmico y logarítmico en la interpretación de las pruebas de presión. Debido a que no se encontró, específicamente, la información para cada pozo, el contenido de la información de la tabla 10, se generalizó para todos los pozos, dependiendo de la zona a la que perteneciera; en este caso de Colorado 49, se utilizó la información de las propiedades de la zona C.

**Tabla 10: Propiedades del yacimiento del campo Colorado.**

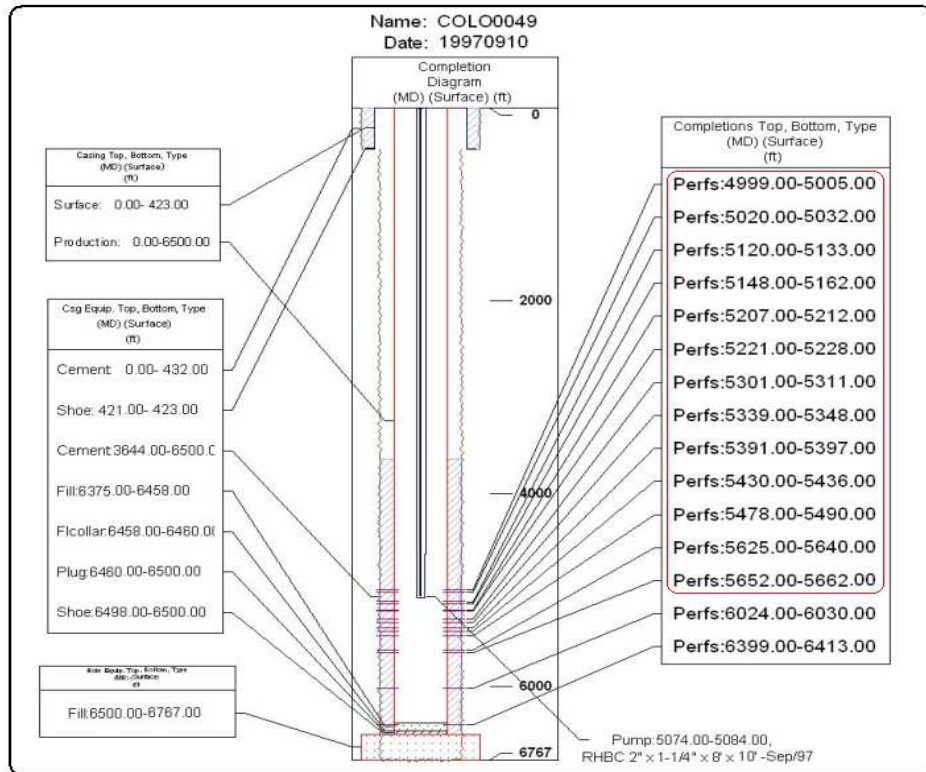
<b>PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DEL CAMPO COLORADO</b>		
<b>Propiedad</b>	<b>Zona B</b>	<b>Zona C</b>
Espesor neto, h (pies)	50	57
Porosidad, $\phi$ (fracción)	15	15
Viscosidad, $\mu$ (centipoise)	1.64	0.462
Factor Volumétrico, FVF (bbl/STB)	1.091	1.401
Saturación de agua, $S_{wi}$ (fracción)	0.4	0.4
Gravedad $^{\circ}$ API promedio	41.2	39.7
Densidad del aceite, $\rho_o$ (lb/pies <sup>3</sup> )	51.10	51.55
Gravedad específica del gas, $\gamma_g$ (frac)	0.958	0.937
Presión de burbuja, $P_b$ (psi)	648	2078
Relación gas-aceite, GOR (scf/bbl)	140	648
Compresibilidad total, $C_t$ (psi <sup>-1</sup> )	$1.7 \cdot 10^{-5}$	$1.5 \cdot 10^{-5}$
Temp. promedio del yacimiento, T (°F)	114	174

Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Universidad Industrial de Santander, 2003.

Teniendo en cuenta el estado mecánico del pozo, ver figura 79, se muestran los intervalos probados a los cuáles se les evaluó la presión de fondo, ubicándose la zona a donde pertenecen, acorde a la información encontrada en las pruebas de presión de los pozos.

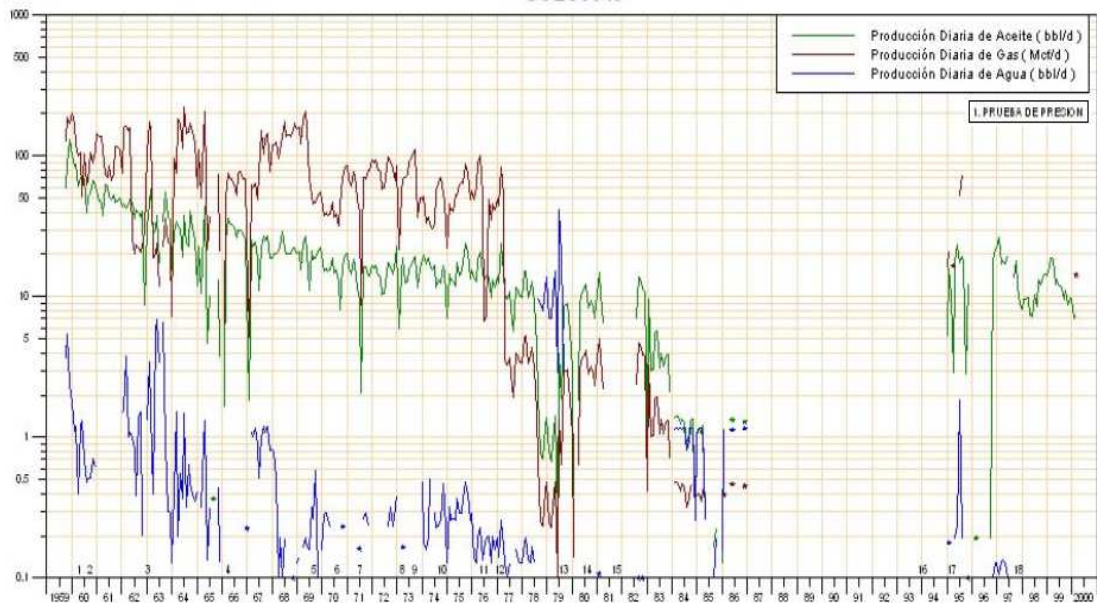
Adicionalmente, se revisó la historia de producción del pozo como ilustra la figura 80, ubicando la fecha cuando se efectuó la prueba de presión y recopilando la información de producción, antes del cierre de la prueba, como muestra la tabla 11. Esta información es importante para estimar una buena caracterización del yacimiento, de acuerdo al comportamiento de la prueba.

**Figura 79. Estado mecánico del pozo Colorado 49.**



Fuente: Archivo de pozo Colorado 49.

**Figura 80. Historia de producción del pozo Colorado 49.**  
COLO0049



Fuente: Archivo de pozo Colorado 49.

**Tabla 11: Producción antes del cierre para la prueba de presión del pozo Colorado 49.**

<b>Producción antes del cierre para la prueba de presión</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Barriles/día</b>
Octubre 22 de 1959	225
Octubre 29 de 1959	255
Octubre 30 de 1959	255
Octubre 31 de 1959	207
Noviembre 01 de 1959	114
Noviembre 03 de 1959	207
Noviembre 04 de 1959	101
Noviembre 05 de 1959	192
Noviembre 06 de 1959	192

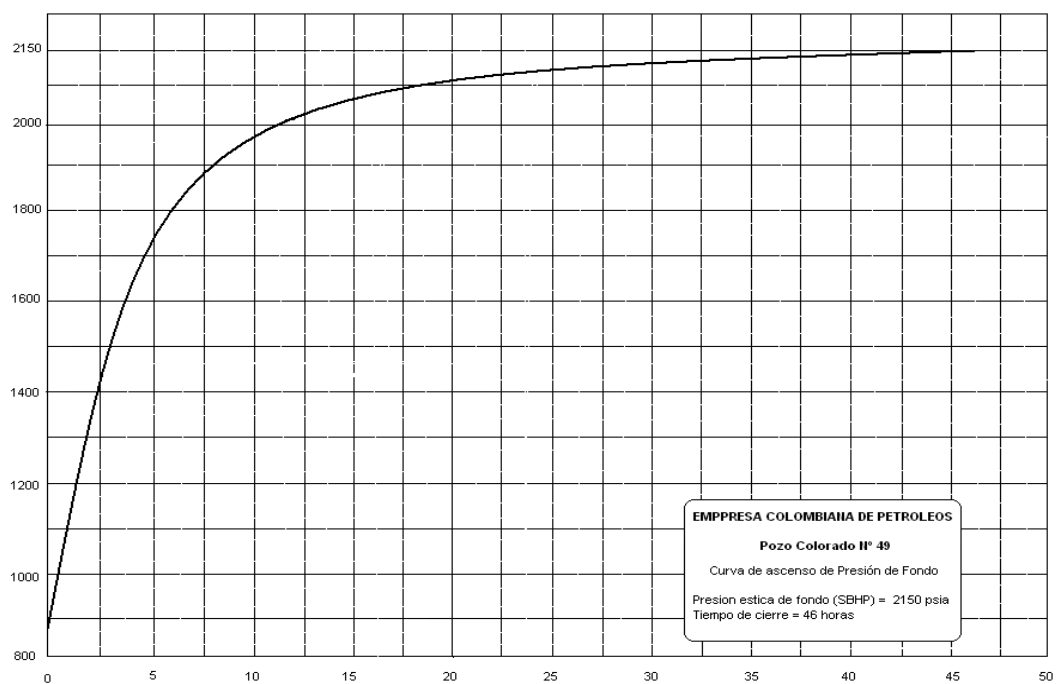
Fuente: Archivo de pozo Colorado 49.

#### **\* Obtención y ajuste de los datos de las pruebas de presión**

Para el campo Colorado, no existían valores digitalizados, de acuerdo a la información encontrada en los archivos de pozo (well file). Para el análisis e interpretación de las pruebas solo fue posible el uso de la curvas, presión contra tiempo, como se ve en la figura 81, para el caso del pozo Colorado 49, donde se utilizó el software libre Digitizer<sup>25</sup>, para la adquisición de los datos.

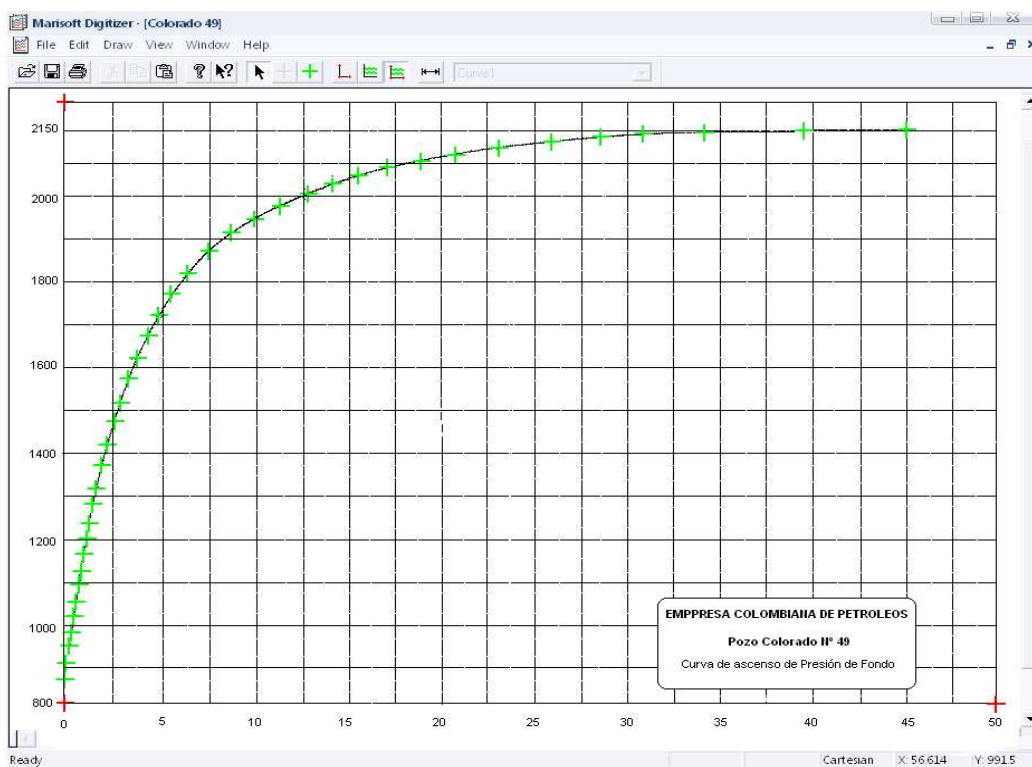
Para esta adquisición se escaneó el gráfico de la curva de, presión contra tiempo, importándolo al software y ubicando los respectivos ejes y puntos sobre la curva, como ilustra la figura 82, obteniéndose los datos de la prueba de presión, como muestra la tabla 12.

Figura 81. Curva de restauración de presión del pozo Colorado 49.



Fuente: Archivo de pozo Colorado 49.

Figura 82. Adquisición de datos de la prueba de presión para el pozo Colorado 49.



Fuente: Software Digitizer.

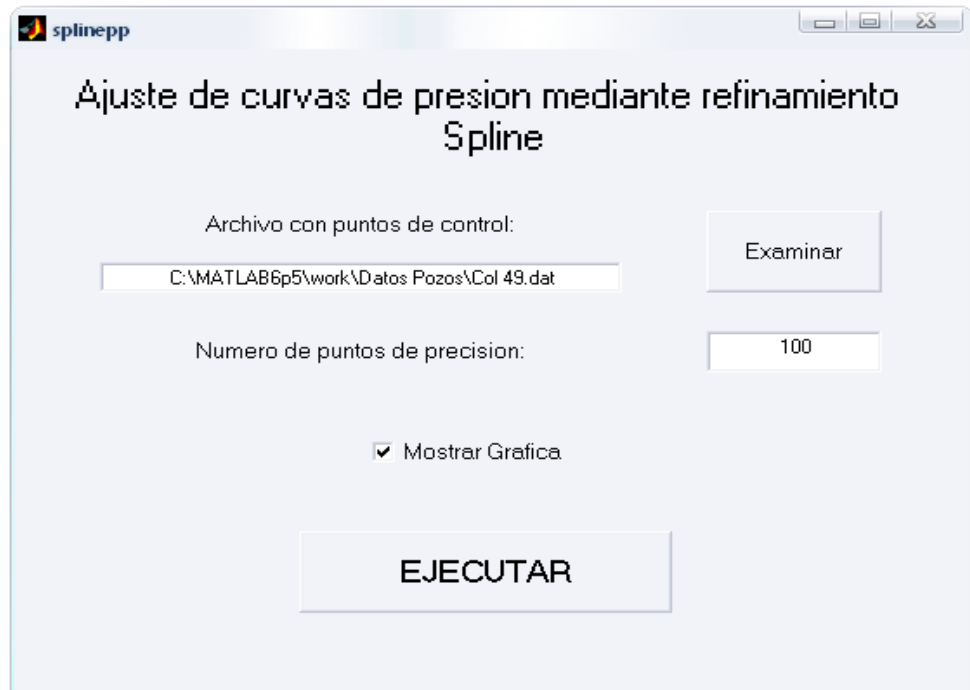
**Tabla 12. Datos obtenidos de la curva de presión del pozo Colorado 49.**

<b>Datos de la prueba de presión pozo Colorado 49</b>			
<b>Tiempo</b>	<b>Presión</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Presión</b>
0.0	854.7	4.853	1704.8
0.272	933.2	8.657	1893.7
0.497	1002.2	11.346	1961.2
0.722	1073.6	14.159	2014.3
0.947	1147.3	17.094	2053.3
1.291	1223.5	20.692	2085.3
1.635	1299.7	24.652	2112.7
2.154	1402	28.793	2130.7
2.854	1499.7	33.658	2139.4
3.733	1604.6	45.011	2150.1

Fuente: Modificado del software Digitizer.

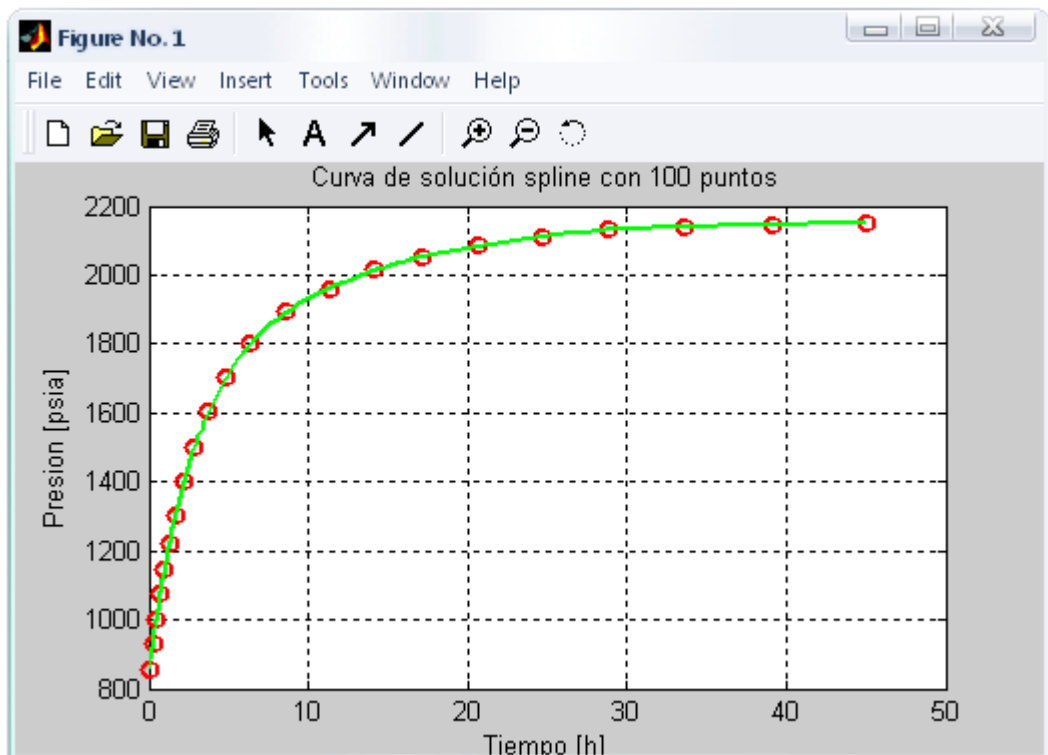
Una vez obtenidos los datos de la prueba de presión se realizó la respectiva suavización de curva por medio de la herramienta SPLINEPP, como se mostró en el capítulo 3. Se ingresaron los datos de presión, para obtener el gráfico del ajuste de la curva con los nuevos datos de presión, como se ilustra en la figura 83 y la figura 84, respectivamente; en este caso del pozo Colorado 49, se utilizaron 100 puntos de adquisición de la curva, lo que se tomó como un valor adecuado para obtener buenos resultados. En la tabla 13 se muestran los nuevos datos de presión para la interpretación correspondiente.

Figura 83. Ingreso de datos de presión del pozo Colorado 49.



Fuente: Herramienta SPLINEPP.

Figura 84. Ajuste de la curva de presión del pozo Colorado 49



Fuente: Herramienta SPLINEPP.

**Tabla 13. Datos nuevos de presión contra tiempo del pozo Colorado 49.**

<b>Datos nuevos de la prueba de presión pozo Colorado 49</b>					
<b>Tiempo</b>	<b>Presión</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Presión</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Presión</b>
0	855,1416	2,5845	1465,7562	14,862	2025,0917
0,056752	872,4327	2,7444	1487,8366	15,4933	2033,9621
0,11184	889,2167	2,9136	1510,0645	16,14	2042,2866
0,1656	905,5901	3,0925	1532,5111	16,8021	2050,0778
0,21831	921,6435	3,2817	1555,1173	17,4797	2057,358
0,27028	937,4645	3,4817	1577,8077	18,1729	2064,1744
0,32179	953,1376	3,6929	1600,5042	18,8818	2070,5999
0,37313	968,738	3,9159	1623,1264	19,6066	2076,7226
0,42457	984,3373	4,151	1645,5857	20,3474	2082,6457
0,4764	1000,0057	4,3989	1667,791	21,1046	2088,4843
0,5289	1015,8103	4,6599	1689,6565	21,8783	2094,2674
0,58233	1031,8089	4,9345	1711,1059	22,6688	2099,9333
0,63697	1048,0491	5,2231	1732,0632	23,4764	2105,4098
0,6931	1064,5718	5,526	1752,4409	24,3015	2110,6164
0,75097	1081,4097	5,8437	1772,1633	25,1443	2115,4659
0,81088	1098,5865	6,1763	1791,1753	26,0053	2119,9012
0,87309	1116,1146	6,5243	1809,4473	26,8849	2123,8928
0,93788	1133,9924	6,8877	1826,9515	27,7834	2127,4107
1,0055	1152,2075	7,2669	1843,6449	28,7013	2130,4238
1,0763	1170,7741	7,6619	1859,507	29,639	2132,9137
1,1506	1189,7148	8,0728	1874,5489	30,5971	2134,9418
1,2287	1209,0471	8,4998	1888,8185	31,5759	2136,6078
1,3108	1228,7831	8,9429	1902,4012	32,576	2138,0273
1,3973	1248,9278	9,4019	1915,3594	33,5978	2139,3331
1,4885	1269,4759	9,8771	1927,742	34,6416	2140,6496
1,5849	1290,415	10,3681	1939,6276	35,7078	2141,9849
1,6866	1311,7258	10,8751	1951,1292	36,7966	2143,3066
1,7942	1333,3677	11,3979	1962,3961	37,9078	2144,5783
1,908	1355,2731	11,9364	1973,553	39,0413	2145,7591
2,0284	1377,3563	12,4906	1984,552	40,1966	2146,8117
2,1558	1399,5122	13,0603	1995,3042	41,3727	2147,7432
2,2907	1421,6374	13,6455	2005,7124	42,5684	2148,581
2,4334	1443,7106	14,2461	2015,6704	45,011	2150,1011

Fuente: Modificado de la herramienta SPLINEPP.

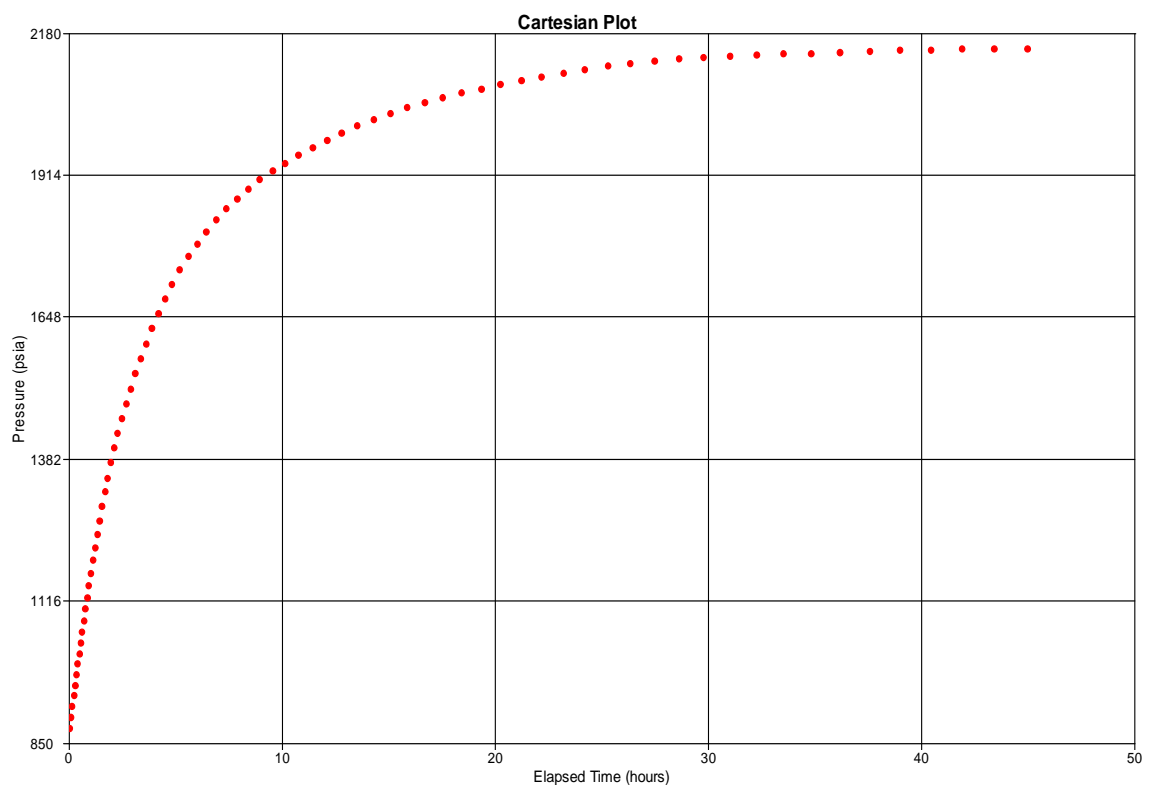
#### **\* Análisis e interpretación de la prueba de presión**

En este paso, el objetivo es extraer la información contenida en la curva de presión para la interpretación y análisis de la prueba de presión, mediante la

construcción de los gráficos cartesiano, semilogarítmico y logarítmico, que se realizaron mediante programas especializados de pruebas de pozo, software PanSystem® y F.A.S.T. WellTest™, que permiten obtener las propiedades del yacimiento y del pozo.

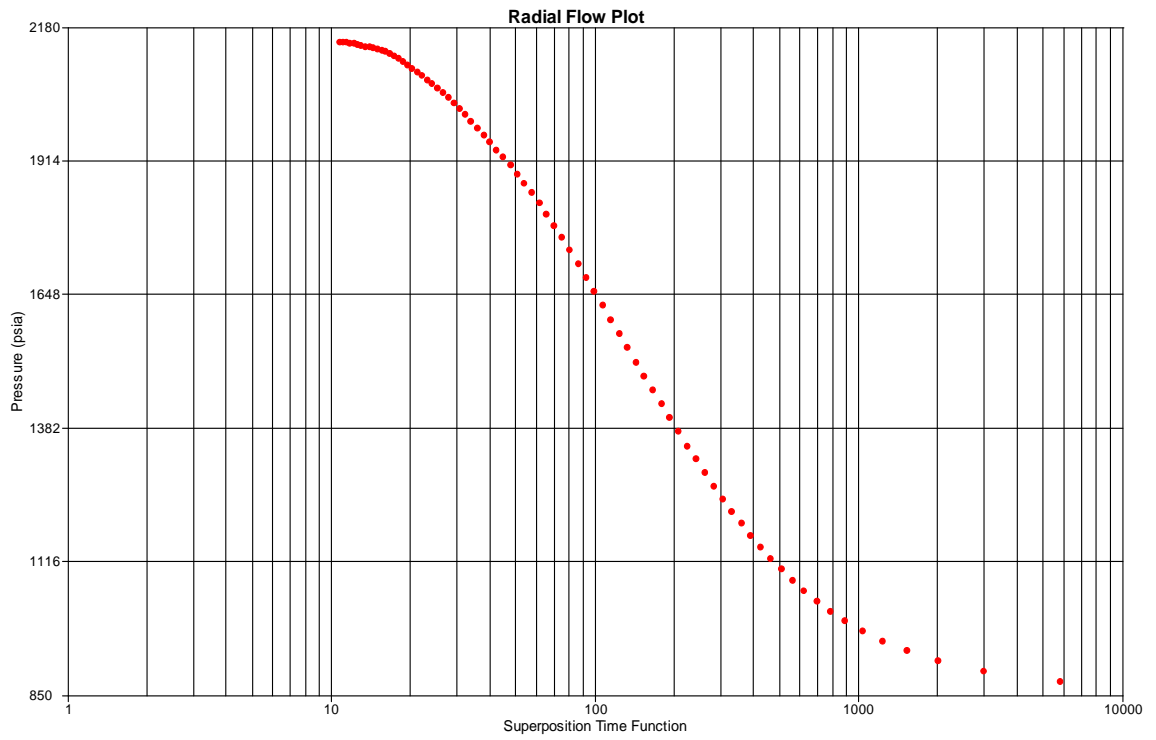
Específicamente, para el análisis e interpretación del pozo Colorado 49, se suministraron los datos necesarios de la prueba de presión de la tabla 13 y los parámetros del pozo, yacimiento y fluido de la tabla 10, correspondiente a la zona C, obteniéndose así el gráfico de coordenada cartesiana, el gráfico de coordenada semilogarítmica y el gráfico de coordenada logarítmica, como lo ilustran las figura 85, 86, y 87 respectivamente.

**Figura 85. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 49.**



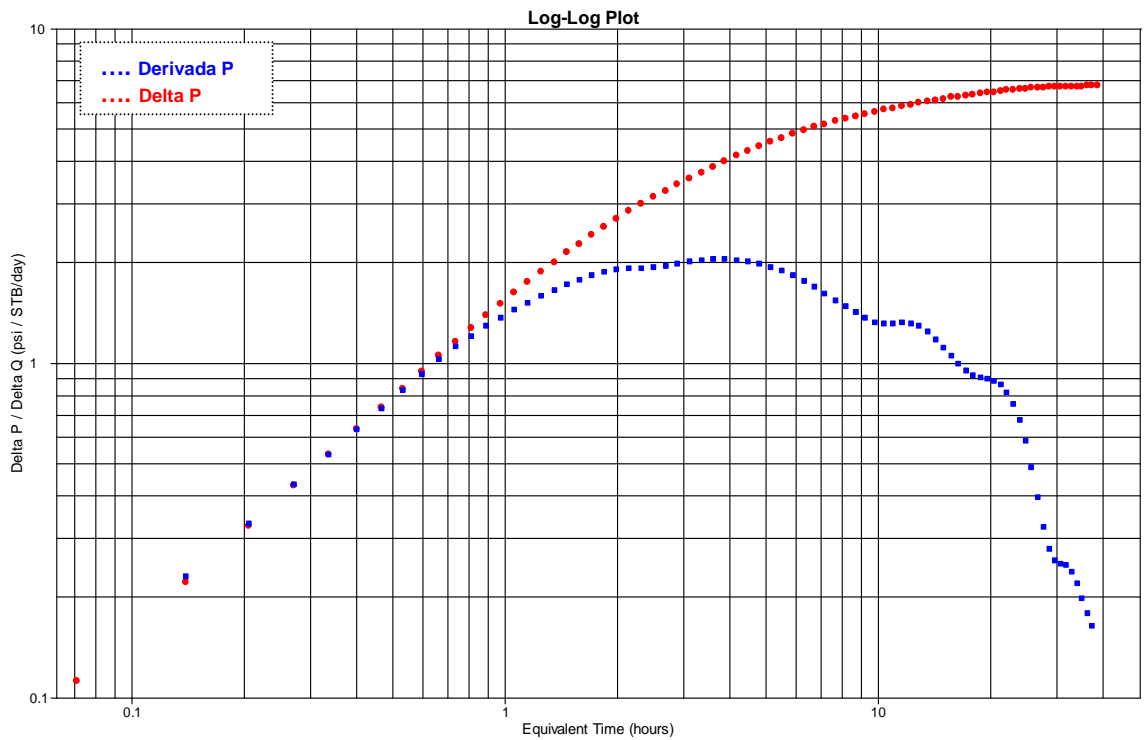
Fuente: Software PanSystem.

**Figura 86. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 49.**



Fuente: Software PanSystem.

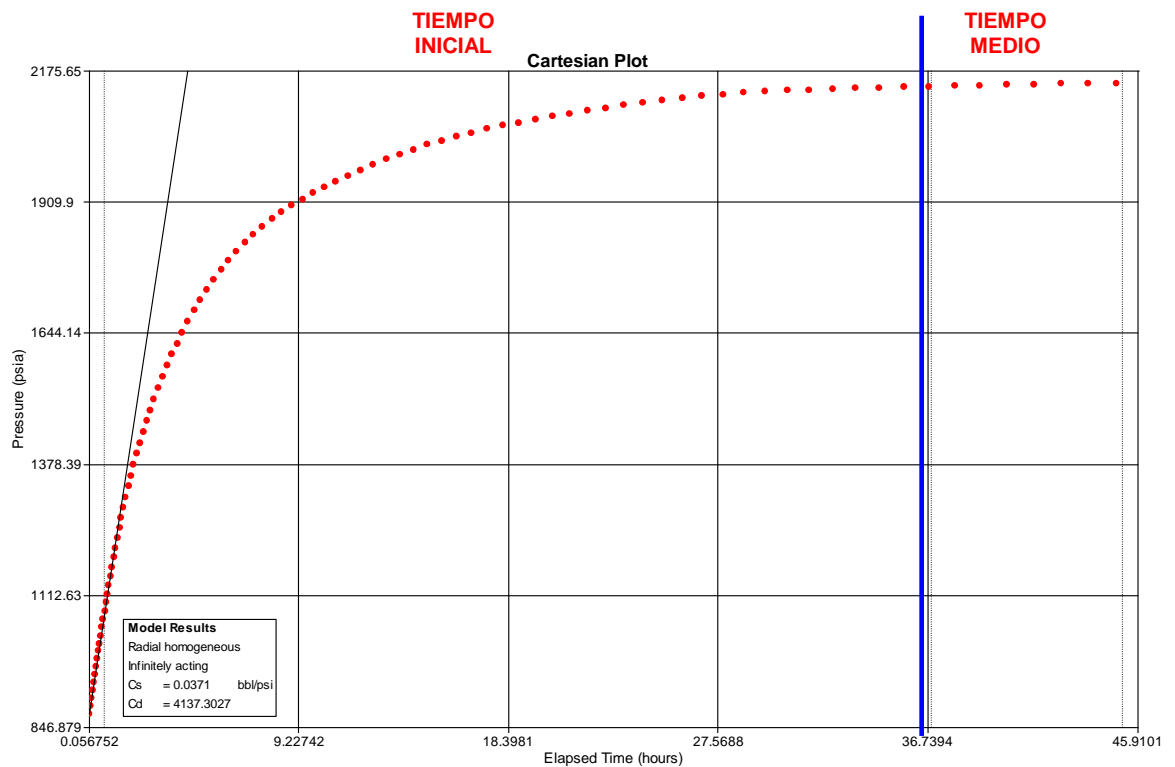
**Figura 87. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 49.**



Fuente: Software PanSystem.

Con la obtención de los gráficos, se procedió a la identificación de las regiones de tiempos, que en el caso del pozo Colorado 49, se visualizó el tiempo inicial, ETR, y parte de la región tiempo medio, MTR, sin la presencia del tiempo final, LTR, como se ilustran en las figuras 88, 89 y 90, encontrándose los parámetros característicos del efecto cercano al pozo y el comportamiento del yacimiento, como se muestran en las tablas 14, 15 y 16.

**Figura 88. Interpretación del gráfico cartesiano del pozo Colorado 49.**



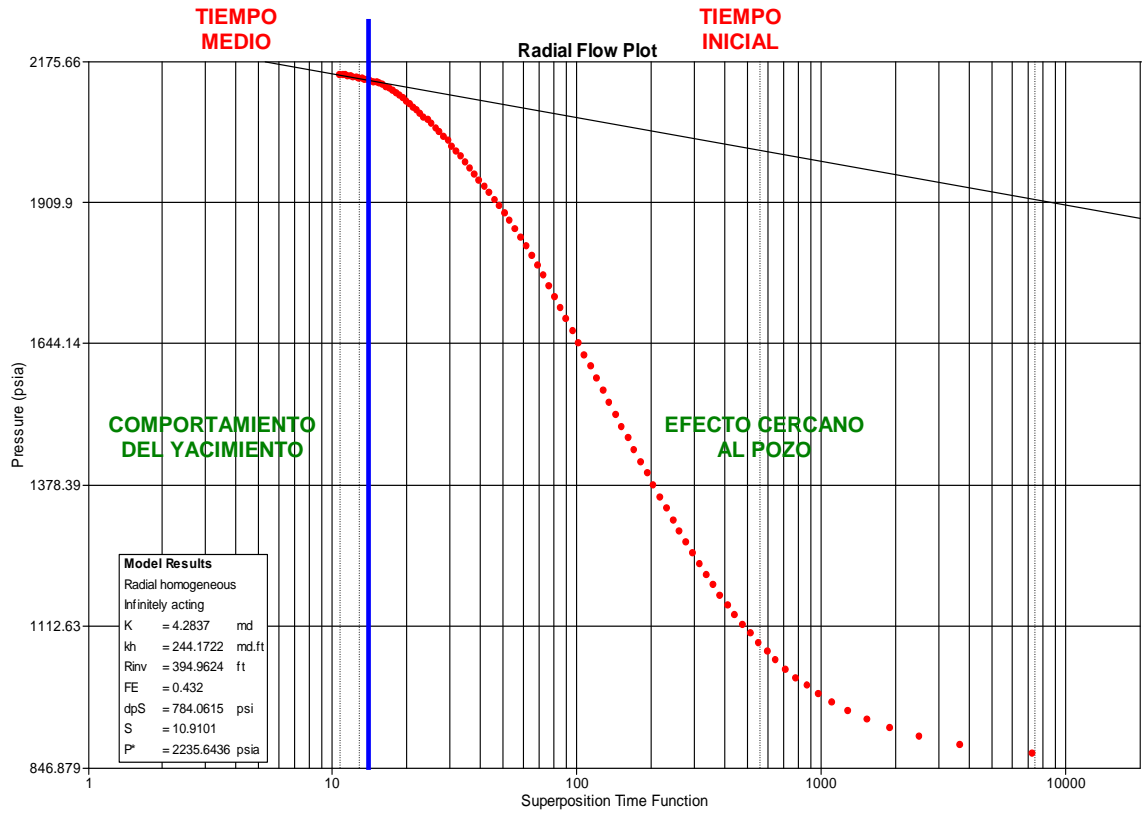
Fuente: Software PanSystem.

**Tabla 14. Resultados del gráfico cartesiano del pozo Colorado 49.**

Parámetro	Valor
Coefficiente de almacenamiento en el pozo (bbl/psi)	0.0371
Coefficiente adimensional de almacenamiento	4137.3027

Fuente: Software PanSystem.

Figura 89. Interpretación del gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 49.



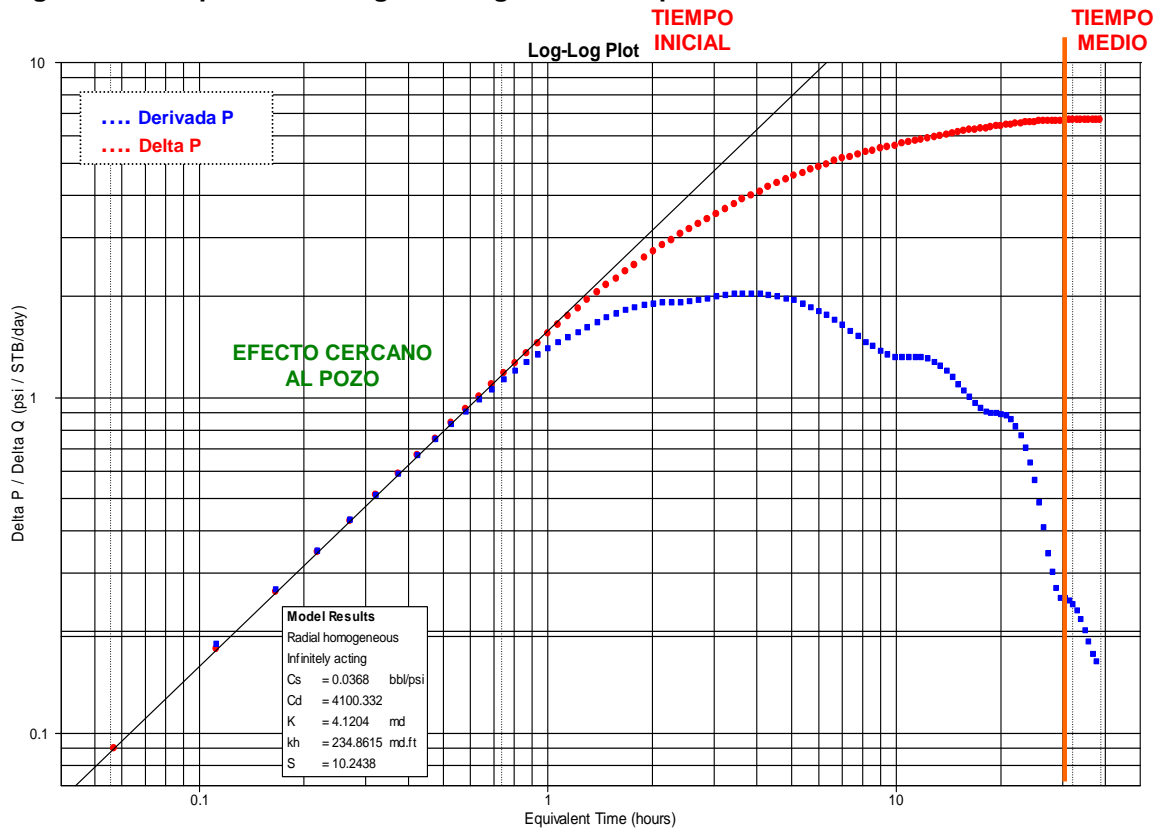
Fuente: Software PanSystem.

Tabla 15. Resultados del gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 49.

Parámetro	Valor
Permeabilidad (md)	4.2837
Permeabilidad-espesor (md.ft)	244.1722
Radio de investigación (ft)	394.9624
Eficiencia de flujo	0.4320
dP de skin (rata constante) (psi)	784.0615
Factor skin	10.9101
Presión Extrapolada P* (psia)	2235.6436
Presión a dt = 1 hora (psia)	2019.0132

Fuente: Software PanSystem.

Figura 90. Interpretación del gráfico logarítmico de pozo Colorado 49.



Fuente: Software PanSystem.

Tabla 16. Resultados del gráfico logarítmico del pozo Colorado 49.

Parámetro	Valor
Coefficiente de almacenamiento en el wellbore (bbl/psi)	0.0368
Coefficiente adimensional de almacenamiento	4100.3320
Permeabilidad (md)	4.1204
Permeabilidad-espesor (md.ft)	234.8615
Factor skin	10.2438

Fuente: Software PanSystem.

### ✦ Interpretación del modelo de yacimiento

Finalmente con base a los resultados se escoge el modelo de pozo, yacimiento y frontera de acuerdo a la evidencia gráfica de la derivada de presión. En el caso del pozo Colorado 49, no se obtuvo una curva adecuada, ver figura 90, por lo cual no fue posible escoger un modelo representativo del yacimiento, que

presentara similitud con el conjunto de patrones de respuesta de modelos previamente conocidos, ver anexo A.

### **4.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN – APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO**

A partir de los gráficos cartesiano, semilogarítmico y logarítmico de los datos de, presión contra tiempo, se hicieron los respectivos análisis de las pruebas del campo Colorado. El análisis se realizó para la zona B, donde se probaron los pozos COL 30 y COL 43 y para la zona C, donde los pozos probados corresponden a: COL 11, COL 28, COL 33, COL 36, COL 40, COL 49, COL 52, según los reportes en los archivos de pozos.

Generalmente, para interpretar una prueba de presión es necesario que en los gráficos se muestren todas las regiones de tiempo (ETR, MTR, LTR), lo que permite obtener datos de las propiedades del yacimiento y del pozo, y por consiguiente, un modelo representativo del yacimiento. Cuando se realizó el análisis para el campo Colorado, en la mayoría de las pruebas, sólo se observaron las regiones de tiempo inicial y tiempo medio, en los gráficos semilogarítmico y logarítmico, que para este caso el análisis se limitó a la determinación de las siguientes propiedades: permeabilidad, factor skin, almacenamiento del pozo, y presión del yacimiento\*.

Los resultados que se mostrarán posteriormente, no ofrecerán una completa aceptación, si se tiene en cuenta que las pruebas del campo Colorado se tomaron en los años 60's, cuando las herramientas que se utilizaban no ofrecían la suficiente precisión y exactitud, como las de hoy en día, para hacer una buena interpretación, y además los datos de la prueba fueron extraídos de la curva, presión contra tiempo, y no de los originales de la prueba.

---

\* Esta interpretación se realizó teniendo en cuenta que el yacimiento es homogéneo y actúa como infinito.

- **Resultados del pozo Colorado 30**

El pozo Colorado 30, se encuentra ubicado en el bloque III de la estructura del campo Colorado, ésta completado en las arenas B; actualmente se encuentra inactivo por baja producción. Se le realizó prueba de restauración de presión el 5 de octubre de 1960, con una duración de 150 horas.

En las figuras 91, 92 y 93, se muestran los resultados obtenidos de las propiedades del yacimiento y del pozo, de acuerdo a las regiones de tiempo mostradas, donde existe una región de tiempo inicial, ETR, y luego una región de tiempo medio, MTR, sin la presencia de la región de tiempo final, LTR.

Con respecto al almacenamiento, según los resultados obtenidos, ver figura 91, se puede decir que es un valor discordante con los normales, debido a que se esperan valores pequeños de almacenamiento en la cara del pozo ( $C_s$ ), entre el rango  $10^{-2}$  y  $10^{-3}$  bbl/psi; y para el almacenamiento adimensional ( $C_{sD}$ ), con rango entre 100 y 1000. La opción de interpretación más adecuada respecto a estos valores, es que pudo haberse trabajado la prueba con datos iniciales, posiblemente errados, o el fluido por sus características de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API afecta el almacenamiento, posiblemente por expansión de los fluidos o por un nivel de líquido variable.

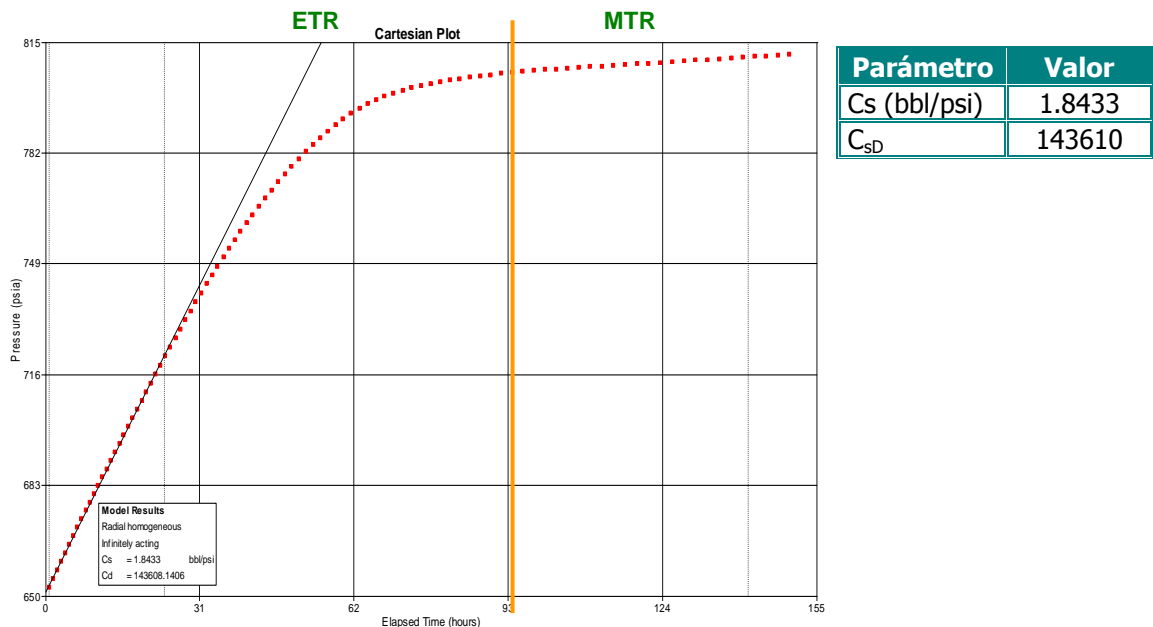
En relación al factor skin (daño), los resultados muestran un valor negativo, lo que significa que el pozo estaba estimulado, interpretación consistente con los archivos de pozos, en donde se reporta una limpieza de parafina, el 24 de septiembre de 1960, fecha cercana a la realización de la prueba, 5 octubre de 1960.

En el gráfico logarítmico, ver figura 93, se observa la tendencia de crecimiento al final de la curva de la derivada de la presión, aproximadamente con pendiente unitaria, que con base al resultado obtenido en el radio de investigación, ver figura 92, se puede decir que, éste sobrepasa ampliamente el

radio del yacimiento\*, investigando los límites o fronteras. Esto también puede explicarse teniendo en cuenta la ubicación del pozo Colorado 30, por su proximidad a la falla, en el bloque III, ver figura 33.

Debido a que en muchos casos la respuesta de derivada de la presión puede distorsionarse por los efectos dinámicos o efectos de pozo, (caso que sucedió en la mayoría de las pruebas de presión del campo Colorado), es necesario complementar el análisis con el gráfico de la derivada primaria de la presión, ver figura 94, concepto desarrollado por Louis Mattar<sup>26</sup>, donde el autor propone lo siguiente: “la derivada primaria de la presión (DPP), es la pendiente de la curva, presión contra tiempo; que durante una prueba de restauración de presión (PBU), sin importar la complejidad del yacimiento, siempre la presión aumentará gradualmente hasta llegar a ser estática, lo que significa que la pendiente de la curva en todo momento decrecerá continuamente en el tiempo hasta llegar a cero cuando el pozo esté totalmente cerrado”; evitándose así interpretaciones equivocadas en la escogencia del modelo del yacimiento.

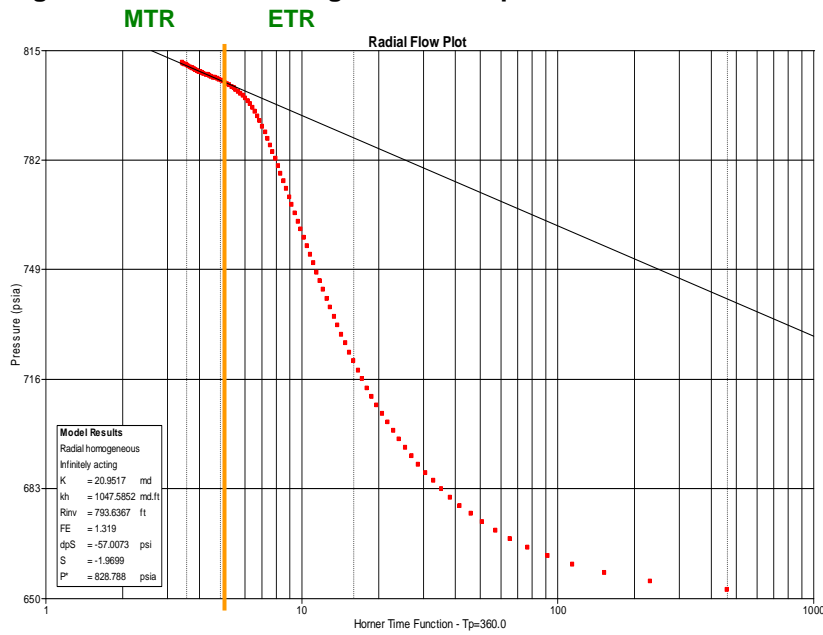
**Figura 91. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 30.**



Fuente: Software PanSystem.

\* Cálculo realizado de acuerdo al área del pozo (Área = 5.69 acres), utilizando el modelo de yacimiento como un cuadrado (A = LxL), comparado con el radio de investigación, obtenido por el software PanSystem.

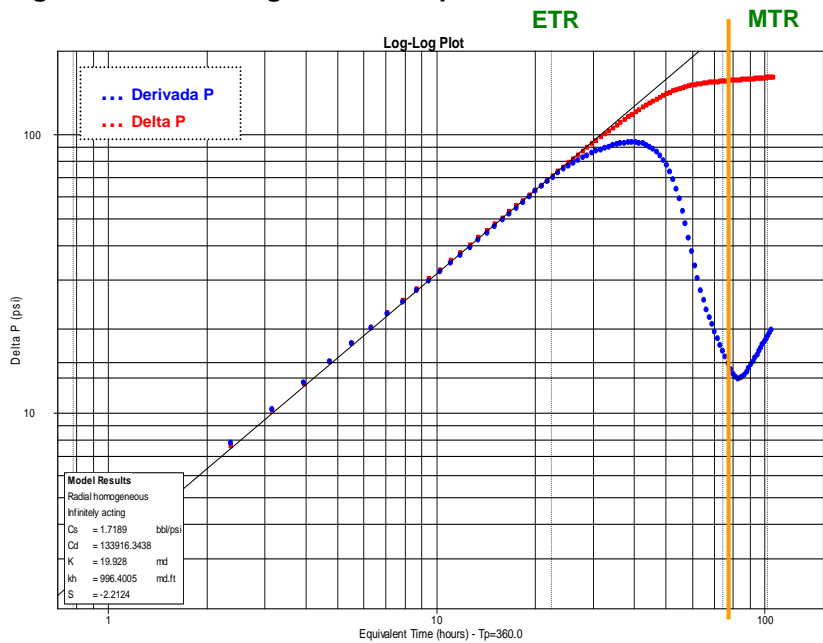
Figura 92. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 30.



Parámetro	Valor
K (md)	20.9217
K-h (md.f)	1047.5852
Radio inv.(ft)	793.6367
Ef. flujo	1.3190
Factor Skin	-1.9699
P* (psia)	828.78
P @1 hr (psia)	743.5765

Fuente: Software PanSystem.

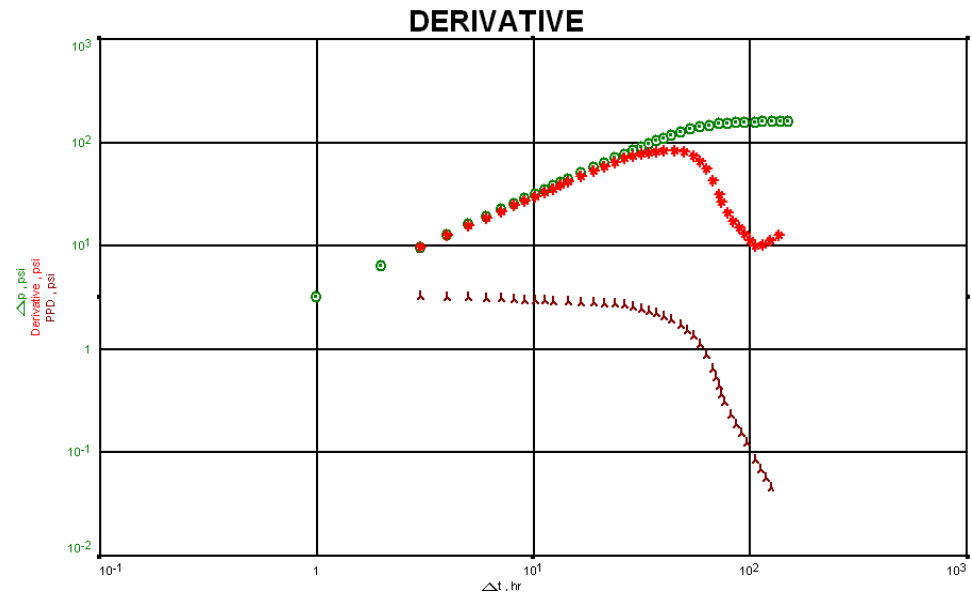
Figura 93. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 30.



Parámetro	Valor
Cs (bbl/psi)	1.7189
CsD	133920
K (md)	19.928
K-h (md.ft)	996.4005
Factor skin	-2.2124

Fuente: Software PanSystem.

Figura 94. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 30.



Fuente: Software F.A.S.T. Welltest.

- **Resultados del pozo Colorado 43**

Este pozo se encuentra ubicado en el bloque IV de la estructura del campo Colorado, está completado en las arenas B, y actualmente se encuentra inactivo por causas no reportadas. Se le realizó prueba de restauración de presión el 30 de octubre de 1960, con una duración de 20 horas.

En las figuras 95, 96 y 97, se ven los resultados de las propiedades del yacimiento y del pozo, según las regiones de tiempo mostradas, donde existe una región de tiempo inicial, ETR, y luego una región de tiempo medio, MTR.

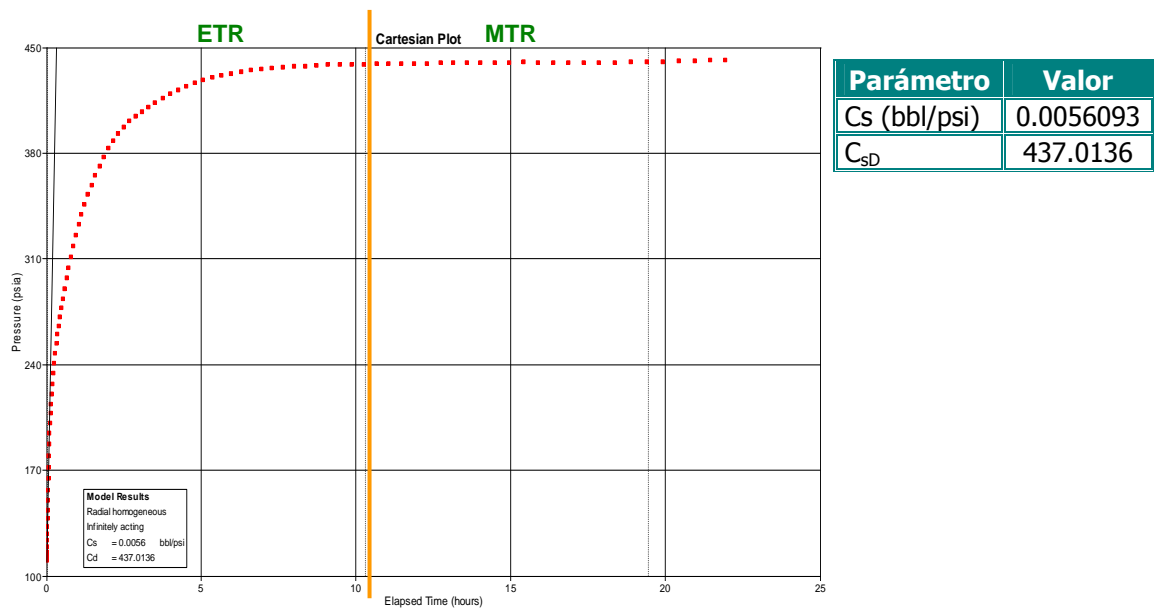
El valor de almacenamiento en la cara del pozo, así como su valor adimensional, presentan resultados que corresponden a parámetros aceptables, como se observa en la figura 95; dependiendo de los factores: radio del pozo, profundidad y compresibilidad de los fluidos. Esto es lo esperado en el estudio de las pruebas de presión; que a diferencia del Colorado 30, en este pozo se presentan valores característicos para  $C_s$  y  $C_{SD}$ .

Con respecto a la permeabilidad, se obtuvo un valor de 110.72 md, como se ilustra en la figura 96; se puede decir que es un valor esperado de la zona B, donde está ubicado el pozo, donde pertenece a formaciones o estratos no muy comprimidos o apretados, correspondientes a zonas de mayor permeabilidad, comparado con la zona C, que se encuentra a mayor profundidad.

En cuanto al factor skin (daño), que fue de 46.78, se puede apreciar que es un valor alto, que podría ser efecto de limpieza de parafina a alta tasa produciendo micro-fracturas en la formación de la cara del pozo, según información de los eventos registrados en el archivo de pozo.

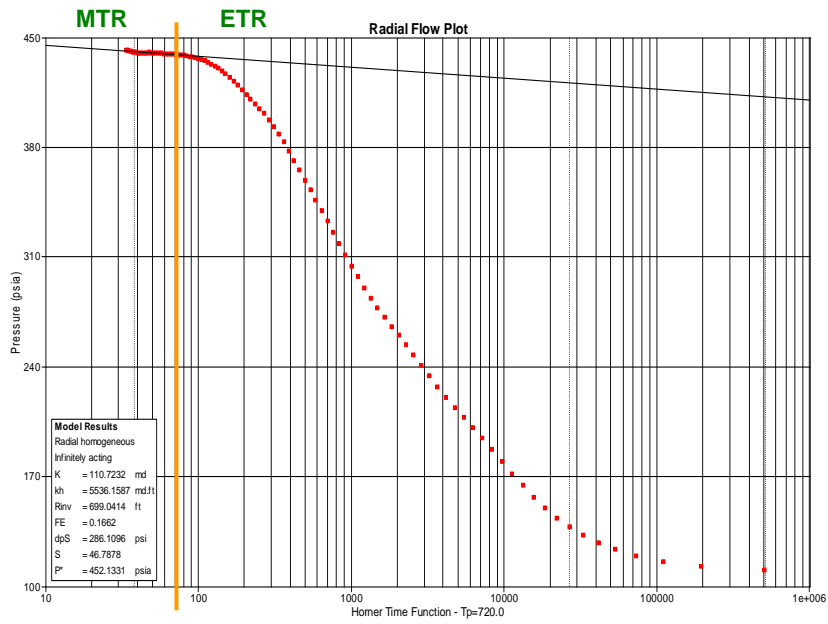
En la figura 97, se ilustra la curva de la derivada presentando distorsión en la parte final; lo que permite interpretarse como anomalías relacionadas con los efectos dinámicos del pozo, acorde a la confirmación mostrada por la derivada primaria de presión (DPP), como ilustra la figura 98, donde se visualiza un incremento en la pendiente de la curva, es decir, la DPP no decrece continuamente.

**Figura 95. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 43.**



Fuente: Software PanSystem

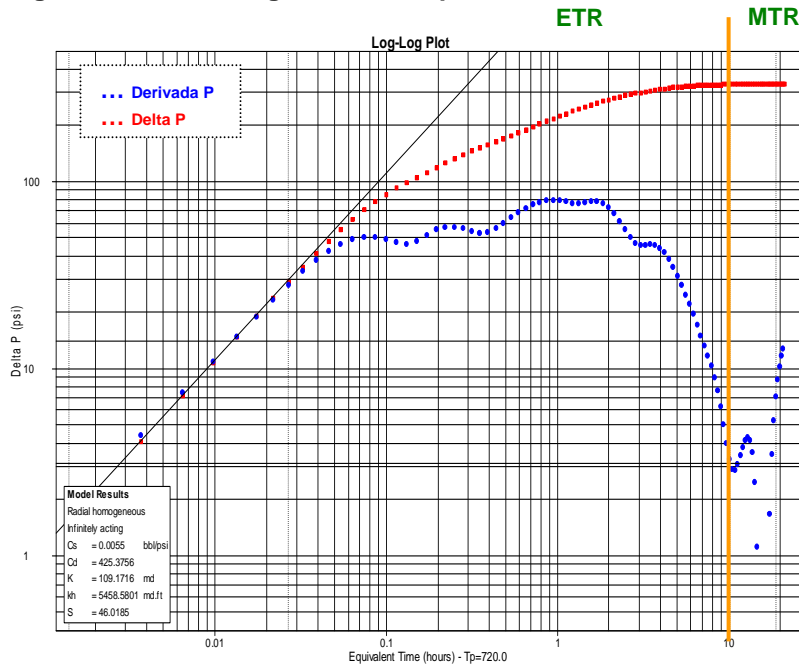
Figura 96. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 43.



Parámetro	Valor
K (md)	110.7232
K-h (md.f)	5536.158
Radio inv. (ft)	699.0414
Ef. flujo	0.1662
Factor Skin	46.7878
P* (psia)	452.131
P @1 hr (psia)	432.0127

Fuente: Software PanSystem

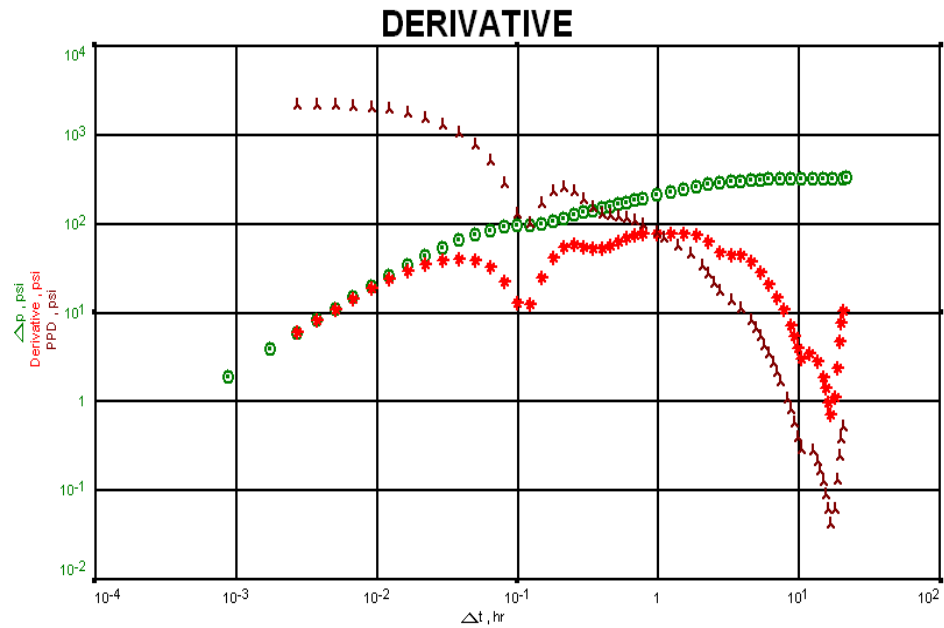
Figura 97. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 43.



Parámetro	Valor
Cs (bbl/psi)	0.0054599
CSD	425.3756
K (md)	109.1716
K-h (md.ft)	5458.5801
Factor skin	46.0185

Fuente: Software PanSystem.

Figura 98. Gráfico de la derivada primaria de presión (DPP), del pozo Colorado 43.



Fuente: Software F.A.S.T. Welltest.

En la tabla 17 se muestran los resultados correspondientes a los pozos de la zona B del campo Colorado.

Tabla 17. Resultados de las pruebas de presión de los pozos del campo Colorado, zona B.

Resultados de las pruebas de presión de los pozos del campo Colorado - Zona B						
Pozo	Coefficiente de Almacenamiento (bbl/psi)	Permeabilidad (md)	Factor Skin	Presión P* (psia)	Eficiencia de flujo	IP (bbl/d/psi)
COL 30	1.8433	20.9217	-1.9699	828.78	1.3190	0.670
COL 43	0.0056093	110.7232	46.7878	452.131	0.1632	0.380

Fuente: Autor del proyecto.

Una vez terminado el análisis de la zona B, se procede a realizar el análisis de las pruebas de presión, para los pozos probados en las arenas C de la formación Mugrosa.

- **Resultados del pozo Colorado 11**

El pozo Colorado 11 está ubicado en el bloque II de la estructura del campo, completado en las arenas B y C y en la actualidad se encuentra inactivo por causas no reportadas. Se le realizó prueba de restauración de presión el 2 de mayo de 1946, con una duración de 38 horas.

Los resultados de las propiedades del yacimiento y del pozo se muestran en las figuras 99, 100 y 101, según las regiones de tiempo observadas, donde existe una región de tiempo inicial, ETR, y luego una región de tiempo medio, MTR.

El valor de permeabilidad obtenido de la prueba fue de 3.7624 md, presentando semejanza, con los resultados de permeabilidad de 5.64 md del pozo Colorado 53\* y de 7.97 md del pozo Colorado 70\*\*, los cuales pertenecen al mismo bloque de la estructura del campo y a igual zona C, siendo esta zona perteneciente a formaciones o estratos comprimidos o apretados por gas, la cual es de menor permeabilidad, respecto a la zona B, de acuerdo a la geología que se tiene del campo Colorado. Estos datos de baja permeabilidad se esperan semejantes, para los pozos probados en al zona C.

En cuanto al resultado del factor skin (daño), que fue un valor positivo de 13.84, significa daño en la cara del pozo, posiblemente, por la invasión de filtrado del lodo o cemento cuando se realizó la perforación, en fecha próxima a la toma de datos de la prueba de presión, acorde a los eventos registrados en el archivo de pozo.

Como se ilustra en la figura 101, la curva de la derivada de la presión presenta distorsión en la parte final; lo que se interpreta como anomalías relacionadas

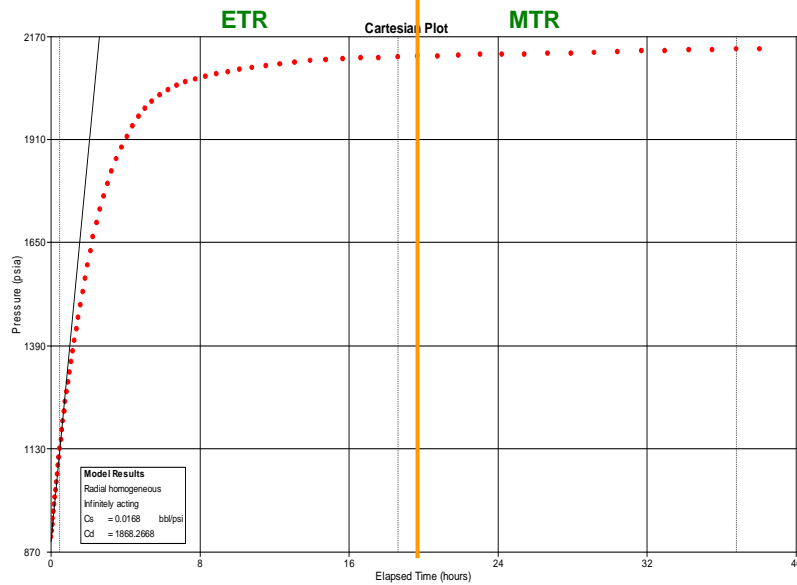
---

\* Información de laboratorio de corazones del campo Colorado.

\*\*Tesis de Grado, Determinación de potenciales de producción a partir de registros de pozo, VILLARREAL, R. y TELLEZ, W., 2008.

con los efectos dinámicos del pozo, de acuerdo a la confirmación ilustrada en la figura 102, donde se muestra la derivada primaria de la presión (DPP), en que la pendiente de la curva, en todo momento no decrece continuamente, presentando un incremento al final de la curva.

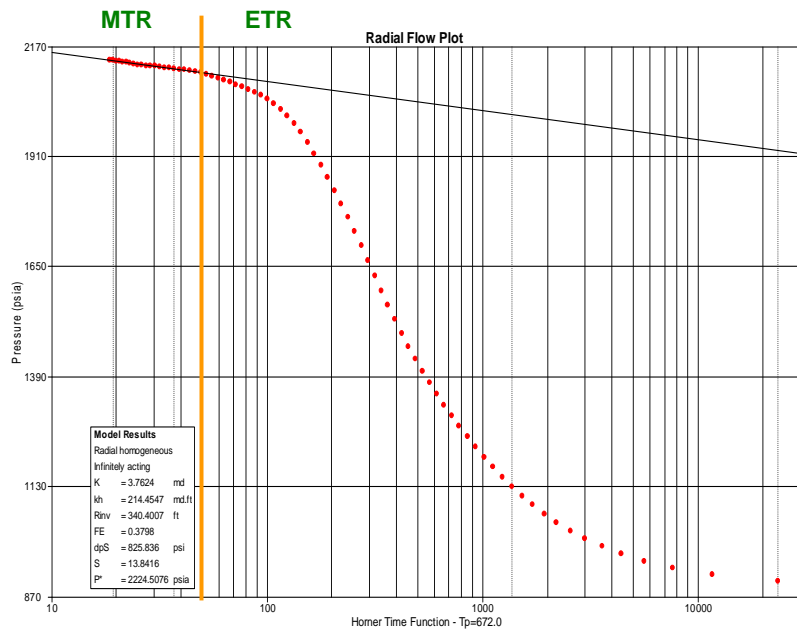
**Figura 99. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 11.**



Parámetro	Valor
Cs (bbl/psi)	0.0168
C <sub>sD</sub>	1868.2668

Fuente: Software PanSystem.

**Figura 100. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 11.**



Parámetro	Valor
K (md)	3.7624
K-h (md.f)	214.4547
Radio inv.(ft)	340.4007
Ef. flujo	0.3798
Factor Skin	13.8416
P* (psia)	2224.507
P <sub>@1 hr</sub> (psia)	2030.251

Fuente: Software PanSystem.

Figura 101. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 11.

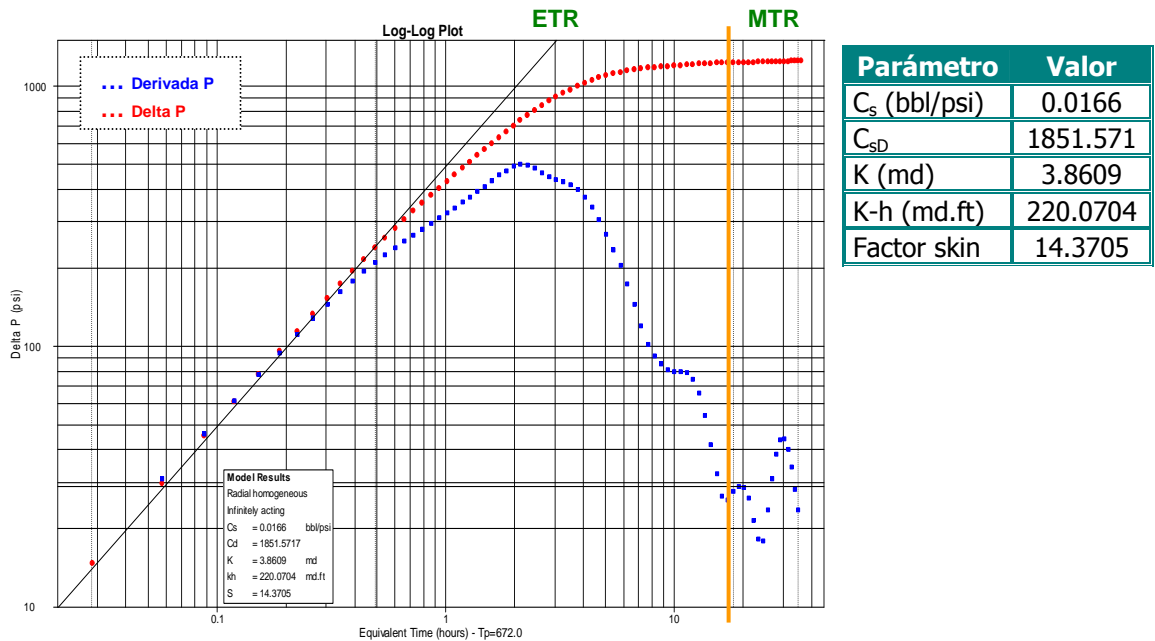
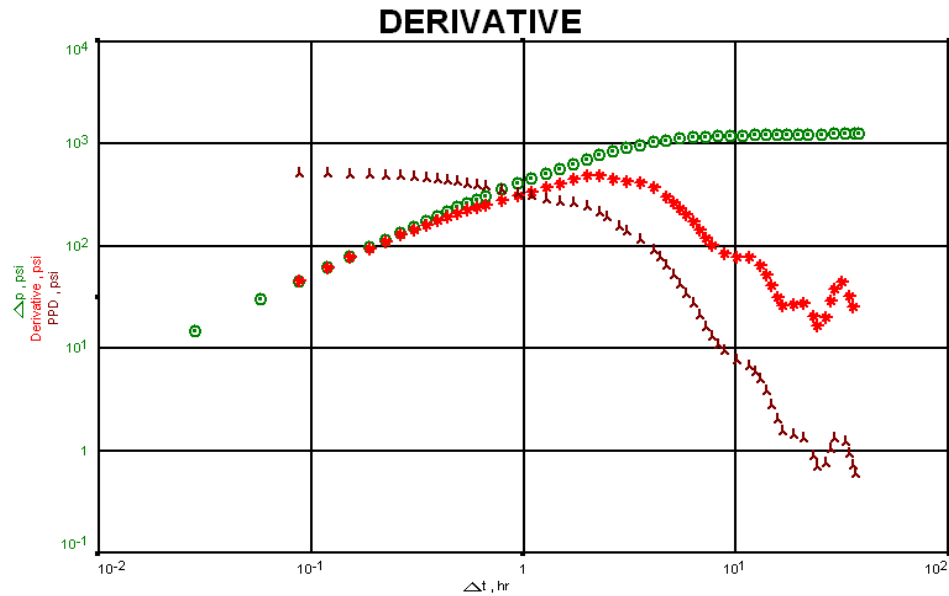


Figura 102. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 11.



• **Resultados del pozo Colorado 28**

El pozo Colorado 28, está ubicado en el bloque I de la estructura del campo, probado en las zonas C y B, y en la actualidad se encuentra inactivo por baja

producción. Se le realizó prueba de restauración de presión el 15 abril de 1974, con una duración de 72 horas.

Los resultados de las propiedades del yacimiento y del pozo se muestran en las figuras 103, 104 y 105, en las que se visualizó una región de tiempo inicial, ETR, y luego una región de tiempo medio, MTR.

Las propiedades que presenta el yacimiento, en cuanto a la permeabilidad se encuentra en un valor pequeño (1.401 md), que corresponde al parámetro esperado en la zona C, según lo mencionado en el pozo Colorado 11. El resultado del factor skin (1.2033), presenta un valor pequeño, en comparación al esperado en la zona, debido a que la fechas en la toma de los datos de la pruebas de presión del campo Colorado, se hicieron próximas a la realización de perforaciones, donde se obtiene daño en la cara del pozo con valores mas altos.

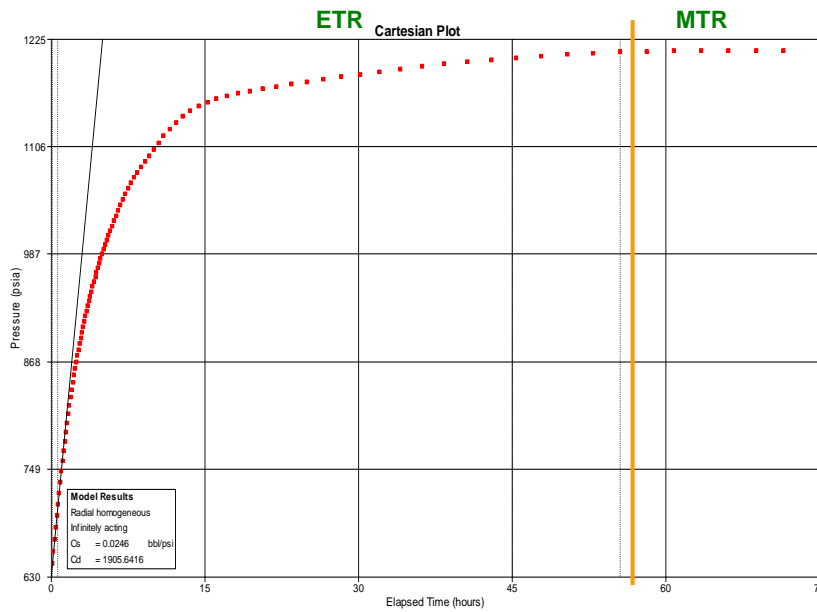
De acuerdo al resultado obtenido radio de investigación obtenido, ver figura 104, se puede decir que, éste sobrepasa ampliamente el radio del yacimiento investigando los límites o fronteras del área de drenaje del pozo\*, que puede explicarse, teniendo en cuenta la ubicación del pozo Colorado 28, por su proximidad a la falla en el bloque I, ver figura 31.

Como se muestra en las figuras 105 y 106, en la curva de la derivada de la presión, presenta un comportamiento de descenso al final de la curva, donde se interpreta la presencia de barrera de flujo, debido al mantenimiento de la presión por el bloque vecino (bloque II), de acuerdo al ubicación de pozo en la estructura del campo (Ver figura 32).

---

\* Cálculo realizado de acuerdo al área del pozo (Área = 61.07 acres), utilizando el modelo de yacimiento como un cuadrado ( $A = L \times L$ ), comparado con el radio de investigación, obtenido por el software PanSystem.

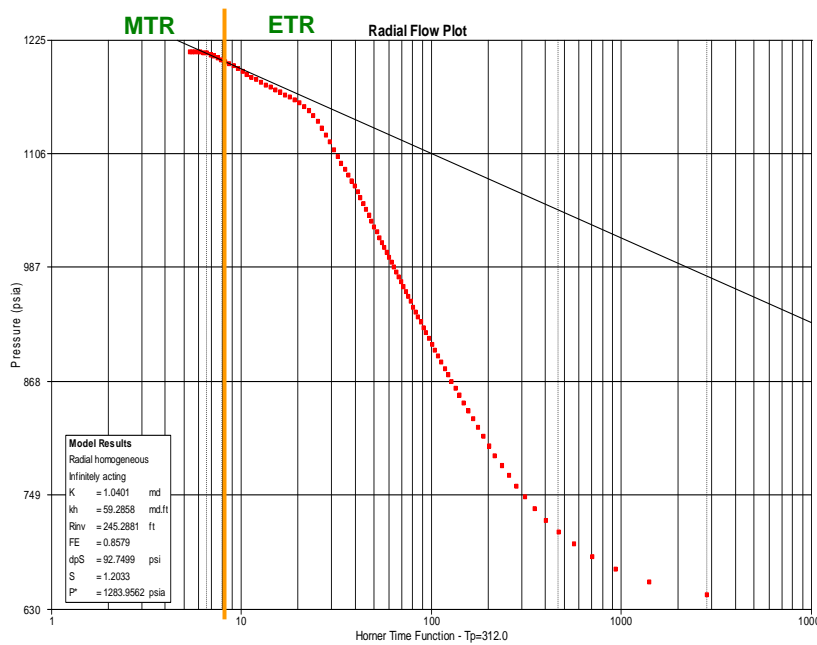
Figura 103. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 28.



Parámetro	Valor
Cs (bbl/psi)	0.0246
C <sub>sD</sub>	1905.6416

Fuente: Software PanSystem.

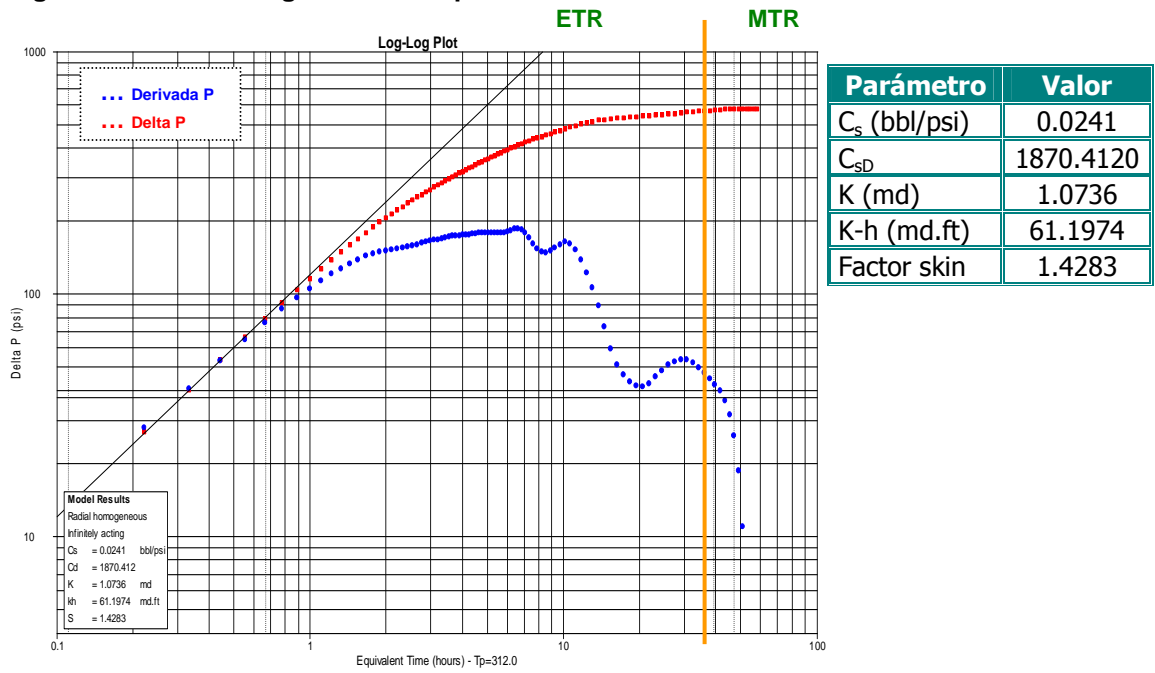
Figura 104. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 28.



Parámetro	Valor
K (md)	1.0401
K-h (md.f)	59.2858
Radio inv. (ft)	245.2881
Ef. flujo	0.8579
Factor Skin	1.2033
P* (psia)	1283.956
P @1 hr (psia)	1062.501

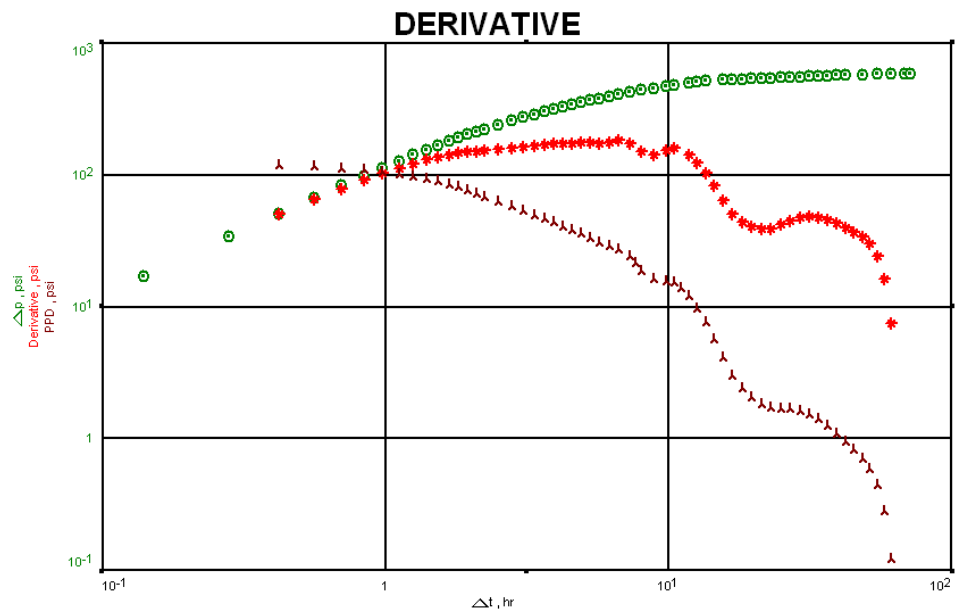
Fuente: Software PanSystem.

Figura 105. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 28.



Fuente: Software PanSystem.

Figura 106. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 28.



Fuente: Software F.A.S.T. Welltest.

- **Resultados del pozo Colorado 33**

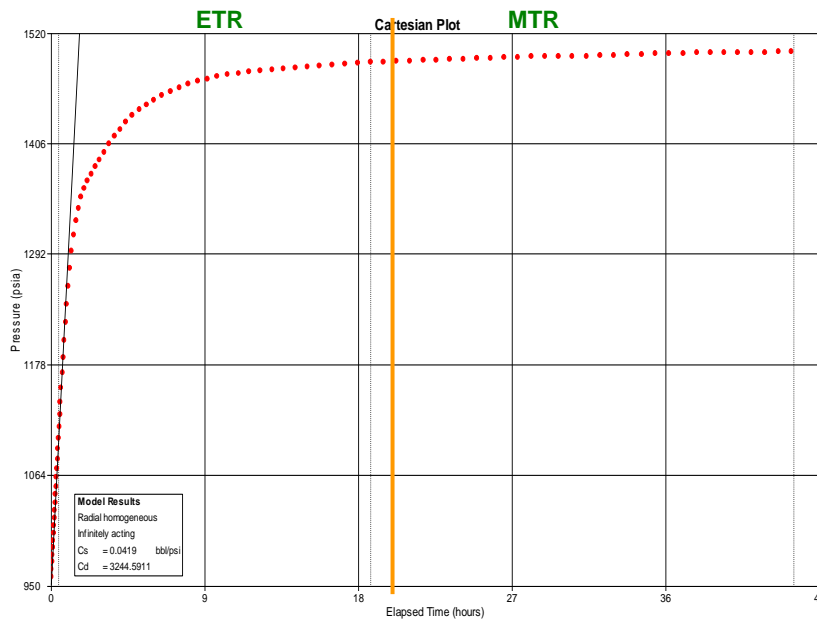
El pozo Colorado 33 se encuentra ubicado en el bloque I de la estructura del campo Colorado, ésta probado de las arenas D, C y B, y se encuentra actualmente inactivo por retiro de la unidad de superficie. Se le realizó prueba restauración de presión el 30 octubre de 1959, con una duración de 45 horas.

En las figuras 107, 108 y 109, se ven los resultados de las propiedades del yacimiento y del pozo, según las regiones de tiempo mostradas, donde se ve la existencia de una región de tiempo inicial, ETR, y luego una región de tiempo medio, MTR.

Las propiedades que presentan el yacimiento y el pozo, corresponden a los parámetros esperados, para la zona de ubicación (zona C), donde la permeabilidad se encuentra en un valor pequeño y el factor skin también pertenece a los valores esperados, de acuerdo a lo mencionado en los pozos anteriores, probados en al misma zona con valores semejantes.

Como se ilustra en la figura 109, en la derivada de la presión presenta ruido en la parte final de la curva; lo que significa la existencia de anomalías relacionadas con los efectos dinámicos del pozo, de acuerdo a la evidencia que hace la figura 110 de la derivada de presión primaria (DPP), en la que la pendiente de la curva presenta irregularidad en su continuidad.

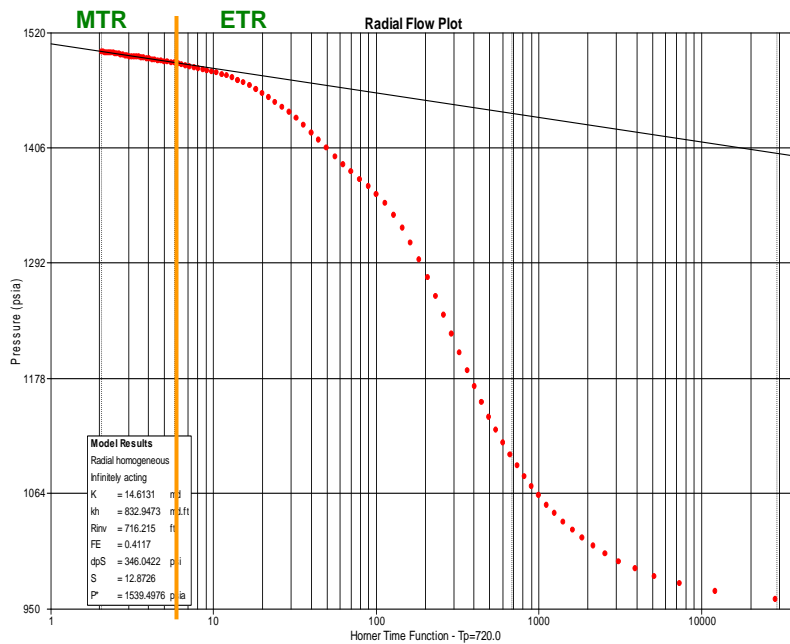
Figura 107. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 33.



Parámetro	Valor
Cs (bbl/psi)	0.0419
C <sub>sD</sub>	3244.5911

Fuente: Software PanSystem.

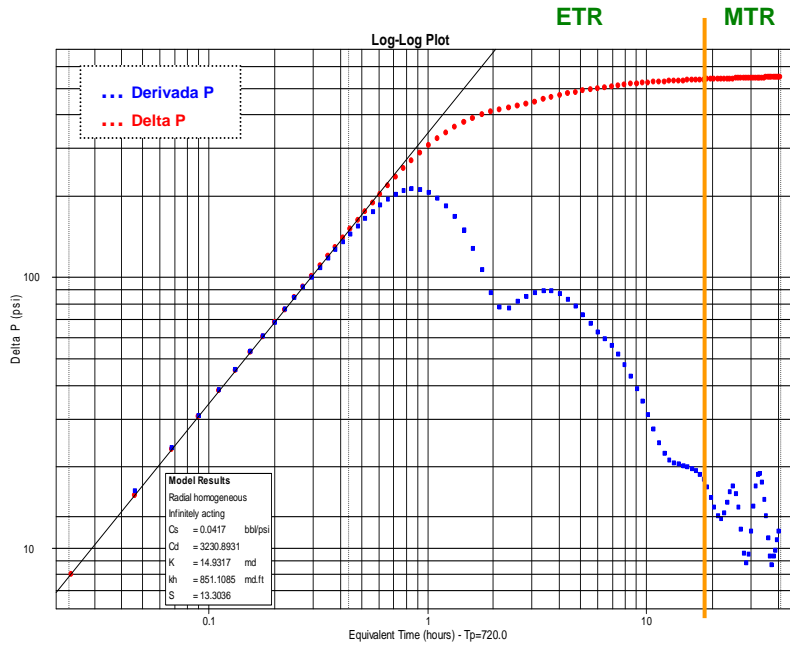
Figura 108. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 33.



Parámetro	Valor
K (md)	14.6131
K-h (md.f)	832.9473
Radio inv. (ft)	716.2150
Ef. flujo	0.4117
Factor Skin	12.8726
P* (psia)	1539.4976
P <sub>@1 hr</sub> (psia)	1451.0469

Fuente: Software PanSystem.

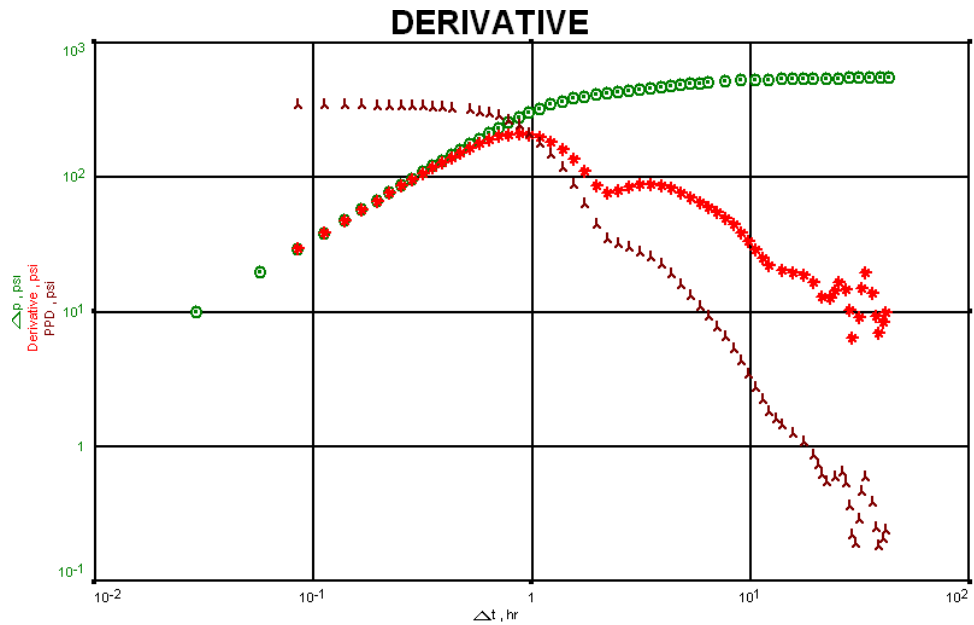
Figura 109. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 33.



Parámetro	Valor
$C_s$ (bbl/psi)	0.0417
$C_{sD}$	3230.8931
K (md)	14.9317
K-h (md.ft)	851.1085
Factor skin	13.3036

Fuente: Software PanSystem.

Figura 110. Gráfico de la derivada de presión primaria (DPP), del pozo Colorado 33.



Fuente: Software well test -Fekete.

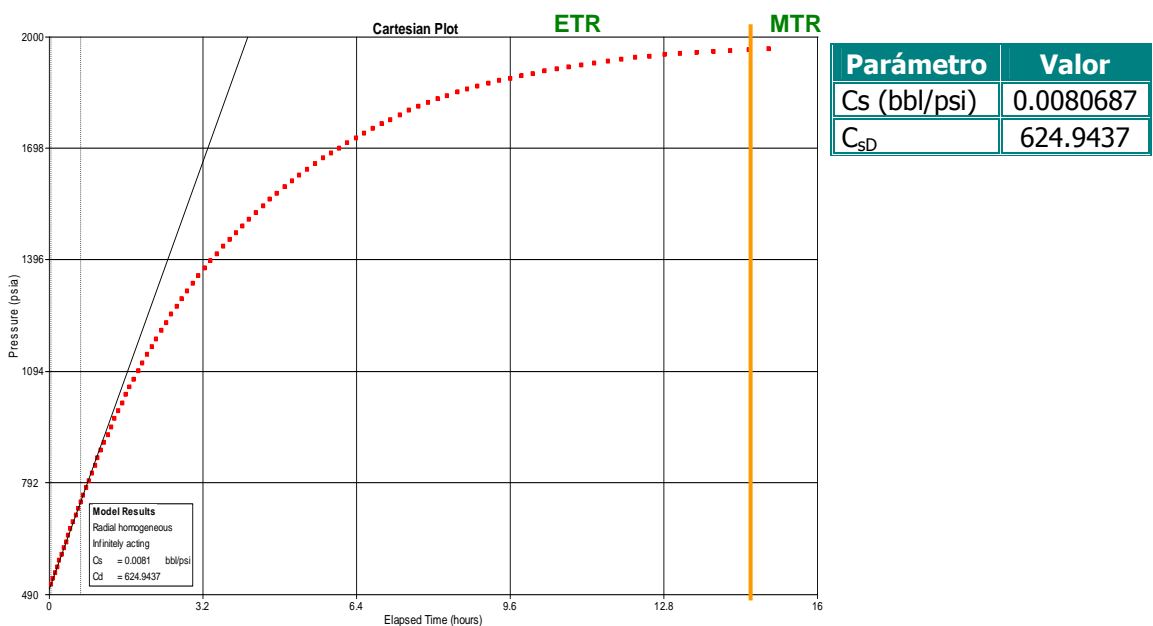
- **Resultados del pozo Colorado 36**

El pozo Colorado 36 se encuentra ubicado en el bloque V de la estructura del campo Colorado, ésta probado en las arenas C y B, y se encuentra actualmente activo. Se le realizó prueba restauración de presión el 20 septiembre de 1957, con una duración de 16 horas.

En la interpretación de este pozo, no fue posible obtener resultados de las propiedades del yacimiento y del pozo, debido a que en las regiones de tiempo, solo se evidenció la región de tiempo inicial, ETR, sin existir la región de tiempo medio, MTR, ni la región de tiempo final, LTR; como se muestra en los respectivos gráficos cartesiano, semilogarítmico y logarítmico, en las figuras 111, 112, 113.

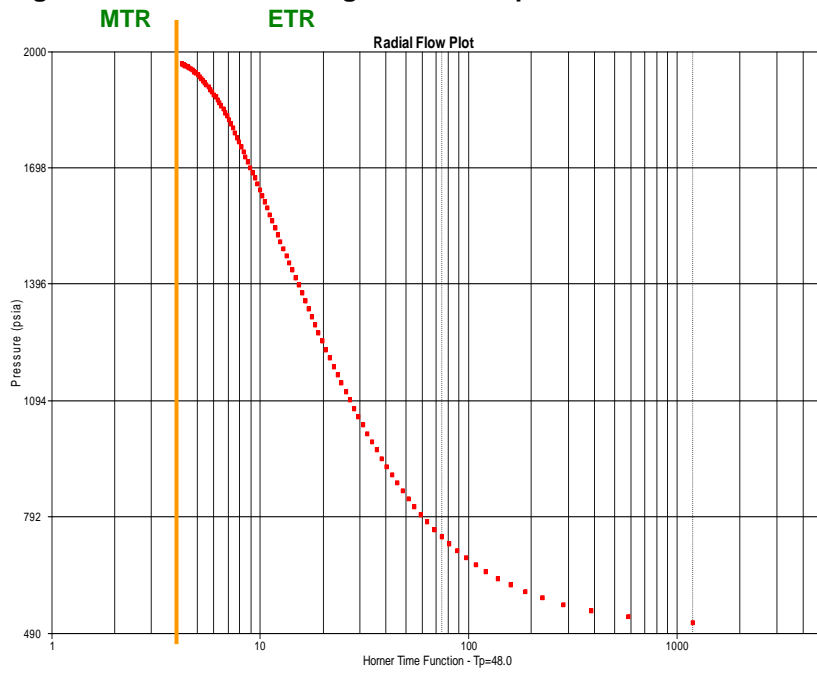
El anterior hecho se explica, porque el tiempo de la prueba fue corto (16 horas), en que el radio de investigación solo logra obtener resultados del almacenamiento de la cara del pozo; siendo acorde con lo esperado en la prueba, en las figuras 113 y 114, de la curva de la derivada de la presión.

**Figura 111. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 36.**



Fuente: Software PanSystem.

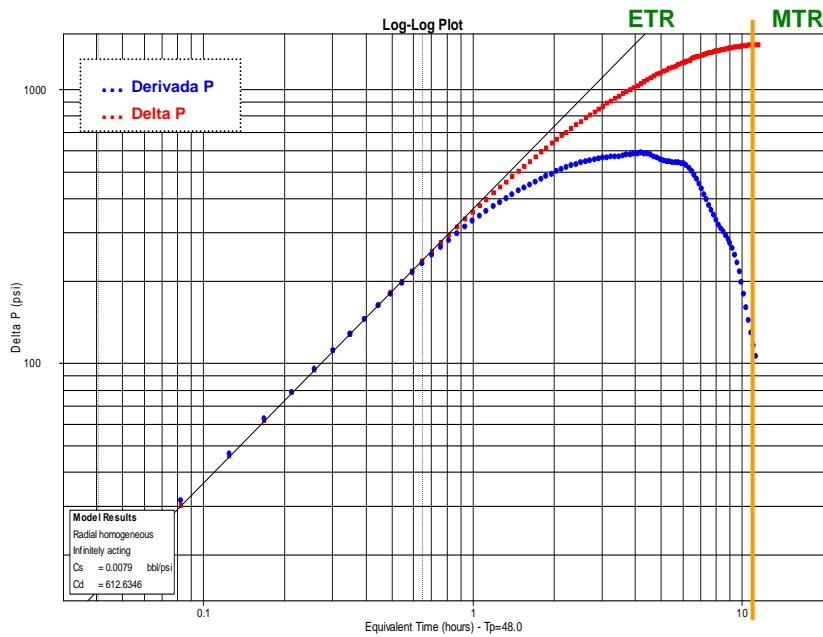
Figura 112. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 36.



Parámetro	Valor
K (md)	----
K-h (md.f)	----
Radio inv. (ft)	----
Ef. flujo	----
Factor Skin	----
P* (psia)	----
P <sub>@1 hr</sub> (psia)	----

Fuente: Software PanSystem.

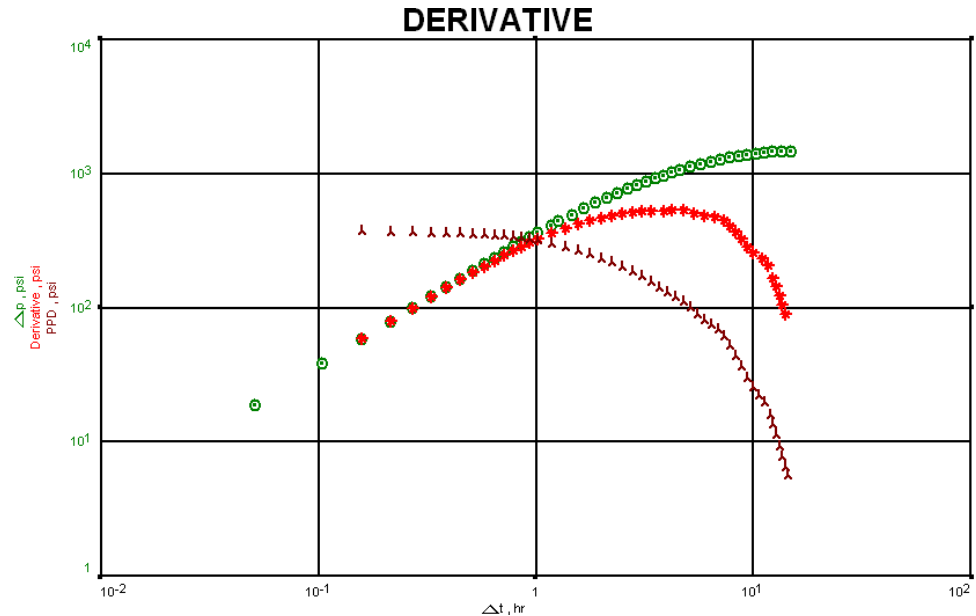
Figura 113. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 36.



Parámetro	Valor
C <sub>s</sub> (bbl/psi)	0.007909
C <sub>sD</sub>	612.6346
K (md)	---
K-h (md.ft)	---
Factor skin	---

Fuente: Software PanSystem.

Figura 114. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 36.



Fuente: Software F.A.S.T. Welltest.

- **Resultados del pozo Colorado 40**

El pozo Colorado 40, está ubicado en el bloque IV de la estructura del campo, probado en las zonas C y D, y se encuentra abandonado por alta relación gas aceite. Se le efectuó prueba de restauración de presión el 7 marzo de 1958, con una duración de 11 horas.

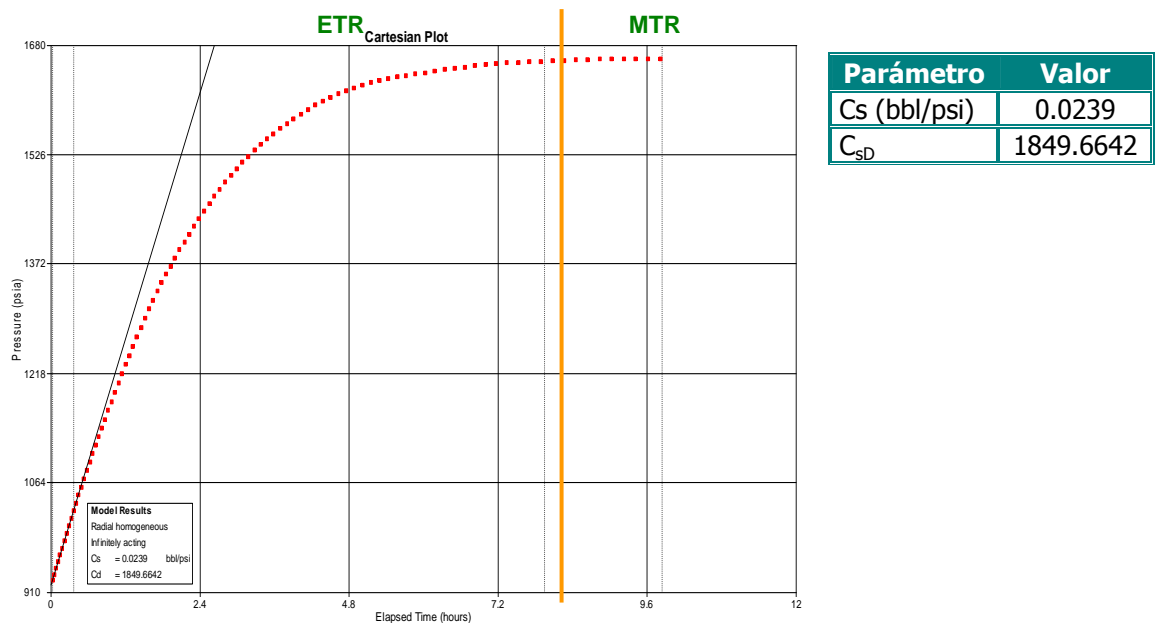
En las figuras 115, 116 y 117, se muestran los resultados de las propiedades del yacimiento y del pozo, de acuerdo a las regiones de tiempo mostradas, en donde se ve la existencia de una región de tiempo inicial, ETR, y luego una región de tiempo medio, MTR.

Respecto a los resultados de las propiedades del yacimiento, se encontró que la permeabilidad, corresponde a los valores esperados para la zona a la que se probó (Zona C), según lo mencionado en el pozo Colorado 11. En cuanto al factor skin obtenido (33.42), que es un valor alto, correspondiente al efecto de daño en la cara del pozo, que posiblemente, es debido a la invasión de filtrado

del lodo o cemento cuando se realizó la perforación, fecha próxima al correr la prueba de presión, de acuerdo a los eventos registrados en el archivo de pozo.

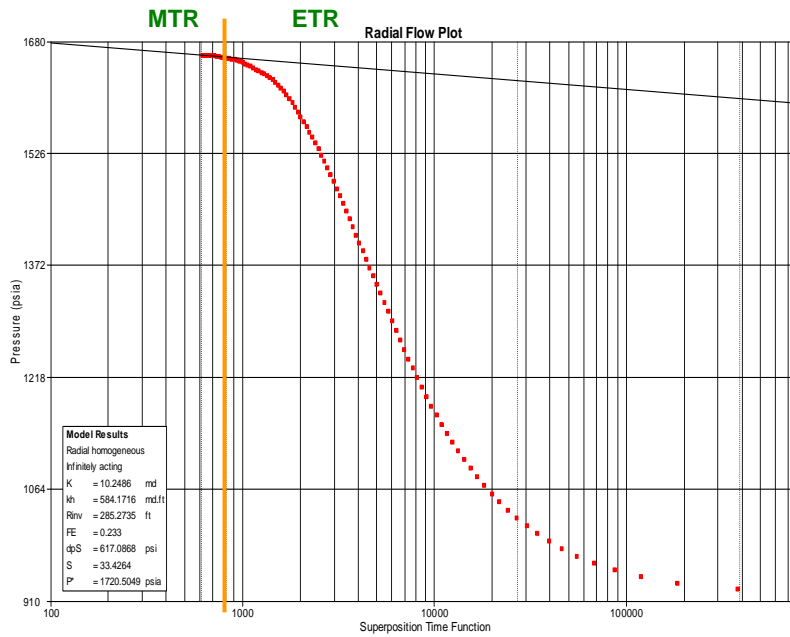
En las figuras 117 y 118, se ilustra la curva de la derivada de la presión, donde solo se ve el almacenamiento en la cara del pozo, sin mostrar claramente el comportamiento del yacimiento y sin la presencia de límites o fronteras, debido a que la prueba fue corta (11 horas), lo que no permite una adecuada interpretación.

**Figura 115. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 40.**



Fuente: Software PanSystem.

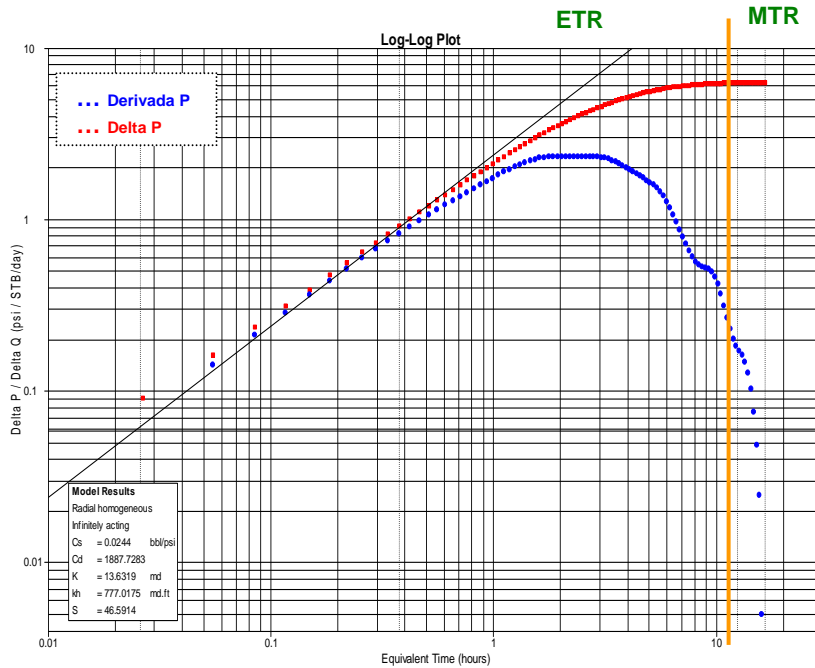
Figura 116. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 40.



Parámetro	Valor
K (md)	10.2486
K-h (md.f)	584.1716
Radio inv. (ft)	285.2735
Ef. flujo	0.2330
Factor Skin	33.4264
P* (psia)	1720.5049
P <sub>@1 hr</sub> (psia)	1635.3613

Fuente: Software PanSystem.

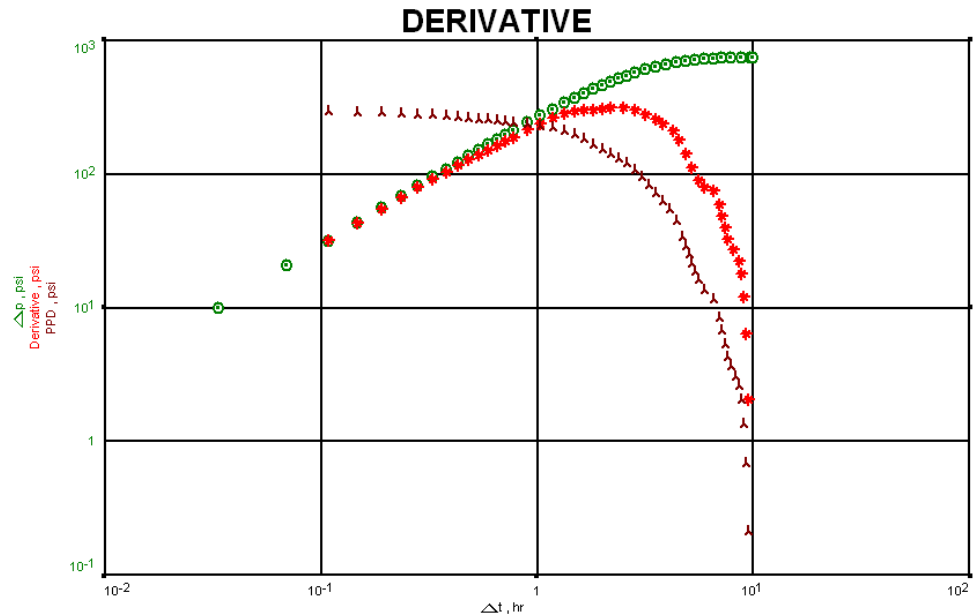
Figura 117. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 40.



Parámetro	Valor
C <sub>s</sub> (bbl/psi)	0.0244
C <sub>sD</sub>	1887.7283
K (md)	13.6319
K-h (md.ft)	777.0175
Factor skin	46.5914

Fuente: Software PanSystem.

Figura 118. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 40



Fuente: Software F.A.S.T. Welltest.

- **Resultados del pozo Colorado 49**

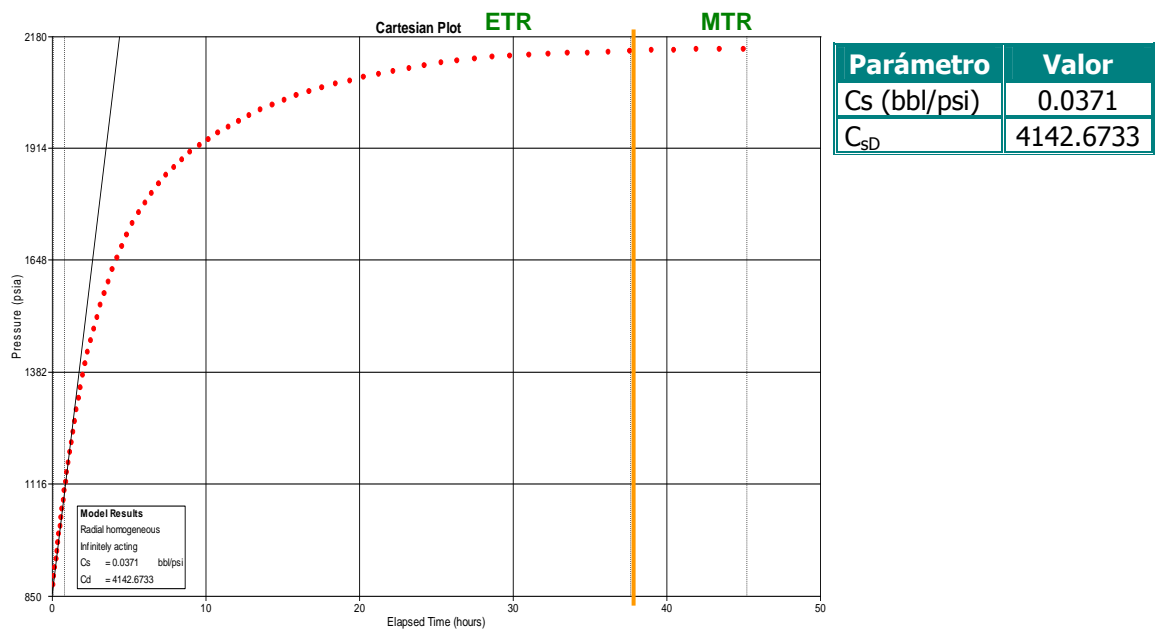
El pozo Colorado 49 se encuentra ubicado en el bloque VI de la estructura del campo Colorado, completado en las arenas D, C y B, y se encuentra actualmente inactivo por baja producción. Se le realizó prueba restauración de presión el 7 noviembre de 1959, con una duración de 46 horas.

Los resultados de las propiedades del yacimiento y del pozo se presentan, como se muestra en las figuras 119, 120 y 121, donde existe una región de tiempo inicial, ETR, y luego una región de tiempo medio, MTR, según lo observado.

De acuerdo a los resultados de las propiedades que presentan el yacimiento y el pozo, corresponden a los parámetros esperados, para la zona de ubicación (zona C), en el cual la permeabilidad se encuentra en un valor pequeño y el factor skin también está dentro de un valor aceptable, acorde a los resultados obtenidos de los otros pozos probados, en la misma zona.

En la curva de la derivada de la presión como ilustra las figuras 121 y 122, solo se observa el almacenamiento del pozo, sin mostrar claramente el comportamiento del yacimiento al final de curva, impidiendo una interpretación de los regímenes y geometría de flujo, y límites del yacimiento, debido a que radio de investigación recorrió solamente una pequeña parte del área de drenaje del yacimiento\*.

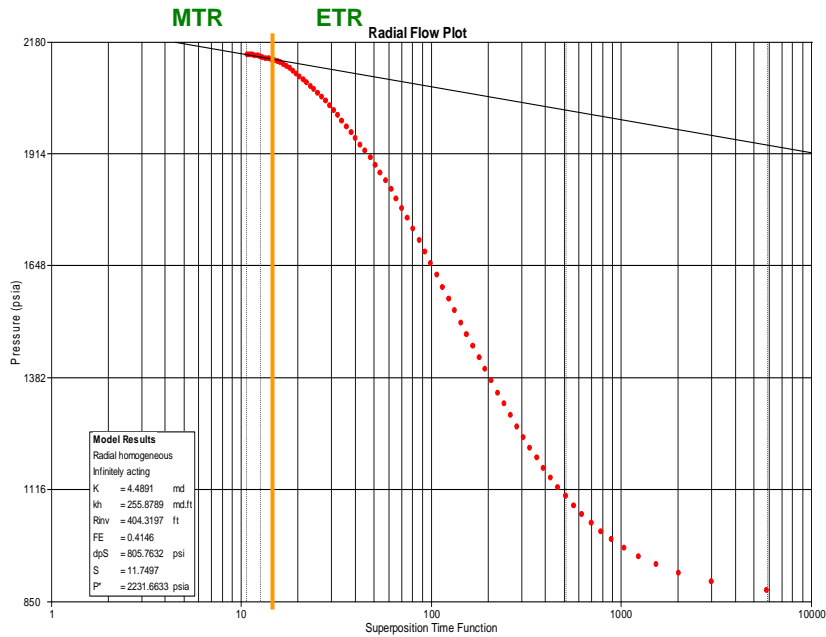
Figura 119. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 49.



Fuente: Software PanSystem.

\* Cálculo realizado de acuerdo al área del pozo (Área = 85.42 acres), utilizando el modelo de yacimiento como un cuadrado ( $A = L \times L$ ), comparado con el radio de investigación, obtenido por el software PanSystem.

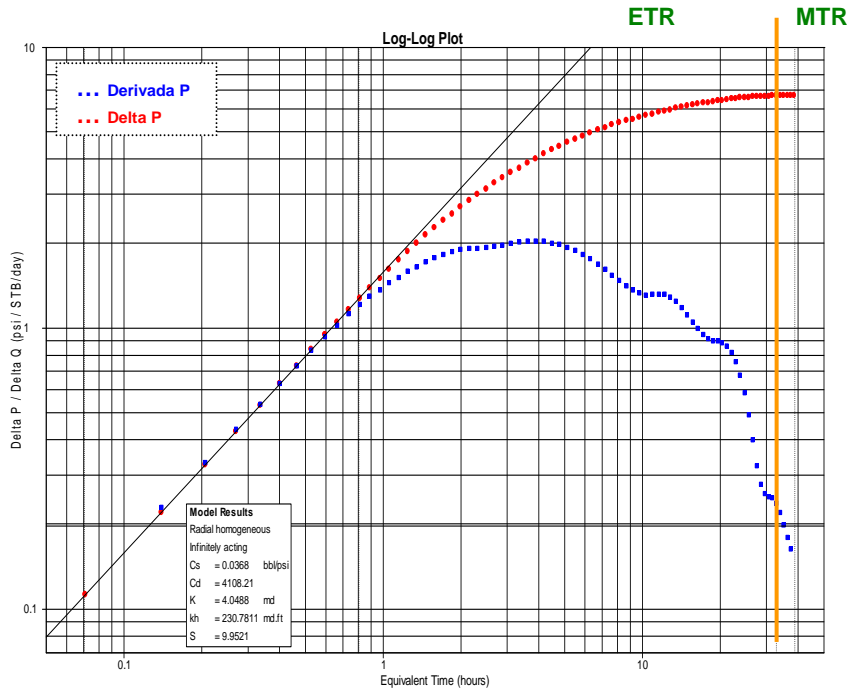
Figura 120. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 49.



Parámetro	Valor
K (md)	4.4891
K-h (md.f)	255.8789
Radio inv. (ft)	404.3187
Ef. flujo	0.4146
Factor Skin	11.7497
P* (psia)	2231.663
P @1 hr (psia)	2024.944

Fuente: Software PanSystem.

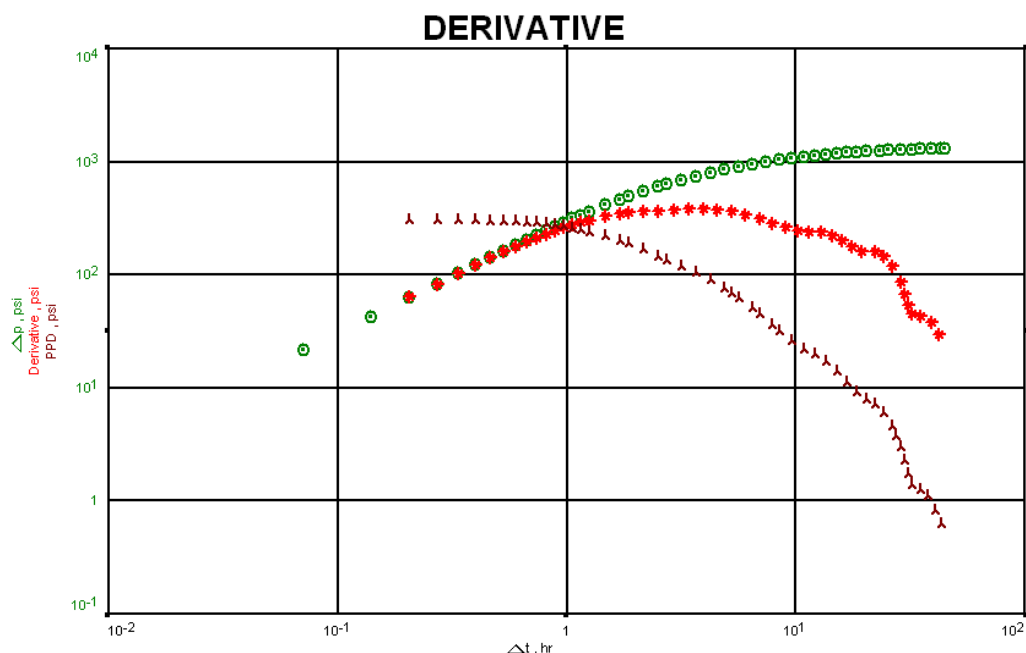
Figura 121. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 49.



Parámetro	Valor
Cs (bbl/psi)	0.0368
CsD	4108.21
K (md)	4.0488
K-h (md.ft)	230.7811
Factor skin	9.9521

Fuente: Software PanSystem.

Figura 122. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 40



Fuente: Software F.A.S.T. Welltest.

- **Resultados del pozo Colorado 52**

El pozo Colorado 52, está ubicado en el bloque II de la estructura del campo, completado en las zonas C y D, y en la actualidad se encuentra inactivo por baja producción. Se le realizó prueba de restauración de presión el 4 de abril de 1960, con una duración de 60 horas.

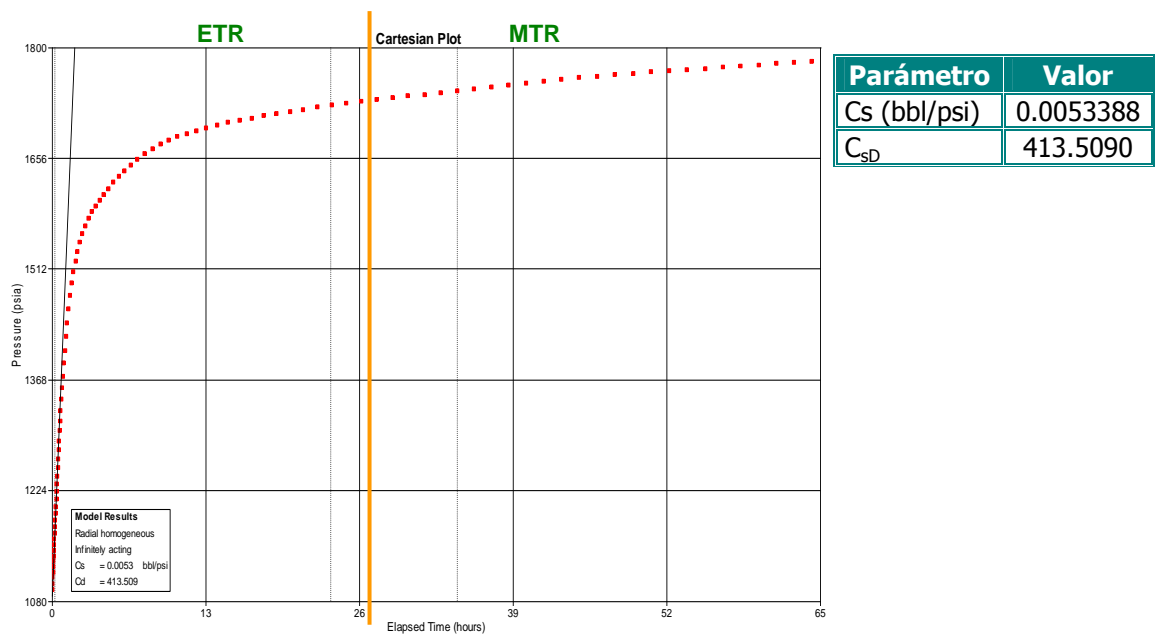
En las figuras 123, 124 y 125 se muestran los resultados de las propiedades del yacimiento y del pozo; que según lo observado existe una región de tiempo inicial, ETR, y luego una región de tiempo medio, MTR.

En cuanto a las características que presenta el yacimiento, la permeabilidad se encuentra en un valor pequeño (1.6486 md), correspondiente a los parámetros de la zona, de acuerdo a lo mencionado en el pozo Colorado 11. El resultado del factor skin (0.6729), presenta un valor muy pequeño, comparado con otros resultados obtenidos en los anteriores pozos interpretados, probados en la zona C, dando valores más altos; debido a que la mayoría de estos pozos

están dañados por reacondicionamientos de limpieza de parafina o por efectos de perforación.

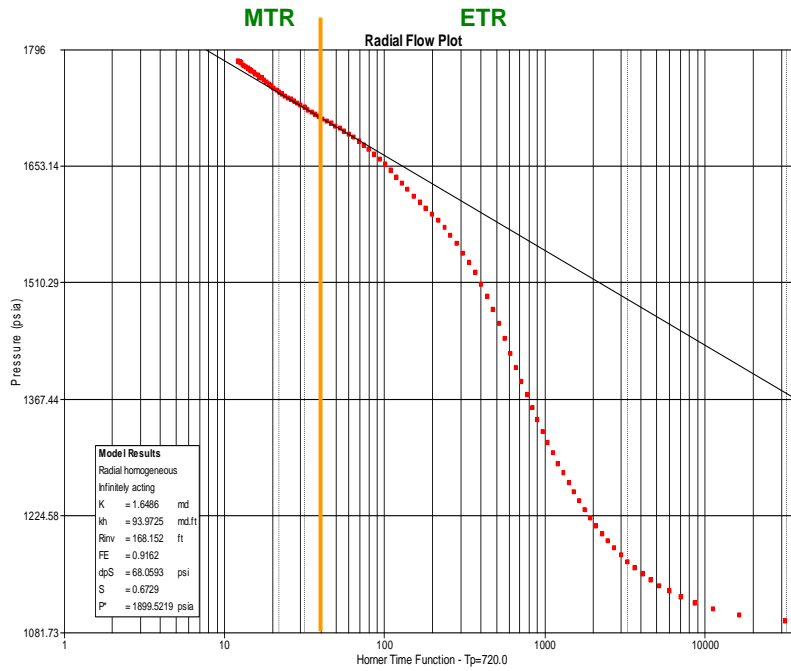
Como se ve en las figuras 125 y 126, en los gráficos logarítmicos, la curva de la derivada de la presión presenta oscilaciones en la parte final, debido a anomalías relacionadas con los efectos dinámicos del pozo, impidiendo una interpretación adecuada, sin mostrar claramente el comportamiento de los regímenes y geometría de flujo, y límites del yacimiento.

**Figura 123. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 52.**



Fuente: Software PanSystem.

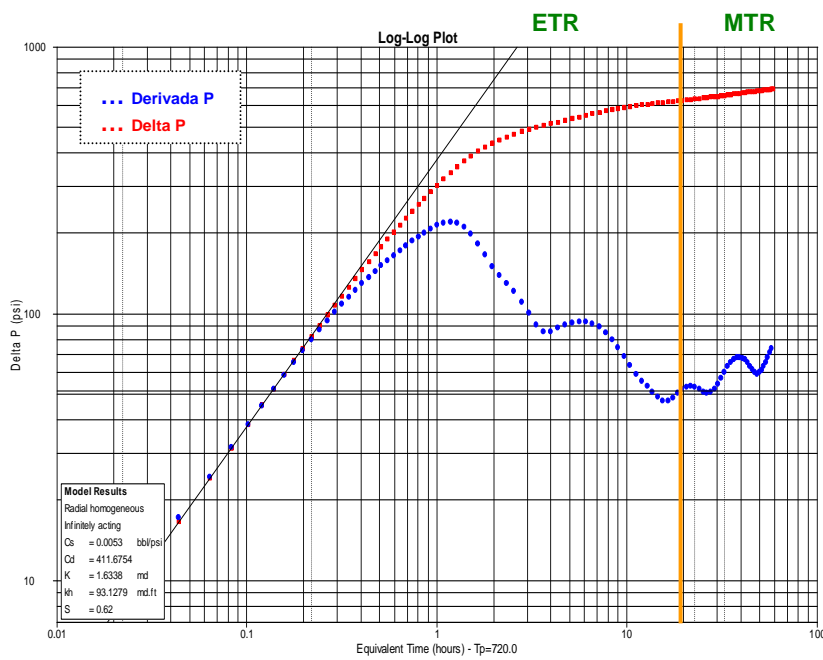
Figura 124. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 52.



Parámetro	Valor
K (md)	1.6486
K-h (md.f)	93.9725
Radio inv. (ft)	168.1520
Ef. flujo	0.9162
Factor Skin	0.6729
P* (psia)	1899.521
P @1 hr (psia)	1566.720

Fuente: Software PanSystem.

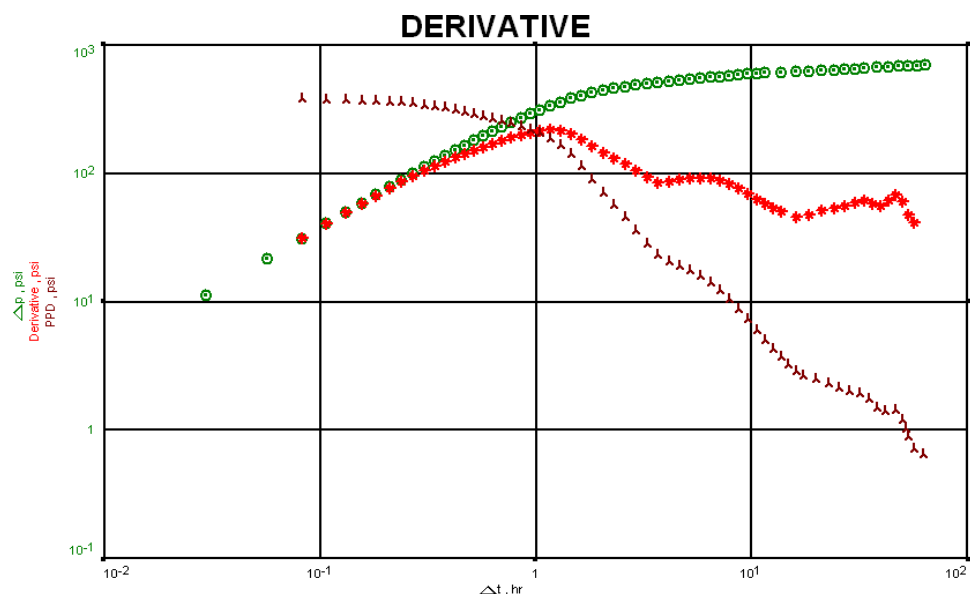
Figura 125. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 52.



Parámetro	Valor
C <sub>s</sub> (bbl/psi)	0.0053152
C <sub>sD</sub>	411.6754
K (md)	1.6338
K-h (md.ft)	93.1279
Factor skin	0.62

Fuente: Software PanSystem.

Figura 126. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 52



Fuente: Software F.A.S.T. Welltest.

- **Resultados del pozo Colorado 53**

El pozo Colorado se encuentra ubicado en el bloque II de la estructura del campo Colorado, probado en las arenas C y D, y se encuentra actualmente inactivo por retiro de unidad de superficie. Se le realizó prueba restauración de presión el 28 julio de 1960, con una duración de 80 horas.

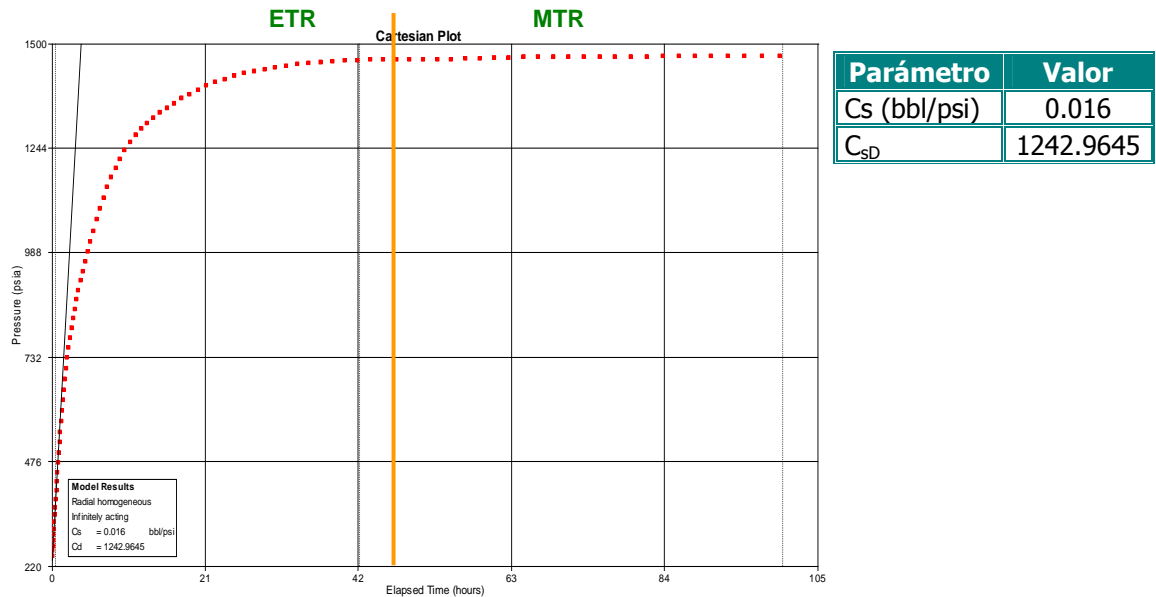
En las figuras 127, 128 y 129, se ilustra los resultados de las propiedades del yacimiento y del pozo, según las regiones de tiempo mostradas, donde se ve la existencia de una región de tiempo inicial, ETR, y luego una región de tiempo medio, MTR.

Los resultados de la permeabilidad y el factor skin se encuentran en valores aceptables para la zona de ubicación (zona C), de acuerdo a lo mencionado en el pozo Colorado 11.

Como se ilustra en la figura 129, la curva de la derivada de la presión presenta distorsión en la parte final; lo que se interpreta como anomalías relacionadas

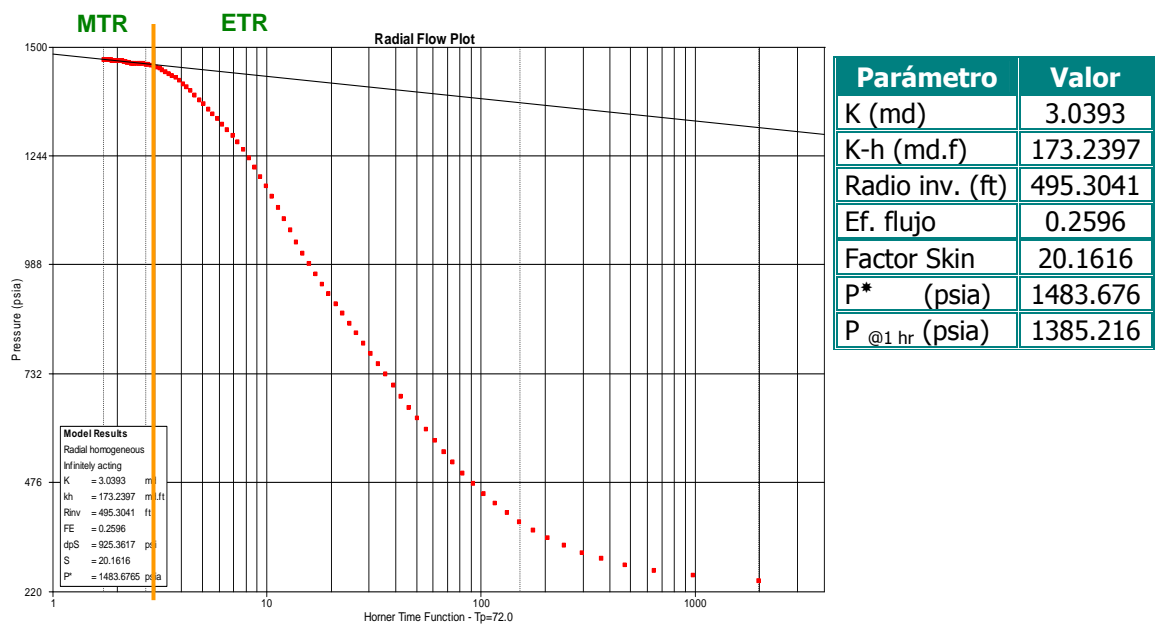
con los efectos dinámicos del pozo, de acuerdo a la confirmación ilustrada en la figura 130, donde se muestra la derivada primaria de la presión (DPP), en que la pendiente de la curva, en todo momento no decrece continuamente, presentando un incremento al final de la curva.

**Figura 127. Gráfico cartesiano del pozo Colorado 53.**



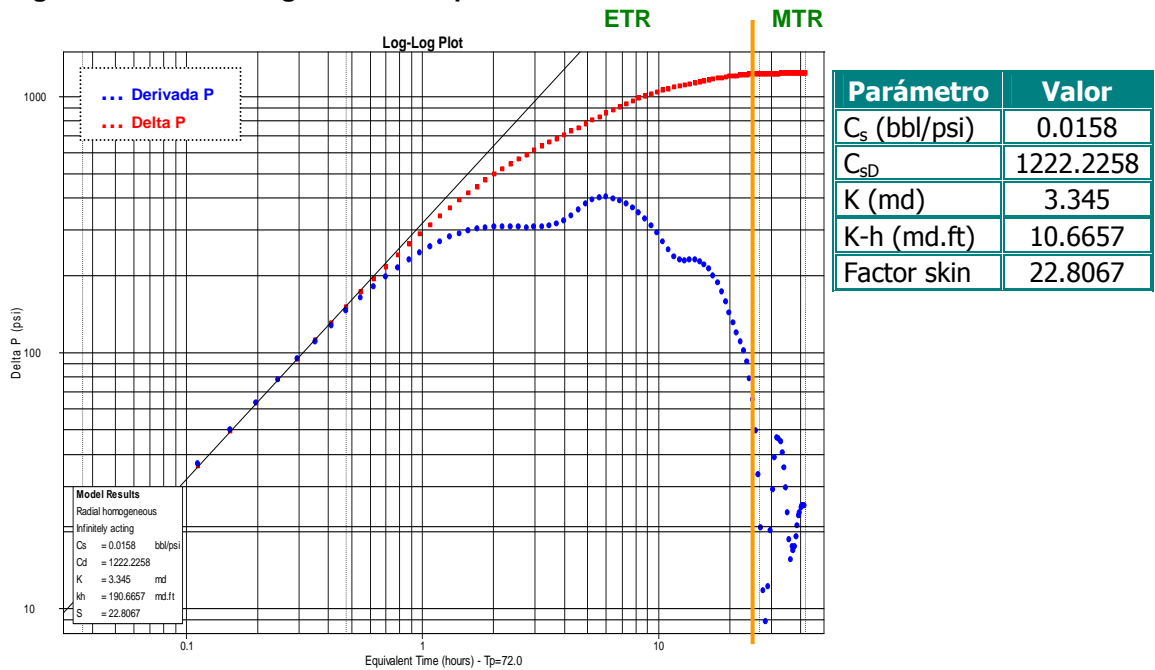
Fuente: Software PanSystem.

**Figura 128. Gráfico semilogarítmico del pozo Colorado 53.**



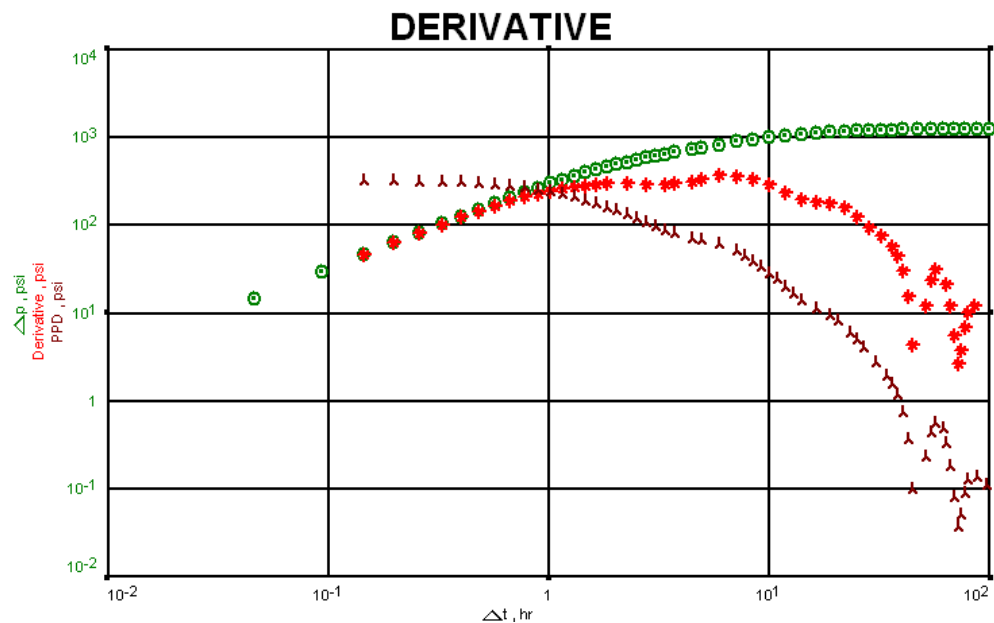
Fuente: Software PanSystem.

Figura 129. Gráfico logarítmico del pozo Colorado 53.



Fuente: Software PanSystem.

Figura 130. Gráfico de la derivada primaria de la presión (DPP), del pozo Colorado 53.



Fuente: Software F.A.S.T. Welltest.

Una vez interpretados los pozos de la zona C del campo Colorado, en la tabla 18 se muestran los valores correspondientes a las principales propiedades obtenidas por las pruebas probados en esta zona.

**Tabla 18. Resultados de las pruebas de presión de los pozos de campo Colorado, zona C.**

<b>Resultados de las pruebas de presión de los pozos del campo Colorado – Zona C</b>						
<b>Pozo</b>	<b>Coefficiente de Almacenamiento (bbl/psi)</b>	<b>Permeabilidad (md)</b>	<b>Factor Skin</b>	<b>Presión P* (psia)</b>	<b>Eficiencia de flujo</b>	<b>IP (bbl/d/psi)</b>
COL 11	0.0168	0.7624	13.8416	2224.5476	0.3798	0.103
COL 28	0.0246	1.0401	1.2033	1283.9562	0.8579	0.0759
COL 33	0.00419	14.6131	12.87	1539.4976	0.4177	0.418
COL 36	0.0080687	---	---	---	---	---
COL 40	0.0239	10.2486	33.4264	1720.5049	0.2370	0.147
COL 49	0.0371	44.891	11.7947	2231.7633	0.4140	0.139
COL 52	0.00053388	1.6486	0.6729	1899.5219	0.9162	0.555
COL 53	0.016	3.0393	20.1616	1483.6765	0.2596	0.0677

Fuente: Autor del proyecto.

## CONCLUSIONES

- Se logró implementar una metodología ordenada y lógica utilizando técnicas modernas de análisis para interpretar, con mayor claridad, las pruebas de transiente de presión, PBU y PDD, como indicador fundamental de la productividad, facilitando la descripción de las propiedades del yacimiento y del pozo, definidas en un modelo representativo.
- En la metodología, se suavizó la curva de datos, presión contra tiempo, en las pruebas de presión por medio del refinamiento, facilitando la identificación y visualización de las regiones de tiempos, en los gráficos de diagnóstico; permitiendo así mayor claridad en el análisis interpretativo y lográndose mejores resultados en los parámetros característicos.
- La implementación de la metodología para interpretar pruebas de presión en un campo maduro, es de gran importancia, como en el caso del campo Colorado, que con su reinterpretación, se alcanzaron resultados significativos de las propiedades petrofísicas del campo, objetivo que no se había desarrollado.
- De acuerdo al estudio del campo Colorado se estableció el comportamiento histórico de la presión de la formación Mugrosa, zonas B y C, en el que no se encontró una continuidad bien definida en el descenso de presiones; y adicionalmente se realizó una tendencia de las presiones estáticas, en la estructura del campo, visualizándose un poco potencial como mecanismo de empuje para la recuperación de hidrocarburos, debido que estas presiones están por debajo de la presión de burbuja.

## RECOMENDACIONES

- Implementar la metodología para reinterpretar las pruebas de presión en otros campos maduros que aún no han sido estudiadas con la aplicación de técnicas modernas de análisis, para confirmar los resultados obtenidos de las propiedades del yacimiento y del pozo.
- Con el propósito de garantizar la validez de los resultados obtenidos en las propiedades del campo Colorado se sugiere que se realicen pruebas de presión en la actualidad, debido a que los estudios realizados proceden de datos de pruebas antiguas.
- Integrar entre sí los diferentes estudios que se han realizado en campo Colorado, incluyendo el presente, complementando así la base de datos de las propiedades que caracterizan el yacimiento, que permitan hacer más eficiente las investigaciones futuras.
- Dar continuidad a los diferentes estudios de presiones del campo escuela Colorado haciendo uso de herramientas y técnicas accesibles que se ajusten a las condiciones al campo, de tal manera que ayuden a fortalecer el desarrollo investigativo.
- Incrementar la base de datos de presiones en campo Colorado, lo que se hace posible al correr pruebas, que aportarán datos de presión en la formación; ya que en la actualidad no se cuenta con la cantidad suficiente de información que facilite un adecuado estudio de yacimientos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. RAMÍREZ, Dairo y RODRÍGUEZ, Richard, “Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión”, Tomo I, Tesis de grado, UIS, 1996.
2. TRIANA, Raúl L., y RUEDA, Jesús A., “Análisis de Convolución de Pruebas de Presión en Piedemonte Llanero”, Tesis de grado, Universidad de las Américas, 2005.
3. LEE, John, “Well Testing”, Society of Petroleum Engineers of AIME, First Printing, New York, 1982.
4. SAIDIKOWSKI, Ronald M., “Numerical Simulations of the Combined Effects of Wellbore Damage and Partial Penetration, Paper SPE 8204, 1979.
5. NITTERS, Gerrit et al., Structured Approach to Advanced Candidate Selection and Treatment Design of Stimulation Treatments, Paper SPE 63179, Dallas, TX, 2000.
6. GOLAN, M. and WHITSON, C. H.: “Well Performance”, Prentice Hall, Englewood’s Cliffs, NJ, Second Edition (1991).
7. MOLINA, Miguel D., “Determinación de la presión promedia en yacimientos naturalmente fracturados utilizando las técnicas de síntesis directa de Tiab”, Tesis de grado, UIS, 2004.
8. HORNER, D.R., “Pressure Build-up in Wells”, Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.

9. GALLARDO, Enrique y VALDERRAMA Sonia, "Análisis de modelos sintéticos de yacimientos utilizando técnicas modernas de interpretación de pruebas de presión", Tesis de grado, UIS, 1999.
10. AGARWAL, R.G., and RAMEY, H.J., "An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: I analytic treatment", SPE, AIME 249, March 1970.
11. BOURDET, Dominique, AYOUB, J.A., PIRARD, Y.M., "Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation", SPE 12777, 1989.
12. TIAB, Djebbar, "Analysis of Pressure and Pressure Derivatives without Type-Curve Matching: I-Skin and Wellbore Storage", U. of Oklahoma, SPE 24426, April 1993.
13. KUCHUK, F. J., "Applications of Convolution and Deconvolution to Transient Well Tests" Schlumberger, SPE 16394, December 1990.
14. Informe Colorado 2003., "Diagnostico y Estrategias de Recobro", ECOPETROL S.A., El Centro, Barrancabermeja, Diciembre de 2003.
15. MOHAGHEGH, S.D, GASKARI, R., "A New Method for Production Data Analysis to identify New Opportunities in Mature fields, Methodology and Application", SPE West Virginia U., 2005.
16. BABADAGLI, T., Mature Field Development, A review, U. of Alberta, Paper SPE 93884, 2005.
17. VERNON, Breit, and DOZZO, Joe, "State-of-the-Art" Integrated Studies Methodologies-An Historical Review, Paper SPE 87032, 2004.

18. BARTMAN, Bob, "Las presiones de las operaciones de perforación y producción", Oilfield Review Spring, Schlumberger, 2005.
19. SIERRA, J. y SUÁREZ, W., Plan integral de desarrollo de campos maduros, Tesis de grado, UIS, 2007.
20. Información de Yacimientos Campo Colorado, "Diagnostico y Estrategias de Recobro", ECOPETROL S.A., Barrancabermeja, Diciembre de 2003.
21. CHAPRA, Steven C. and CANALE Raymond P., Métodos Numéricos para Ingenieros, MCGRAW-HILL, México, 2003.
22. ESCOBAR Freddy H., NAVARRETE Juan M. y LOSADA Hernán D., "Evaluation of Pressure Derivative Algorithms for Well -Test Analysis", Universidad Surcolombiana, Hydrocarbon Services Ltd, SPE 86936, Marzo 2004.
23. Software MATLAB® 6.5.
24. Software de Análisis de Pruebas de Pozo PanSystem 3.1.
25. Software Marisoft Digitizer Version 3.3.
26. MATTAR, L., ZAORAL, K., "The Primary Pressure Derivative (DPP) – A New Diagnostic Tool in Well Test Interpretation", Journal of Canadian Petroleum Technology, 1992.

## BIBLIOGRÁFICA

AGARWAL R.G.: "A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves Are Used to Analyze Pressure Build-up and Other Test Data, SPE 9289, 1980.

BOURDET, Dominique, AYOUB, J.A., and PIRARD Y.M., "*Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation*", SPE 12777, 1989.

CHAPRA, Steven C. and CANALE Raymond P., *Métodos Numéricos para Ingenieros*, McGraw-Hill, México, 2003.

DIEZT, D.N., "Determination of average reservoir pressure from Build-up surveys", J. Pet. Teach., AIME 234, 1965.

DJEBBAR Tiab, "Analysis of Pressure and Pressure Derivatives without Type-Curve Matching: I-Skin and Wellbore Storage", U. of Oklahoma, Society of Petroleum Engineers, SPE 25426-MS, April 1993.

EARLOUGHER, Robert C., Jr.: *Advances in Well Test Analysis*, Monograph Series, SPE, Richardson, TX 1977.

ESCOBAR, Freddy H., *Análisis Moderno de Presiones de Pozo*, Universidad Surcolombiana, Neiva -Huila, Noviembre de 2003.

GOMEZ, Luís G., *Análisis Avanzado de Presiones de Fondo*, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 1991.

GRINGARTEN Alain C., *From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis*, , SPE 102079, Septiembre 2006.

HORNE, Roland N.: *Modern Well Test Analysis*, Stanford University, segunda edición, Petroway, Inc., Palo Alto, California, 1995.

Informe de yacimientos, Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Universidad Industrial de Santander, 2003.

LEE, John W., *Well Testing*, Monographic Texas A&M University, SPE Textbook Series, No. 1, SPE Dallas 1982.

MATTAR, Louis, “Derivate Analysis without Type Curves”, Petroleum Society of CIM Journals, Fekete Associates Inc, 1997.

MATTHEWS, C.S., BRONS A.B. and HAZEBROEK, P., “A method for determination of average pressure in a bounded reservoir”, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.

Manual PanSystem v3.1.1 - © *Edinburgh Petroleum Services Limited* 2003.

MILLER C.C., DYES A.B. and HUTCHINSON C.A., The estimation of permeability and reservoir pressure from bottom hole pressure Build-up characteristics”, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.

NAKAMURA, Shoichiro, Métodos numéricos aplicados con software, Pearson Prentice Hall, United States 1992.

RAMÍREZ, Dairo y RODRÍGUEZ, Richard, “Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión”, Tomo II, Tesis de grado, UIS, 1996

RAMEY H.J., and COBB W.M., “A general pressure Build-up theory for a well in a closed drainage area”, J. Pet. Teach., AIME 251, 1971.

## **ANEXOS**

### **ANEXO A. MODELOS DE YACIMIENTO MÁS FRECUENTES DE ACUERDO A LAS RESPUESTAS DE LA CURVA DE LA DERIVADA DE PRESIÓN**



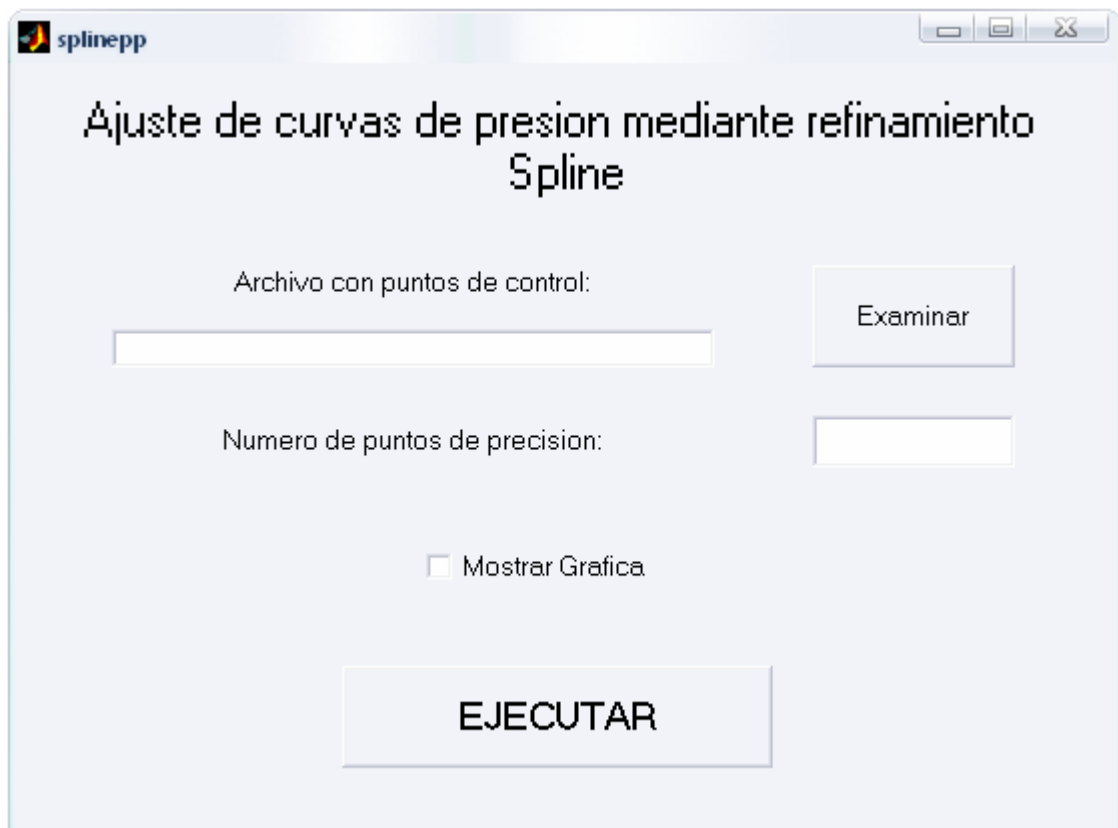
**ANEXO B. HERRAMIENTA SPLINEPP PARA EL AJUSTE DE CURVA DE  
LAS PRUEBAS DE PRESIÓN**

## Herramienta digital SPLINEPP - Manual del usuario

SPPLINEPP es una herramienta construida en el software Matlab<sup>®</sup> 6.5, la cual contiene el algoritmo de la función spline utilizada para el refinamiento de la curva, presión contra tiempo, para las pruebas de presión.

El usuario puede tener acceso al programa por medio de la carpeta C:\MATLAB6p5\work\Herramienta\_spline ejecutándolo en el comando window de Matlab a través “*splinepp*”. Una vez se ejecuta el programa, aparece la ventana principal como ilustra la figura C.1.

**Figura C.1. Herramienta SPLINEPP, Ventana principal.**



En el menú principal se encuentra el botón “Examinar”, el cual permite importar los datos, presión contra tiempo, de la prueba de presión en formato de

texto .dat o .txt, como ilustra la figura C.2, lo cual el programa efectúa el respectivo refinamiento de curva por medio de la interpolación entre los puntos en el botón “Ejecutar”.

**Figura C.2. Datos importados de la prueba de presión.**



Tiempo (hr)	Presión (psia)
0.0000	3723.60
0.0004	3725.09
0.0010	3727.35
0.0015	3729.55
0.0026	3733.02
0.0067	3746.68
0.0106	3759.27
0.0169	3777.73
0.0431	3838.04
0.1095	3920.55
0.2785	3977.04
0.7082	3997.20
1.1292	4004.64
2.8712	4018.87
4.5783	4025.72
7.3004	4032.32
11.8408	4038.63
29.5981	4049.68
47.1957	4053.76
75.2561	4056.10
120.000	4056.88

Para obtener una mayor cantidad de puntos, se utiliza la instrucción “número de puntos de precisión”, como se ve en la figura C.1. Cuando el usuario escoge el número de puntos, se ejecuta la función spline, la cual permite hacer el ajuste de curva por medio de las interpolaciones de los datos, presión contra tiempo. Una vez se ha realizado las interpolaciones respectivas, se obtienen los nuevos datos de la prueba de presión para su análisis e interpretación, como ilustra la figura C.3; el archivo de texto se guarda en la carpeta de trabajo de Matlab como archivo de texto .txt llamado “Sol\_Spline.txt”.

Finalmente la herramienta tiene la opción de mostrar el gráfico de la curva de presión con el ajuste respectivo que se obtuvo como ilustra la figura C.4.

Figura C.3. Datos nuevos de la prueba de presión exportados por la herramienta.

Tiempo (hr)	Presion (psia)	Tiempo (hr)	Presion (psia)
0.000	3723.6	0.1883	3959.47
0.0001178	3723.92	0.24709	3972.67
0.00024274	3724.36	0.32342	3981.73
0.00038834	3725.03	0.4223	3988.06
0.0005726	3725.86	0.55009	3992.96
0.00081801	3726.73	0.71488	3997.35
0.0011524	3727.98	0.92691	4001.54
0.0016105	3730	1.1991	4005.58
0.0022368	3732.01	1.5479	4009.53
0.0030889	3734.53	1.9937	4013.38
0.0042428	3738.53	2.5623	4017.17
0.0057992	3743.75	3.286	4020.88
0.0078914	3750.56	4.205	4024.49
0.010696	3759.57	5.3694	4028.02
0.014444	3770.81	6.8413	4031.43
0.01944	3784.63	9.7994	4036.23
0.026081	3801.56	11.035	4037.74
0.034886	3821.57	13.97	4040.77
0.046526	3844.37	17.651	4043.84
0.061872	3869.3	22.258	4046.68
0.32342	3981.73	86.311	4056.45
0.4223	3988.06	107.56	4056.78
0.55009	3992.96	120	4056.88

Figura C.4. Ajuste de la curva de presión a través de la herramienta.

