

**INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE ASCENSO DE PRESIÓN EMPLEANDO
TÉCNICAS CONVENCIONALES Y MODERNAS: APLICACIÓN CAMPOS
GALÁN Y GALA**



**OSCAR FERNANDO LÓPEZ SILVA
STEFANIA DEL PILAR SILVA GAVIRIA**

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

2009

**INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE ASCENSO DE PRESIÓN EMPLEANDO
TÉCNICAS CONVENCIONALES Y MODERNAS: APLICACIÓN CAMPOS
GALÁN Y GALA**

**OSCAR FERNANDO LÓPEZ SILVA
STEFANIA DEL PILAR SILVA GAVIRIA**

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

Director

Jorge Andrés Sachica

Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad
Gerencia Regional Magdalena Medio ECOPETROL S.A

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

2009

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1 FUNDAMENTOS DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	3
1.1 DEFINICIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN	3
1.2 ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD	4
1.3 VARIABLES ADIMENSIONALES.....	6
1.4 CONCEPTOS FUNDAMENTALES	7
1.4.1 EFECTO DE DAÑO	7
1.4.2 ALMACENAMIENTO	11
1.4.3 REGÍMENES DE FLUJO	14
1.4.4 GEOMETRÍA DE FLUJO	16
1.4.5 PERIODOS DE FLUJO.....	21
1.4.6 DIAGNOSTICO DE RÉGIMEN	22
1.5 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	22
1.5.1 PRUEBAS DE TRASIENTE DE PRESIÓN.....	22
1.5.1.1 Pruebas de restauración de presión o BuildUp (PBU)	23
1.5.1.2 Pruebas de descenso de presión o Drawdown ³ (PDD).....	24
1.5.2 PRUEBAS COMPLEMENTARIAS.....	25
1.5.2.1 Pruebas de inyección.....	25
1.5.2.2 Pruebas de Falloff.....	25
1.5.2.3 Pruebas de interferencia	26
1.5.2.4 Prueba DrillStem test (DST).....	27
1.6 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	30
1.6.1 MÉTODOS CONVENCIONALES.....	32
1.6.1.1 Método de Horner (yacimiento Infinito).	33
1.6.1.2 Método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH).	42
1.6.1.3 Método Extendido de Muskat.....	45
1.6.2 MÉTODOS MODERNOS.....	52

1.6.2.1	Curvas Tipo.....	52
1.6.2.2	Técnica de Síntesis Directa de Tiab –TDST.....	65
1.7	PRESIÓN PROMEDIA (<i>P</i>).....	86
1.7.1	<i>DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN PROMEDIA</i>	87
1.7.1.1	Método de MILLER-DYES-HUTCHINSON – MDH (1950).....	87
1.7.1.2	Método de MATTHEWS, BRONS Y HAZEBROEK - MBH (1954).	

89

2	CAMPOS GALÁN Y GALA.....	93
2.1	GENERALIDADES DEL ÁREA.....	93
2.2	HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPOS GALA-CARDALES.....	96
2.3	HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN–SAN SILVESTRE	98
2.4	HISTORIA DE PRESIONES DE LOS CAMPOS.....	101
2.4.1	<i>PRESIONES ORIGINALES</i>	101
2.4.2	<i>PRUEBAS DE PRESIÓN REALIZADAS</i>	102
2.4.3	<i>INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN</i>	103
2.4.4	<i>DECLINACIÓN DE LA PRESIÓN</i>	103
2.4.4.1	Campo Gala – Zona B.....	103
2.4.4.2	Campo Gala – Zona C.....	104
2.4.4.3	Campo Gala – Zona D.....	105
2.4.4.4	Campo Galán – Zona B.....	105
2.4.4.5	Campo Galán – Zona C.....	107
3	METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN LOS CAMPOS GALÁN Y GALA.....	108
3.1	PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.....	109
3.2	PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN EN PANSYSTEM.....	110
3.2.1	<i>PREPARACIÓN DE LOS DATOS</i>	110
3.2.2	<i>ANÁLISIS DE LOS DATOS DE LA PRUEBA</i>	117
3.2.3	<i>GRÁFICA LOGARÍTMICA</i>	119

3.2.4	GRÁFICA SEMILOGARÍTMICA.....	120
3.2.5	GRÁFICA CARTESIANA	121
3.2.6	CURVAS TIPO.....	122
3.2.7	CURVAS IPR.....	125
4	INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN – APLICACIÓN CAMPOS GALÁN Y GALA.....	129
4.1	INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALÁN 133.	132
4.2	INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALÁN 135.	139
4.3	INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO CARDALES 1N.....	145
4.4	INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALA 6.....	151
4.5	INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALA 14.....	157
4.6	INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALA 15.....	164
	CONCLUSIONES.....	172
	RECOMENDACIONES.....	174
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	175
	BIBLIOGRAFÍA.....	177
	ANEXO A.....	180
	ANEXO B.....	181
	ANEXO C.....	185
	ANEXO D.....	193

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Efecto del daño en la cara del pozo.....	8
Figura 2. Flujo Radial.....	16
Figura 3. Respuesta de un PDD de un pozo vertical totalmente completado.	17
Figura 4. Flujo Lineal.	18
Figura 5. Respuesta de un PDD de un pozo vertical completado con fractura vertical de conductividad infinita.	18
Figura 6. Flujo Bilineal.....	19
Figura 7. Respuesta de un PDD de un pozo vertical completado con fractura vertical de conductividad finita.	19
Figura 8. Flujo Esférico.	20
Figura 9. Respuesta de un PDD de un pozo parcialmente completado.....	20
Figura 10. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en PBU.....	23
Figura 11. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en PDD.....	24
Figura 12. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en una prueba de Inyección.....	25
Figura 13. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en una prueba de Falloff.....	26
Figura 14. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en una prueba de interferencia.	27
Figura 15. Carta convencional de DST.....	28
Figura 16. Comportamiento de la tasa de producción en un PBU ideal.....	31
Figura 17. Comportamiento de la presión en un PBU ideal.	31
Figura 18. Comportamiento de la presión (Gráfico de Horner).	35
Figura 19. Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.....	36
Figura 20. Influencia del almacenamiento en forma de “S”.....	37
Figura 21. PBU para un pozo hidráulicamente fracturado.	39
Figura 22. Determinación de P_{1hr}	41
Figura 23. Determinación de la presión original del yacimiento P_i	42
Figura 24. Tiempo adimensional, al final de la recta de Horner.....	45
Figura 25. Tiempo adimensional, al final de la recta de MDH.....	47
Figura 26. Convenciones para geometría de áreas de drenaje de $(\Delta t_{DA})_{ESL}$ para las figuras 24 y 25.....	47
Figura 27. Valores de t_{pDA}	48
Figura 28. Presión adimensional de intercepción de Muskat para un pozo dentro de un yacimiento cuadrado.....	48
Figura 29. Gráfico del método de Muskat.	49

Figura 30. Factor de forma de Muskat, M_{SF}	49
Figura 31. Tiempo inicial y final en la recta de Muskat para pozo centrado en un yacimiento cuadrado.....	52
Figura 32. Líneas características de un gráfico logarítmico de presión y de la derivada de la presión vs el tiempo.....	68
Figura 33. Caso 1: LPU y la línea de acción infinita se observan.....	73
Figura 34. Caso 2: LPU no se observa.....	74
Figura 35. Caso 3: la línea de acción directa no se observan.....	76
Figura 36. Caso 4: LPU y la joroba no se observa.....	77
Figura 37. Puntos y líneas características de un yacimiento fracturado naturalmente con flujo interporoso en estado pseudoestable.....	80
Figura 38. Determinación del coeficiente de almacenamiento de la relación de derivada de presión de mínima a radial.....	84
Figura 39. Presión adimensional MDH, para yacimientos con geometría circular y cuadrada.....	88
Figura 40. P_{DMBH} para un pozo centrado en un yacimiento de área de drene equilátero.....	90
Figura 41. P_{DMBH} para un pozo centrado en un yacimiento de área de drene rectangulares.....	92
Figura 42. Ubicación geográfica de los campos Gala y Galán.....	93
Figura 43. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena...96	
Figura 44. Historia de producción de fluidos en el Campo Gala-Cardales.....	97
Figura 45. Producción Diaria de Aceite y # Pozos Campo Gala-Cardales.....	98
Figura 46. Historia de producción de fluidos del Campo Galán.....	99
Figura 47. Producción Diaria de Aceite y # Pozos Campo Galán.....	100
Figura 48. Comportamiento de la Presión Campo Gala Arena B.....	104
Figura 49. Comportamiento de la Presión Campo Gala Arena C.....	105
Figura 50. Comportamiento de la Presión Campo Galán Arena B.....	106
Figura 51. Comportamiento de la Presión Campo Galán Arena C.....	107
Figura 52. Archivo de Texto con los datos de la Prueba.....	111
Figura 53. Carga de Datos.....	112
Figura 54. Importar Datos Word Pad.....	112
Figura 55. Ajuste de Unidades.....	113
Figura 56. Gráfica General de la Prueba.....	113
Figura 57. Descripción de la formación.....	114
Figura 58. Parámetros de los Fluidos del Yacimiento.....	115
Figura 59. Parámetros del Pozo.....	115
Figura 60. Periodos de Flujo durante una Prueba.....	116
Figura 61. Tabla de los Cambios de Tasas durante la Prueba.....	116

Figura 62. Comandos Para la selección de tiempos de flujo.	117
Figura 63. Barra de Tareas para el Análisis.	118
Figura 64. Selección del Modelo de flujo y de Fronteras.	118
Figura 65. Gráficas de Presión y su Derivada en Coordenadas Logarítmicas.	119
Figura 66. Gráfica de Presión Vs Tiempo en Coordenadas Semilogarítmicas. ...	120
Figura 67. Referencia a la presión inicial activada.	121
Figura 68. Datos de Presión Vs Tiempo en Coordenadas Cartesianas.	122
Figura 69. Comandos Utilizados en el Macheo con Curvas Tipo.	122
Figura 70. Selección de la Curva Tipo.	123
Figura 71. Macheo con Curvas Tipo McKinley.	124
Figura 72. Macheo con Curvas Tipo Td/Cd en pozo Fracturado.	124
Figura 73. Representación esquemática de las Curvas IPR.	126
Figura 74. Carga de Datos necesarios para generar la Curva IPR.	128
Figura 75. Resultados de la Curva IPR.	128
Figura 76. Estructura de los Campos y Ubicación de las Pruebas de Restauración.	131
Figura 77. Estado Mecánico del Pozo Galán 133.	134
Figura 78. Gráfica Cartesiana, Pozo Galán 133.	135
Figura 79. Gráfica de Horner, Pozo Galán 133.	135
Figura 80. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Galán 133.	136
Figura 81. Macheo Realizado con Curvas Tipo, Galán 133.	136
Figura 82. Análisis realizado por la Técnica de Síntesis Directa de Tiab, Pozo Galán 133.	137
Figura 83. Curva del Índice de Productividad de la Formación probada, Pozo Galán 133.	138
Figura 84. Estado mecánico del pozo Galán 135.	141
Figura 85. Gráfica Cartesiana, Pozo Galán 135.	142
Figura 86. Gráfica de Horner, Pozo Galán 135.	142
Figura 87. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Galán 135.	143
Figura 88. Análisis realizado por la Técnica De Síntesis Directa de Tiab.	143
Figura 89. Curva del Índice de productividad de la formación probada, Pozo Galán 135.	145
Figura 90. Estado mecánico del Pozo Cardales 1N.	146
Figura 91. Gráfica Cartesiana, Pozo Cardales 1N.	149
Figura 92. Gráfica de Horner, Pozo Cardales 1N.	149
Figura 93. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Cardales 1N.	150
Figura 94. Curva del Índice de productividad de la Formación probada, Pozo Cardales 1N.	151
Figura 95. Estado mecánico del Pozo Gala 6.	153

Figura 96. Gráfica Cartesiana, Pozo Gala 6.	154
Figura 97. Gráfica de Horner, Pozo Gala 6.....	155
Figura 98. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Gala 6.....	155
Figura 99. Curva del Índice de productividad de la formación probada, Pozo Gala 6.....	157
Figura 100. Estado mecánico del Pozo Gala 14.	160
Figura 101. Gráfica Cartesiana, Pozo Gala 14.	161
Figura 102. Gráfica de Horner, Pozo Gala 14.....	161
Figura 103. Gráfica para régimen de Flujo Lineal, Pozo Gala 14.	162
Figura 104. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Gala 14.....	162
Figura 105. Macheo Realizado con Curvas Tipo, Pozo Gala 14.....	163
Figura 106. Curva del Índice de productividad de la formación probada, Pozo Gala 14.....	164
Figura 107. Estado mecánico del Pozo Gala 15.....	166
Figura 108. Gráfica Cartesiana, Gala 15.....	168
Figura 109. Gráfica de Horner, Pozo Gala 15.....	168
Figura 110. Gráfica de Flujo Bilineal. Pozo Gala 15.	169
Figura 111. Gráfica de la Derivada de la Presión, Gala 15.....	169
Figura 113. Curva del Índice de Productividad de la formación probada, Pozo Gala 15.....	171

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factor de forma para varios arreglos de pozo y geometrías de yacimiento.	91
Tabla 2. Propiedades principales por arena.....	95
Tabla 3. Presiones Originales Promedio.....	101
Tabla 4. Propiedades Petrofísicas Necesarias para el Análisis.	130
Tabla 5. Parámetros necesarios para el Análisis de la prueba de Restauración, Pozo Galán 133.	132
Tabla 6. Valores obtenidos para algunas Propiedades mediante diferentes Métodos de análisis, Pozo Galán 133.....	137
Tabla 7. Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración de presión, Pozo Galán 135.....	139
Tabla 8. Valores obtenidos para algunas de las propiedades mediante los diferentes métodos de análisis utilizados, Pozo Galán 135.	144
Tabla 9. Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración, Pozo Cardales 1N.....	146
Tabla 10. Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración, Pozo Gala 6.	152
Tabla 11. Valores obtenidos para algunas propiedades mediante diferentes métodos de análisis, Pozo Gala 6.....	156
Tabla 12. Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración, Pozo Gala 14.	158
Tabla 13. Valores obtenidos para algunas propiedades mediante diferentes métodos de análisis, Pozo Gala 14.....	163
Tabla 14 Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración, Pozo Gala 15.	165
Tabla 15. Valores obtenidos para algunas propiedades mediante diferentes métodos de análisis, Pozo Gala 15.....	170
Tabla 16. Resultados de las pruebas de restauración de presión analizadas.	171

RESUMEN

TITULO: INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE ASCENSO DE PRESIÓN EMPLEANDO TÉCNICAS CONVENCIONALES Y MODERNAS: APLICACIÓN CAMPOS GALÁN Y GALA.*

AUTORES: OSCAR FERNANDO LÓPEZ SILVA
STEFANIA DEL PILAR SILVA GAVIRIA****

PALABRAS CLAVES: Pruebas de Presión, análisis e interpretación de pruebas de restauración, Campo Galán, Campo Gala

En el presente trabajo se realizó el análisis e interpretación de las pruebas de restauración de presión obtenidas durante el año 2008 y comienzo del 2009, empleando técnicas convencionales y modernas con el fin de aportar información importante y necesaria tal como la identificación del modelo representativo de yacimiento, caracterizar el flujo de fluidos, cuantificar el almacenamiento y algunas propiedades petrofísicas de yacimiento.

Inicialmente se recopiló información geológica, petrofísica y propiedades PVT, que caracterizan tanto los yacimientos de la zona, como los fluidos presentes en estos. Además se reconstruyó la historia de producción y de presiones de los campos Galán y Gala; Todo esto, con el fin de tener un mejor conocimiento tanto de los yacimientos como de los fluidos de producción y así poder realizar un análisis y una interpretación más acertada de las pruebas.

Posteriormente se realizó el respectivo análisis de las pruebas mediante diferentes métodos, entre los que se encuentran el análisis de Horner, la técnica de la Derivada y análisis por curvas tipo usando el software PanSystem® siendo el mismo que utiliza Ecopetrol S.A para el análisis de todas las pruebas de presión realizadas en sus pozos. También se analizaron algunas pruebas mediante la técnica síntesis directa de Tiab con ayuda del Microsoft Excel 2007 para la obtención de las gráficas correspondientes.

Finalmente se llevó a cabo la interpretación de las pruebas, teniendo como base los resultados obtenidos mediante el análisis de la prueba, historia del pozo donde se encontró información geológica y estructural de la zona. Además de la interpretación realizada, se construyó una curva del índice de productividad para cada una de las zonas probadas, teniendo como base los resultados obtenidos con el fin de tener un indicativo de la productividad de cada intervalo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ing. Jorge Andrés Sachica.

ABSTRACT

TITLE: INTERPRETATION OF BUILD-UP PRESSURE TESTS BY THE USE OF CONVENTIONAL AND MODERN TECHNIQUES: APLICACION GALÁN AND GALA OILFIELD.

AUTHORS: OSCAR FERNANDO LÓPEZ SILVA
STEFANIA DEL PILAR SILVA GAVIRIA****

KEYWORDS: Pressure Tests, Analysis and Interpretation Pressure Build Up Tests, Galán Oilfield, Gala Oilfield.

In the actual work, an analysis and interpretation of the pressure build-up were realized on the tests obtained during 2008 and the beginning of 2009, applying conventional and modern techniques, in order to provide important and necessary information such as the identification of the representative model for the reservoir, characterize the flow of fluids, quantify the storage and some petrophysics properties of the reservoir.

Initially geological, petrophysical and PVT properties information was collected, which characterized the reservoirs of the zone, as well as the fluids storage. Also the history of production and pressure of the oilfields Galán and Gala was reconstructed; All this in order to obtain a better knowledge of the reservoir and its fluids, and then realize an analysis and a more accurate interpretation of the tests.

Subsequently the respective analysis of the tests was made by the different methods, including the Analysis of Horner, the Technique of the Derivate and the Analysis of the Type curves using the Software PanSystem® being the same software used by ECOPETROL S.A. for the analysis of every pressure test realized on its wells. Also, some other tests were analyzed by the technique of direct synthesis of Tiab with the help of Microsoft Excel 2007 for the obtaining of the corresponding graphics.

Finally an interpretation of the tests was carried out, having as a base the results obtained in the analysis of the test, history of the well were geological and structural information was found. Besides the realized interpretation, a curve was constructed for the productivity index for each one of the tested zones, based in the results obtained in order to get an indicative of the productivity of each interval.

* Undergraduate Project

** Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering.
Director: Ing. Jorge Andrés Sachica.

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta que alrededor de una tercera parte del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 25 años de longevidad, y sumado a que cada día se hace más difícil y costoso encontrar grandes yacimientos debido a las condiciones geológicas, económicas y estratégicas; las compañías petroleras entre las cuales se encuentra ECOPETROL S.A, han puesto su atención nuevamente en los campos maduros para tratar de mantener el mayor tiempo posible la autosuficiencia petrolera del país.

Galán y Gala son campos cuyos desarrollo se ha mantenido por cerca de 40 años con 40.6 millones de barriles de petróleo producidos hasta la fecha y un factor de recobro estimado del 12.8%, de cuatro yacimientos productores (Zonas A, B, C y D). Aunque estos son campos maduros, debido a las limitaciones operacionales que en el pasado representaba el bombeo mecánico, los yacimientos no cuentan con una buena historia de presiones. Durante muchos años las pruebas de presión fueron reemplazadas por medidas de nivel de fluido efectuadas con la herramienta "Echometer". Sin embargo, durante la campaña de perforación efectuada en el primer semestre del 2004 se hizo evidente la diferencia existente entre medidas tomadas con el Sonolog y las presiones registradas en los nuevos pozos por medio de las pruebas de presión. Considerando la importancia de adquirir información de yacimiento, Ecopetrol S.A optó por efectuar pruebas de presiones al menos en todos los pozos perforados a partir de la campaña del 2004, para la obtención de datos que contribuyan en la evaluación y el seguimiento de los proyectos, el control de los yacimientos, la visualización de oportunidades adicionales de desarrollo y a corto plazo que sirvan de base para el soporte de la perforación "infill", permitiendo identificar zonas depletadas o gasíferas y la generación de pronósticos para nuevos pozos.

En el caso de este trabajo, donde se analizaron e interpretaron las pruebas de restauración de presión tomadas durante el 2008 y principios del 2009, utilizando algunos de los métodos convencionales y modernos como lo son análisis de Horner y el análisis por curvas tipo respectivamente. Para esto se uso software especializado en pruebas de pozo como lo es PanSytem®, además por ser uno de los software de mayor aceptación en la industria del petróleo.

Además, para conocer y entender un poco más el comportamiento de la presión en esta área, se hizo una recopilación de los datos de presión obtenidos a lo largo de la historia de estos campos, con los cuales se puede observar el grado de compartimentalización presente a los largo de los yacimientos, a pesar de la poca cantidad de datos que se encontraron.

Con este trabajo, además de aportar información importante y necesaria de yacimiento que puede ser utilizada por Ecopetrol S.A en estudios posteriores, se pretende dejar de manera muy clara los elementos asociados entorno al análisis de las pruebas de restauración de presión, que facilite el aprendizaje a estudiantes de ingeniería de petróleos y personas en general.

1 FUNDAMENTOS DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

1.1 DEFINICIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Una prueba de presión se define como las mediciones continuas del comportamiento de la presión debido al cambio de caudal de producción o de inyección en un pozo de interés. Estas mediciones involucran el recorrido por el cual se transmite la onda de presión, desde el mismo yacimiento hasta llegar a la cara del pozo, sufriendo las alteraciones propias del daño de formación y almacenamiento de los fluidos en la tubería o revestimiento del pozo. ¹

Estas pruebas de presión se llevan a cabo en pozos de aceite y gas durante las etapas de perforación, del completamiento y de la producción. Los objetivos de estas pruebas varían desde el conocimiento de la capacidad de entrega del yacimiento, hasta la caracterización compleja del mismo.

La razón más importante para realizar una prueba de presión es que los datos recolectados son esenciales para el análisis y el mejoramiento del comportamiento del yacimiento, para la sustentación de predicciones y proyecciones en cuanto a la explotación, y para la implementación de nuevos esquemas de producción.

APLICACIONES DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN ¹

Con los datos obtenidos de una prueba de presión se pueden determinar importantes aspectos y parámetros de un yacimiento, como son:

- Presión promedio del área de drenaje.
- Identificación del modelo de yacimiento.
- Determinación del grado de comunicación entre dos zonas.
- Estimación del volumen poroso de un yacimiento.
- Detección y tipo de las heterogeneidades.
- Determinación del daño en un pozo.
- Evaluación de proyectos de fracturación y de recobro.

- 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.

1.2 ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD

El desarrollo de la ecuación de difusividad a partir de las ecuaciones parciales, que modelan el flujo inestable en medios porosos, es la base fundamental para el análisis y el diseño de una prueba de presión.

Para su obtención deben hacerse algunas suposiciones tales como:

- El medio poroso es homogéneo e isotrópico y su espesor es uniforme.
- Los fluidos y la roca muestran propiedades independientes de la presión.
- Los gradientes de presión son pequeños.
- Las fuerzas gravitacionales son despreciables.
- La geometría del flujo es radial y el flujo es laminar. ¹

Estas suposiciones se introducen a medida que se combinan los siguientes principios físicos.

- **Ley de flujo (Ley de Darcy):** establece la proporcionalidad entre la velocidad de flujo volumétrica por unidad de área transversal con el gradiente de potencial en la dirección del flujo en un mismo punto.

$$Q = \frac{-KA dP}{\mu * dL} \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

- Q = Flujo volumétrico (ft³/s).
- A = Área transversal (ft²) .
- μ = viscosidad del fluido (cp).

$K =$ permeabilidad (md).

$\frac{dP}{dL} =$ Gradiente de presión.

- **Ecuación de continuidad (Ley de conservación de masa):** La cual establece que cualquier cantidad física no se crea ni se destruye, solo se transforma.

La forma general de la ecuación de continuidad para flujo radial es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r \rho K_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \dots\dots\dots (2)$$

- **Ecuación de estado (Ecuación de compresibilidad):** debe ser acorde con el tipo de fluido que se trabaje y deben involucrar algunas dependencias de la presión.

Usando la ecuación de compresibilidad:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P}; \text{ siendo } \rho = F(V) \dots\dots\dots (3)$$

$$C = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P}; \quad C \partial P = \frac{1}{\rho} \partial \rho \dots\dots\dots (4)$$

Entonces:

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial x} = \frac{C \partial P}{\partial x}, \quad \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{C \partial P}{\partial t}, \quad \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial r} = \frac{C \partial P}{\partial r} \dots\dots\dots (5)$$

Y así llegar a la ecuación diferencial parcial:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_t}{0.000264k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

C_t = Compresibilidad pequeña e independiente de la presión (1/Psi).

k = Permeabilidad constante e isotrópica (md).

μ = Viscosidad independiente de la presión (cp).

\emptyset = Porosidad constante (Fracción).

1.3 VARIABLES ADIMENSIONALES

Las variables adimensionales toman un papel muy importante en el análisis de pruebas de pozos, debido a que su uso ayuda a simplificar los modelos de yacimiento, suministrando soluciones al modelo, que son independientes de cualquier sistema particular de unidades. ³

- La Presión adimensional en unidades de campo se define como:

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (P_i - P_{wf}) \dots\dots\dots (7)$$

Donde:

k = Permeabilidad (md)

h = Espesor (ft)

P_i = Presión inicial de yacimiento (psi)

P_{wf} = Presión de flujo del pozo (psi)

q = Tasa de producción (STB/día)

B = Factor volumétrico de formación (BBL/STB)

μ = Viscosidad (cp)

- El Tiempo Adimensional en unidades de campo se define como:

$$t_D = 0.000264 \frac{kt}{\Phi\mu C_t r_w^2} \dots\dots\dots (8)$$

Donde:

t = Tiempo (hr)

Φ = Porosidad (Fracción)

C_t = Compresibilidad Total (psi^{-1})

r_w = Radio de Pozo (ft)

El tiempo adimensional también se puede definir como:

$$t_D = 0.000264 \frac{kh}{\Phi\mu C_t A} \dots\dots\dots (9)$$

Donde:

A = πr_e^2 = Área del yacimiento

r_e^2 = Radio del yacimiento

- El radio adimensional se puede definir en cualquier sistema de unidades así:

$$r_D = \frac{r_e}{r_w} \dots\dots\dots (10)$$

1.4 CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.4.1 EFECTO DE DAÑO

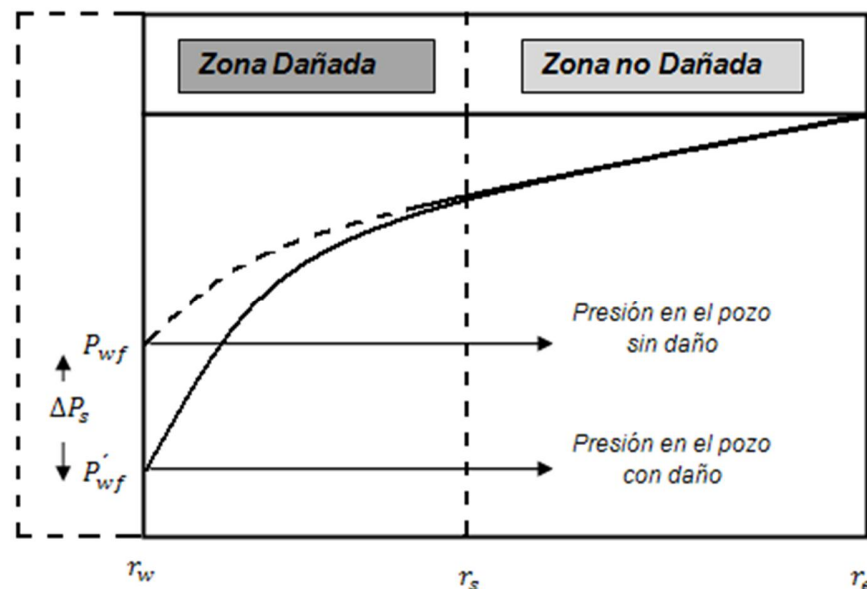
Es la alteración natural o inducida de las propiedades petrofísicas de la roca de formación. En muchos casos se han encontrado que la permeabilidad de la formación cercana a la cara del pozo es reducida debido al resultado de las operaciones de perforación y completamiento. La invasión por los fluidos de perforación, la dispersión de las arcillas, la presencia de una alta saturación de gas alrededor de la cara del pozo, el filtrado de lodo y de cemento, son algunos factores responsables de la reducción de la permeabilidad. Por lo tanto este efecto puede ser tenido en cuenta como una caída de presión adicional proporcional a la

tasa de producción. La zona donde se encuentra alterada la permeabilidad está relacionada con “El factor Daño”.

La importancia de la presencia de la zona de permeabilidad alterada se debe a los efectos que ejerce sobre los datos de presión recolectada durante la prueba y sobre la capacidad de producción del yacimiento como se muestra en la figura 1.

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.¹

Figura 1. Efecto del daño en la cara del pozo.



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

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.

La interpretación de un valor numérico del factor de daño puede resumirse como:

1. Un factor de daño positivo indica una restricción al flujo (por ejemplo, daño en la cara del pozo); a mayor valor del factor de daño más severa será la restricción.
2. Un factor de daño negativo indica estimulación; entre mayor sea el valor absoluto del factor de daño, la estimulación es más efectiva.
3. Condiciones diferentes a las del daño en el pozo pueden causar un factor de daño aparente.

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

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

$$r_{wa} = r_w e^{-2s} \dots\dots\dots (11)$$

- ✓ Calculo de la caída de presión adicional cerca a la cara del pozo: la caída de presión de dicha zona esta descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P = P_{wf \text{ Real}} - P_{(s=0)} \dots\dots\dots (12)$$

$$\Delta P_s = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} s = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} (0.869s) \dots\dots\dots (13)$$

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

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \text{Ln}\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \dots\dots\dots (14)$$

La ecuación anterior suministra alguna idea en el significado físico del signo del factor de 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 esta estimulado ($k_s > k$) será negativo; y más profunda la estimulación, mas 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.

$$E = \frac{J_{real}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P}{P^* - P_{wf}} \dots\dots\dots (15)$$

Donde P^* es la presión extrapolada en el gráfico de Horner y la cual puede ser reemplazado por \bar{P} .

Efecto del intervalo parcialmente perforado ⁴

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.

$$S_{total} = S_{verdadero} + S_{pseudo} \dots\dots\dots (16)$$

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.

1.4.2 ALMACENAMIENTO

Cuando un pozo es cerrado en superficie, el flujo continúa en el interior del pozo, comprimiendo el fluido almacenado. Este flujo posterior al cierre, es llamado "Postflujo" o "Almacenamiento en la cara del pozo", y es uno de los factores operacionales que más dificulta el reconocimiento de regímenes de flujo y que más incide en la interpretación de una prueba de restauración de presión. En algunos casos cuando la duración del almacenamiento o postflujo es prolongada, es difícil reconocer los efectos de frontera.⁶

El efecto de 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 descomprime los fluidos contenidos en este último, y no es apreciable en superficie puesto que allí la tasa parece constante.

La presencia de tal acumulación en la cara del pozo, ocasiona ciertas dificultades que afectan la realización y el 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 es el parámetro usado para cuantificar el efecto del fluido acumulado, se denota $C_s \left(\frac{bbl}{psi} \right)$ 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 (ΔP) y se escribe:

$$C_s = \frac{V}{\Delta P} \dots\dots\dots (17)$$

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

- Por balance de masa:

$$C_s = \frac{144A_{wb} g_c}{5.615\rho g} \dots\dots\dots (18)$$

Donde:

A_{wb} = Área transversal del pozo, en ft²

ρ = Densidad del fluido en la cara del pozo, en lb/ft³

$$q_{sf} = q + \frac{24C_s}{B} \frac{dP_w}{dt} \dots\dots\dots (19)$$

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

$$q_{sf} = q - q_i C_{sD} \frac{dP_S}{dt_D} \dots\dots\dots (20)$$

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

$$\frac{q_{sf}}{q} = 1 - C_{sD} \frac{dP_S}{dt_D} \dots\dots\dots (21)$$

- Evaluando las condiciones de la cara del pozo (compresibilidad), se puede aplicar la siguiente ecuación ¹:

$$C_s = V_{wb} C_{wb} \dots\dots\dots (22)$$

Donde:

C_{wb} = Es la compresibilidad del fluido almacenado en a cara del pozo, (psi⁻¹).

V_{wb} = Es el volumen de la cara del pozo abierto a la formación, (BBLs).

Los efectos del almacenamiento pueden llegar a ser despreciables en un en una prueba de Build-up, siempre y cuando el caudal del postflujo, sea menor del uno por ciento del caudal existente antes del cierre. Para un pozo productor con almacenamiento variable, el caudal del postflujo será:

$$q_{af} = \frac{24C_p}{B} \frac{dP_{ws}}{d(\Delta t)} \dots\dots\dots (23)$$

La regla de oro del caudal del “postflujo” es: verificar el almacenamiento de acuerdo al siguiente procedimiento:

Se estima el caudal del postflujo a diferentes tiempos de cierre.

- Sí $(q_{af}/q) \gg 0.01$ durante un segmento de línea recta, se tendrá una “falsa” recta semilogarítmica.
- Sí $(q_{af}/q) < 0.01$, entonces el caudal de afterflow no afectará los datos de la prueba.

En el diseño de una prueba de presión, es importante conocer la duración del periodo del postflujo, el cual se puede calcular de la siguiente manera:

$$\Delta t_{af} = 204 \frac{V_w}{(\rho/144)(g/g_c)} \frac{1}{B*J} \dots\dots\dots (24)$$

Donde el índice de productividad (J) se calcula de la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{(P_i - P_{wf})} \dots\dots\dots (25)$$

En cuanto al cálculo del tiempo inicial en el gráfico de Horner, se tiene que:

$$\Delta t_D = 50C_D e^{0.145} \dots\dots\dots (26)$$

$$\Delta t = \frac{170000\mu C}{kh} e^{0.145} \dots\dots\dots (27)$$

1.4.3 REGÍMENES DE FLUJO

Los regímenes de flujo describen el desplazamiento de los fluidos de un yacimiento, en un medio poroso; y la forma como afectan la interacción de todos los fluidos presentes en el yacimiento y sus propiedades. ¹

El régimen de flujo que predomina en el yacimiento se establece en base a las relaciones obtenidas, entre el gradiente de presión y las tasas de flujo, de la aplicación de modelos geométricos simples con condiciones iniciales de frontera adecuadas al yacimiento.

Para facilitar que los yacimientos reales puedan aproximarse al comportamiento de los modelos de yacimientos ideales, se optó por que el cambio de un régimen a otro sea por periodos y no por puntos de transición entre ellos.

Los regímenes de flujo se agrupan en cinco patrones, que se nombran a continuación:

- ✓ **Periodo transitorio:** Esta presente desde que se inicia la producción en los pozos hasta que el trasiente de presión, originada por la tasa de flujo, alcanza las fronteras o límites del yacimiento.

En este periodo, se considera que el yacimiento actúa como infinito, y la producción se da por expansión de los fluidos y por contracción del espacio poroso.

- ✓ **Periodo Semitransitorio:** Es un periodo de transición, entre el periodo transitorio y otro régimen de flujo, en el cual se logra estabilizar las condiciones que definen el nuevo patrón de flujo.

Este periodo se presenta en yacimientos donde la presión declina linealmente con el tiempo o de manera proporcional a su depletamiento. Además la compresibilidad de la zona alcanza un punto de límites de no flujo.

- ✓ **Periodo Pseudoestable:** Se manifiesta desde el momento donde en el cual los límites y/o fronteras del yacimiento influyen en la distribución de presiones, de forma que el yacimiento deja de actuar 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 (no la magnitud) deben ser constantes para que se ajusten al patrón.

- ✓ **Periodo estable:** En este régimen de flujo los valores de la presión y los de sus gradientes permanecerán constantes en cualquier punto del yacimiento donde se midan. Esto se manifiesta principalmente en yacimientos no volumétricos, en donde la tasa de entrada de fluidos por sus límites, aumenta paulatinamente hasta igualar tasa de fluidos que sale por la cara del pozo. Si la tasa de producción se modifica, el yacimiento empezará un nuevo ciclo de estabilización hasta que sea necesario cambiar a una nueva tasa.

- ✓ **Periodo inestable:** Se presenta principalmente en yacimientos que producen, por gas en solución y se manifiesta en yacimiento volumétricos cuando se trata de mantener la presión constante y la tasa variable mediante mecanismos de control de la producción como estranguladores y/o chokes. A pesar del control, la presión seguirá disminuyendo en el límite del yacimiento al no haber entrada

de fluidos y tendera a ser igual a la presión de producción. La tasa, por su lado, disminuirá hasta tender a cero a medida que las presiones se igualan.

1.4.4 GEOMETRÍA DE FLUJO

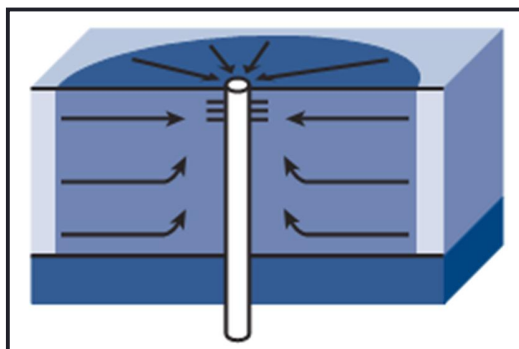
La identificación de la geometría de flujo es muy importante porque permiten calcular los parámetros de descripción y las propiedades en la cara del pozo y del yacimiento.

Generalmente la identificación de las geometrías de flujo se hace en la gráfica logarítmica de la derivada (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 la geometría de flujo presente. A este método se le conoce con el nombre de ajuste de líneas.¹

Entre las geometrías de flujo se encuentran:

- ✓ **Flujo Radial:** Este tipo de flujo se obtiene cuando el yacimiento bajo producción se comporta como un yacimiento infinito, ya sea por su gran extensión, por permeabilidades pequeñas, o porque la perturbación de presión, provocada por la misma producción o inyección de fluidos, no ha alcanzado los límites o barreras del yacimiento.

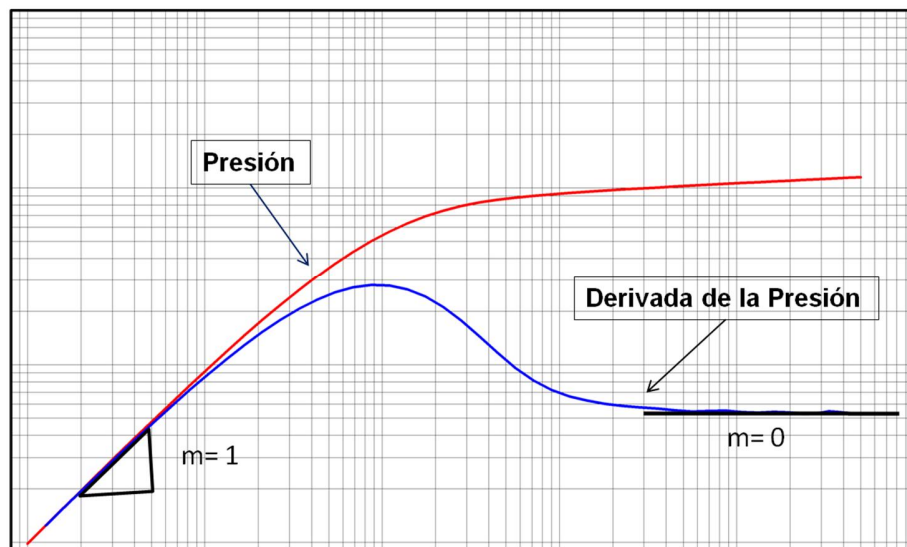
Figura 2. Flujo Radial.



Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

Todas las líneas de flujo convergen cilíndricamente alrededor del eje de pozo y su densidad aumenta a medida que van alcanzando la cara de la arena; Para que esto se presente, el pozo debe penetrar totalmente la zona productora y que el intervalo productor sea perforado uniformemente.

Figura 3. Respuesta de un PDD de un pozo vertical totalmente completado.



Fuente: Autores Del Proyecto.

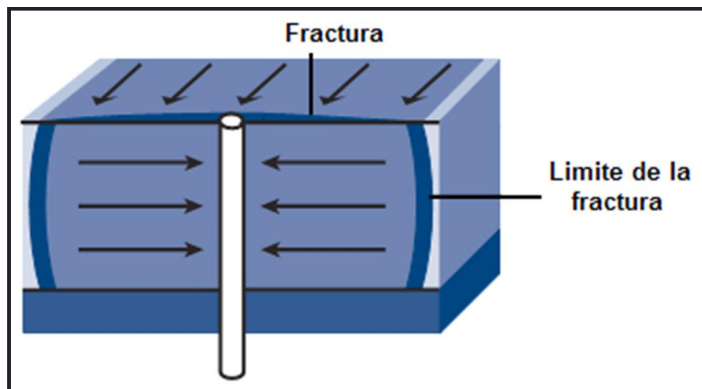
En una gráfica de P vs $\text{Log } t$, se puede deducir si existe flujo radial si los datos correspondientes a los tiempos medios exhiben un comportamiento de línea recta.

- ✓ **Flujo Lineal:** Ocurre cuando el flujo dentro del yacimiento es hacia una línea y no hacia un punto como es el caso del flujo radial. En este caso se tiene flujo lineal, de la formación a la línea de flujo que va al pozo, perpendicularmente, y se presenta en pozos fracturados hidráulicamente con flujo lineal de la matriz a la fractura.

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

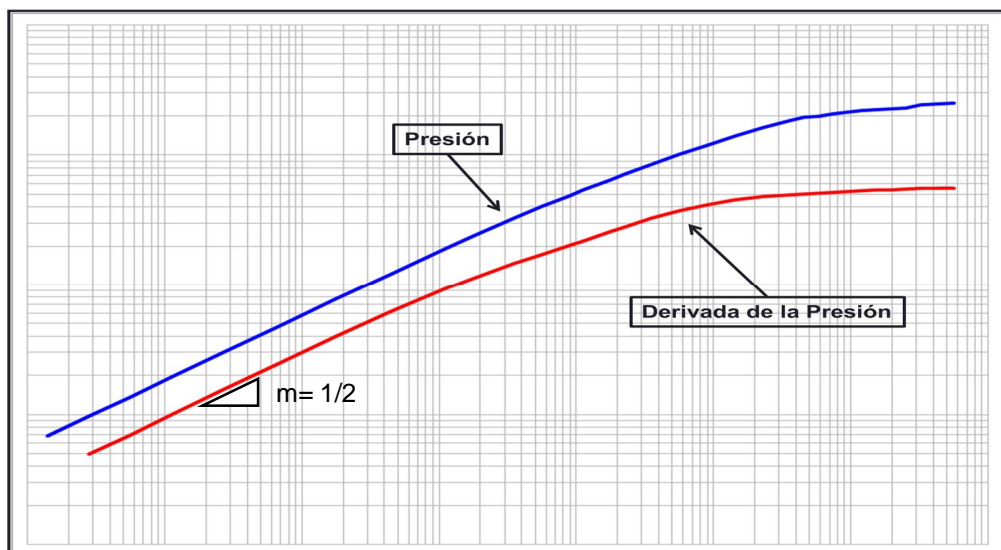
En una gráfica de P vs $\text{Log}(t^{1/2})$, se pueden distinguir en los tiempos tempranos si los datos exhiben un comportamiento lineal.

Figura 4. Flujo Lineal.



Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

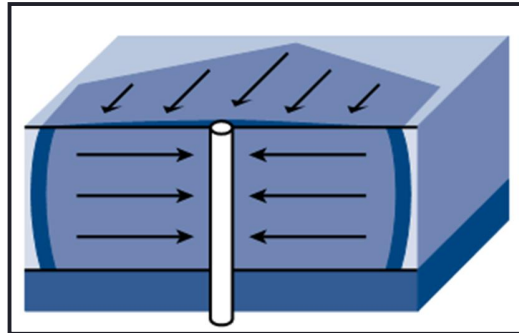
Figura 5. Respuesta de un PDD de un pozo vertical completado con fractura vertical de conductividad infinita.



Fuente: Autores Del Proyecto.

- ✓ **Flujo Bilineal:** Es similar al flujo lineal, pero se presenta en dos estados de flujo lineales, uno de la matriz a la fractura, y otro dentro y desde ella hacia el pozo. Se presenta en fracturas de conductividad finita, generalmente en pozos hidráulicamente fracturados.

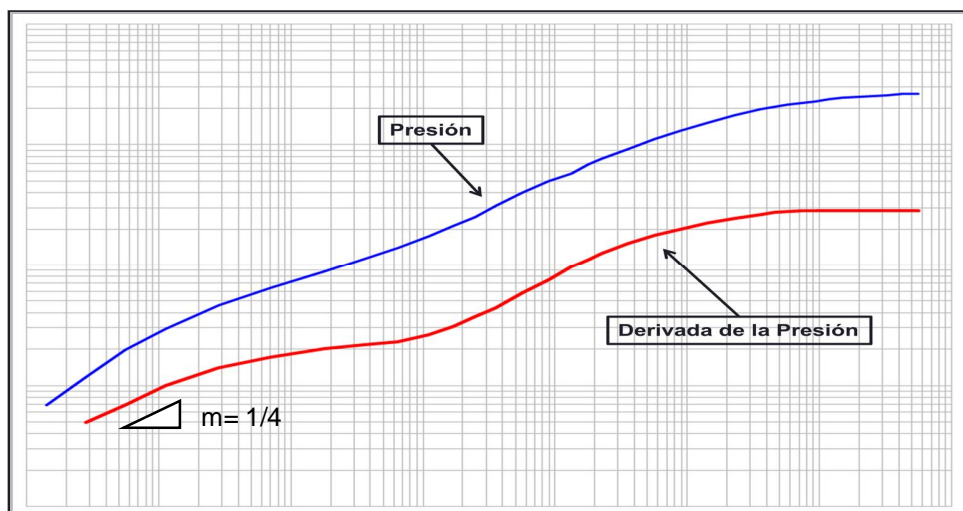
Figura 6. Flujo Bilineal.



Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

En una gráfica de P vs $\text{Log}(t^{1/4})$, se puede identificar en los tiempos tempranos si los datos describen un comportamiento lineal.

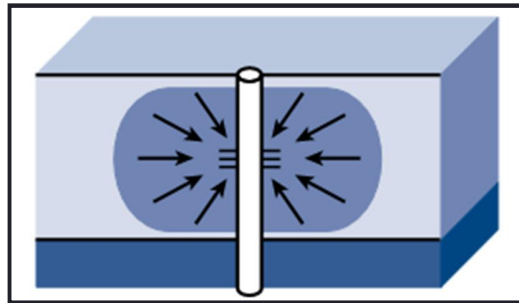
Figura 7. Respuesta de un PDD de un pozo vertical completado con fractura vertical de conductividad finita.



Fuente: Autores Del Proyecto.

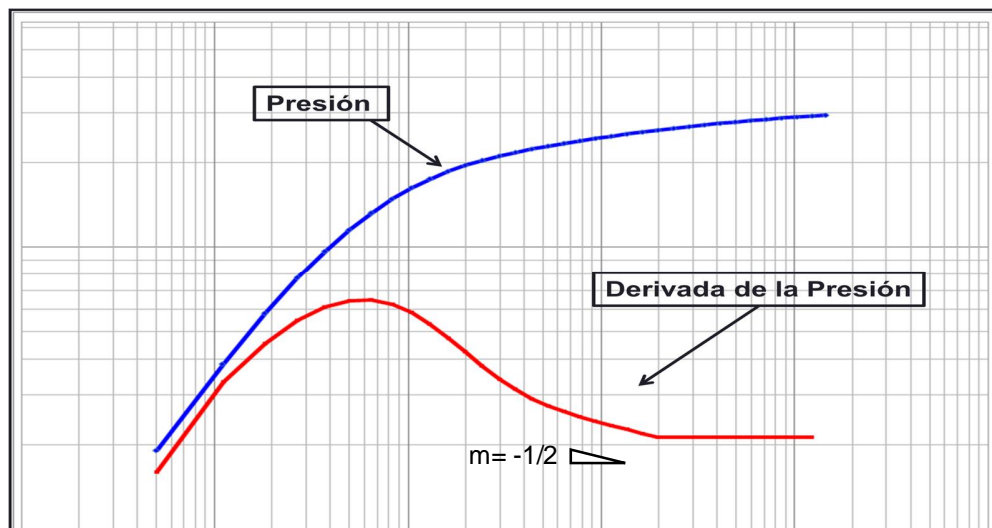
- ✓ **Flujo Esférico:** Se presenta en yacimientos con zonas productoras parcialmente penetradas o con intervalos productores cañoneados de manera no uniforme. También se presenta en pozos en los cuales se toman registros con un multiplicador de formación (RFT) y cuando existe una fractura limitada con transmisibilidad creciente. Las líneas de flujo, debido al movimiento de fluidos, son radiales y convergen alrededor del pozo de manera esférica. En una gráfica de P vs $\text{Log}(1/t^{1/2})$, se puede distinguir en la zona de transición entre los tiempos tempranos y los medios, cuando los datos exhiben un comportamiento lineal.

Figura 8. Flujo Esférico.



Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

Figura 9. Respuesta de un PDD de un pozo parcialmente completado.



Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2001.

1.4.5 PERIODOS DE FLUJO

- ✓ **Región de tiempos tempranos (ETR).** Este periodo sucede al inicio de la prueba, aun cuando puede verse ocultado por efectos tales como almacenamiento y el daño de la zona cercana. En este periodo ocurre una compensación de la onda de presión que tenía el pozo antes de iniciar la prueba y cambios en la compresibilidad de los fluidos, por medio del equilibrio de fluidos y la transferencia másica necesaria de los mismos. En algunos casos se podría hablar de un periodo pre-inicial ocasionado por la imposibilidad de un cierre totalmente instantáneo en cabeza de pozo, pues generalmente las válvulas y sistemas de cierre no actúan de esta manera, provocando pequeños cambios en el esquema.

- ✓ **Región de Tiempos Medios (MTR).** Una vez esa onda provocada por el inicio de la prueba ha pasado la zona alterada del pozo, y ha suplido el almacenamiento propio de este, se observa una línea horizontal en la gráfica de la Derivada, en la que está íntimamente relacionada con las propiedades petrofísicas del yacimiento, y que continuara hasta que dicha onda encuentre barreras de permeabilidad, obstrucciones, alteraciones del factor kh , o las fronteras del yacimiento.

- ✓ **Región de Tiempos Tardíos (LTR).** Este periodo puede alcanzarse cuando la prueba de presión ha tenido suficiente desarrollo. En esta parte el comportamiento de la presión dependerá de la configuración de las fronteras del yacimiento, posibles interferencias con otros pozos, heterogeneidades del yacimiento, cambios en la permeabilidad lateralmente y los mismos contactos de los fluidos contenidos en el yacimiento.

1.4.6 DIAGNOSTICO DE RÉGIMEN

Este diagnostico se realiza usando gráficas de presión contra tiempo en escala logarítmica, e identificando las pendientes de las rectas obtenidas, usando el siguiente esquema de pendientes:

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: Pertenece al almacenamiento, en la cara del pozo (ETR) o régimen de flujo pseudo-estable (LTR) para yacimientos cerrados tipo rectángulo, generalmente homogéneos.

Línea de pendiente media: 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.

1.5 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

1.5.1 PRUEBAS DE TRASIENTE DE PRESIÓN

El Análisis del Trasiante de Presión⁵ 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, la presión promedio, entre otros. El diseño de

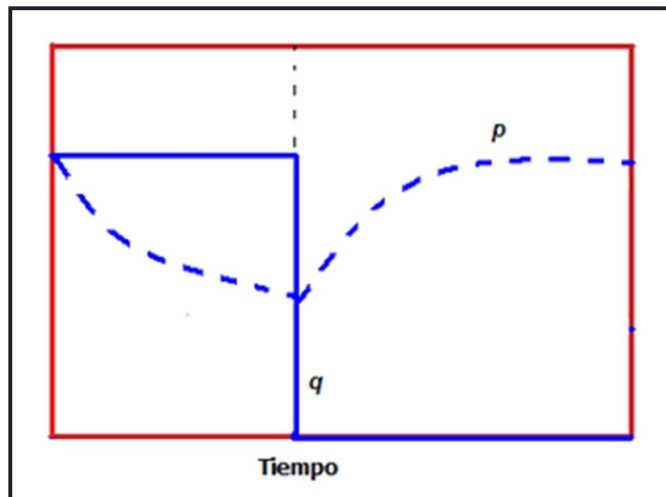
estas pruebas está supeditado a las características del yacimiento y es utilizado para analizar , mejorar y pronosticar el comportamiento de cualquier yacimiento en particular.

1.5.1.1 Pruebas de restauración de presión o BuildUp (PBU)

Esta prueba es llevada a cabo, colocando 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, la cual es registrada (comúnmente en el fondo) como una función del tiempo. ³

Frecuentemente, a partir de estos datos, 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 10. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en PBU.



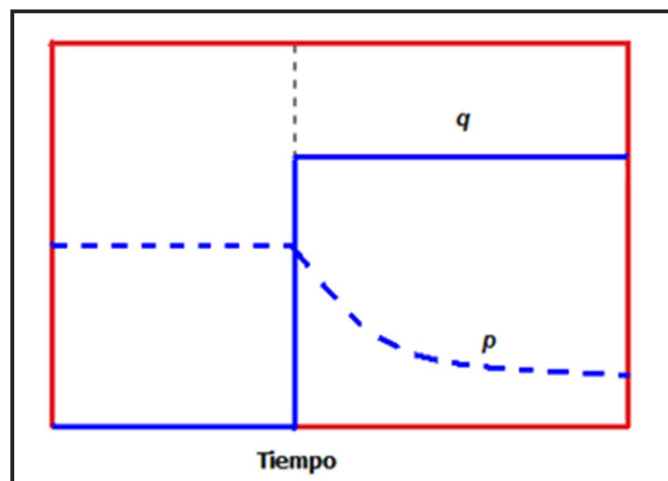
Fuente: Modern Well Test Analysis, Roland Horne.

1.5.1.2 Pruebas de descenso de presión o Drawdown³ (PDD)

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión tomadas en el fondo del pozo realizadas con el pozo en flujo estable y abierto a caudal constante, usualmente el pozo está cerrado antes de la prueba por un periodo de tiempo suficiente para que la presión se estabilice en toda la formación; su duración es variable, (desde unas pocas horas hasta varios días) dependiendo del objetivo de la prueba y las características de la formación.

Estas pruebas son aplicables particularmente a (1) pozos nuevos, (2) pozos que han sido cerrados lo suficiente para alcanzar que la presión se estabilice y (3) pozos en los cuales las pérdidas económicas ocasionadas por una prueba de ascenso de presión son difíciles de aceptar. Los pozos exploratorios son candidatos frecuentes para largas pruebas de descenso de presión, con un objetivo común de determinar el volumen mínimo o total que está siendo drenado por el pozo.

Figura 11. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en PDD.



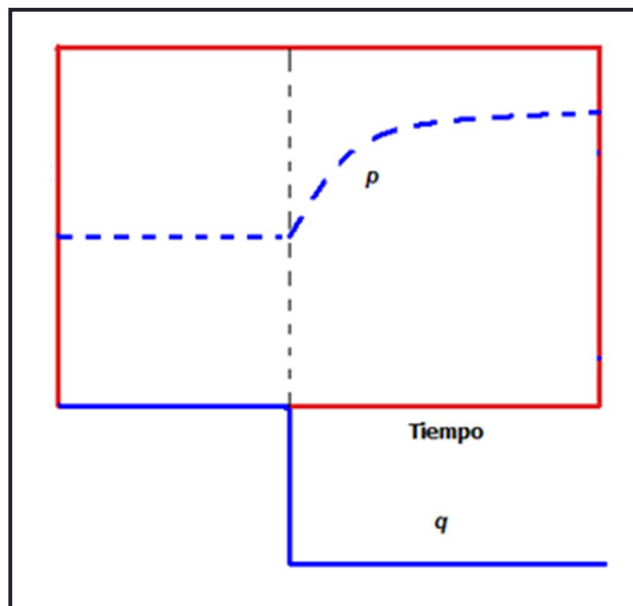
Fuente: Modern Well Test Analysis, Roland Horne.

1.5.2 PRUEBAS COMPLEMENTARIAS

1.5.2.1 Pruebas de inyección

Esta prueba es considerablemente interesante e importante para poder determinar las características del yacimiento en un área alrededor de un pozo de inyección de agua. Conceptualmente es muy parecida a la prueba de descenso de presión (PDD), excepto que en esta prueba el flujo va entrando al pozo. La tasa del fluido de inyección puede ser controlada más fácilmente que las tasas de producción³. Sin embargo el análisis de los resultados puede ser más complejo si el fluido inyectado no tiene las mismas características que el fluido original del yacimiento.

Figura 12. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en una prueba de inyección.



Fuente: Modern Well Test Analysis, Ronald Horne.

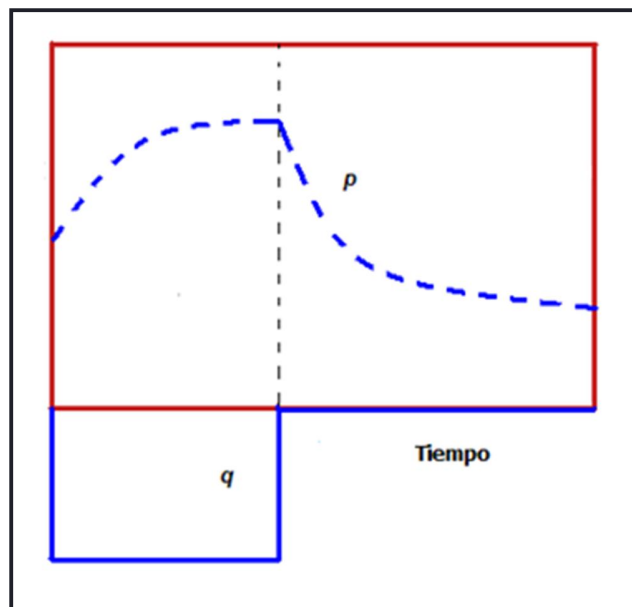
1.5.2.2 Pruebas de Falloff

En esta prueba se mide la caída de presión después que se ha terminado de inyectar, teóricamente es muy parecida a la prueba de restauración de presión

(PBU) y a un prueba de descenso de presión (PDD) en el efecto sobre la presión, mientras que en un PBU la presión aumenta, en una prueba de falloff disminuye. Al igual que la prueba de inyección, la interpretación de esta prueba es más difícil si el líquido inyectado es diferente al del yacimiento.

Permiten determinar las condiciones del yacimiento en las zonas adyacentes al pozo inyector y dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recobro mejorado.

Figura 13. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en una prueba de Falloff.



Fuente: Modern Well Test Analysis, Roland Horne.

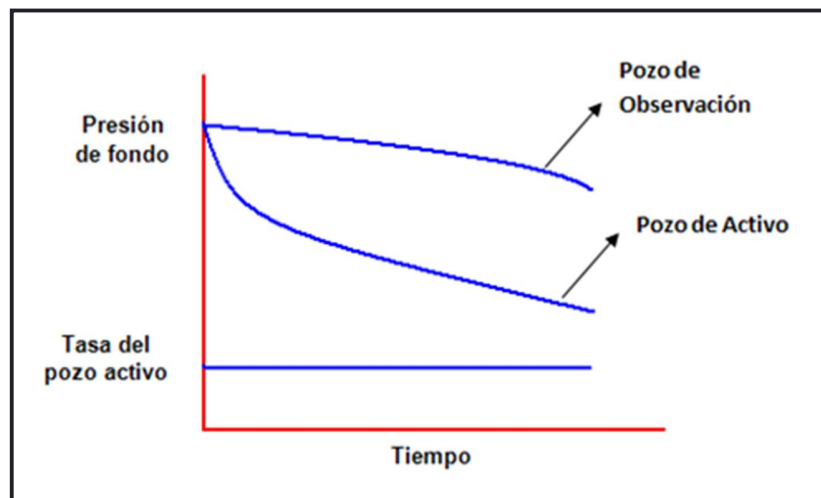
1.5.2.3 Pruebas de interferencia

Las pruebas de interferencia tienen dos objetivos principales. Son usadas (1) para determinar si dos o más pozos están comunicados (es decir, en el mismo yacimiento), (2) cuando existe comunicación, suministran estimativos de permeabilidad, y del producto porosidad-compresibilidad, ϕc_t en la vecindad de los pozos probados.

Una prueba de interferencia es llevada a cabo produciendo o inyectando en al menos un pozo (pozo activo) y observando la respuesta de presión en al menos otro pozo (pozo de observación).

Como indica la figura 14, el pozo activo empieza a producir a partir del yacimiento con presión uniforme a un tiempo cero. La presión en el pozo de observación a una distancia r del pozo activo, comienza a responder después de algún tiempo de retraso (relacionado como el tiempo para que el radio de investigación correspondiente al cambio de tasa en el pozo activo alcance el pozo de observación). La presión en el pozo activo comienza a declinar inmediatamente. La magnitud y duración de la desviación en la respuesta de presión en el pozo de observación, dependen de las propiedades de la roca y del fluido del yacimiento en la vecindad de los pozos activos y de observación.

Figura 14. Comportamiento de la tasa de producción y de la presión en una prueba de interferencia.



Fuente: Modern Well Test Analysis, Roland Horne.

1.5.2.4 Prueba DrillStem test (DST)

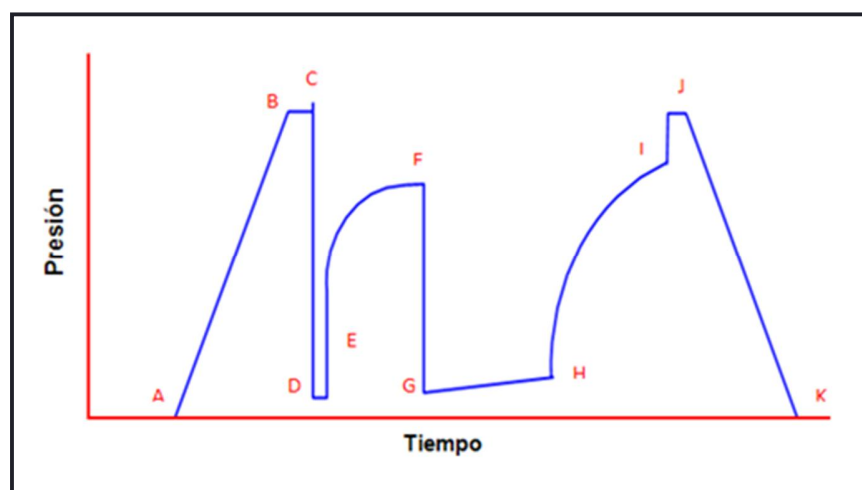
Las pruebas DrillStem (DST) ⁴, permiten hallar propiedades de la formación y del fluido antes del completamiento del pozo. Básicamente, el DST es un

completamiento temporal del pozo. La herramienta DST es un arreglo de empaques y válvulas ubicadas en el final de la tubería de perforación (drillpipe). Este arreglo puede ser usado para aislar una zona de interés y permitir que ésta produzca hacia el interior de la tubería de perforación. En la prueba se obtiene una muestra de fluido; con la cual se pueden conocer ciertas propiedades de los fluidos que el pozo produciría si es completado en la formación probada.

Con las válvulas accionadas en superficie sobre el aparato DST, es posible obtener una secuencia de períodos de flujo seguidos por períodos de cierre. Un registrador de presión registra las presiones durante los períodos de flujo y de cierre. Las presiones durante los períodos de cierre pueden ser particularmente importantes para estimar características de la formación tales como la conductividad y el factor de daño. Estos datos también pueden ser usados para determinar posibles depleciones de presión durante la prueba.

Para ilustrar como se realiza un DST, se examina una carta esquemática, figura 15, de presión contra tiempo, a partir de la prueba con dos períodos de flujo y dos períodos de cierre.

Figura 15. Carta convencional de DST



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

En el punto A, la herramienta se baja dentro del hueco. Entre los Puntos A y B, se registra el incremento de presión de la columna de lodo; en el Punto B, la herramienta está en el fondo. Cuando los empaques son asentados, la columna de lodo se comprime y se registra una presión aún mayor en el Punto C. La herramienta se abre para un período de flujo inicial y la caída de presión llega hasta el Punto D. A medida que se acumulan fluidos en el Drillstem sobre el medidor de presión, la presión aumenta. Finalmente, en el Punto E, el pozo se cierra para que se produzca una prueba de ascenso de presión inicial. Después de un período adecuado de cierre, el pozo es reabierto para el segundo período de flujo final, desde el Punto G al Punto H. Este período de flujo final es seguido por un período de cierre final (desde el Punto H al Punto I). Los empaques son entonces liberados y la presión hidrostática de la columna de lodo, es de nuevo impuesta sobre el medidor de presión. El aparato de prueba es luego removido del hueco (Punto J al Punto K).

El período de flujo inicial es generalmente breve (5 a 10 minutos); su propósito es dejar caer ligeramente la presión cerca a la cara del pozo (quizás, permitiendo que la zona invadida de filtrado de lodo fluya hacia el pozo hasta o por debajo de la presión estática del yacimiento). El período de cierre inicial, frecuentemente de 30 a 60 minutos, es diseñado para permitir que la presión se restaure hasta la verdadera presión estática de formación. Esta presión de cierre inicial sobre el DST puede ser la mejor medición hecha de la presión estática del yacimiento.

El segundo período de flujo es diseñado para capturar una gran muestra de fluido de formación y permitir una caída de presión en la formación, hasta la máxima distancia y extensión posibles, dentro del tiempo disponible para el DST (frecuentemente de 30 minutos a varias horas). El segundo período de cierre es diseñado para obtener buenos datos de ascenso de presión de modo que puedan ser calculadas las propiedades de la formación. Además, comparación de la presión final (o extrapolada) del segundo período de cierre con la presión de cierre inicial, puede indicar qué depleción de presión ha ocurrido durante el DST y así determinar si el pozo ha sido probado en un yacimiento pequeño no comercial. La duración deseada

del segundo período de cierre varía desde igual al segundo período de flujo (para formaciones de alta permeabilidad) hasta dos veces la duración del segundo período de flujo (para formaciones de baja permeabilidad).

1.6 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

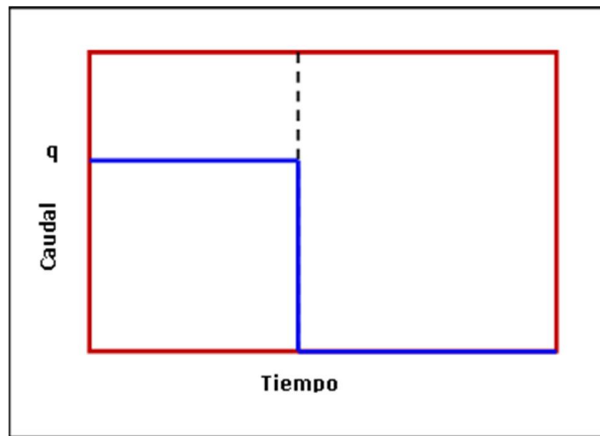
La prueba de restauración de presión es la prueba más familiar y la más aplicada de todas. Aunque sus orígenes datan de 1935 en aplicaciones hidrológicas, su evolución como técnica ha estado relacionada con la industria petrolera⁴.

La prueba se ejecuta de acuerdo al siguiente procedimiento:

- El pozo de interés debe estar produciendo a tasa constante por un tiempo prudencial.
- Luego, se cierra (el cierre se hace generalmente en superficie).
- Se deja transcurrir suficiente tiempo para que la presión se restaure en la cara del pozo.
- Se registran los datos de presión (usualmente en el fondo del pozo) en función del tiempo desde el cierre y durante la prueba.

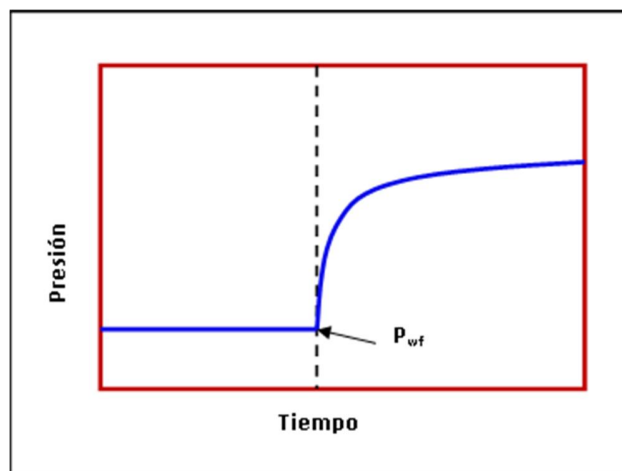
Las figuras 16 y 17 muestran de manera esquemática el comportamiento de la presión y de la tasa de flujo en una prueba de ascenso de presión ideal. Donde t_p es el tiempo de producción y Δt es el tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba, es decir desde el cierre del pozo.

Figura 16. Comportamiento de la tasa de producción en un PBU ideal.



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

Figura 17. Comportamiento de la presión en un PBU ideal.



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

- ✓ **Complicaciones de las pruebas PBU.** Las pruebas de ascenso de presión no son tan simples como parecen o como se han expuesto en las paginas precedentes. Existen muchos factores que pueden afectar el registro de los datos de la prueba y por ende la forma de la gráfica resultante. Una forma muy complicada implica la necesidad de explicaciones que la justifiquen y así realizar un análisis completo de la prueba.

Entre los principales factores que afectan una prueba de presión se tienen:

- Los efectos de almacenamiento
- La presencia de una zona de permeabilidad alterada cerca de la cara del pozo.
- Fracturas Hidráulicas
- Contacto entre fluidos e interface de la roca
- Heterogeneidades masivas de la roca
- Geometría del área de drenaje
- Problemas mecánicos del pozo.
- Insuficiente tiempo de prueba
- La tasa de producción inestable antes de la prueba

1.6.1 MÉTODOS CONVENCIONALES

El análisis de las pruebas de presión por medio de los métodos convencionales, se basa fundamentalmente en la existencia de una línea recta en una gráfica de presión vs tiempo. Para que se presente esta línea recta, se hace el análisis dependiendo de las características de la respuesta del sistema⁴.

Entre sus principales ventajas están su fácil implementación, y los pocos cálculos que se requieren siempre y cuando sea limitado el número de tasas de flujo precedentes al tiempo de interés. Sin embargo, presentan como debilidad importante la incertidumbre en la identificación de la línea recta apropiada para un régimen de flujo específico; esto se debe a que una línea recta aparente no necesariamente prueba la existencia de un régimen específico de flujo. Por otra parte, es posible que exista el régimen de flujo influenciado por el efecto de postflujo o almacenamiento lo cual impide que se presenten las correspondientes líneas rectas.

Otra limitación de las técnicas convencionales, está en que no pueden usarse con datos insuficientes en el periodo de flujo de interés, caso muy común en los pozos

exploratorios donde se conoce muy poco o nada acerca del yacimiento antes de realizar las pruebas.

1.6.1.1 Método de Horner (yacimiento Infinito).

Este método fue desarrollado para determinar la permeabilidad de la formación y caracterizar el daño de una prueba de ascenso de presión. Esta técnica es teóricamente exacta sólo para yacimientos que actúan como infinitos; pero también puede ser empleada para yacimientos finitos.

Horner para desarrollar su método partió de algunas suposiciones para una prueba de ascenso de presión ideal, tales como:

- El yacimiento siempre está actuando como infinito.
- El yacimiento siempre es homogéneo e isotrópico.
- El yacimiento contiene un líquido ligeramente compresible, en una sola fase y de propiedades uniformes y constantes.

Además, consideró que:

- El daño está concentrado en la cara del pozo, en una zona de espesor cero.
- El flujo cesa completamente al instante del cierre.
- El tiempo de pseudoproducción de Horner es aplicable.

Para cualquier prueba de este tipo, la presión de cierre en el fondo del pozo puede ser expresada usando el principio de superposición para un pozo que inicialmente produce a una tasa q constante hasta un tiempo t_p y que luego es cerrado por un tiempo Δt .

En cualquier tiempo después del cierre:

$$P - P_{WS} = -70.6 \frac{q_1 B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu C_t r_w^2}{k(t)} \right) - 2s \right] \dots\dots\dots (28)$$

Si,

$$\begin{aligned}
 q_1 &= q = \text{constante} & t &= t_p + \Delta t \\
 q_2 &= 0 & t_1 &= t_p \\
 q_2 - q_1 &= -q & t - t_1 &= t - t_p = \Delta t
 \end{aligned}$$

Entonces,

$$P - P_{WS} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2S \right] \dots\dots\dots (29)$$

Simplificado:

$$P_{WS} = P_i - 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \ln \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots (30)$$

Y cambiando la función logarítmica, la ecuación resultante es:

$$P_{WS} = P_i - m \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots (31)$$

Donde:

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \dots\dots\dots (32)$$

Según la ecuación, la pendiente es negativa pero en la práctica para efectos de análisis y evitar confusiones, se suele emplear el valor absoluto de m .

La ecuación 31 se conoce como **Ecuación de Horner** y describe una línea recta para todos los tiempos en una prueba PBU ideal.

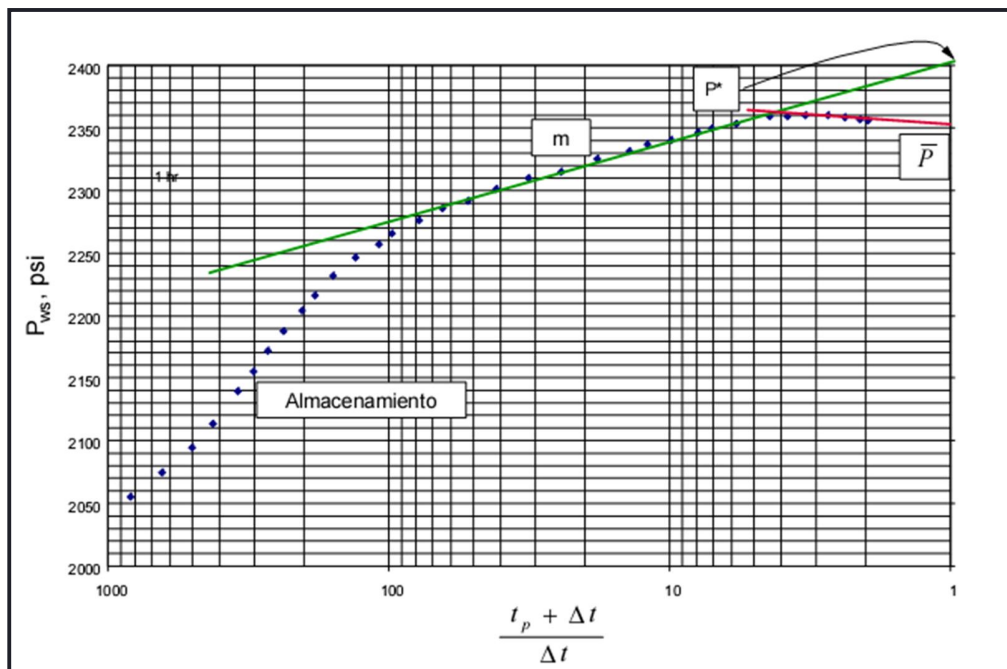
Para una prueba PBU real la suposición de un yacimiento infinito, totalmente homogéneo y con fluidos monofásicos ligeramente compresible no es del todo válida. Los datos recolectados durante los tiempos tempranos se desvían del comportamiento lineal, debido al efecto combinado de una zona de permeabilidad

alterada y del almacenamiento, y durante los tiempos tardíos debido a la influencia de las fronteras del yacimiento sobre la distribución de presión.

Como se puede apreciar al aplicar el principio de superposición el factor skin , no aparece en la ecuación de Horner. De esto se puede deducir que la presencia de una zona de permeabilidad no afecta la pendiente de la gráfica de Horner, pero si la forma de la curva descrita por los datos de la prueba.

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 en la figura 18.

Figura 18. Comportamiento de la presión (Gráfico de Horner).



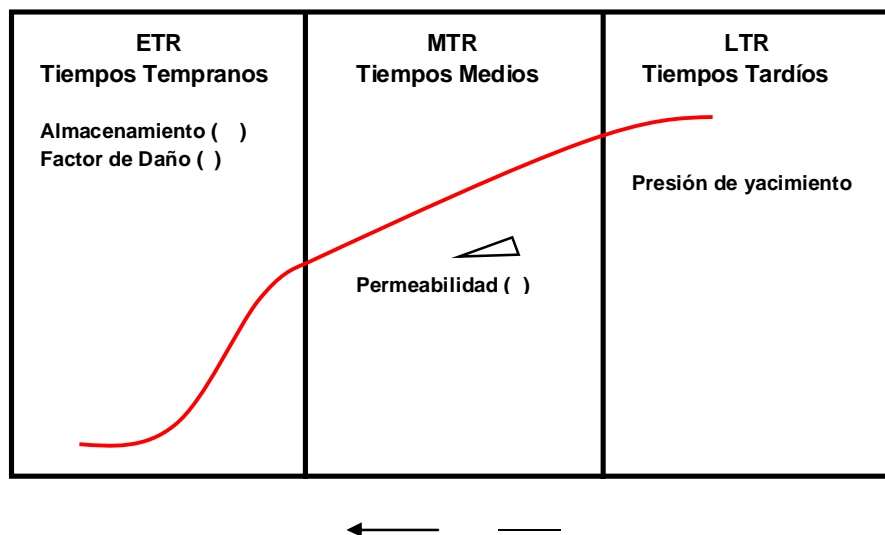
Fuente: Análisis Moderno de presiones de pozos, Ph. D. Freddy H. Escobar.

✚ **Región de tiempo temprano o inicial (ETR).**

En esta región la onda de presión causada por el cierre atraviesa la zona de 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, 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.

Figura 19. Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.



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

➤ Efectos y duración del postflujo

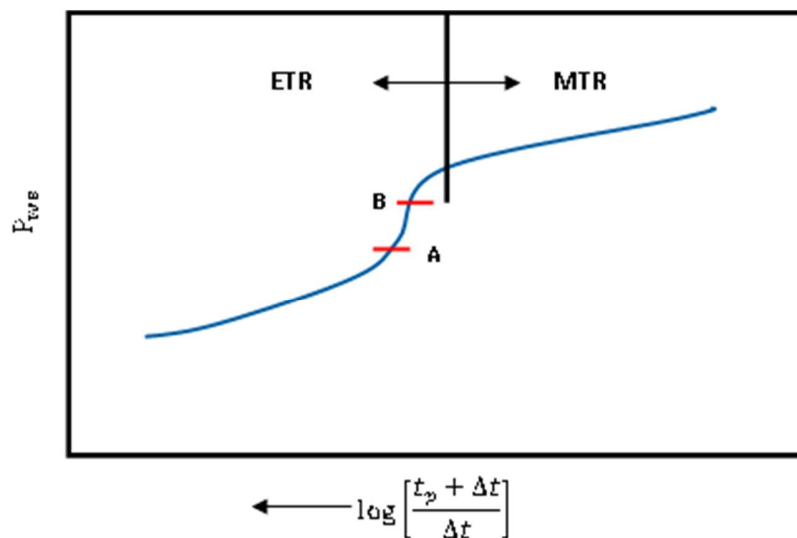
En el análisis de una PBU, el efecto de postflujo ocasiona los siguientes problemas:

- Demora en el inicio de la MTR.
- En algunos casos no hay MTR (largos periodos de postflujo y rápida influencia de los límites).
- Desarrollo de varias líneas rectas “falsas”.

Es importante recordar que el reconocimiento de la MTR es esencial para estimar: la permeabilidad del yacimiento, el factor de daño y la presión estática del área de drenaje; por lo tanto es importante conocer en qué momento el postflujo deja de tener efecto sobre la prueba.

La influencia característica del postflujo en un PBU es una curva en forma de “S” a tiempos tempranos.

Figura 20. Influencia del almacenamiento en forma de “S”.



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

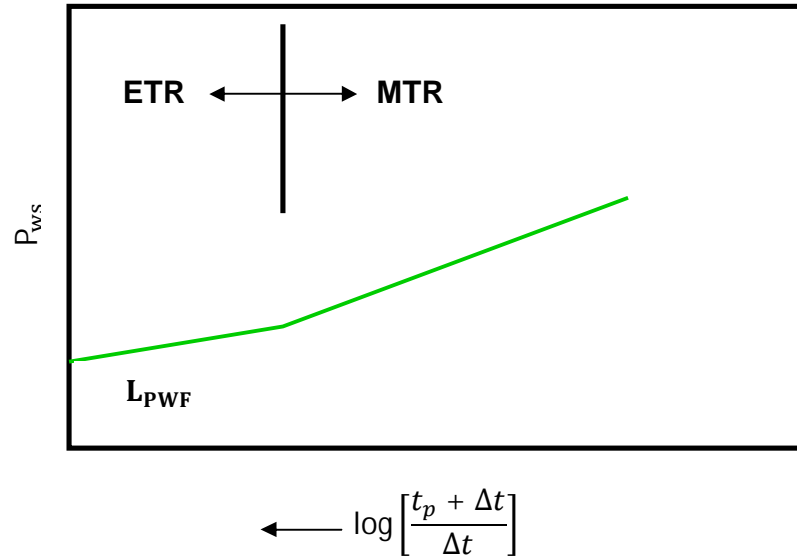
La figura 20 muestra la influencia del almacenamiento sobre los datos de la prueba. Algunas veces, cuando se van a interpretar los datos de una prueba pueden faltar los datos antes de A o después de B, hecho que causa confusión sobre lo que significa la curva y que puede conducir a una mala interpretación.

Región de tiempo medio (MTR).

En esta región la onda se ha desplazado lejos de la cara de pozo hasta bien adentro de la formación, es decir, el radio de investigación ya no está bajo las influencias de la zona de permeabilidad alterada ni del postflujo. La forma de la curva, en esta región, se manifiesta como una línea recta cuya pendiente está relacionada estrechamente con la permeabilidad y se ajusta al comportamiento lineal descrito por la ecuación de Horner. El comportamiento lineal empieza desde el fin de los efectos de postflujo y continua hasta que la distribución de presiones se vea afectada por las fronteras del yacimiento, heterogeneidades masivas o por contactos entre fluidos. La identificación de esta región es fundamental si se desea iniciar la caracterización del yacimiento.

En algunos casos, como el de los pozos fracturados, cabe la posibilidad de que la línea recta semilogarítmica no se manifieste debido a que los efectos de fronteras empiezan a manifestarse antes de que termine la ETR. La figura 21 esquematiza un PBU para un pozo hidráulicamente fracturado sin postflujo, en el cual la presión se restaura lentamente al principio, de tal manera que la línea recta semilogarítmica se desarrolla cuando la onda de presión ya no está bajo la influencia de la fractura.

Figura 21. PBU para un pozo hidráulicamente fracturado.



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

➤ **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.

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 pseudo-estable durante el periodo de producción a partir de la siguiente ecuación:

$$k_J = \frac{141.2qB\mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} \right]}{h(\bar{P} - P_{wf})} \dots\dots\dots (33)$$

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**

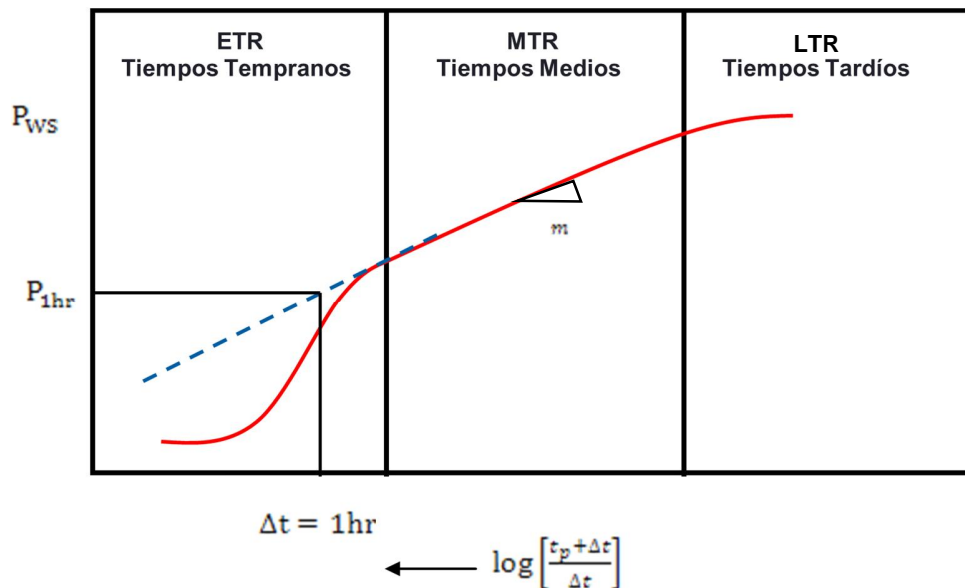
Los datos disponibles de la prueba para hacer una estimación cuantitativa del daño o estimulación en un pozo se basa en el gráfico de Horner, el cual consiste en calcular el factor skin y traducirlo en explicaciones físicas bien sea de lo que pasó en la zona cercana a la cara del pozo durante la prueba 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:

$$s = 1.151 \left[\frac{(P_{1hr} - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots (34)$$

Donde P_{1hr} es el valor de P_{ws} al tiempo de cierre Δt de 1 hora sobre la línea de tiempo medio o su extrapolación como se ilustra en la figura 22. 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 22. Determinación de P_{1hr} .



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

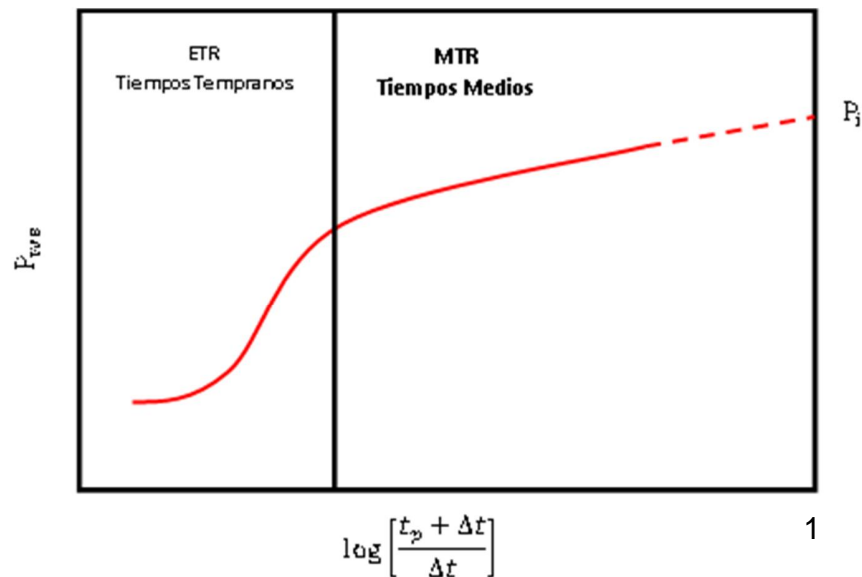
✚ Región de tiempo tardío o final (LTR).

En esta región ha 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 significativas 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, $\Delta t = 1$, y se lee la presión, la cual es la presión original del yacimiento, como se ilustra en la figura 23.

Figura 23. Determinación de la presión original del yacimiento P_i .



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 sólo 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.

1.6.1.2 Método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH).

Es basado en que el tiempo de producción es suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestable, luego es más representativo usar presión promedio que presión inicial. MDH se prefiere en pozos viejos o formaciones depletadas, por lo que se podría dificultar la obtención de la estabilización antes del cierre¹.

Este método es una simplificación del método de Horner aplicable a yacimientos que actúan como finitos, cuando se tiene la condición de que $t_p \gg \Delta t$. En tal caso $\log(t_p + \Delta t) \log t_p = \text{constante}$; aplicando ésto a la ecuación de Horner, se observa que:

$$P_{WS} = P_i - m \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots (35)$$

$$P_{WS} = P_i - m \log(t_p + \Delta t) + m \log \Delta t \dots\dots\dots (36)$$

Si $P_i - m \log(t_p + \Delta t) = \text{constante}$

$$P_{WS} = \text{constante} + m \log \Delta t \dots\dots\dots (37)$$

Donde:

$$m = -162.6 \frac{qB\mu}{kh} \dots\dots\dots (38)$$

Esta ecuación 37 sugiere que un gráfico de P_{WS} vs $\log \Delta t$ debe describir una línea recta en los tiempos medios. La pendiente de la recta debe ser idéntica a la de Horner, y así como en Horner se requiere de un tiempo mínimo de cierre antes de que los datos caigan sobre dicha línea recta en la MTR, igual sucede con el método MDH. La determinación del inicio y fin de esta línea, también sigue los criterios establecidos para Horner.

Para la determinación del daño se calcula con la ecuación para yacimientos infinitos.

$$s = 1.151 \left[\frac{(P_{1hr} - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots (39)$$

El tiempo para el cual comienza la línea recta semilogarítmica en MDH puede ser determinado a partir de:

$$\Delta t = \frac{170000C_s e^{0.14s}}{(kh/\mu)} \dots\dots\dots (40)$$

C Se obtiene de la gráfica logarítmica, o usando la ecuación:

$$C = \left(\frac{144}{\rho}\right) A_{wb} \dots\dots\dots (41)$$

Y el tiempo en el cual finaliza de:

$$\Delta t_{ESL} = \frac{\phi\mu C_t A}{0.000264} (\Delta t_{DA})_{ESL} \dots\dots\dots (42)$$

Donde, $(\Delta t_{DA})_{ESL}$, el tiempo de cierre adimensional se obtiene de la figura 24 para el gráfico de Horner ó de la figura 25 para el gráfico de MDH. Se debe resaltar que este parámetro depende de la forma del yacimiento y de la localización del pozo. En ambas gráficas, el parámetro t_{pDA} se calcula por medio de la siguiente ecuación.

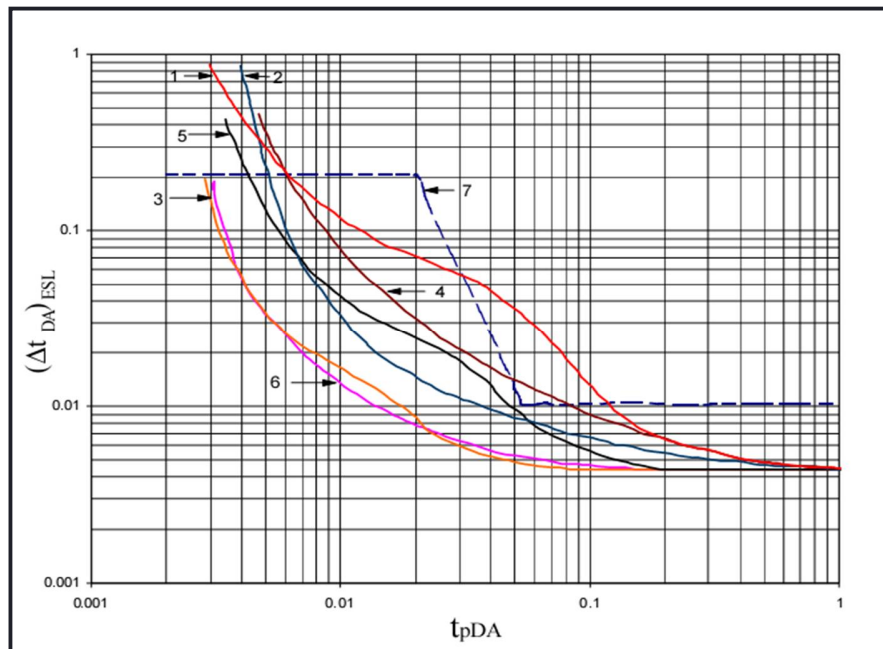
$$t_{pDA} = \left(\frac{0.0002637kt_p}{\phi\mu C_t A}\right) \dots\dots\dots (43)$$

Inspeccionando las Figuras 24 y 25, se observa que $(\Delta t_{DA})_{ESL}$ para sistemas cerrados siempre es menor en un gráfico de Horner que para un gráfico MDH. Para sistemas geométricos la línea recta se prolongará para el gráfico Horner para tiempos de producción t_p de hasta de $4t_{pSS}$. El gráfico de Horner es superior desde el punto de vista de duración de la línea recta cuando $t_p < t_{pSS}$. El caso no es lo mismo para sistemas abiertos.

El procedimiento de MDH:

- Construir la curva de vs
- Identificar la línea recta en los tiempos medios.
- Determinar la pendiente de dicha línea y hallar la permeabilidad.
- Calcular la presión falsa de y la presión promedio del área de drenaje aplicando las técnicas conocidas.

Figura 24. Tiempo adimensional, al final de la recta de Horner.



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

1.6.1.3 Método Extendido de Muskat.

Es un método de ensayo y error que sería más atractivo en casos de sistemas con presión constante o sistemas de inyección de agua porque en estos casos la línea recta sería más prolongada y por ende más fácil de precisar². Las ecuaciones que gobiernan el método de Muskat son:

_____ (44)

A partir del intercepto a $\Delta t = 0$ se calcula k .

$$k = \frac{141.2q\mu B}{h} \frac{P_D(t_{pDA})_{int}}{\Delta P_{Mint}} \dots\dots\dots (45)$$

Donde $P_D(t_{pDA})$ se obtiene de la figura 24, para ciertos valores particulares de tiempo.

Para valores pequeños de t_{pDA} se puede usar el gráfico de la Figura 25, para calcular la P_D o también usando la siguiente ecuación:

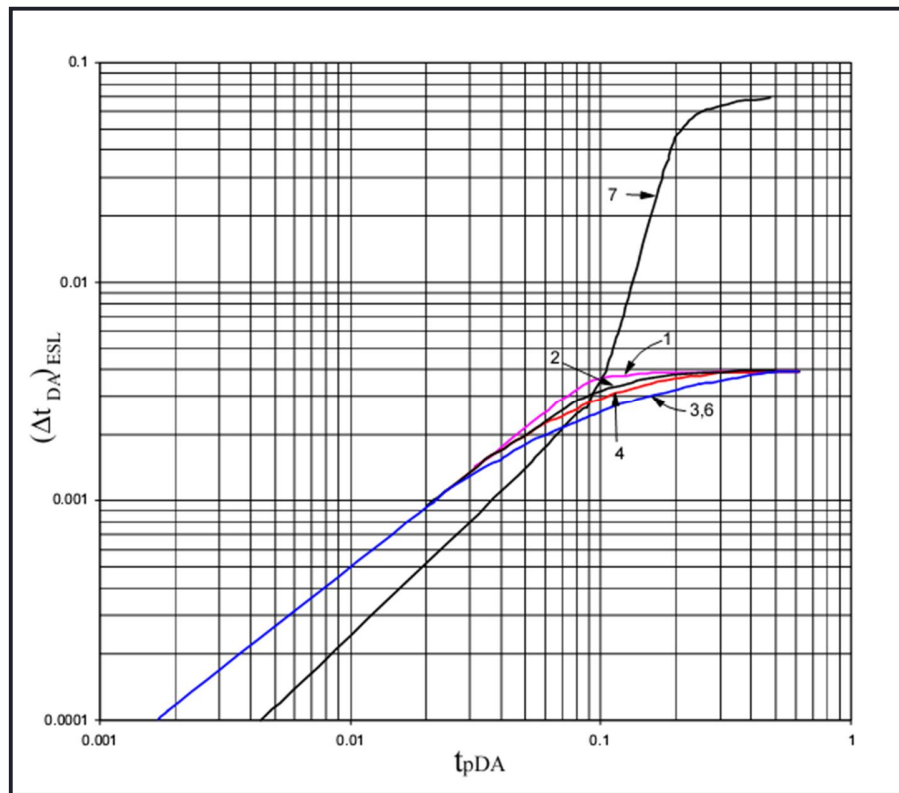
- Para un pozo dentro de un yacimiento de forma cuadrada (caso presión constante).

$$P_{DM\ int} = -0.0118157 + 1.3509395(1 - \exp(-21.692995t_{pDA})) \dots\dots\dots (46)$$

- Para un yacimiento de forma cuadrada (caso de barrera de no flujo).

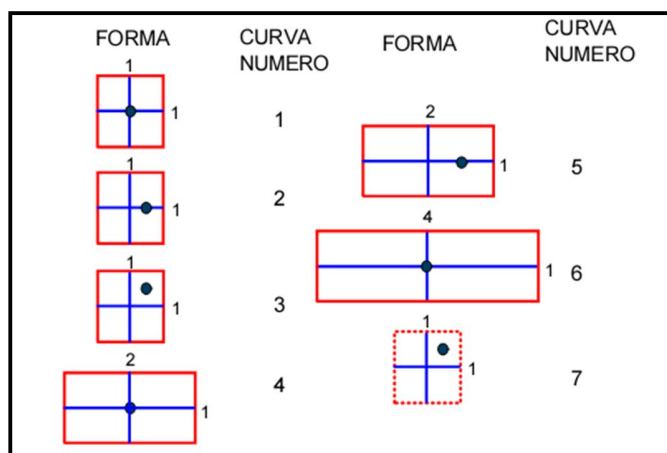
$$P_{DM\ int} = -0.02056 + 0.682297(1 - \exp(-50.7038508t_{pDA})) \dots\dots\dots (47)$$

Figura 25. Tiempo adimensional, al final de la recta de MDH.



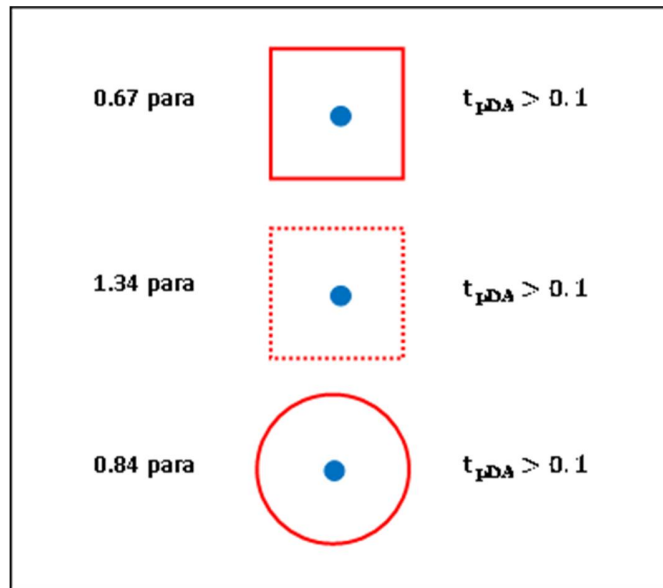
Fuente: Análisis Moderno de presiones de pozos, Ph. D. Freddy H. Escobar.

Figura 26. Convenciones para geometría de áreas de drenaje de $(\Delta t_{DA})_{ESL}$ para las figuras 24 y 25.



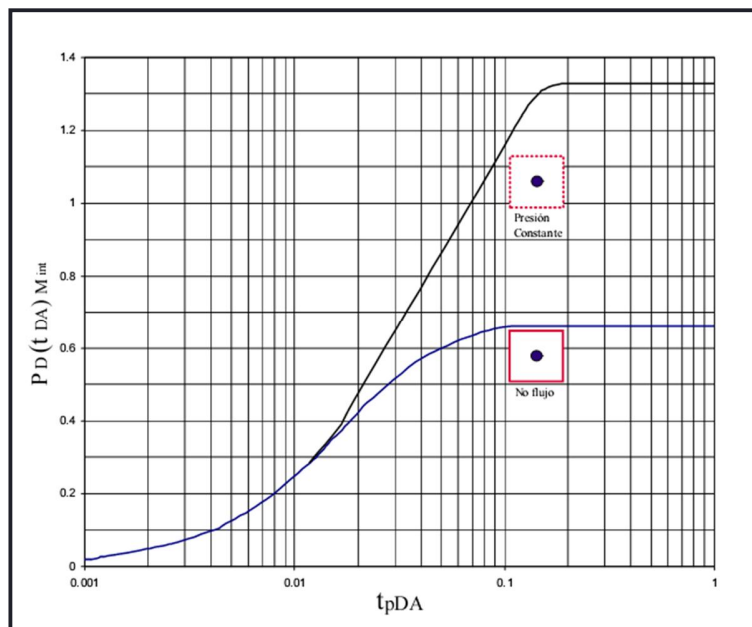
Fuente: Análisis Moderno de presiones de pozos, Ph. D. Freddy H. Escobar.

Figura 27. Valores de t_{pDA} .



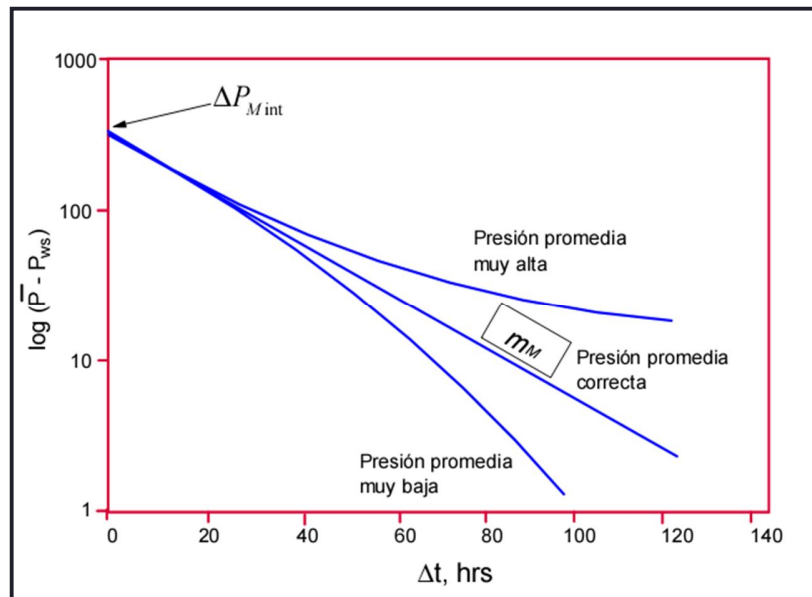
Fuente: Análisis Moderno de presiones de pozos, Ph. D. Freddy H. Escobar.

Figura 28. Presión adimensional de intercepción de Muskat para un pozo dentro de un yacimiento cuadrado.



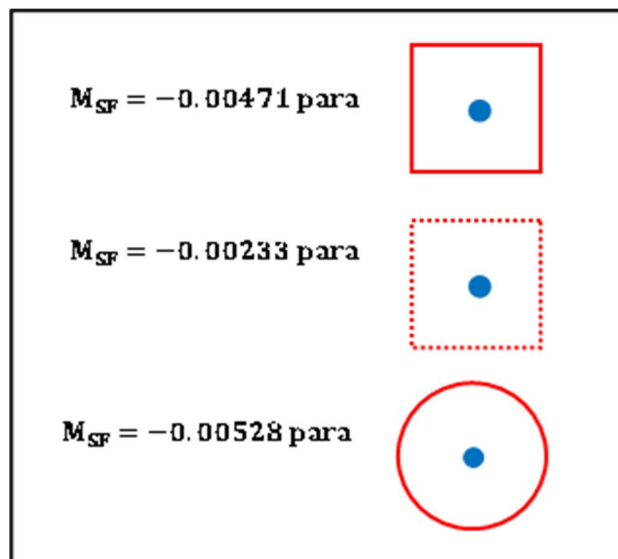
Fuente: Análisis Moderno de presiones de pozos, Ph. D. Freddy H. Escobar.

Figura 29. Gráfico del método de Muskat.



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

Figura 30. Factor de forma de Muskat, M_{SF} .



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

La pendiente del gráfico de Muskat puede usarse para hallar el área de drenaje:

$$A = \left(\frac{k}{\phi \mu C_t m_M} \right) M_{SF} \dots\dots\dots (48)$$

Donde M_{SF} es el factor de forma de Muskat y se determina de la Figura 30.

El comienzo y final de la línea recta de Muskat está dado por:

$$\Delta t = \left(\frac{\phi \mu C_t A}{0.0002637k} \right) (\Delta t_{DA})_{SL} \dots\dots\dots (49)$$

Donde $(\Delta t_{DA})_{SL}$ puede ser obtenido de la Figura 31, ó de la siguiente forma: Se calculan el punto final y de inicio de la recta de Muskat, para un pozo centrado en un yacimiento cuadrado, bajo condición de no-flujo:

Para el punto al final de la recta,

$$(\Delta t_{DA})_{esl} = 0.0861399 - \frac{0.0003717}{\sqrt{t_{pDA}}} + 1.113446 \times 10^{-6} \ln(t_{pDA}) + \frac{1.1977633 \times 10^{-5}}{t_{pDA}} \dots\dots\dots (50)$$

Para el comienzo de la recta, se tiene:

$$(\Delta t_{DA})_{ssl} = 0.04069 + 0.0001523 [\ln(t_{pDA})]^2 - 0.000152012 \ln(t_{pDA}) + \frac{1.559375 \times 10^{-7}}{t_{pDA}} \dots\dots\dots (51)$$

Variando entre $0.0001 \leq t_{pDA} \leq 0.1$

El punto inicial de la recta de Muskat para un pozo con flujo, centrado en un yacimiento de geometría cuadrada, se tendrá:

$$(\Delta t_{DA})_{esl} = 0.12398 + 0.609937 t_{pDA} + \frac{0.35758}{\ln(t_{pDA})} - \frac{0.00094913}{\sqrt{t_{pDA}}} + \frac{7.666 \times 10^{-6}}{t_{pDA}} \dots\dots\dots (52)$$

Variando entre $0.0001 \leq t_{pDA} \leq 0.1$.

Para el cálculo del factor de daño:

$$s = \left(\frac{P_D(t_{DA})_{int}}{\Delta P_{int}} \right) [\bar{P} - P_{wf}(\Delta t = 0)] - \ln \frac{r_e}{r_w} + 0.75 \dots\dots\dots (53)$$

Donde

$$r_e = \frac{\sqrt{43560A}}{2} \quad \text{Para un yacimiento de geometría cuadrada}$$

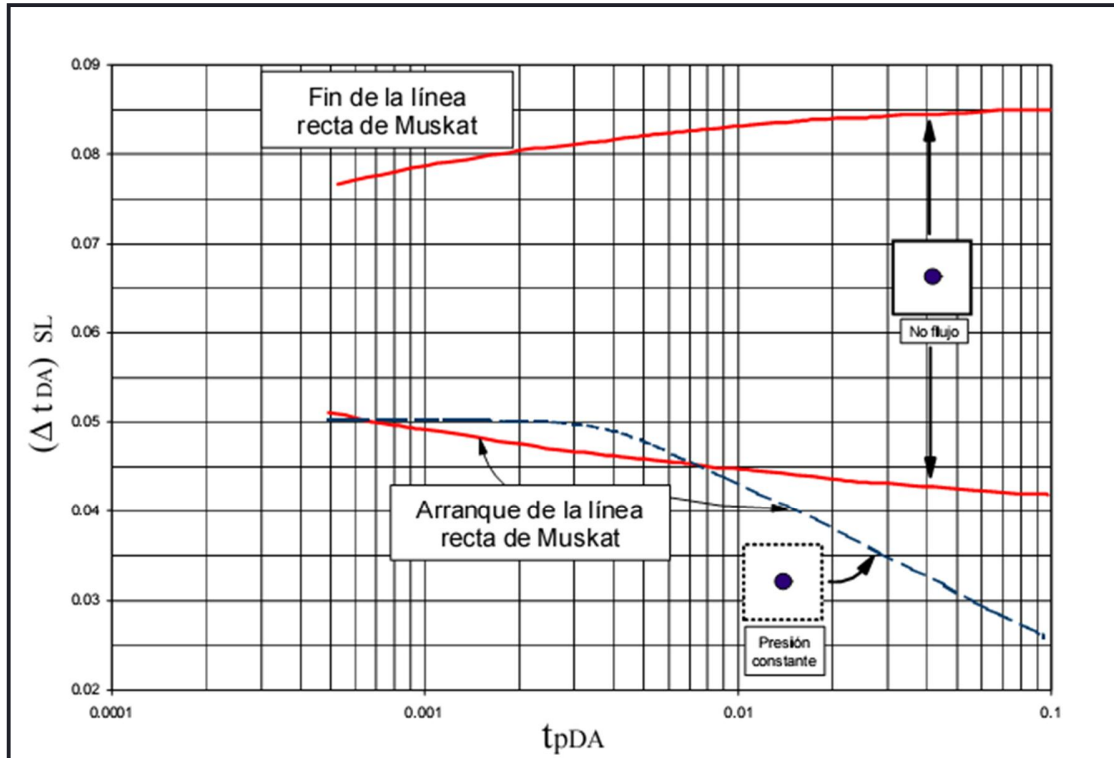
A = Área en acres.

✓ **Selección de la técnica de análisis para una prueba PBU.** Desde el punto de vista práctico, el método MDH es preferible por su simplicidad y fácil uso.

Cuando el tiempo de producción es mayor que el tiempo requerido para su estabilización, el método de MDH suministra resultados tan buenos como aquellos aportados por el de Horner. Sin embargo para tiempos de producción cortos, se recomienda emplear Horner porque la línea recta es más larga que la presentada por una gráfica de MDH.

El método de Muskat se utiliza como último recurso y también para determinar el área de drenaje.

Figura 31. Tiempo inicial y final en la recta de Muskat para pozo centrado en un yacimiento cuadrado.



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

1.6.2 MÉTODOS MODERNOS

1.6.2.1 Curvas Tipo

Una curva tipo es una representación gráfica del comportamiento de la presión en el pozo o en el yacimiento, durante una prueba específica.

Las curvas tipo se derivan de soluciones a la ecuación de flujo, bajo condiciones específicas iniciales y de frontera. Un determinado modelo de interpretación puede generar una curva tipo simple, o según la complejidad del modelo los parámetros involucrados en su solución, una o más familias de curvas tipo. Estas curvas se presentan normalmente en términos adimensionales, tales como presión

adimensional contra tiempo adimensional y se caracterizan por uno o más coeficientes adimensionales que dependen del modelo⁶.

✓ **Desarrollo de las curvas tipo**

Para utilizar de manera correcta una curva, se debe entender muy bien las suposiciones que comprenden las soluciones; más aun, estas suposiciones deben modelar apropiadamente las condiciones del pozo o del yacimiento. Por conveniencia, las curvas se presentan en papel logarítmico y en términos adimensionales, en lugar de usar variables reales.

Las definiciones de las variables reales varían según el modelo del yacimiento; por ejemplo, si se considera la solución de la línea fuente o función E_i para líquidos ligeramente compresibles,

$$P_i - P = - \frac{70,6qB\mu}{kh} E_i \left(\frac{-948\phi\mu C_t r^2}{kt} \right) \dots\dots\dots (54)$$

Esta ecuación implica que la presión, P , en un punto del yacimiento, depende del valor numérico de muchas otras variables. La solución puede hacerse más compacta, si se define en la ecuación algunas variables adimensionales y se ordena de la siguiente manera:

$$\frac{kh(P_i - P)}{141,2qB\mu} = - \frac{1}{2} E_i \left[\frac{-\left(\frac{r}{r_w}\right)^2}{4\left(\frac{0,000264kt}{\phi C_t \mu r_w^2}\right)} \right] \dots\dots\dots (55)$$

Entonces, la forma de la ecuación anterior sugiere utilizar variables adimensionales P_D , r_D , y t_D descritas anteriormente.

Combinando la ecuación 55 con las ecuaciones de las variables adimensionales, se llega a la función E_i en la forma adimensional como se muestra en la ecuación 56.

$$P_D = -\frac{1}{2} E_i \left(\frac{-r_D^2}{4t_D} \right) \dots\dots\dots (56)$$

En la cara del pozo, donde radio adimensional es igual a uno, la solución se reduce a:

$$P_D = P_{wD} = -\frac{1}{2} E_i \left(\frac{-1}{4t_D} \right) \dots\dots\dots (57)$$

La ecuación 57 indica que se puede desarrollar una curva tipo a partir de una gráfica de P_{wD} como función de la variable t_D ; generar una gráfica simple en términos de P_{wD} , es más sencillo que pretender Graficar la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , como una función del tiempo, t , por todos los valores de las variables que aparecen en la forma de la ecuación. Por eso con una curva tipo generada de la manera sugerida, se puede analizar cualquier prueba de presión conducida bajo condiciones que satisfagan las suposiciones hechas en la derivación de la solución de la función E_i . Para yacimientos más complejos, las soluciones a las ecuaciones pueden expresarse de manera general como:

$$P_D = f(t_D, r_D, s \dots) \dots\dots\dots (58)$$

Esta función puede ser muy compleja dependiendo de las condiciones de la cara del pozo y del yacimiento. Por ello, antes de utilizar cualquier curva tipo, se deben conocer y entender las suposiciones del modelo.

✓ **Análisis con curvas tipo**

Un análisis con curvas tipo consiste en encontrar una curva tipo que se “ajuste” a la respuesta actual del pozo y del yacimiento durante una prueba. Los parámetros del pozo y del yacimiento, tales como permeabilidad y daño, pueden calcularse a

partir de los parámetros adimensionales que diferencian una curva tipo del conjunto de curvas.

El ajuste se puede hacer de manera gráfica, superponiendo una gráfica que contenga los datos actuales de la prueba de presión sobre las curvas tipo, y buscando la curva que mejor se ajusta a los datos.

Para seleccionar la curva tipo a utilizar, se debe encontrar el modelo de interpretación que represente de mejor manera el comportamiento dinámico del pozo y del yacimiento durante la prueba. La forma más eficiente para identificar el modelo, es utilizar la derivada de la presión con respecto al logaritmo natural una función de tiempo transcurrido.

Una vez se ha identificado el modelo de interpretación, se deben seleccionar las curvas tipo correspondiente al modelo, que sean las más apropiadas para el rango de datos disponibles. Cuando se encuentra el ajuste, se toma el valor del parámetro de correlación, C_{De}^{2s} , que describe la curva tipo seleccionada, y se escoge un punto cualquiera para leer los valores correspondientes a los puntos de ajuste de presión y tiempo. Finalmente, las propiedades del pozo y del yacimiento pueden estimarse usando los puntos de ajuste y las definiciones de las variables adimensionales.

✓ **Ventajas y limitaciones de las curvas tipo**

La principal ventaja de la gráfica logarítmica, es que permite reconocer fácilmente los diferentes regímenes de flujo, debido a que estos muestran rasgos específicos. Por ejemplo, el almacenamiento se identifica por una línea de pendiente unitaria en los tiempos tempranos.

Otra ventaja de la curva tipo con respecto a las técnicas de análisis convencionales, es el alto nivel de validación de la consistencia del modelo de interpretación que en ellas permiten. Es decir, la existencia de un régimen de flujo dado, identificado en la gráfica logarítmica, puede confirmarse con las correspondientes gráficas del análisis convencional. Por ejemplo, si se presenta el

almacenamiento, todos los puntos localizados sobre la línea de pendiente unitaria, deben localizarse en una línea recta que pasa a través del origen, cuando se gráfica ΔP contra Δt en coordenadas cartesianas.

Adicionalmente, para que el análisis sea consistente, los valores de los parámetros obtenidos a partir de los análisis convencionales tienen que ser iguales (con un rango de tolerancia) a los valores calculados a partir del análisis con la curva tipo.

La principal limitación de los análisis con curvas tipo está en su uso como un proceso manual. Existe sólo un número limitado de curvas publicadas, que no alcanzan a cubrir todas las combinaciones posibles en cuanto al efecto en la cara del pozo, comportamiento del yacimiento, y condiciones de frontera externas que se encuentran en la práctica. Sin embargo hoy en día con el uso de los computadores se ha logrado extender la capacidad de interpretación de pruebas, y han logrado que éste sea un proceso más rápido.

Además de la anterior limitación, existen dos problemas comúnmente encontrados en el ajuste logarítmico de curvas tipo:

- Para altos valores de C_{De}^{2S} , especialmente mayor a 10^8 , las curvas tipo de Grigarten tienen formas muy similares; por ello, si los datos corresponden a una de esas curvas, no es posible encontrar un ajuste único por una simple comparación de formas.
- Los datos de buildup se desvían de las curvas tipo diseñadas para el análisis de los datos de Drawdown. Esta desviación depende de la duración del previo periodo de producción t_p .

1.6.2.1.1 Curvas Tipo AGARWAL, AL-HUSSAINY Y RAMEY

Esta es una de las principales curvas y fue generada para una prueba de descenso de presión a tasa constante realizada en un yacimiento infinito con efecto de almacenamiento, bastante homogéneo, con flujo monofásico de un líquido ligeramente compresible, cuya presión antes de la producción es uniforme.

Las principales características de la curva son:

- Presencia de una línea de pendiente unitaria en cada curva de la familia en la región de tiempos tempranos. Esto se debe a la relación lineal ΔP con Δt , puesto que a tiempos tempranos la descarga en la cara del pozo representa la totalidad del flujo en la prueba, en el caso de una PDD, o porque a dichos tiempos la tasa de postflujo iguala a la tasa de producción que había antes del cierre, en el caso de un PBU. Esta parte de la curva permite determinar la constante de almacenamiento C_{SD} y determinar si su ausencia o presencia fue relevante durante la prueba.
- Igualación de las curvas para cualquier valor de C_{SD} con la curva para la cual $C_{SD} = 0$. Esto ocurre para cada una de las curvas de la familia aproximadamente uno y medio ciclos logarítmicos después del fin de la pendiente unitaria, y se debe a que los efectos por el almacenamiento en la cara del pozo han terminado ($q_{af} = q$) y no causan desviación alguna en los datos de la prueba. Esta parte de la curva da una idea de la cantidad de datos que pueden ser analizados por métodos convencionales.
- El tiempo equivalente para aplicar como variable en las pruebas de ascenso (PBU) y/o de Falloff, se calcula así:

$$t_e = \frac{\Delta t}{\left(1 + \frac{\Delta t}{t_p}\right)}, \quad \text{Si } \Delta t > 0.1t_p \dots\dots\dots (59)$$

- La gráfica de los datos obtenidos durante la prueba presenta la misma forma de la familia de curvas si se utilizan las variables apropiadas.
- Para realizar el análisis se debe introducir el concepto de macheo que es el acompasamiento vertical y horizontal de la curva de la prueba con la curva de la familia que más ajuste.
- Esta familia de curvas también es aplicable en el caso de pruebas de presión en pozos de gas, teniendo en cuenta las respectivas transformaciones de las

ecuaciones de flujo en términos de la pseudopresión dimensional y adimensional.

Procedimiento para el uso de la curva: antes de presentar el procedimiento como tal, se hace necesario definir algunos términos que se utilizarán.

La variable expresada como ΔP hace referencia a:

- $P_i - P_{wf}$, en el caso de una prueba Drawdown.
- $P_{ws} - P_{wf}$, en el caso de una prueba Buildup.

La variable tiempo, se refiere a:

- t , en el caso de una prueba Drawdown.
- t_e , en el caso de una prueba Buildup.

A continuación se describe de forma sencilla el procedimiento que se lleva a cabo al utilizar esta curva tipo:

1. Graficar ΔP vs variable de tiempo, en papel logarítmico a la misma escala y con el mismo tamaño de la curva tipo. Esto con el fin de poder machear fácilmente.
2. Reconocer la línea de pendiente unitaria y el fin de los efectos del almacenamiento sobre la gráfica obtenida.
3. Si la prueba exhibe la línea de pendiente unitaria (en la región ETR), seleccionar un punto sobre ella y determinar C_s .

$$C_s = \frac{qB}{24} \left(\frac{\text{variable de tiempo}}{\Delta P} \right)_{m=1} \dots\dots\dots (60)$$

$$C_{sD} = \frac{0.894C_s}{\phi C_t h r_w^2} \dots\dots\dots (61)$$

Si la línea de $m=1$ no está presente C_s y C_{sD} se calculan de las propiedades del pozo como se muestra a continuación (Los valores utilizados como variables no son muy precisos).

$$C_s = \frac{25.65A_{wb}}{\rho} \quad \text{Interface líquido-gas..... (62)}$$

$$C_s = C_{wb}V_{wb} \quad \text{Flujo Monofásico..... (63)}$$

4. El valor de C_{sD} calculado en el paso anterior, indica la curva tipo que más se ajusta a toda la prueba. Identificando esta curva, podemos determinar el factor de daño (s) que caracteriza la curva de la prueba. Si C_{sD} no es preciso, la caracterización del daño será incierta y será aun más difícil encontrar el mejor ajuste.
5. Acompasadas la curva de la prueba con la curva tipo más ajustada, escoger un punto de macheo (match point) cualquiera, $MP(\Delta P, P_D; \text{Variable de tiempo}, t_D)$
6. Calcular k y ΦC_t con las siguientes ecuaciones:

$$k = 141.2 \frac{qB\mu}{h} \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_{MP} \dots\dots\dots (64)$$

$$\Phi C_t = \left(\frac{\text{variable tiempo}}{t_D} \right)_{MP} \dots\dots\dots (65)$$

Limitaciones de las curvas tipo Ramey:

- La aplicación correcta de esta curva tipo depende de la habilidad para determinar el valor apropiado de C_{sD} necesario para el macheo. Las curvas de esta familia presentan formas muy similares para diferentes valores de C_{sD} y s , por lo que requiere de cuidado para encontrar el mejor ajuste.

- El cálculo de C_s y C_{sD} a partir de las propiedades del pozo no garantiza la caracterización de la prueba ya que dichas propiedades no describen correctamente las pruebas reales.
- El yacimiento se asume infinito para todo el tiempo de prueba y no necesariamente lo es.
- Para mayor exactitud en los resultados se requiere la presencia de la línea de pendiente unitaria.
- Es muy difícil ejecutar interpolaciones entre valores de C_{sD} y s .

1.6.2.1.2 Curva Tipo MCKINLEY

Esta familia de curvas fue generada con el objetivo de caracterizar el daño y/o estimulación en un pozo de producción sometido a una prueba de restauración de presión, en la cual el almacenamiento causa distorsión de casi todos los datos. Lo anterior, permite concluir intuitivamente que estas curvas hacen posible el análisis de pruebas de duración relativamente corta.

Las características más importantes de esta curva son:

- Cada curva de la familia corresponde a un valor fijo de $\frac{(kh/\mu)}{5.615C_s}$.
- La caracterización del daño no aparece indicado directamente en las curvas; por lo tanto se debe determinar la transmisibilidad efectiva cerca del pozo ya que ella ejerce dominio en la ETR. Además esto sugiere un primer macheo.
- El momento en que los efectos del almacenamiento sobre los datos comienzan a desaparecer, tampoco aparece indicado directamente sobre las curvas, por lo tanto se debe determinar la transmisibilidad en la formación. Para esto se requiere un segundo macheo.
- Los efectos de las fronteras son aproximados al presentarlos en las curvas 1/5 de ciclo logarítmico después del fin de la distorsión por el almacenamiento. Esto permite modelar condiciones de espaciamiento de 40 acres.

- Hay curvas para diferentes rangos de tiempo; sin embargo las más utilizadas comprenden el rango de uno a mil minutos para el tiempo de cierre.
- Esta familia de curvas sólo permite el macheo en dirección horizontal.

Procedimiento para el uso de la curva. La curva se emplea según el siguiente procedimiento:

1. Graficar Δt (minutos) vs ΔP según el tipo de prueba, el papel logarítmico a la misma escala y con el mismo tamaño de la curva tipo. El rango de tiempo debe ser igual al de la curva tipo.
2. Realizar el primer macheo. Éste macheo debe ser sólo en dirección horizontal hasta que la región de tiempos tempranos se ajuste a una de las curvas de la familia. Registrar el valor de $\frac{(kh/\mu)}{5.615C_s}$ para esa curva.
3. Manteniendo las curvas acompasadas escoger un punto de macheo, registrar ΔP de la curva de la prueba y $5.615 \frac{\Delta PC_s}{qB}$ de la curva tipo.
4. Calcular el valor de C_s con la siguiente ecuación:

$$C_s = \frac{qB}{5.615} \left[\frac{(5.615 \Delta PC_s / qB)}{\Delta P} \right]_{MP} \dots\dots\dots (66)$$

5. Con el valor calculado en el paso anterior se calcula, la transmisibilidad en el pozo, con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{wb} = 5.615 \left[\frac{(kh/\mu)}{5.615C_s} \right]_{wb} \dots\dots\dots (67)$$

6. Realizar el segundo macheo con aquella porción de datos de la curva de la prueba que se desvía de la curva tipo del primer macheo. Buscar el mejor ajuste para los tiempos tardíos y registrar el parámetro $\frac{(kh/\mu)}{5.615C_s}$. Si este

parámetro es mayor que el registrado para el pozo, éste está dañado; si por el contrario, es menor, el pozo se encuentra estimulado.

7. Calcular la transmisibilidad de la formación, utilizando el valor obtenido en el paso anterior, con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_f = 5.615 \left[\frac{\left(\frac{kh}{\mu}\right)}{5.615C_s} \right]_f \dots\dots\dots (68)$$

Limitaciones de la curva

- Las curvas fueron diseñadas para analizar principalmente tiempos tempranos en pruebas de ascenso de presión.
- Las pruebas no simulan con propiedad los efectos de las fronteras en pruebas Drawdown.
- Las curvas permiten caracterizar el daño o estimulación en pruebas Buildup. Las pruebas de Drawdown se contemplan como una posibilidad.

Además de las limitaciones que presenta el uso de esta curva tipo se deben tener presente las siguientes observaciones al momento de utilizarla:

- El valor de C_s sólo se determina una sola vez y con datos del primer macheo.
- Si sólo se tienen los datos tardíos, el uso del método no es apropiado y se obtendrán datos erróneos.
- El punto de macheo se encuentra durante el primer ajuste; es decir con los datos de los tiempos tempranos.
- P^* , que es la asíntota de la presión donde tienden los datos de los tiempos tardíos.
- P_d , que es el punto de intersección de los dos segmentos de curva tipo trazados y calcular ΔP_s .

$$\Delta P_s = \left[1 - \frac{k_{wb}}{k_f} \right] \Delta P_D \dots\dots\dots (69)$$

1.6.2.1.3 Curvas Tipo GRINGARTEN

Es una familia de curvas generadas para lograr caracterizar el daño y el almacenamiento en yacimiento infinito con comportamiento bastante homogéneo, cuando se realiza una prueba de descenso de presión a tasa constante.

- Cada una de las curvas tipo de esta familia está caracterizada por valores de C_{De}^{2s} . para cada uno de los siguientes casos: pozo dañado, pozo sin daño, pozo acidificado o pozo fracturado.
- Sobre la gráfica se encuentran dos curvas adicionales: una que intercepta la familia de curvas para los tres primeros casos e indica de manera aproximada el comienzo de la recta semilogarítmica, y otra casi horizontal que corta cada una de las curvas tipo para el caso de pozos fracturados, que señala cuando comienza una línea recta tanto para la curva tipo como para una gráfica semilogarítmica (Horne).
- Las líneas de pendiente unitaria para los tiempos tempranos presentan marcadores que indican el final de ellas para valores dados de C_{De}^{2s} .

Procedimiento para el uso de la curva. La aplicación de las curvas se realiza de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Graficar ΔP vs variable de tiempo, en papel a la misma escala y mismo tamaño de la curva tipo.
2. En la línea de pendiente unitaria determina ΔP y Δt . Calcular el almacenamiento C_s .

$$C_s = \frac{qB}{24} \left(\frac{\text{variable de tiempo}}{\Delta P} \right)_{m=1} \dots\dots\dots (70)$$

$$C_{SD} = \frac{0.894C_s}{\phi C_t h r_w^2} \dots\dots\dots (71)$$

Si no hay línea de 45°, C_{sD} se calcula con el punto de macheo.

3. Machear la curva de la prueba con la curva tipo que más se ajuste y registrar el valor de C_{De}^{2s}.
4. Manteniendo las curvas acompasadas, ubicar un punto de macheo PM[(ΔP, P_D), (variable de tiempo, t_D/C_d)].
5. Calcular la permeabilidad:

$$k = 141.2 \frac{qB\mu}{h} \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_{MP} \dots\dots\dots (72)$$

6. Calcular o confirmar C_{sD}:

$$C_{SD} = \frac{0.000264k}{\phi \mu C_t r_w^2} \left(\frac{\text{variable de tiempo}}{t_D/C_D} \right)_{MP} \dots\dots\dots (73)$$

7. Calcular el factor de daño:

$$s = 0.5 \ln \left[\frac{C_{De}^{2s}}{C_{SD}} \right] \dots\dots\dots (74)$$

1.6.2.1.4 Curva Tipo de la Derivada (BOURDET)

Esta familia de curvas ha sido generada junto a la familia de curvas de Gringarten logrando simplificar el análisis de pruebas de presión y representan el cambio de la presión con respecto al tiempo.

El uso de esta curva es de gran aceptación y ha venido a ser considerada como uno de los métodos más seguros y confiables para la caracterización de yacimientos.

Las curvas presentan las siguientes propiedades:

- La línea de pendiente unitaria para los tiempos tempranos presente en las curvas tipo Gringarten, también se presentan en esta curva tipo.
- Todos los datos que correspondan a la recta semilogarítmica de Horner convergen a la línea horizontal única en $P'_D (t_D/C_D) = 0.5$
- El macheo es simultáneo para ambas familias de curvas y después de lograrlo sólo un valor de C_{De}^{2S} debe ser determinado.

Procedimiento para el uso de la curva

1. Determinar $\frac{dP_{wf}}{d(\ln t)} = t\Delta P'$ ó $\frac{dP_{ws}}{d(\ln \Delta t_e)} = \Delta t_e \Delta P'$ de los datos de la prueba.
2. Graficar [(variable de tiempo)* $\Delta P'$] vs (variable de tiempo), en papel de la misma escala y con el mismo tamaño de la curva tipo (junto con la de Gringarten).
3. Hacer el macheo para ambas curvas. Registrar el valor de C_{De}^{2S} .
4. Encontrar un punto de macheo $PM[(\Delta P, P_D), (variable\ de\ tiempo, t_D/C_D)]$ manteniendo las curvas acompasadas.
5. Calcular k

1.6.2.2 Técnica de Síntesis Directa de Tiab –TDST.

Es la técnica de análisis de Pruebas de Presión más reciente y está basada en la interpretación de gráficos logarítmicos de la presión y la derivada de presión, versus, tiempo, y permite calcular parámetros del yacimiento sin utilizar el método de ajustes por curvas tipo⁹.

El Método de Síntesis Directa de Tiab (MSDT), permite interpretar pruebas de presión en forma rápida, segura y efectiva, atribuida a sus soluciones analíticas para el cálculo de la permeabilidad, el factor de daño y el coeficiente de almacenamiento lo que constituye una herramienta valiosa para la industria petrolera. Es aplicable en la interpretación tanto de pruebas de Buildup, como de Drawdown.

Cabe 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.

Suposiciones

- Pozo produciendo a tasa constante.
- Yacimiento homogéneo, isotrópico. Medio poroso uniforme.
- Fluido con viscosidad constante, ligeramente compresible y monofásico.
- Flujo Radial.
- Temperatura de Yacimiento Constante.
- El pozo penetra verticalmente el yacimiento en su totalidad.
- Propiedades de la roca y fluido uniformes a lo largo de todo el yacimiento e independientes de la presión.

Ecuaciones básicas

La presión adimensional, P_D , tiempo adimensional t_D , y coeficiente de almacenamiento adimensional C_D , son expresados:

$$P_D = \left(\frac{kh}{141.2q\mu B} \right) \Delta P \dots\dots\dots (75)$$

$$t_D = \left(\frac{0.0002637k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) t \dots\dots\dots (76)$$

$$C_D = \left(\frac{0.8935}{\phi h c_t r_w^2} \right) C \dots\dots\dots (77)$$

1.6.2.2.1 Líneas y Puntos Característicos

El gráfico logarítmico de presión adimensional y derivada de presión versus tiempo, Figura 32, tiene varias características únicas:

- La curva de presión tiene una línea de pendiente unitaria durante los tiempos tempranos. Esta línea corresponde al flujo de almacenamiento puro. La ecuación de esta línea recta está dada por:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} = \left(2.95 \times 10^{-4} \frac{kh}{\mu} \right) \frac{t}{C} \dots\dots\dots (78)$$

El coeficiente de almacenamiento:

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t}{\Delta P} \dots\dots\dots (79.a)$$

Para una prueba de restauración de presión:

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf(\Delta t=0)} \dots\dots\dots (80)$$

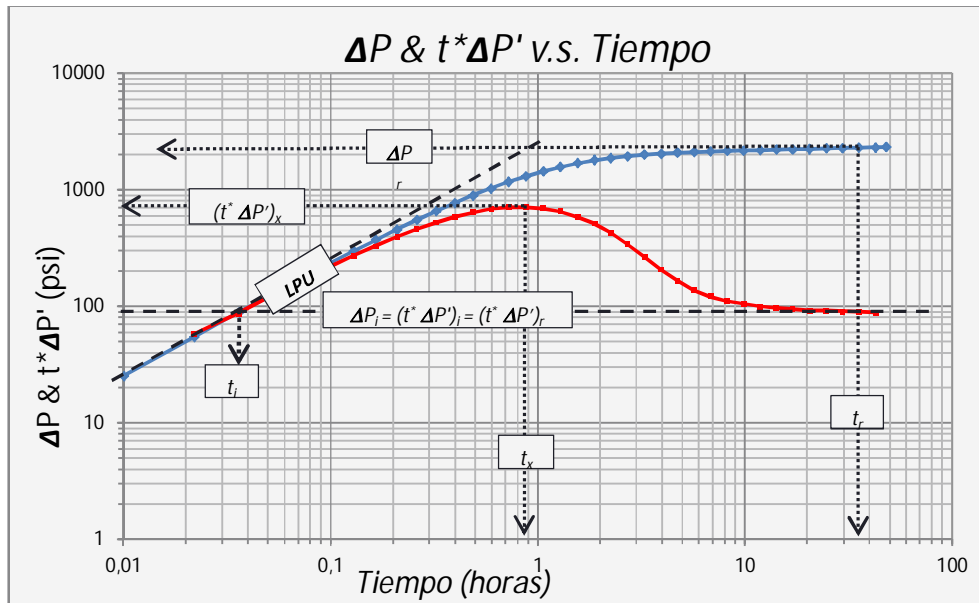
Para una prueba de declinación de presión

$$\Delta P = P_i - P_{wf} \dots\dots\dots (81)$$

- La curva de la derivada de la presión también tiene una línea de pendiente unitaria en la región ETR. Ya que la línea de pendiente unitaria para tiempos tempranos es la misma tanto para la presión como para la derivada de la presión, se obtiene una ecuación similar a la 79.a, donde ΔP es reemplazado por $t^* \Delta P'$; como se observa en la ecuación 79.

$$C = \left(\frac{qB}{24}\right) \frac{t}{t^* \Delta P'} \dots\dots\dots (79.b)$$

Figura 32. Líneas características de un gráfico logarítmico de presión y de la derivada de la presión vs el tiempo.



Fuente: Autores del proyecto.

- En la curva de la derivada de la presión, el rango correspondiente al flujo radial infinito es una línea recta horizontal. Para un yacimiento homogéneo, la ecuación de esta línea recta está dada por:

$$\left[\left(\frac{t_D}{C_D} \right) P'_D \right]_r = 0.5 \dots\dots\dots (82)$$

Resolviendo en términos de la permeabilidad:

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P')_r} \dots\dots\dots (83)$$

El subíndice *r* hace referencia al flujo radial.

- La sección correspondiente al flujo radial puede ser utilizada para calcular el skin:

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t^* \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \dots\dots\dots (84)$$

- El tiempo de inicio de la línea de acción infinita de la curva de la derivada de la presión está dada aproximadamente por:

$$t_{SR} = \frac{\mu C}{6.9 \times 10^{-5} kh} \left[\ln \left(\frac{0.8935C}{\phi C_t hr_w^2} \right) + 2s \right] \dots\dots\dots (85)$$

Donde t_{SR} es el tiempo de inicio de la línea de acción infinita del flujo radial.

Dado el caso que la línea de pendiente unitaria o la joroba no se observen, el coeficiente de almacenamiento puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$C = 0.056 \phi C_t hr_w^2 \left(\frac{t_{DSR}}{2s + \ln t_{DSR}} \right) \dots\dots\dots (86)$$

Donde t_{DSR} es calculado de la ecuación 76, con $t_D = t_{DSR}$

- La intersección de la línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos y la línea de acción infinita a tiempos tardíos de la derivada de la presión nos brindan las siguientes ecuaciones:

$$(t^* \Delta P')_i = \frac{70.6q\mu B}{kh} \dots\dots\dots (87)$$

$$t_i = \frac{1695\mu C}{kh} \dots\dots\dots (88)$$

Donde el subíndice i implica intersección.

Ya que la línea de pendiente unitaria es la misma para las curvas de presión y derivada de la presión, en el punto de intersección tenemos:

$$(\Delta P)_i = (t^* \Delta P')_i = (t^* \Delta P')_r \dots\dots\dots (89)$$

- La permeabilidad y el coeficiente de almacenamiento pueden ser calculados con las coordenadas del punto máximo de la joroba:

$$k = \left(\frac{70.6q\mu B}{h} \right) \frac{1}{(0.014879qB/C)t_x - (t^* \Delta P')_x} \dots\dots\dots (90)$$

La ecuación 90 es extremadamente sensible a las coordenadas del punto máximo $(t^* \Delta P')_x$ y t_x . Esta debe ser utilizada para calcular k sólo si el punto máximo está bien definido y si la línea de comportamiento infinito de flujo radial a tiempos tardíos no es observada, como en los casos de pruebas cortas o si hay mucho ruido en los valores de la derivada para tiempos tardíos.

El coeficiente de almacenamiento puede ser estimado, incluso si la línea de pendiente unitaria no es bien observada por razones mecánicas o debido a la carencia de datos de presión en los tiempos tempranos. Casos en los que la línea de pendiente unitaria de los datos tempranos no se presenta.

$$C = \frac{0.014879qBt_x}{(t^* \Delta P')_x + 0.48(t^* \Delta P')_r} \dots\dots\dots (91)$$

- Las coordenadas del punto máximo de la derivada de la presión puede ser también utilizada para calcular el skin:

$$s = 0.171 \left(\frac{t_x}{t_i} \right)^{1.24} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi h c_t r_w^2} \right) \dots\dots\dots (92)$$

Y

$$s = 0.921 \left[\frac{(t^* \Delta P')_x}{(t^* \Delta P')_i} \right]^{1.1} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi h C_t r_w^2} \right) \dots\dots\dots (93)$$

Debido a que en algunas pruebas de presión la forma de la protuberancia del almacenamiento puede parecer plana en el ‘pico’, es posible leer el valor correcto de $(t^* \Delta P')_x$ pero un valor incorrecto de t_x . En este caso, es una buena práctica calcular s de ambas ecuaciones. Si estas dan valores diferentes entonces se debe obtener un nuevo valor de t_x y repetir los cálculos hasta que las dos ecuaciones arrojen valores similares de daño.

- Esta expresión puede ser utilizada para estimar C cuando la línea de pendiente unitaria de los tiempos tempranos no se observa, o puede ser utilizada para propósitos de verificación. Esta ecuación relaciona la porción de comportamiento infinito de la línea de flujo radial de la curva de la derivada de la presión y el pico.

$$k = 9416.2 \frac{\mu C}{h t_x} \left[0.5 \frac{(t^* \Delta P')_x}{(t^* \Delta P')_r} + 0.42 \right] \dots\dots\dots (94)$$

Procedimiento general:

1. Graficar $\log \Delta P$ y $t^* \Delta P'$ vs $\log t$
2. Dibujar la línea de pendiente unitaria (Si hay mucho ruido en la derivada utilizar los puntos de la presión)
3. Trace la línea de flujo radial de acción infinita
4. Lea las coordenadas de la intersección t_i y $(t^* \Delta P')_i$
5. Lea las coordenadas del pico t_x y $(t^* \Delta P')_x$.
6. Seleccione cualquier punto conveniente, t_r , en la línea de flujo radial de comportamiento infinito y lea ΔP_r .

1.6.2.2.2 Casos

Una prueba de Trasierte de presión, producirá todas las líneas rectas necesarias para calcular, permeabilidad, daño, área de drene y factor de forma a partir de las técnicas convencionales. Sin embargo, en muchos casos las pruebas son muy cortas para observar la línea de flujo de estado pseudoestable, o la línea del régimen de flujo lineal no está bien definida debido a la falta de puntos. En tales casos, el ajuste con curvas tipo será la única alternativa para las técnicas convencionales. Sin embargo, aún con la adición de la curva de derivada de presión, encontrando un ajuste único mediante una simple comparación de formas, es todavía uno de los principales problemas de la técnica de ajuste con curvas tipo. Por esto una de las ventajas de la técnica de síntesis directa de Tiab es que permite calcular los valores de permeabilidad, daño, etc. sin necesidad de que se muestren todas las líneas de régimen de flujo.

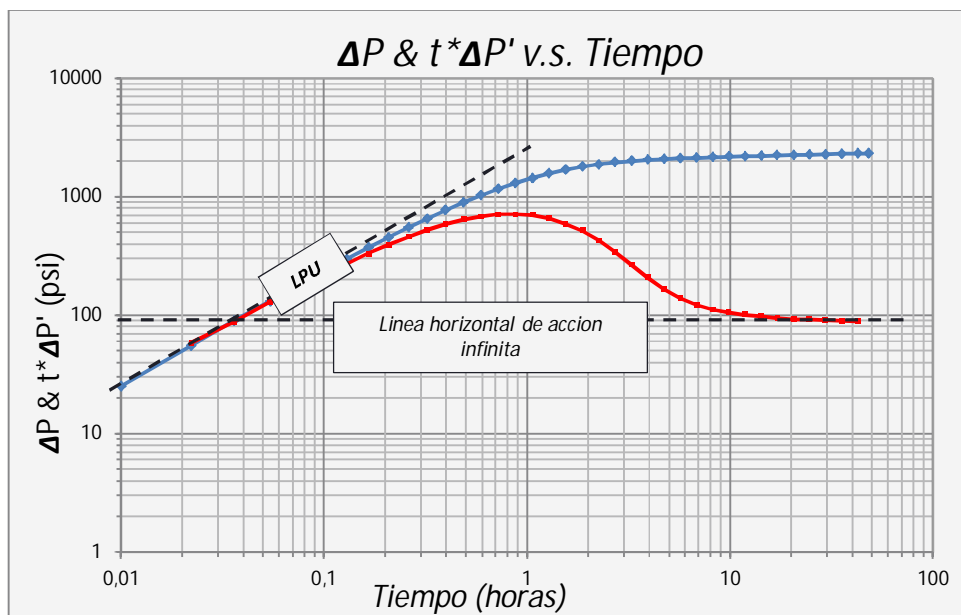
Caso 1. LPU y la línea de acción infinita son observadas

Caso Ideal, Las líneas de pendiente unitaria y de acción infinita son observadas.

- 1) Graficar $\log \Delta P$ y $t^* \Delta P'$ vs $\log t$
- 2) Dibujar la línea de pendiente unitaria (Si hay mucho ruido en la derivada utilizar los puntos de la presión).
- 3) Dibujar la línea horizontal de acción infinita para el flujo radial.
- 4) Leer el punto de intersección entre la línea de pendiente unitaria y la línea horizontal de acción infinita t_i y $(t^* \Delta P')_i$.
- 5) Leer el punto máximo de la joroba (Pico) t_x y $(t^* \Delta P')_x$.
- 6) Seleccione cualquier punto conveniente t_r en la línea de flujo radial de comportamiento infinito y lea ΔP_r .
- 7) Calcular k de la ecuación 83.
- 8) Calcular C de la ecuación 79.a utilizando t_i y ΔP_i . o cualquier punto de la línea de pendiente unitaria.

- 9) Calcular el skin de la ecuación 84.
- 10) Verificar k , s y C . Solo si hay ruido en los valores de la derivada de la presión.
- 11) Calcular el tiempo de intersección entre la línea de pendiente unitaria y la línea de acción infinita con la ecuación 88.
 - a. Si el t_i es aproximadamente igual al observado, quiere decir que el pico, la línea de pendiente unitaria y la línea horizontal están bien ubicados y por lo tanto los valores de k , s y C son correctos.
 - b. Si el t_i calculado y el valor observado son considerablemente diferentes, leer un nuevo pico y/o cambiar una o ambas líneas rectas y repetir los pasos 4 – 9 hasta que $t_{io} = t_{ic}$.

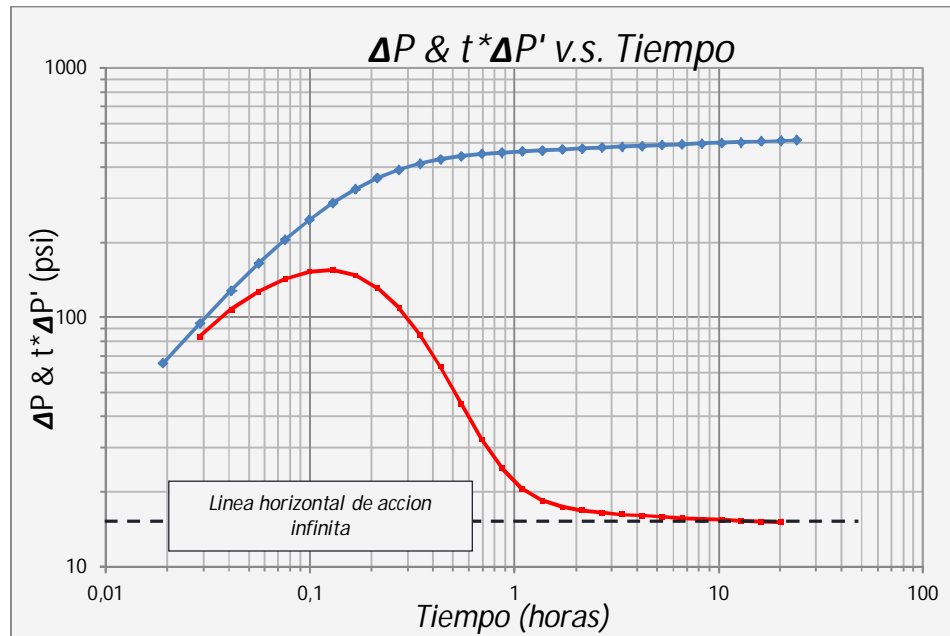
Figura 33. Caso 1: LPU y la línea de acción infinita se observan.



Fuente: Autores del proyecto.

Caso 2. La línea de pendiente unitaria no se observa.

Figura 34. Caso 2: LPU no se observa.



Fuente: Autores del proyecto.

- 1) Graficar $\log \Delta P$ y $t^* \Delta P'$ vs $\log t$.
- 2) Dibujar la línea horizontal de acción infinita para el flujo radial. Leer el valor $(t^* \Delta P')_r$. Este valor sería igual a $\Delta P_i = (t^* \Delta P')_i$, si la línea de pendiente unitaria se observa.
- 3) Leer el punto máximo de la joroba (Pico) t_x y $(t^* \Delta P')_x$.
- 4) Seleccione cualquier punto conveniente t_r en la línea de flujo radial de comportamiento infinito y lea ΔP_r .
- 5) Calcular k de la ecuación 83.
- 6) Calcular C de la ecuación 91.
- 7) Calcular el skin de la ecuación 84.
- 8) Este paso es necesario sólo si hay ruido en los valores de la derivada de la presión y el pico no está bien definido. Recalcular s de la ecuación 92 o 93.

- a. Si los valores de s obtenidos en el paso 7 y 8 son aproximadamente iguales, los valores de k , s y C son correctos.
- b. Si los dos valores son considerablemente diferentes, se debe leer un nuevo pico y/o mover arriba/abajo la línea de flujo radial (horizontal) y repetir los pasos 5 – 7 hasta que los dos valores de s sean aproximadamente iguales. Si se desea la línea de pendiente unitaria puede ser dibujada calculando la coordenada del tiempo de intersección de la línea de pendiente unitaria y la línea de acción infinita con la ecuación 91.

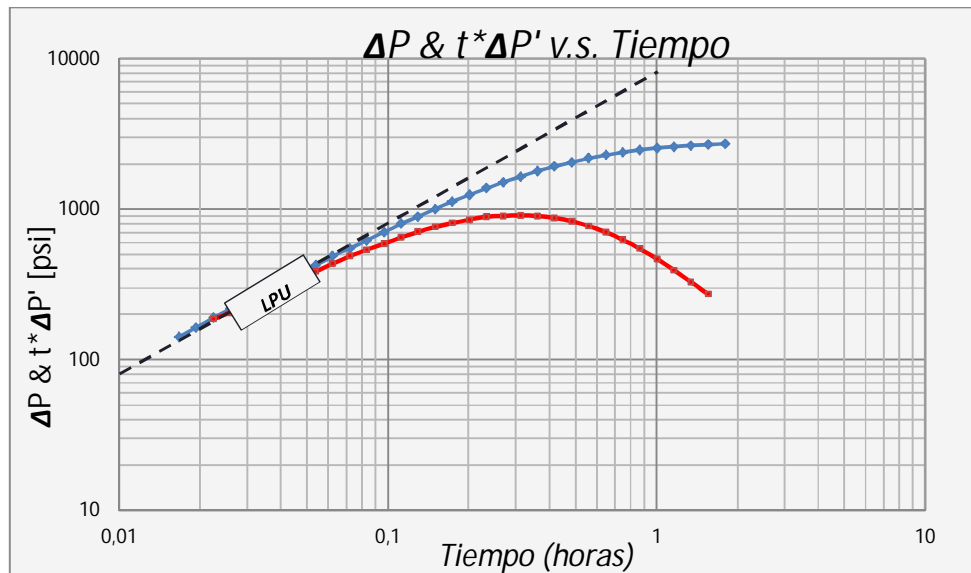
Caso 3. Prueba Corta

La línea de acción infinita no se observa (Pruebas cortas).

- 1) Graficar $\log \Delta P$ y $t^* \Delta P'$ vs $\log t$.
- 2) Dibujar la línea de pendiente unitaria (Si hay mucho ruido en la derivada utilizar los puntos de la presión).
- 3) Leer el punto máximo de la joroba (Pico). t_x y $(t^* \Delta P')_x$.
- 4) Calcular C de la ecuación 79.a, donde t y ΔP son las coordenadas de un punto de la línea de pendiente unitaria.
- 5) Calcular k de la ecuación 90.
- 6) Calcular las coordenadas de el punto de intersección de la línea de pendiente unitaria y la línea de acción infinita de las ecuaciones 87 y 88, $(t^* \Delta P')_i$ y t_i
- 7) Calcular el skin de las ecuaciones 92 y 93.
- 8) Verificar.
 - a. Si los dos valores de s obtenidos en el paso 7 son aproximadamente iguales, los valores de k , s y C son correctos.
 - b. Si los dos valores son considerablemente diferentes, se debe leer un nuevo pico y/o mover a la izquierda/derecha la línea de pendiente unitaria y repetir el proceso hasta que los dos valores de s sean aproximadamente iguales.

Si se desea la línea de acción infinita del flujo radial puede ser ahora dibujada.

Figura 35. Caso 3: la línea de acción directa no se observan.



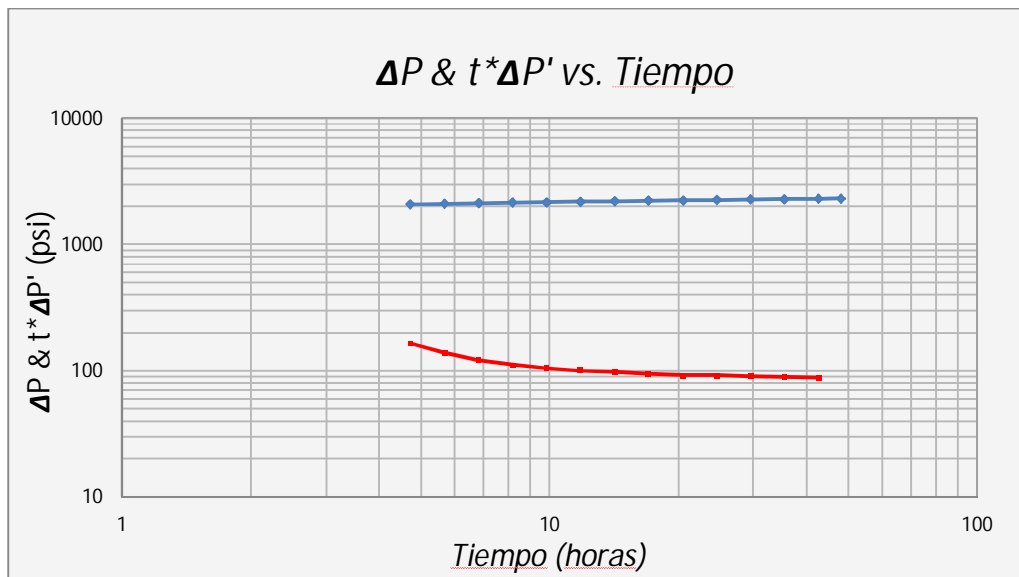
Fuente: Autores del proyecto.

Caso 4. La LPU y el pico no se observan.

La línea de pendiente unitaria y el pico de la joroba no se observan (fig. 36).

- 1) Graficar $\log \Delta P$ y $t^* \Delta P'$ vs $\log t$.
- 2) Dibujar la línea horizontal de acción infinita, la cual tiene un valor constante en el eje y $(t^* \Delta P')_r$.
- 3) Determinar en la gráfica, el tiempo de inicio de la línea de flujo radial t_{SR} .
- 4) Seleccione cualquier punto conveniente t_r en la línea de flujo radial de comportamiento infinito y lea ΔP_r .
- 5) Calcular k de la ecuación 83.
- 6) Calcular el skin de la ecuación 84.
- 7) Calcular el tiempo adimensional de inicio de la línea de acción infinita t_{DSR} de la ecuación 76, donde $t = t_{SR}$, luego calcular C de la ecuación 86.

Figura 36. Caso 4: LPU y la joroba no se observa.



Fuente: Autores del proyecto.

1.6.2.2.3 Técnica de Síntesis Directa de Tiab (TDST) para yacimientos naturalmente fracturados

Las ecuaciones básicas para flujo en yacimientos fracturados naturalmente con porosidad doble fueron formuladas originalmente por Barenblatt y otros en 1960. Los parámetros del medio y de flujo de las fracturas y la matriz son definidas en cada punto matemático. La transferencia de fluido entre los dos medios es mantenida en una función fuente, donde el fluido se asume en estado pseudoestable en la matriz del sistema. Warren y Root⁸ usaron esta aproximación para desarrollar una solución integrada y aplicable para las pruebas de presión de declinación y restauración en un yacimiento fracturado naturalmente con porosidad doble. En orden cronológico existe una línea recta en tiempos cercanos representando únicamente el depletamiento de la fractura, y una línea recta en tiempos finales la cual corresponde al tiempo cuando todo el yacimiento produce como un yacimiento homogéneo equivalente. A estos tiempos finales; la línea recta semilogarítmica es paralela a la primera línea recta.

Dos parámetros claves fueron derivados por Warren y Root para caracterizar yacimientos fracturados naturalmente: el coeficiente de almacenamiento adimensional, ω , y el parámetro de flujo interporoso λ . El primero proporciona un estimado de la magnitud y la distribución de la matriz y el almacenamiento de la fractura y λ es una medida de la tasa de transferencia de masa de la matriz a la red de fracturas y por lo tanto describe la capacidad de flujo de la matriz disponible en las fracturas.

La Técnica de Síntesis Directa de Tiab –TDST combina los puntos característicos y las pendientes de un gráfico log-log de datos de presión y derivada de presión con las soluciones analíticas exactas para obtener propiedades del yacimiento. Esta ha sido aplicada exitosamente por Tiab para modelos de fractura vertical con conductividad infinita y flujo uniforme, para yacimientos homogéneos con daño y almacenamiento, y para pozos fracturados verticalmente en sistemas cerrados².

- **Ecuaciones básicas:**

Una formación real fracturada naturalmente está compuesta de un sistema heterogéneo de cavernas, fracturas y matriz. Las cuales son aleatorias en su naturaleza. Para modelar este sistema se asume que el yacimiento consta de elementos de bloque de matriz discretos separados por un sistema ortogonal de fracturas uniformes y continuas. Estas fracturas están orientadas paralelas a los ejes principales de permeabilidad. El flujo entre la matriz y las fracturas está gobernado por condición de estado pseudoestable, pero sólo las fracturas llegan a la cara del pozo a una tasa constante. Se asume que el fluido se encuentra en una sola fase y es ligeramente compresible. La solución de la presión en la cara del pozo en un yacimiento de acción infinita con las suposiciones anteriores está dada por:

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln t_D + 0.80908 + E_i \left(-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)} \right) - E_i \left(-\frac{\lambda t_D}{1-\omega} \right) \right] + s \dots\dots\dots (95)$$

La derivada de la ecuación 95 puede ser obtenida fácilmente así:

$$t_D * P'_D = \frac{1}{2} \left[1 - \exp\left(-\frac{\lambda t_D}{1-\omega}\right) + \exp\left(-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)}\right) \right] \dots\dots\dots (96)$$

Las variables adimensionales son definidas por:

$$P_D = \frac{k_2 \cdot h \cdot \Delta P}{141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot B_o} \dots\dots\dots (97)$$

$$t_D = \frac{0.0002637 \cdot k_2 \cdot t}{(\phi C_t)_{1+2} \cdot \mu \cdot r_w^2} \dots\dots\dots (98)$$

$$\omega = \frac{\phi_2 \cdot C_2}{\phi_1 \cdot C_1 + \phi_2 \cdot C_2} \dots\dots\dots (99)$$

$$\lambda = \alpha \cdot r_w^2 \frac{k_1}{k_2} \dots\dots\dots (100)$$

Donde α a refleja la geometría de los elementos de la matriz. Note que los subíndices numerados se refieren a la propiedad dada cuando fueron distribuidas. Por ejemplo, En relación al volumen bruto o al volumen elemental representativo. Por lo tanto, ϕ_1 y ϕ_2 son las porosidades de la matriz bruta y de la fractura respectivamente, o en otras palabras la relación de los volúmenes porosos de la matriz y la fractura en el volumen total bruto.

- **Puntos y Líneas Característicos:**

La Fig. 37 ilustra las características únicas de un gráfico de presión adimensional y derivada de presión versus tiempo para un yacimiento naturalmente fracturado. Referente a esta figura pude ser realizado el siguiente análisis.

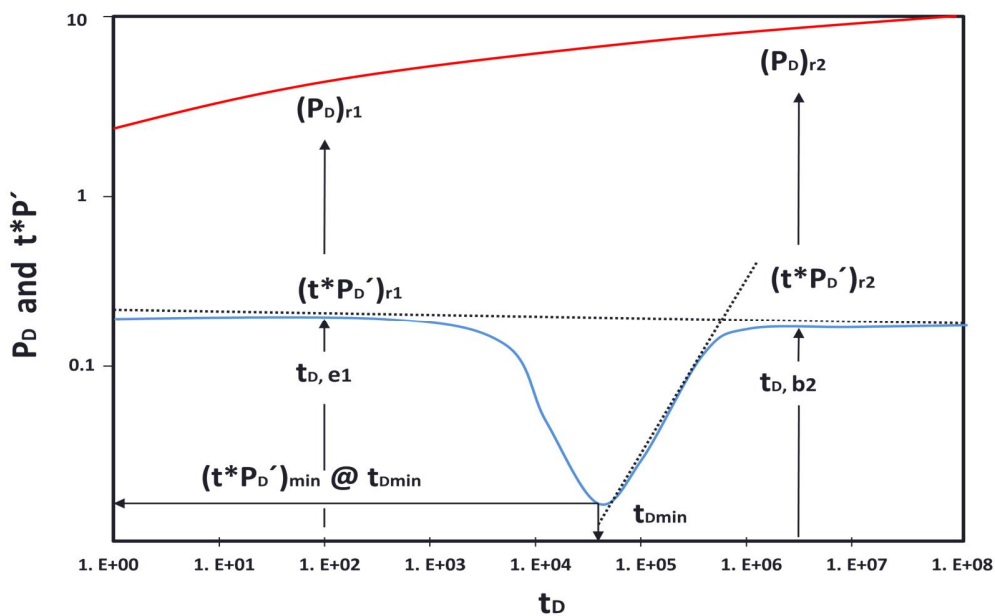
Los periodos de flujo radial de acción infinita están representados por una línea recta horizontal de derivada de presión. El primer segmento corresponde al depletamiento de la fractura y el segundo a la reacción del yacimiento homogéneo equivalente.

- Sustituyendo por las variables adimensionales y reordenando resultados la ecuación para determinar la permeabilidad de la red de fracturas es:

$$\frac{P_D}{t^* P_D'} = \frac{P_D}{t^* P_D'} \dots \dots \dots (101)$$

Donde $\frac{P_D}{t^* P_D'}$ es la derivada de la presión a algún tiempo conveniente t^* . Y el subíndice r hace referencia al flujo radial.

Figura 37. Puntos y líneas características de un yacimiento fracturado naturalmente con flujo interporoso en estado pseudoestable.



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

- Relación de ajuste entre la relación de la derivada de la presión y $\frac{P_D}{t^* P_D'}$ es una correlación empírica.

$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{(t^* \Delta P)_{min}}{h(t^* \Delta P)_r} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{(t^* \Delta P)_{min}}{h(t^* \Delta P)_r} \right\}^2 \dots\dots\dots (102)$$

Esta ecuación es válida desde $0 < \omega < 0.10$ con un error menor que 1.5%.

Donde el subíndice $(t^* \Delta P)_{min}$ hace referencia a las la coordenada de la derivada de presión mínima.

- La correlación para la relación del tiempo mínimo con el tiempo final de la primera línea recta, con un error menor que el 5%. es:

$$\omega = \exp \left[-\frac{1}{0.9232} \left(\frac{t_{min}}{50t_{e1}} - 0.4383 \right) \right] \dots\dots\dots (103)$$

Donde t_{min} son las coordenadas del tiempo mínimo.

- La correlación para la relación del tiempo mínimo con el tiempo de inicio de la segunda línea recta es válido para $\omega \leq 0.1$ con un error menor que el 2 % está dada por:

$$\omega = 0.19211 \left\{ \frac{5t_{min}}{t_{b2}} \right\} + 0.80678 \left\{ \frac{5t_{min}}{t_{b2}} \right\}^2 \dots\dots\dots (104)$$

- El flujo interporoso se puede determinar λ .

$$\lambda = \frac{42.5 \cdot h \cdot \phi C_t r_w^2}{q \cdot B_o} \left(\frac{t^* \Delta P}{t} \right)_{min} \dots\dots\dots (105)$$

- El factor de daño se puede determinar de los valores de presión y derivada de presión a un tiempo conveniente durante cualquiera de los dos segmentos de

línea de flujo radial con acción infinita. De las ecuaciones analíticas de tiempo cercano el factor de daño está dado por:

$$S_m = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\Delta P}{t^* \Delta P} \right)_{r_1} - \ln \left(\frac{k_2 \cdot t_{r_1}}{\phi C_t \cdot \mu \cdot r_w^2 \omega} \right) + 7.43 \right] \dots\dots\dots (106)$$

Donde el subíndice r_1 denota la línea recta de tiempo cercano. Similarmente durante el periodo de tiempo lejano se puede desarrollar una expresión para el factor de daño;

$$S_m = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\Delta P}{t^* \Delta P} \right)_{r_2} - \ln \left(\frac{k_2 \cdot t_{r_2}}{\phi C_t \cdot \mu \cdot r_w^2} \right) + 7.43 \right] \dots\dots\dots (107)$$

• **Efectos de Almacenamiento:**

Como una consecuencia directa del almacenamiento, el periodo de flujo radial en tiempo cercano de acción infinita tiende a ser ocultado. Por lo tanto la línea de flujo radial en tiempo lejano de acción infinita es esencial para estimar el factor de daño y la permeabilidad de la red de fracturas.

Existen varios métodos directos para determinar la constante de almacenamiento a partir de las curvas de presión y derivada de presión. Las líneas de presión y derivada de presión con pendiente unitaria a tiempos tempranos son un indicativo del almacenamiento puro. La curva de presión puede ser usada para resolver la constante de almacenamiento.

$$C = \left(\frac{q \cdot B}{24} \right) \frac{t}{\Delta P} \dots\dots\dots (108)$$

Similarmente de la línea de derivada de presión con pendiente unitaria.

$$C = \left(\frac{q \cdot B}{24} \right) \frac{t}{t^* \Delta P} \dots\dots\dots (109)$$

Una alternativa es usar también la intersección de la línea de presión de pendiente unitaria en el tiempo cercano con la línea de flujo radial de acción infinita. De este punto de intersección se puede estimar C.

$$C = \frac{k_2 \cdot h \cdot t_i}{1695 \cdot \mu} \dots\dots\dots (110)$$

Los procedimientos descritos anteriormente son válidos si se cumple la relación descrita en la ecuación 111. Cuando es menor que el límite definido se encuentra un “pseudo-mínimo” en la curva de la derivada de la presión.

$$\frac{(t_D)_{min.o}}{(t_D)_x} \geq 10 \dots\dots\dots (111)$$

Una correlación empírica generada durante esta región proporciona un método para calcular el parámetro de flujo interporoso por medio de la siguiente ecuación.

$$[\lambda \log(1/\lambda)]_{min} = \frac{1}{C_D} \left[5.565 \frac{t_x}{t_{min.o}} \right]^{10} \dots\dots\dots (112)$$

Donde:

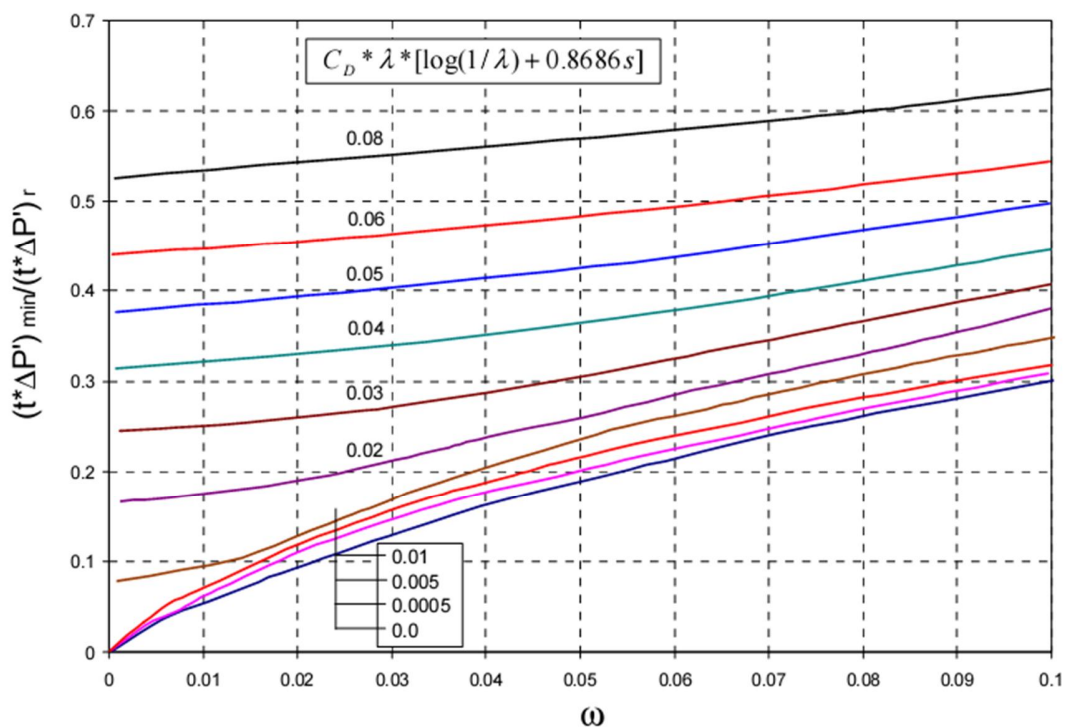
$$\lambda = \left(\frac{[\lambda \log(1/\lambda)]_{min}}{1.924} \right)^{1.0845} \dots\dots\dots (113)$$

Un método alternativo para determinar λ está basado en la relación de la coordenada de la derivada de presión mínima con la coordenada de la derivada de presión en el pico. Esta correlación es válida únicamente para $C_D \lambda > 0.001$.

$$\lambda = \frac{1}{10C_D} \frac{(t^* \Delta P)_{min}}{(t^* \Delta P)_x} \dots\dots\dots (114)$$

Si es observado un “pseudo-mínimo” se recomienda el siguiente método para determinar C_D . Primero el parámetro de flujo interporoso, el factor de daño y la constante de almacenamiento deben ser conocidas con anterioridad a partir de los grupos adimensionales mostrados en la figura 38. Este grupo, acoplado con la relación de la derivada de presión de flujo radial de acción mínima a infinita, proporciona una manera de determinar el coeficiente de almacenamiento.

Figura 38. Determinación del coeficiente de almacenamiento de la relación de derivada de presión de mínima a radial.



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

Caso 1 – Coordenadas mínimas no influenciadas por almacenamiento:

- 1) Construir un gráfico de \log y vs \log e identificar las diferentes líneas y puntos característicos.

- 2) Identificar cualquiera de las líneas horizontales de flujo radial de acción infinita a tiempos cercanos o lejanos. Calcular la permeabilidad del sistema fracturado de la ecuación 101.
- 3) Dibujar las líneas de presión y derivada de presión de pendiente unitaria en los tiempos tempranos. Seleccionar un punto conveniente sobre esas líneas y resolver la constante de almacenamiento de las ecuaciones 108 o 109. Identificar el punto de intersección entre la línea de pendiente unitaria y la línea de flujo radial de acción infinita. Usar este punto con la ecuación 110 para solucionar o verificar la permeabilidad del sistema fracturado o la constante de almacenamiento.
- 4) Seleccionar un ΔP y $t^* \Delta P'$ a un tiempo conveniente durante el periodo de flujo radial de acción infinita a tiempo lejano. Sustituir esos valores en la ecuación 106 y determinar el factor de daño.
- 5) Identificar las coordenadas de tiempo mínimo y pico en la curva de derivada de presión. Si la relación de esas coordenadas es mayor que diez indica que las coordenadas mínimas no están influenciadas por almacenamiento.
- 6) Identificar la coordenada de la derivada de presión mínima y normalizar esos valores con respecto a la derivada de presión de flujo radial de acción infinita. Usar la ecuación 102 para calcular el coeficiente de almacenamiento adimensional, ω .
- 7) Las ecuaciones 103 y 104 pueden ser usadas para verificar el ω determinado anteriormente.
- 8) Con base en las coordenadas mínimas determinar λ de la ecuación 105. Si una pendiente unitaria es desarrollada durante el periodo último de transición.

Caso 2 – Coordenada mínima influenciada por almacenamiento:

- 1) Los pasos 1 - 4 del Caso 1 son independientes de las coordenadas mínimas y por lo tanto se pueden aplicar en el caso 2.

- 2) Identificar las coordenadas de tiempo mínimo y pico en la curva de la derivada de presión. Una relación de esos tiempos menor que diez corresponde a los efectos del almacenamiento en las coordenadas mínimas.
- 3) Usando la relación de tiempo del paso 2 y el C_D calculado anteriormente, el parámetro de flujo interporoso se puede determinar de las ecuaciones 112 y 113.
- 4) Igualmente, las coordenadas de la derivada de presión en el mínimo y en el pico se pueden usar en conjunto con C_D para determinar el parámetro de flujo interporoso mediante la ecuación 114.
- 5) El coeficiente de almacenamiento adimensional, ω , es determinado gráficamente de la Figura 38, donde S_m , C_D y λ son calculados anteriormente y los puntos de la derivada de presión de flujo radial de acción infinita y mínima son observados.

1.7 PRESIÓN PROMEDIA (\bar{P})

Según Earlougher¹⁰, la presión promedia \bar{P} de un yacimiento sin empuje de agua se puede definir como la presión que el yacimiento alcanzaría si todos los pozos estuvieran cerrados, por un tiempo infinito.

Por otra parte, si consideramos el yacimiento con presencia de un empuje de agua entonces la presión promedia \bar{P} podrá llegar a ser igual a la presión inicial del yacimiento: $\bar{P} \approx P_i$.

En Ingeniería de Yacimientos, el conocimiento de la presión promedia \bar{P} permite definir entre otros, las siguientes circunstancias⁵:

- Si la caída de presión ($\bar{P} - P_{wf}$) es pequeña, para un caudal constante de producción, se tendrá entonces empuje de agua (presencia de acuífero) o la existencia de un yacimiento infinito o de gran tamaño.

- Si la caída de presión ($\bar{P} - P_{wf}$) es grande, para un caudal constante de producción, podría estar indicando, producción de pequeños lentes de arena, o de una zona de falla (yacimientos cerrados).
- El conocimiento de la \bar{P} permite realizar el cálculo del OOIP (Original Oil in place), o del empuje de agua a partir de la ecuación de Balance de materia.
- La \bar{P} , es importante en la distribución de presiones, para el análisis del movimiento de fluidos.
- El conocimiento de la \bar{P} permite realizar cálculos de los pronósticos de producción para predecir el comportamiento del yacimiento, en todas las etapas de recuperación (primaria, secundaria y terciaria).
- Adicionalmente el conocimiento de la presión promedio \bar{P} , es de gran utilidad para determinar la variación de las características petrofísicas del yacimiento.

1.7.1 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN PROMEDIA.

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.

1.7.1.1 Método de MILLER-DYES-HUTCHINSON – MDH (1950).

Miller, Dyes y Hutchinson⁷ publicaron en 1950 un método para determinar la Presión promedio \bar{P} , para un yacimiento cerrado, circular o cuadrado, con un pozo fluyendo en régimen pseudoestable².

Procedimiento:

- Se gráfica la presión P_{ws} versus tiempo de cierre Δt , en papel semilogarítmico y se halla el valor de k a partir de la pendiente m , es decir:

_____ (115)

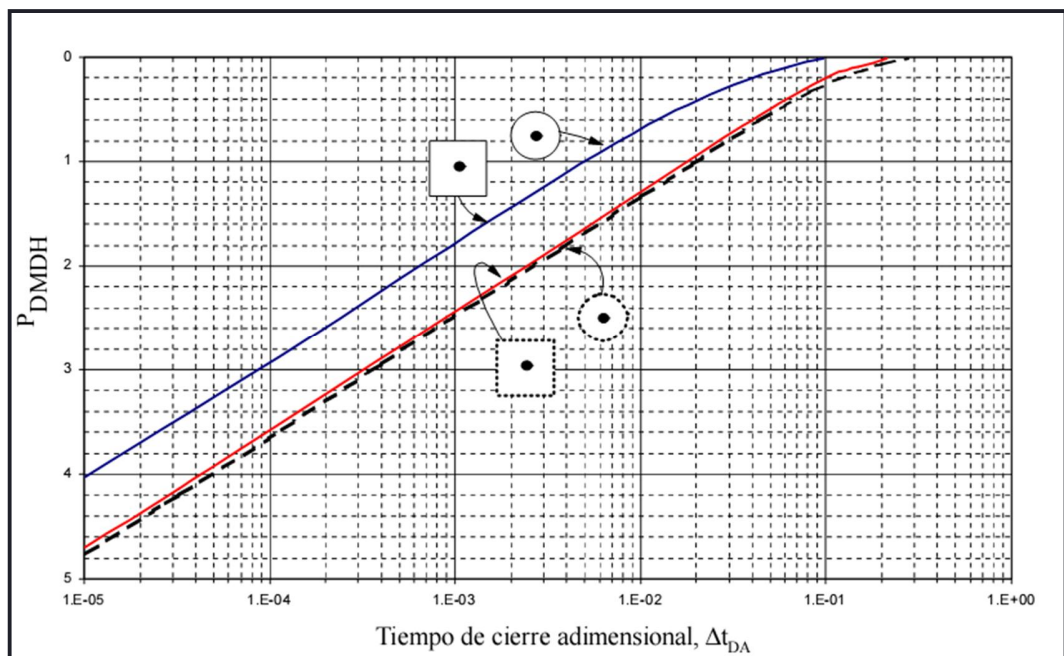
- Se selecciona un punto en el papel semilogarítmico y se lee el valor de () y correspondientes.
- Se calcula el tiempo adimensional con base en la geometría del yacimiento correspondiente al punto , por medio de la siguiente ecuación:

_____ (116)

- De la figura 39, se determina correspondiente a ()
- Por último, se calcula la presión promedio de la siguiente ecuación:

_____ (117)

Figura 39. Presión adimensional MDH, para yacimientos con geometría circular y cuadrada.



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

1.7.1.2 Método de MATTHEWS, BRONS Y HAZEBROEK - MBH (1954).

Este método es considerado el más exacto, utiliza un gráfico Horner y se aplica en la mayoría de situaciones donde se desea hallar la presión promedia en un yacimiento cerrado para cualquier localización de pozo dentro de una variedad de formas de drene². El método asume que no hay variaciones en movilidades de fluido o compresibilidades de fluido dentro de la región de drene. Esta limitación se puede sobrellevar usando un tiempo de producción t_p igual t_{pss} . El procedimiento es:

- Se calcula primero el tiempo de producción , t_p , mediante:

$$t_p = \frac{24N_p}{q} \dots\dots\dots (118)$$

Donde:

N_p = volumen producido acumulado, desde el último cierre (STB/año).

q = caudal constante antes del cierre (STB).

El valor de t_p debe ser comparado con el tiempo requerido para alcanzar el estado pseudoestable. Por lo tanto obtenga $(t_{DA})_{pss}$ de la tabla 1, de la columna “exacto para $t_{DA} >$ ”. Para esto debe conocerse previamente la forma del yacimiento.

- Calcule el tiempo para alcanzar el estado pseudoestable, t_{pss} :

$$t_{pss} = \frac{\phi\mu C_t A (t_{DA})_{pss}}{0.0002637k} \dots\dots\dots (119)$$

- Se calcula la relación $\alpha = \frac{t_p}{t_{pss}}$

Si, $\alpha \geq 2.5$, entonces $t = t_{pss}$.

Si $\alpha \leq 2.5$, entonces $t = t_p$.

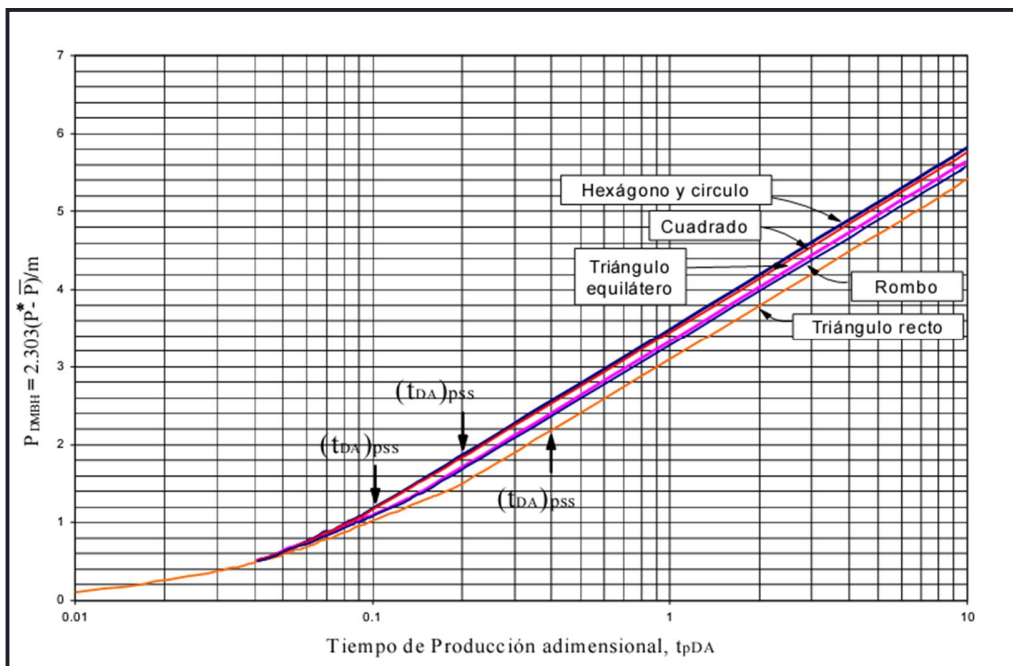
- Con el tiempo, t , definido en el paso anterior determine $(t_p)_{DA}$.

_____ (120)

- Al igual que MDH, se halla la _____ del gráfico de Horner a un _____ =1
- Se encuentra la _____ con ayuda de la Figura 40 y la Figura 41.
- Y finalmente, se calcula la presión promedio:

_____ (121)

Figura 40. P_{DMBH} para un pozo centrado en un yacimiento de área de drenaje equilátero.



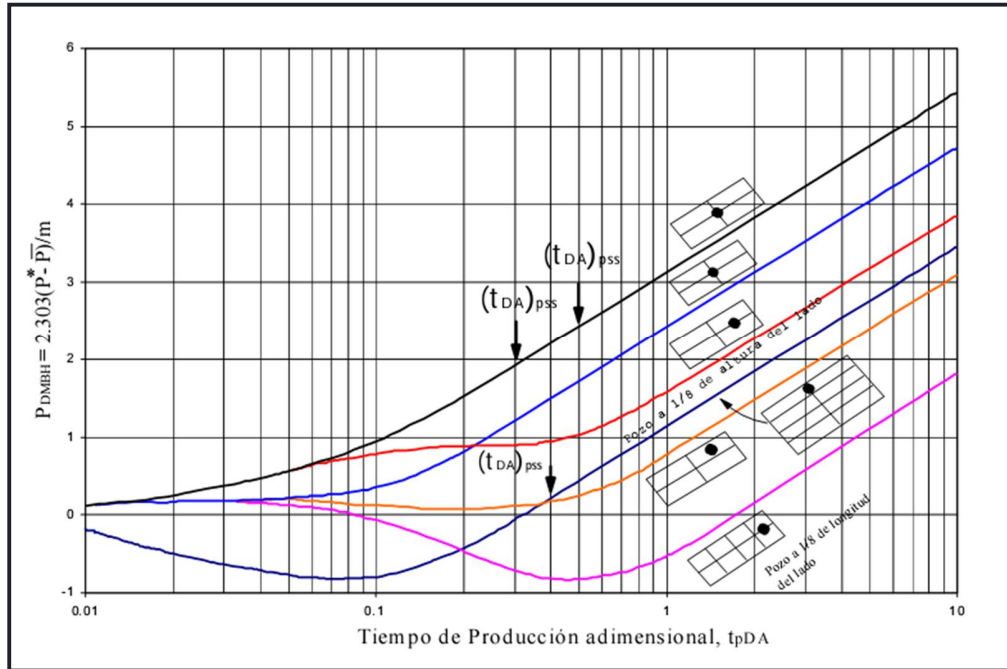
Fuente: Análisis Moderno de presiones de pozos, Ph. D. Freddy H. Escobar.

Tabla 1. Factor de forma para varios arreglos de pozo y geometrías de yacimiento.

In Bounded Reservoirs	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right)$	Exact for $t_{DA} >$	Less Than 1% Error for $t_{DA} >$	Use Infinite System Solution With Less Than 1% Error for $t_{DA} <$
	31.62	3.4538	1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005

Fuente: Well Testing.

Figura 41. P_{DMBH} para un pozo centrado en un yacimiento de área de drene rectangulares.

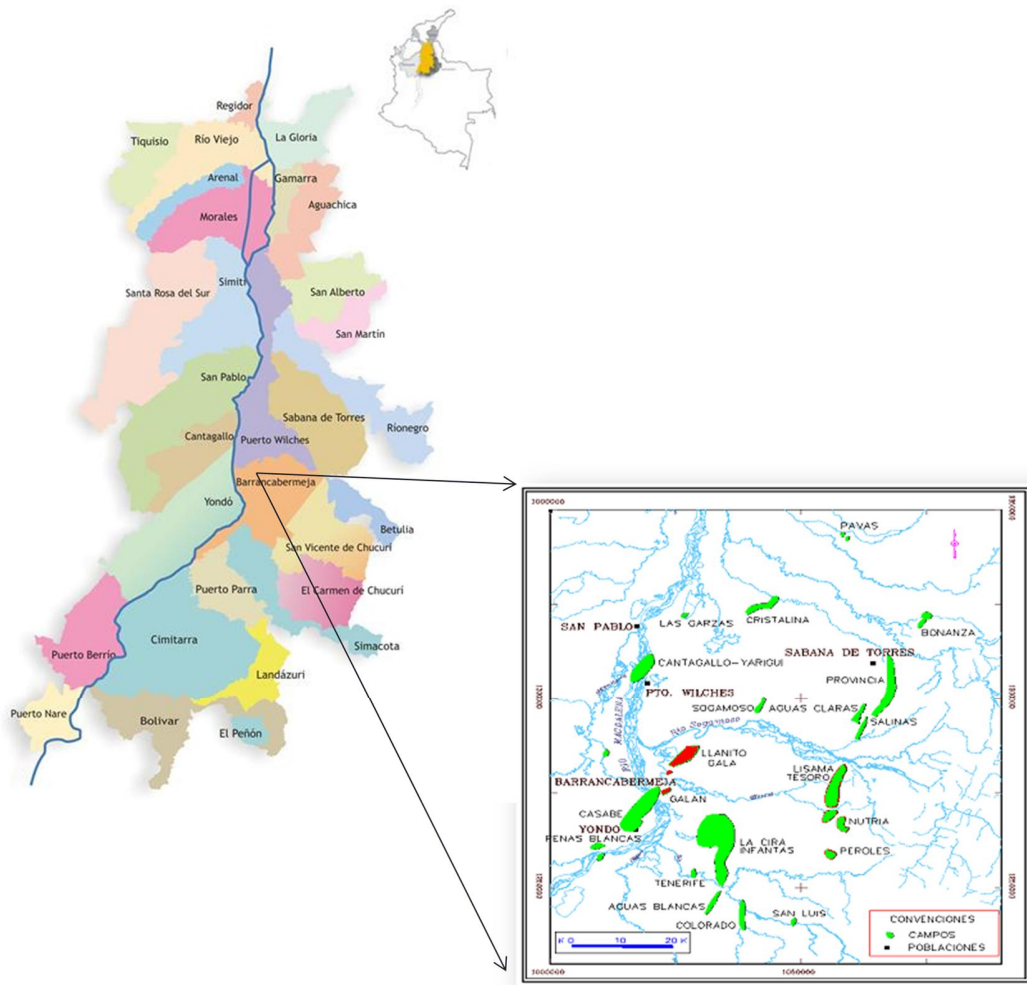


Fuente: Análisis Moderno de presiones de pozos, Ph. D. Freddy H. Escobar.

2 CAMPOS GALÁN Y GALA

2.1 GENERALIDADES DEL ÁREA

Figura 42. Ubicación geográfica de los campos Gala y Galán.



Fuente: Ecopetrol.

Los campos del área Llanito-Gala-Galán se encuentran ubicados al Norte de la Concesión de Mares en el Departamento de Santander, Valle Medio del Magdalena, al Norte de Barrancabermeja. Estos campos están conformados por bloques parcialmente independientes, con yacimientos complejos dadas sus

características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos.

Estos Campos, se encuentran sobre una estructura formada por un anticlinal asimétrico, alargado con su eje principal en dirección SW-NE, limitado al este y oeste por fallas inversas que buzanan hacia el oeste en dirección NE-SW; el cierre de la estructura en el norte es erosivo (las capas se truncan contra la Discordancia de Eoceno) y hacia el sur es por buzamiento.

La columna estratigráfica perforada por los pozos en esta área se inicia en superficie con la Formación Real y continuando con las formaciones Colorado (Zona A), Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas-La Paz (Zona D) pasando la Discordancia del Eoceno. Los pozos finalizan en la Formación Umir o la Luna dependiendo de su posición en el área¹¹.

Formación Colorado (Zona A). Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublamina, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

Formación Mugrosa. El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

- **Zona B:** Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.
- **Zona C:** Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso,

subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcilolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D). Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silícea, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

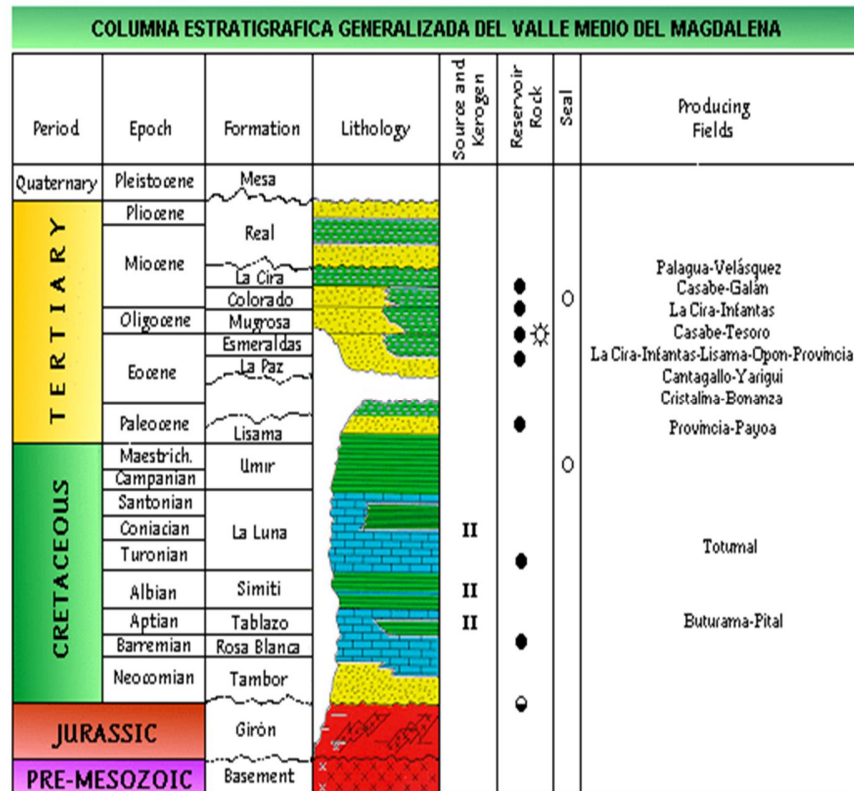
A partir de estudios realizados durante las diferentes etapas de desarrollo de esta área, se ha logrado establecer las características principales para este yacimiento, como se puede observar en la tabla 2.

Tabla 2. Propiedades principales por arena.

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor petrolífero (ft)	26 - GAS	50	40	18
Porosidad Promedio (%)	21	17	18	15
Permeabilidad (md)	250	150	180	160
Saturación de agua (%)	25	40	40	47
Salinidad Agua de Form.(ppm)	18000	23500	29900	32000
Presión inicial de Yacimiento (psi)	1880	2400	2800	3200
Presión Actual (psi)	1600	900-1500	1100	900
Temperatura de Yacimiento (°F)		135	140	140
Gravedad API	18,4	21	23	24
GOR inicial (SCF/STB)	150	200	200	370
Bo (BBL/STB)		1.094	1.105	1.206
BSW inicial (%)	0	0 - 3	0 - 3	0 - 3

Fuente. ECOPELROL, Octubre 2003.

Figura 43. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Prognosis – Campaña de Perforación Llanito-Galán vigencia 2008.

2.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPOS GALA-CARDALES.

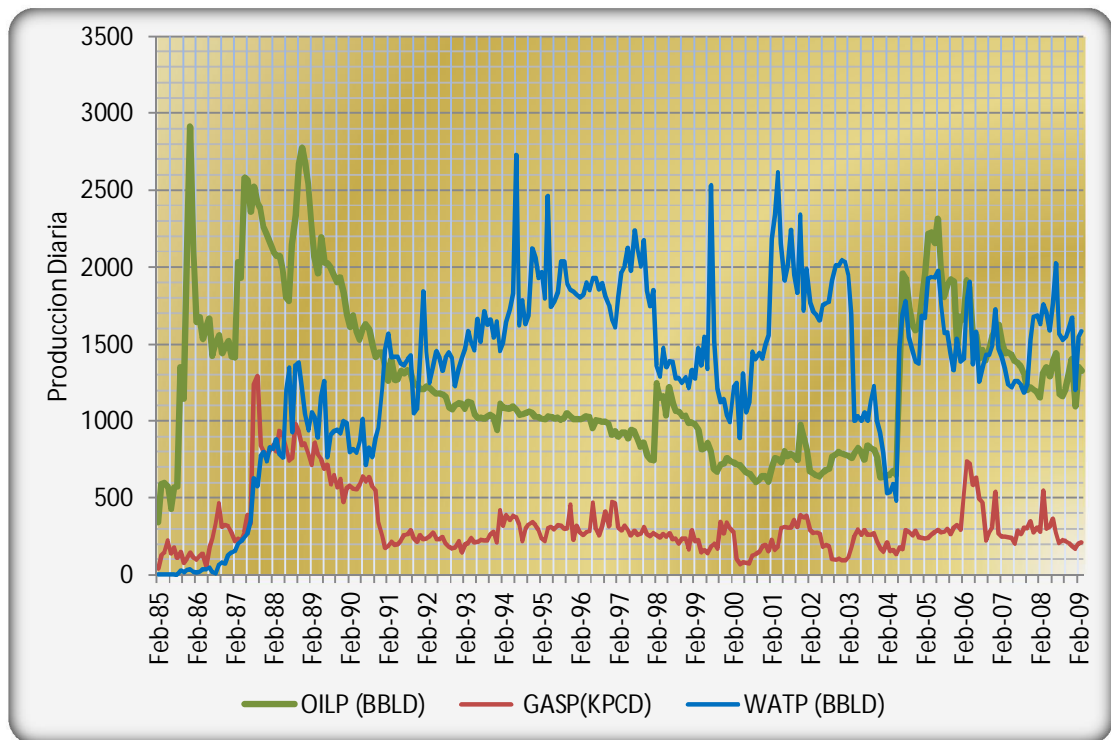
El campo Gala inicia su etapa productiva a partir de Enero de 1985, cuando se perfora el pozo Gala 1, el cual aportó inicialmente 590 BOPD con relación gas-aceite de 200 pc/bbl.

Entre 1985 y 1987 se perforaron 10 pozos en el campo Gala alcanzando un pico de 2914 BOPD en la producción, el más alto durante toda la historia de producción del campo. Desde 1987 el campo entró en una etapa de declinación pronunciada donde pasó de producir 2200 BOPD a 880 BOPD, donde se sostuvo, durante casi cuatro años, principalmente con trabajos de cañoneo de nuevas zonas productoras y recañoneo de zonas que venían produciendo. El número máximo de

pozos productores activos se alcanzó en agosto de 2005 como resultado de la campaña de perforación del 2004, adelantada en el área¹¹.

Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. La calidad del crudo producido varía entre 17 y 21°API y el agua de formación es de alta salinidad, en promedio de 28,000 ppm de Cl⁻.

Figura 44. Historia de producción de fluidos en el Campo Gala-Cardales.

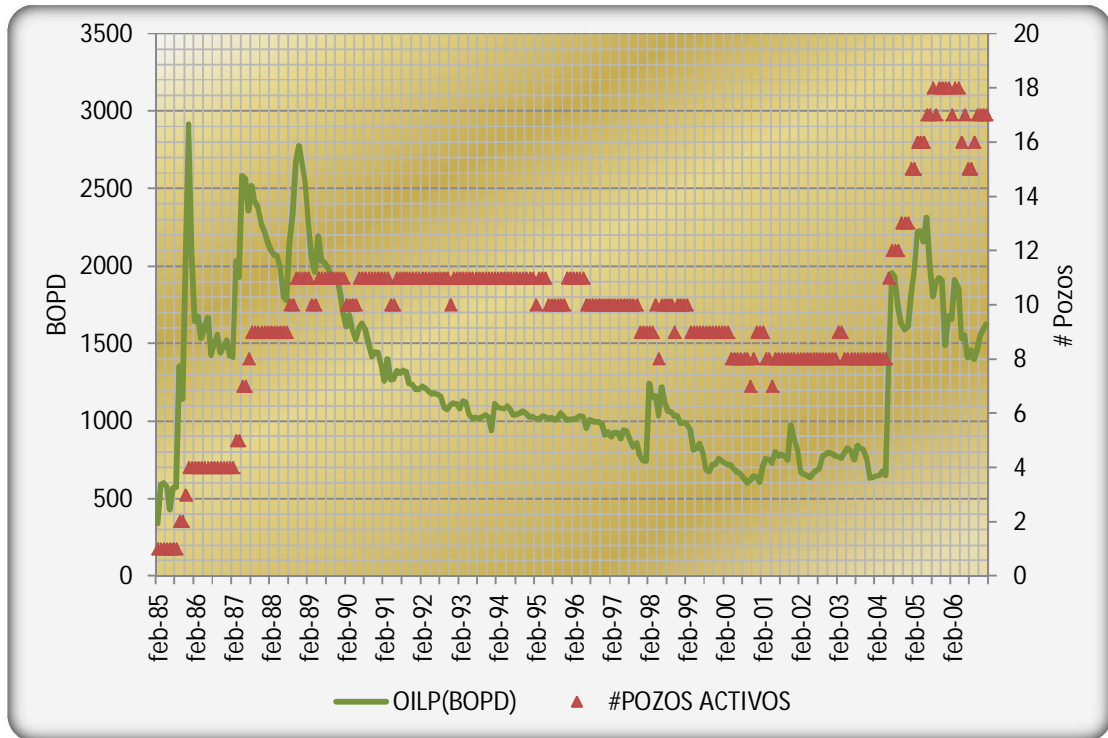


Fuente: Autores del Proyecto.

De acuerdo con el comportamiento de la producción, el yacimiento ha mostrado un disminución de la presión y la tasa de producción, los cuales se observan más drásticamente después de los primeros cinco años de producción, sin embargo

después de este tiempo tratan de mantenerse, así que se puede concluir que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

Figura 45. Producción Diaria de Aceite y # Pozos Campo Gala-Cardales.



Fuente: Autores del Proyecto.

2.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN-SAN SILVESTRE

La explotación en el Campo Galán la inició Tropical Oil Company en el año de 1945, al poner en producción el pozo Galán 3, el cual aportó inicialmente 643 BOPD, con un corte de agua aproximado del 2%. Durante 1946 Tropical Oil Company perforó cuatro pozos y suspendió la explotación del campo por no encontrar niveles de producción atractivos.

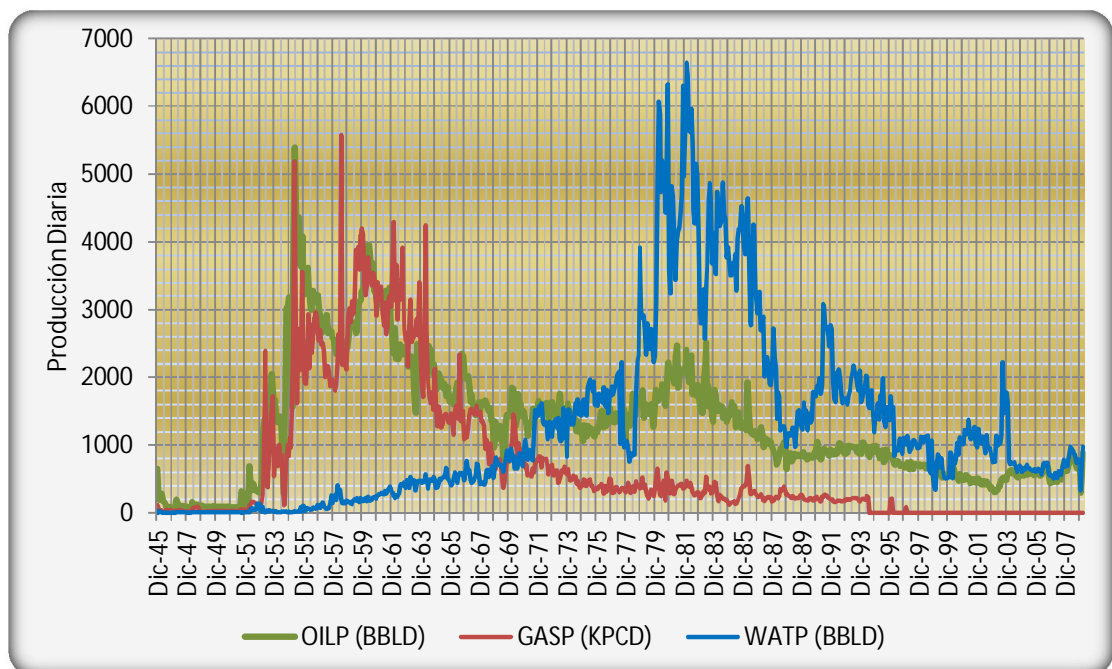
En el año de 1953, ECOPETROL reinició actividades de perforación en éste campo y fue así como entre los años 1954 y 1964, desarrolló el campo,

estableciendo un modelo rectangular de espaciamiento de 26 acres para pozos perforados verticalmente y de 13 acres para los 17 pozos desviados, que fueron perforados desde 3 localizaciones múltiples (islas), con el fin de explotar las arenas petrolíferas situadas por debajo del lecho del Río Magdalena. Acciones que permitieron aumentar gradualmente la producción de petróleo en este campo, llegando a sus niveles más altos en abril del 1955 con un aporte de 5390 BOPD y un corte de agua menor del 1% con un total de 28 pozos activos simultáneamente.

Hasta el año de 1964 se habían perforado 80 pozos, incluyendo 19 pozos en el Campo San Silvestre, el cual se había descubierto en 1958 como una continuidad del Campo Galán, hacia el oriente.

En el año de 1977 Se inició el desarrollo secundario en el Campo Galán mediante Inyección de agua, permitiendo aumentar la tasa de producción durante unos años. La inyección de agua se suspende en 1986 por problemas de represión en el yacimiento.

Figura 46. Historia de producción de fluidos del Campo Galán.

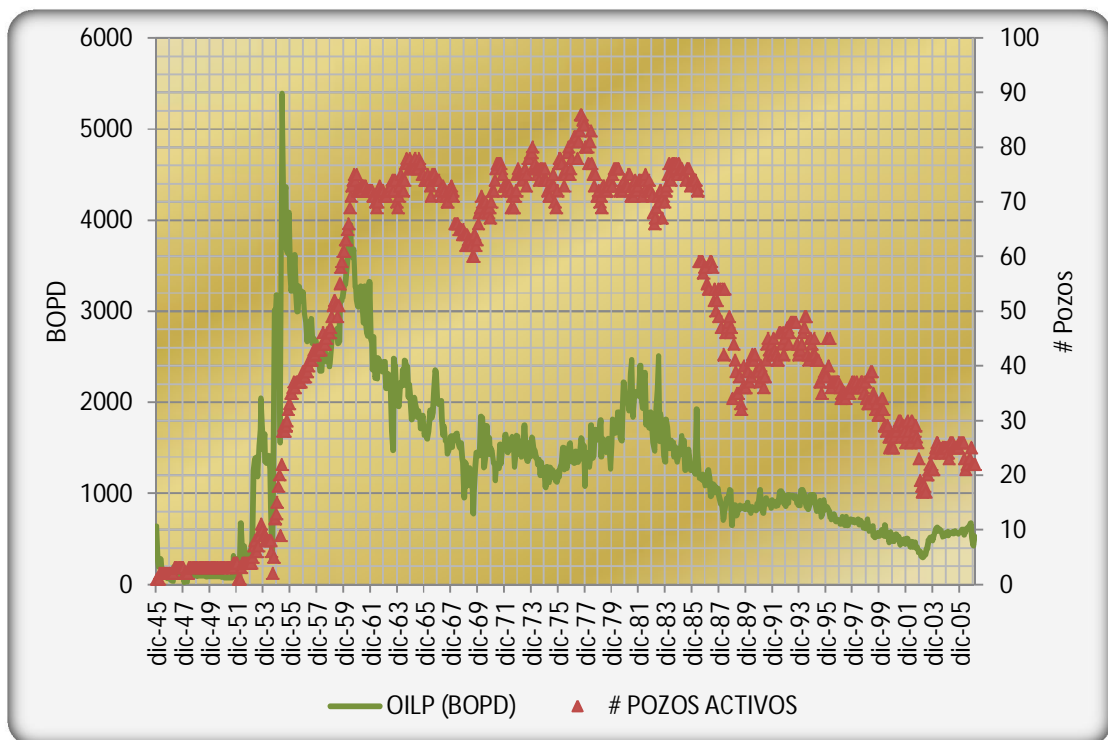


Fuente: Autores del Proyecto.

Durante 1980 se implantó en el Campo San Silvestre el piloto de inyección de agua carbonatada, suspendiéndose por problemas de corrosión en los pozos que conformaban el modelo.

En 1989 se dio inicio al piloto de inyección cíclica de CO₂, en el campo Galán, el cual se suspendió al año siguiente básicamente por falta de disponibilidad de gas. Hasta la fecha en este campo se han perforado 145 pozos de los cuales sólo 37 se encuentran activos aportando 1400 BOPD con un corte de agua del 52%

Figura 47. Producción Diaria de Aceite y # Pozos Campo Galán.



Fuente: Autores del Proyecto.

2.4 HISTORIA DE PRESIONES DE LOS CAMPOS

2.4.1 PRESIONES ORIGINALES.

De acuerdo con la recopilación de las pruebas de presión de los campos en mención, se establecieron unos valores promedios de presiones originales, los cuales varían de acuerdo con el bloque en que se encuentre cada uno de los pozos. Se establecieron promedios para cada uno de los campos y la zona productora, independiente del bloque a que pertenezcan, debido a que se dispone de muy poca información, a pesar de que en los últimos años se ha obtenido información importante¹². La tabla 3, presenta los valores de presión original promedio, por zona y campo.

Tabla 3. Presiones Originales Promedio.

ZONA	FORMACIÓN	DATUM	PRESIÓN (Psi)		
			GALA	CARDALES	GALÁN
A	COLORADO	4000	--	--	1880
B	MUGROSA	5200	2280	--	2370
C	MUGROSA	6200	2600	--	2780
D	ESMERALDAS	7000	3350	3998	--

Fuente: Ecopetrol 2003.

En el Campo Gala Los niveles superiores de la zona A, corresponden a zonas gasíferas lenticulares, no distribuidas en todo el campo, por tanto su presión es muy variable. Por otra parte, en el Campo Galán, la presión de yacimiento de los niveles inferiores de la zona A de colorado es de 1880 psi @ 4000' la cual se tomó con base en la prueba de restauración de presión del pozo Galán 32, efectuada en junio de 1990.

También es importante resaltar que en el área de Cardales, se probó el grupo "Toro Shale" de la formación Esmeraldas, cuya presión estimada en prueba selectiva mostró un valor de 3998 psi corregido al Datum de 7000', sin embargo,

en el Campo Galán no se han obtenido presiones a este nivel aunque fue probada como zona petrolífera de bajo potencial en el pozo Galán 69.

De acuerdo con los datos de presiones iniciales del yacimiento y los análisis PVT de cada una de las zonas, podemos concluir que la presión se encontraba inicialmente por encima de la presión de burbuja, es decir estos Yacimientos son originalmente subsaturados.

2.4.2 PRUEBAS DE PRESIÓN REALIZADAS.

La mayoría de pruebas de presión realizadas en los pozos perforados en esta área, especialmente durante su primer desarrollo, corresponden a pruebas efectuadas utilizando bombas ameradas. Años atrás, estas pruebas se intentaron reinterpretar usando el software PanSystem, pero fue muy difícil ya que la cantidad de puntos son insuficientes.

Inicialmente los diseños de las pruebas de restauración de presión se efectuaban con tiempos de flujo y cierre muy cortos, lo que traía como consecuencia, el no alcanzar el periodo de flujo radial y por consiguiente problemas de interpretación.

En los últimos años, se incrementaron los tiempos de cierre en las pruebas realizadas, tomando como mínimo 72 horas, tiempo que se ha convertido en estándar, combinado con operación de cierre en fondo y que ha permitido alcanzar el flujo radial en cada una de las pruebas.

Es de anotar que las pruebas realizadas en su mayoría, probaban más de un intervalo, esto en las curvas se ve como flujo cruzado en donde a medida que la presión aumenta y alcanza la de cada uno de los intervalos, se nota inmediatamente un descenso en la misma. Por lo anterior desde el año 2004 las pruebas tomadas han sido selectivas e incluyen únicamente un intervalo.

2.4.3 INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

En la mayoría de las pruebas interpretadas anteriormente, ha sido evidente la presencia de barreras o fallas que se caracteriza por un levantamiento de la curva al final del periodo radial. En muchos casos, se ha determinado la presencia de barreras no sellantes, que podrían deberse a cambios laterales de permeabilidad, especialmente en pozos ubicados en los centros de canal.

Este efecto de fallas, demuestra que estos yacimientos se encuentran divididos en compartimientos, separados con fallas, que pueden ser de carácter sellante o no sellante. Una forma de verificar lo anterior es realizar pruebas de interferencia, pero desafortunadamente sólo se han efectuado dos pruebas de este tipo en la historia del campo.

2.4.4 DECLINACIÓN DE LA PRESIÓN

Para los campos Galán y Gala, ha sido imposible establecer el grado de declinación de las presiones, debido a la falta de pruebas realizadas a través del tiempo de producción de estos campos y a la compartimentalización que presenta esta zona, sin embargo, con las pruebas de presión existentes, se trató de reconstruir sus historias y así tener un dato de presión actual de cada uno de los yacimientos.

2.4.4.1 Campo Gala – Zona B

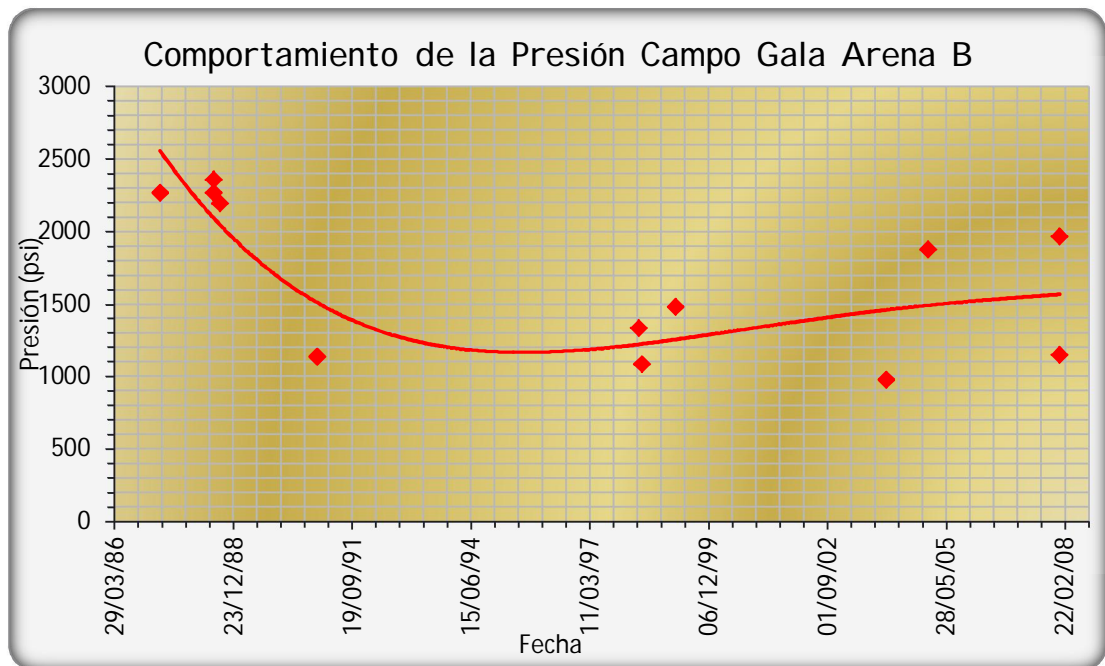
La figura 48, muestra la declinación de la presión para el campo Gala en la zona B, en ella se observa cómo la presión cae rápidamente en los primeros años y posteriormente se trata de estabilizar, esto básicamente se debe a que inicialmente el yacimiento produce por gas en solución y después por empuje hidráulico. También observamos presiones relativamente altas, especialmente con la apertura de la zona B, en los pozos completados a partir de las últimas campañas de perforación.

De acuerdo con la tendencia de los datos, se puede decir que la presión actual de las arenas B en el campo Gala estaría cercana a los 1100 psi, pero sin embargo se siguen encontrando presiones cercanas a la presión original de yacimiento en ciertas áreas del campo.

2.4.4.2 Campo Gala – Zona C

Actualmente establecer la presión de la zona C, en el campo Gala no es muy fácil debido a las presiones originales de yacimiento que se han evidenciado mediante las pruebas realizadas en los últimos pozos perforados; como se observa en la figura 49, a diferencia de la zona B, la declinación es más lenta con el tiempo. Se puede decir que la presión actual de las arenas C en el campo Gala estaría cercana a los 900 psi, pero al igual que en las arenas B se siguen encontrando presiones cercanas a las presiones originales en ciertas áreas del yacimiento

Figura 48. Comportamiento de la Presión Campo Gala Arena B

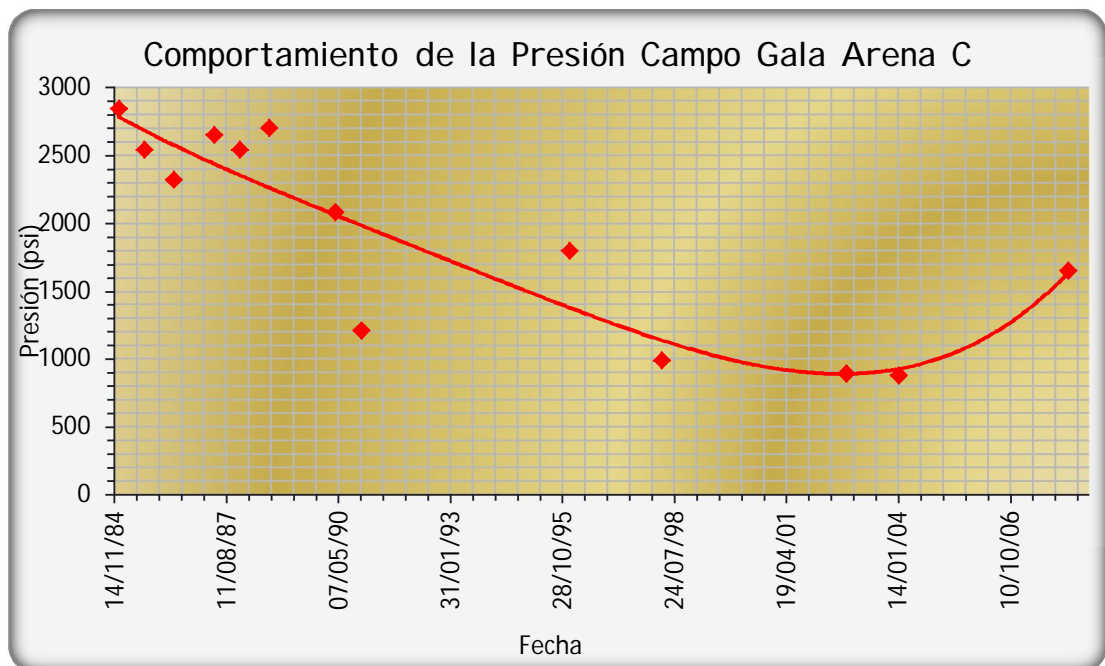


Fuente: Autores del Proyecto.

2.4.4.3 Campo Gala – Zona D.

La formación Esmeraldas en el campo únicamente había sido probada en el pozo Cardales-1, en el grupo Toro Shale, en donde mostró una presión de 3988 psia en la zona superior y 3132 psi en la zona inferior a un Datum de 7000 pies. En los últimos cinco años se probó en los pozos recién perforados obteniendo valores promedios de 3200 psi para la arena D y 3500 psi para el grupo Toro Shale, a un Datum de 7000 y 8000 pies respectivamente.

Figura 49. Comportamiento de la Presión Campo Gala Arena C.



Fuente: Autores del Proyecto.

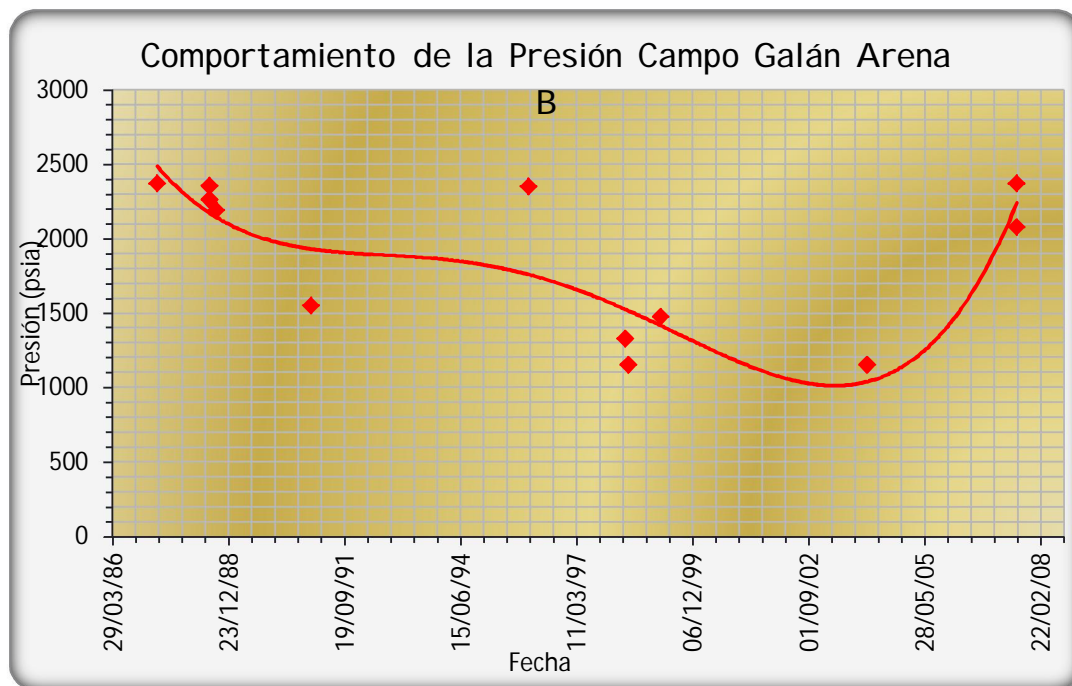
2.4.4.4 Campo Galán – Zona B

La prueba realizada en las arenas B, en el pozo Galán 123, en Enero 28 de 1996, demostró la compartimentalización de los yacimientos, ya que se encontraron presiones originales para zona B (2350 psi).

La figura 50, muestra la declinación de la presión para el campo Galán en la zona B, en ella se observa cómo la presión cae rápidamente en los primeros años y posteriormente se trata de estabilizar. Esto básicamente se debe a que inicialmente el yacimiento produce por gas en solución y después por empuje hidráulico, mostrando un comportamiento similar al presentado en el campo Gala. También se observa presiones relativamente altas, especialmente en pozos que han sido perforados y completados durante las últimas campañas.

De acuerdo con la tendencia de los datos, se puede decir que la presión actual de zona B en el campo Galán estaría cercana a los 1200 psi, referidos al Datum. Pero sin embargo, en ciertas áreas del yacimiento se siguen encontrando presiones con valores cercanos a la presión original establecida para esta arena.

Figura 50. Comportamiento de la Presión Campo Galán Arena B



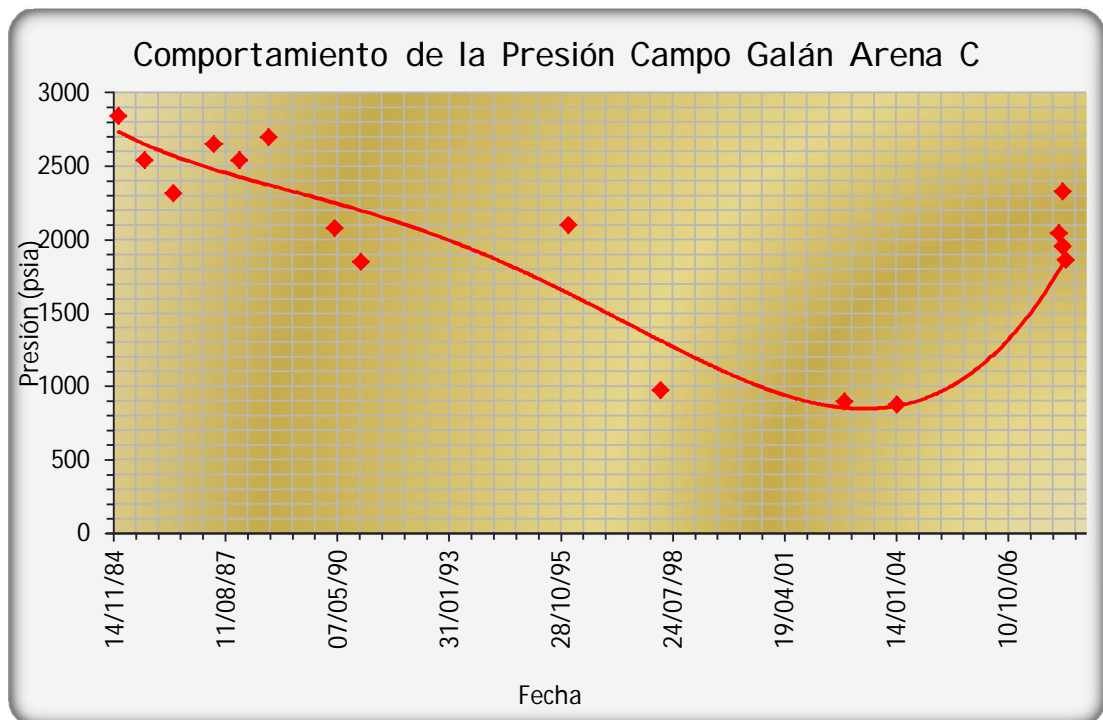
Fuente: Autores del Proyecto.

2.4.4.5 Campo Galán – Zona C

La presión actual de la zona C, en el campo Galán se encuentra alrededor de 900 psi, a 6200 pies TVDSS, como se observa en la Figura 51. A diferencia de la zona B, la declinación es más lenta con el tiempo y se han encontrado presiones altas, como la prueba realizada en 1996 en el pozo Galán 83, donde la presión encontrada fue de 2100 psi.

Sin embargo, es necesario recordar que el ajuste de la declinación de la presión en cada arena se hizo de una manera muy idealizada, ya que en muchas zonas no se cumple el comportamiento mostrado, un ejemplo de ello son las presiones originales de yacimiento encontradas en pozos que han sido perforados durante las últimas campañas.

Figura 51. Comportamiento de la Presión Campo Galán Arena C.



Fuente: Autores del Proyecto.

3 METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN LOS CAMPOS GALÁN Y GALA

El análisis de pruebas de presión tiene una variedad de aplicaciones durante la vida de un yacimiento. Las pruebas DST y de restauración de presión en pozos únicos se usan principalmente durante producción primaria y exploración, mientras que las pruebas múltiples se usan más a menudo durante proyectos de recuperación secundaria. Las pruebas multicapa y de permeabilidad vertical también se corren en pozos productores/inyectores. Pruebas de caída, de restauración, de interferencia y de pulso se utilizan en todas las fases de producción. Las pruebas multitasa, de inyección, de interferencia y de pulso se usan en las etapas primaria y secundaria.

Una vez los datos han sido obtenidos y revisados, el análisis de presiones comprende dos pasos: (1) El modelo del yacimiento e identificación de los diferentes regímenes de flujo encontrados durante la prueba, (2) estimación de parámetros por medio de gráficos logarítmicos de presión y derivada de presión vs. Tiempo de transiente (herramienta de diagnóstico), gráfico semilogarítmico de presión vs. Tiempo, gráfico Cartesiano de los mismos parámetros, etc.

En general, el análisis de presiones es una herramienta excelente para describir y definir el modelo de un yacimiento cuando se maneja un campo petrolero. Los regímenes de flujo son una función directa de las características del sistema pozo/yacimiento, i.e., una fractura sencilla que intercepta el pozo puede identificarse mediante la detección de un flujo lineal. Sin embargo, siempre que exista flujo lineal, no necesariamente implica la presencia de una fractura.

La interpretación de pruebas de presión es el método primario para determinar permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, longitud y conductividad de fractura y heterogeneidad del yacimiento. Además, es el método más rápido y más

barato para estimar variables dependientes del tiempo como el factor de daño y la permeabilidad en yacimientos sensibles al esfuerzo.

3.1 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

La prueba de restauración de presión ha sido una técnica muy usada en la industria petrolera, varias razones la han convertido en una prueba muy popular, algunas de estas son: (a) no requiere una supervisión muy detallada, (b) se pueden estimar características del yacimiento y del pozo. Además esta prueba permite estimar la presión promedio o inicial del yacimiento.

En términos generales, una prueba de restauración de presión requiere cerrar un pozo productor después de que se ha producido durante algún tiempo en el que la estabilización de la rata se ha alcanzado. Para el caso de los campos en mención se tiene estandarizado la corrida de una prueba de restauración así:

1. Determinar la ubicación de los empaques, tamaño de la tubería de producción y la tubería de revestimiento, profundidad del pozo.
2. Programar los dos sensores, para que lean los valores de presión y temperatura cada 3 segundos.
3. Conectar sensores al Setting Niple.
4. Bajar con tubería, hasta la profundidad programada, y asentar empaque RTV.
5. Probar sello del empaque RTV por el anular, con una presión de 1000 a 1500 psi.
6. Iniciar periodo de flujo, en el cual se estimula, la zona a probar, por succión hasta donde el nivel de fluido estabilice.
7. Inicia periodo de cierre, tomando como mínimo 72 horas, tiempo que se ha tomado como referencia, combinado con operación de cierre en fondo y que ha permitido alcanzar el flujo radial en cada una de las pruebas.

8. Sacar sarta de tubería hasta de superficie, y recuperar los sensores conectados al Setting Niple.
9. Obtener información registrada por los sensores.

3.2 PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN EN PANSYSTEM

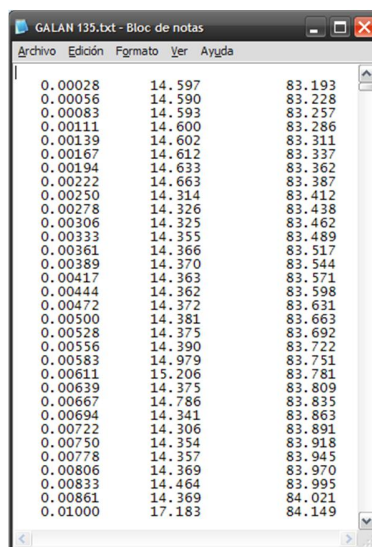
Para el análisis de las pruebas de restauración de presión de los campos Galán y Gala se utilizó el software PanSystem®¹³ gracias a la simplicidad con la que se obtienen los gráficos de coordenadas cartesianas, semilogarítmica y logarítmica en las que se fundamentan gran variedad de métodos y técnicas de análisis como lo son el método de Horner, MBH, MDH y diferentes curvas tipo, que fueron mencionados en el capítulo 1. Además, cabe mencionar que PanSystem® es el software utilizado por el departamento de Yacimientos de Ecopetrol S.A para analizar las diferentes pruebas de presión tomadas en sus pozos.

Como valor agregado de este proyecto y tomando como referencia los diferentes inconvenientes que se tuvieron a la hora de trabajar con este software se pretende describir paso a paso el procedimiento que se implementó para el análisis de las pruebas de ascenso de presión, con el fin de que sea una guía útil para todos los estudiantes de la asignatura de Análisis de Presiones y todos aquellos que lo vayan a utilizar en futuros trabajos de grado.

3.2.1 PREPARACIÓN DE LOS DATOS

El primer paso es llevar los datos de la prueba de presión a un archivo .LAS, con el fin de poderlos cargar en el programa. Esto se puede realizar colocando los datos en un archivo de Word Pad y guardándolo como archivo de texto, figura 52. Hay que tener en cuenta que los datos que tienen punto deben ser cargados con este carácter y no con coma, ya que el programa no detectará los datos que estén cargados de esta forma.

Figura 52. Archivo de Texto con los datos de la Prueba.



Column 1	Column 2	Column 3
0.00028	14.597	83.193
0.00056	14.590	83.228
0.00083	14.593	83.257
0.00111	14.600	83.286
0.00139	14.602	83.311
0.00167	14.612	83.337
0.00194	14.633	83.362
0.00222	14.663	83.387
0.00250	14.314	83.412
0.00278	14.326	83.438
0.00306	14.325	83.462
0.00333	14.355	83.489
0.00361	14.366	83.517
0.00389	14.370	83.544
0.00417	14.363	83.571
0.00444	14.362	83.598
0.00472	14.372	83.631
0.00500	14.381	83.663
0.00528	14.375	83.692
0.00556	14.390	83.722
0.00583	14.979	83.751
0.00611	15.206	83.781
0.00639	14.375	83.809
0.00667	14.786	83.835
0.00694	14.341	83.863
0.00722	14.306	83.891
0.00750	14.354	83.918
0.00778	14.357	83.945
0.00806	14.369	83.970
0.00833	14.464	83.995
0.00861	14.369	84.021
0.01000	17.183	84.149

Fuente: Autores del Proyecto.

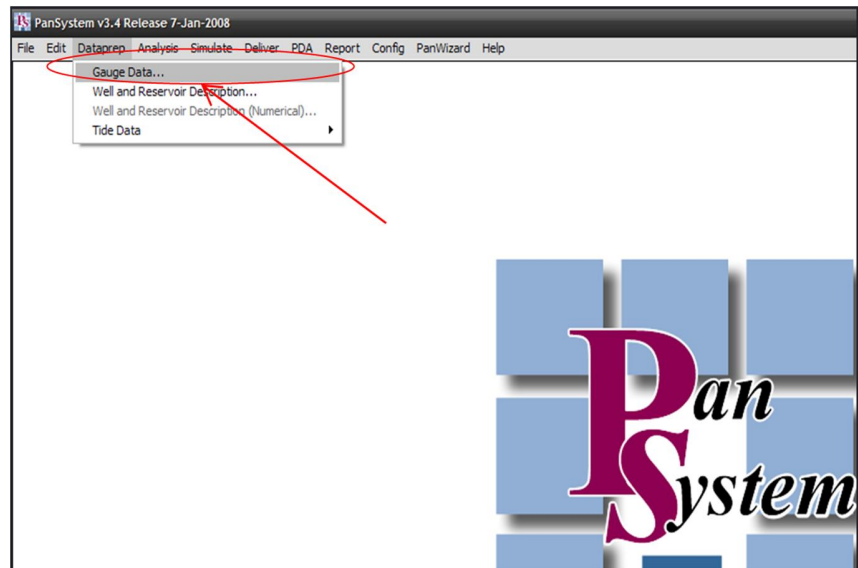
Después de tener los datos en el formato adecuado se procede a cargar estos datos en PanSystem de la siguiente forma; Primero en la barra de tareas se selecciona “Dataprep”, y se hace clic en “Gauge Data”, Figura 53. Esto abrirá una nueva ventana en la cual se ingresará a “Import from file”, Figura 54. Allí se seleccionara el archivo creado previamente.

Se debe revisar los parámetros de la prueba como el tiempo, presión y temperatura, esto con el fin de tener las mismas unidades con las cuales fue realizada la prueba, al igual que las columnas correspondan al tipo de datos que se encuentra en ellas, Figura 55.

Luego se le hará clic en “Import And Plot” ,Figura 55, y el programa procederá a Graficar los datos, Figura 56.

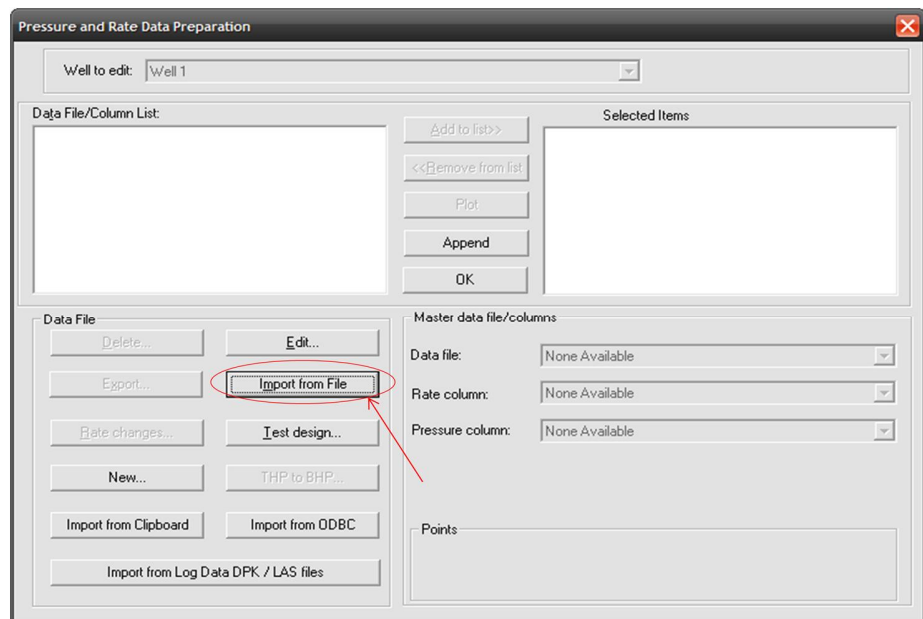
Nuevamente se va a la barra de herramientas y se selecciona “Dataprep”, pero ahora se debe ingresar a la opción “Well And Reservoir Description (Analitical)”, se abrirá una nueva ventana donde se introducirán los datos relacionados al yacimiento y al pozo.

Figura 53. Carga de Datos



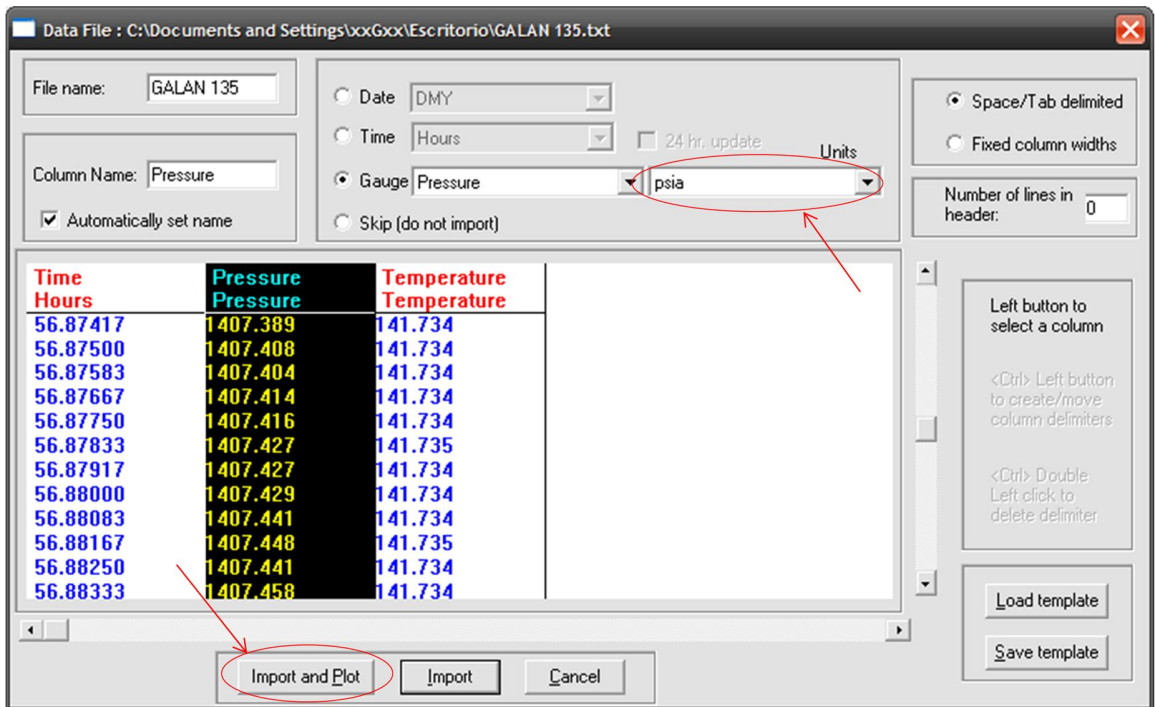
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 54. Importar Datos Word Pad.



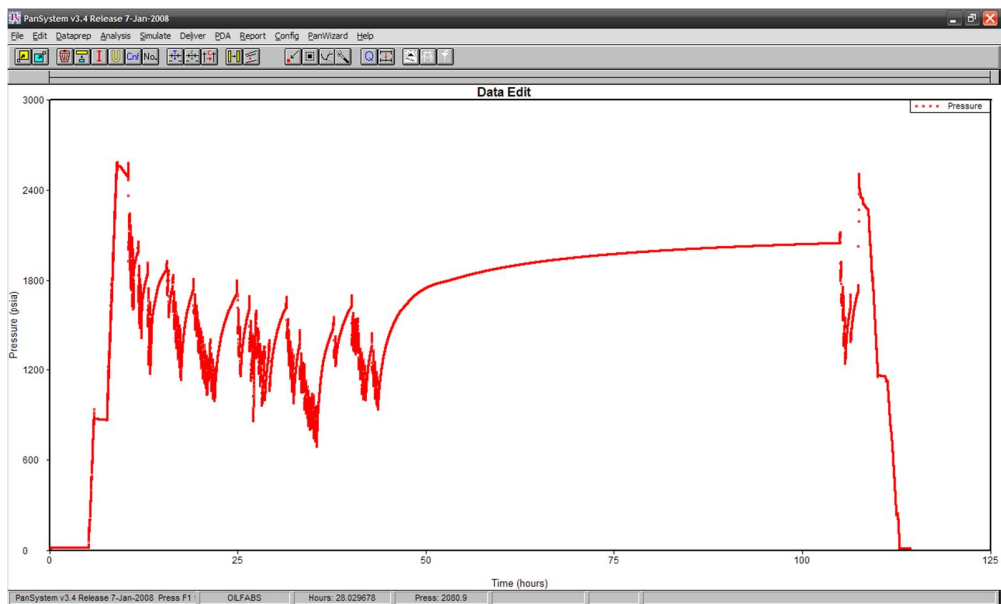
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 55. Ajuste de Unidades.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 56. Gráfica General de la Prueba.



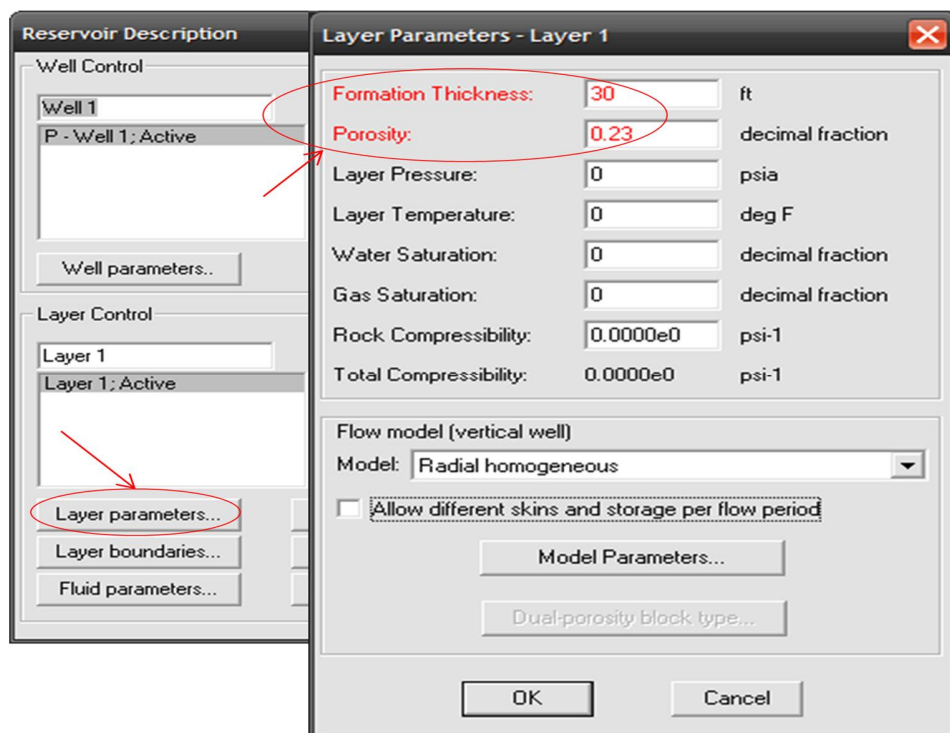
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Algunos de los datos que requiere el programa en los parámetros del estrato son: el espesor de la formación, la porosidad, la presión del estrato, la saturación de agua, entre otros parámetros; aquellos parámetros que se encuentran en rojo son obligatorios para que el programa realice la corrida, los demás si los conocemos los ingresamos, sino se pueden dejar en blanco y el programa se encargara de calcularlos, Figura 57.

Algunos de los datos que requiere el programa en los parámetros de los fluidos son: La viscosidad, el factor volumétrico, la compresibilidad, la gravedad API, entre otras. Los valores del pozo Galán 135 se pueden observar en la Figura 58.

En los parámetros del pozo el programa exige el valor del radio del pozo, el cual en el pozo Galán 135 es de 0,35 Ft, Figura 59.

Figura 57. Descripción de la formación



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 58. Parámetros de los Fluidos del Yacimiento.

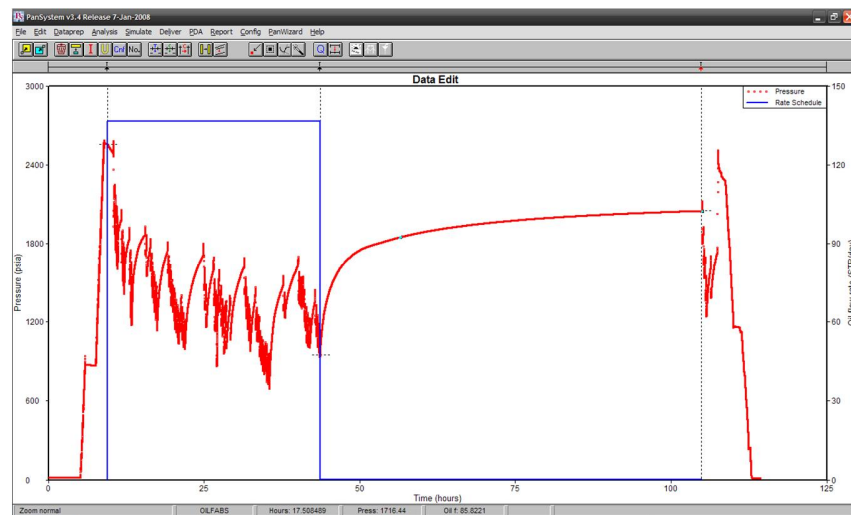
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 59. Parámetros del Pozo.

Fuente: PanSystem® v.3.2.

Luego de introducir todos los parámetros necesarios para la corrida, se seleccionan los periodos de flujo y de cierre para la prueba, se definen del primer y último punto, las tasas de flujo y los periodos de tiempo respectivo, igualmente el caudal estabilizado y el tiempo de estabilización del pozo, Figuras 60 y 62. Los periodos de flujo se pueden introducir directamente en la tabla que genera en el botón “Rate changes” ubicado en el “Gauge Data”, o si se prefiere estos periodos de flujo se pueden seleccionar directamente de la gráfica utilizando los comandos de la Figura 61.

Figura 60. Periodos de Flujo durante una Prueba



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 61. Tabla de los Cambios de Tasas durante la Prueba.



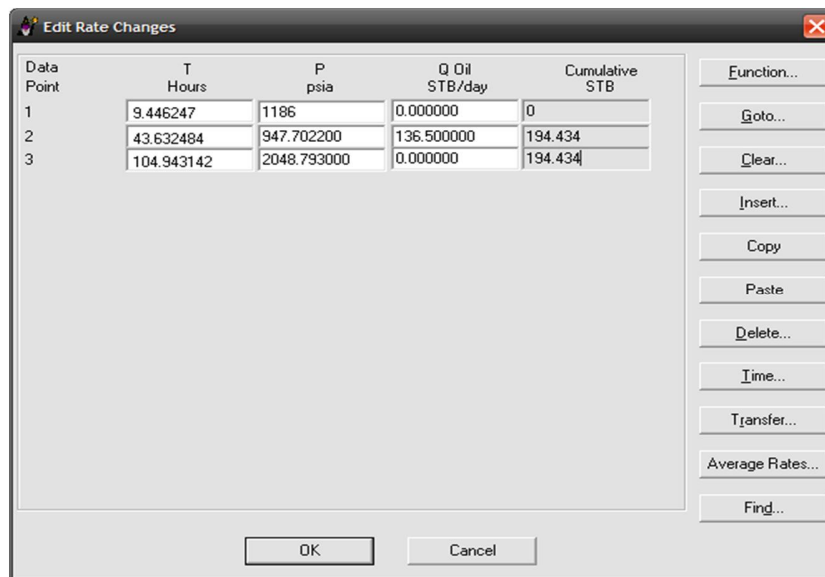
Selecciona la posición exacta donde se hace click

Selecciona la posición mas cercana donde se hace click

Lo calcula a partir de cuatro puntos de la grafica

Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 62. Comandos Para la selección de tiempos de flujo.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

3.2.2 ANÁLISIS DE LOS DATOS DE LA PRUEBA

Posteriormente en la barra de tareas o en el menú “Analysis” se selecciona “Plot”, para que de esta manera comience el análisis de la prueba de presión. Lo primero que se debe realizar es seleccionar el periodo de flujo que se quiere analizar. Estos intervalos se demarcan en la parte superior de la reglilla ubicada debajo de la barra de herramientas.

En esta nueva ventana aparece una nueva barra de tareas, en la cual se encuentra los botones para poder realizar diferentes análisis Figura 63, estos permiten ver los datos de la prueba en gráficos logarítmico, Cartesiano, Semilogarítmico, entre otros; además permite hacer el ajuste de los datos con curvas tipo. De esta manera se podrán hacer los ajustes respectivos para tener la mejor respuesta de la herramienta con respecto a los datos de la prueba de presión.

El siguiente paso es seleccionar el modelo flujo y de límites que predominan en el estrato o yacimiento en prueba. Esto puede ser seleccionado a partir de

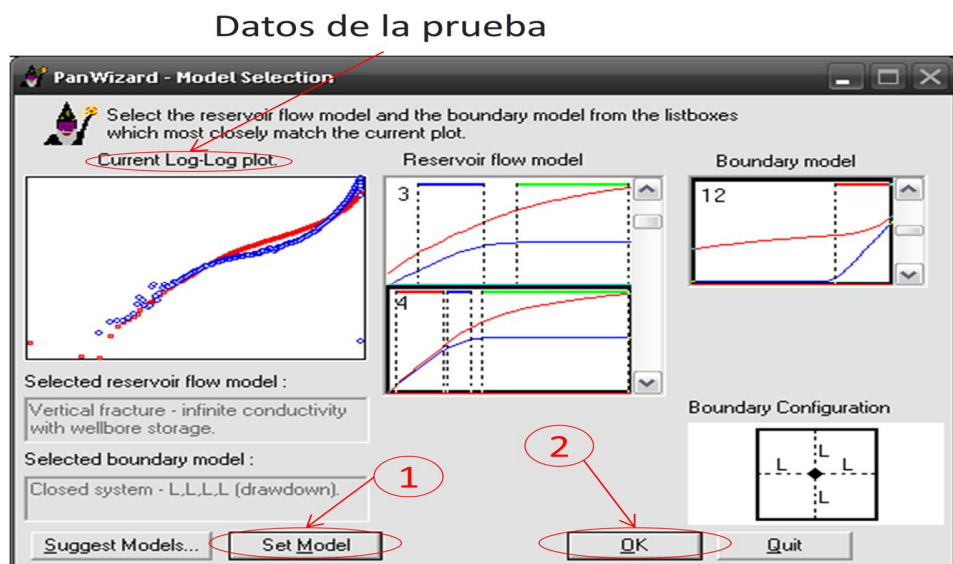
información previamente conocida de diversos estudios realizados. Para las personas que no tengan mucha experiencia en el análisis de las pruebas de presión y que no dispongan de la información suficiente sobre el flujo hacia el pozo en estudio y de la configuración de los límites del yacimiento, se recomienda utilizar el comando “Model selection”, que se encuentra dentro del menú “PanWizard”. Este comando permite seleccionar un modelo de flujo y de límites, de una manera muy didáctica, ya que utiliza una interfaz gráfica donde permite observar una serie de gráficas en coordenadas logarítmicas que asemeja el comportamiento que debería tener cada modelo Figura 64. Si se tiene conocimiento previo de estos dos modelos, se puede utilizar el comando “Model” ubicado dentro del menú “Analysis”.

Figura 63. Barra de Tareas para el Análisis.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 64. Selección del Modelo de flujo y de Fronteras.



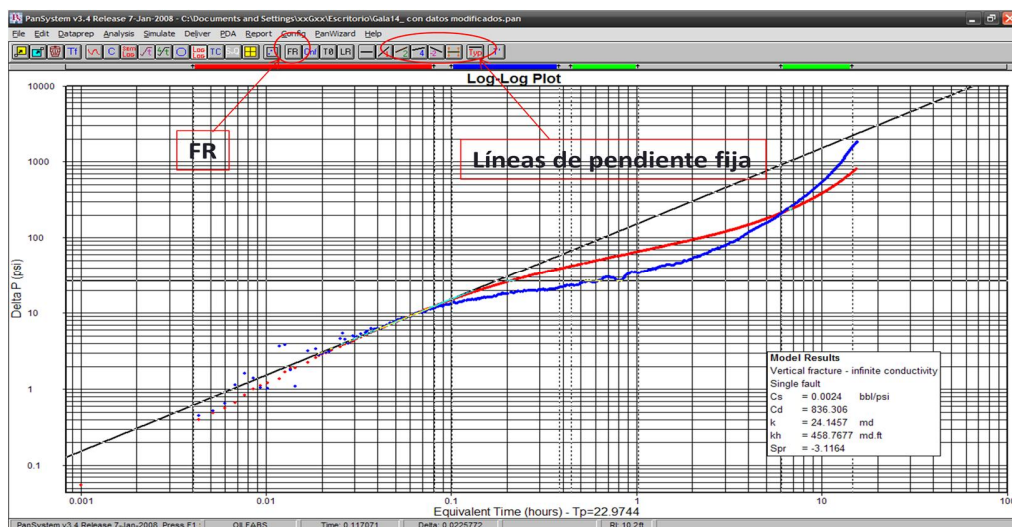
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Seleccionando los modelos de flujo y de límites del yacimiento, se puede decir que se han introducido todos los parámetros necesarios para obtener un análisis completo de la prueba.

3.2.3 GRÁFICA LOGARÍTMICA

En esta gráfica de coordenadas logarítmicas, se deben identificar los diferentes regímenes de flujo (transitorio, estable, pseudoestable, etc.) presentes en el periodo de prueba. Estos regímenes se enmarcan en la gráfica mediante el botón FR. Una ayuda adicional para identificar los regímenes de flujo es mediante un ajuste por líneas de pendiente fijas, las cuales son características de los datos en la curva de la derivada, como se estudió en el Capítulo 1. Después de identificar y enmarcar los diferentes regímenes presentes en la prueba se debe oprimir el botón Cnf, con el que se confirmará lo seleccionado y permitirá que PanSystem® calcule ciertos parámetros de interés como por ejemplo permeabilidades a partir de la posición de la línea de pendiente cero, el coeficiente de almacenamiento a partir de la posición de la línea de pendiente unitaria en los tiempos tempranos, entre otros parámetros.

Figura 65. Gráficas de Presión y su Derivada en Coordenadas Logarítmicas.

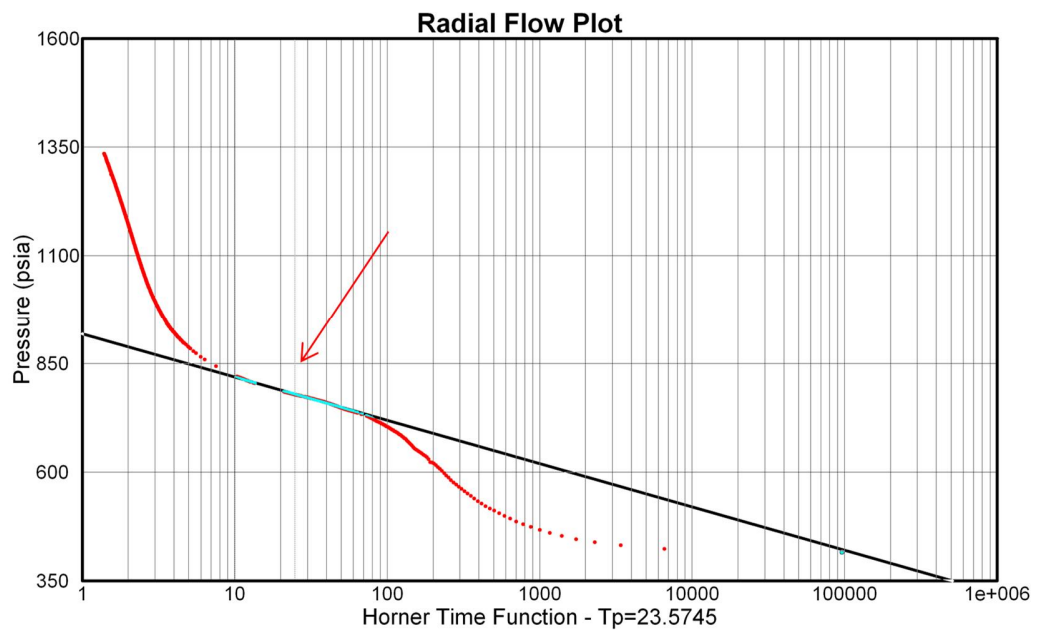


Fuente: PanSystem® v.3.2.

3.2.4 GRÁFICA SEMILOGARÍTMICA

En las gráficas de coordenadas semilogarítmicas se debe identificar la región de tiempos medios (MTR) y trazar una línea recta por esos puntos y al oprimir el botón Cnf se obtendrán parámetros de interés como permeabilidad radial, factor de daño, presión inicial (extrapolada o calculada), coeficiente de flujo interporoso, distancias a las fallas, entre otros.

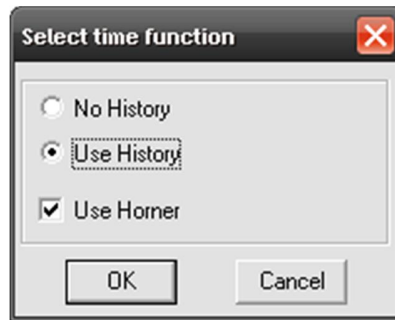
Figura 66. Gráfica de Presión Vs Tiempo en Coordenadas Semilogarítmicas.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

En este paso es importante mencionar otra función de PanSystem® denominada "Time Funtion" (Tf), la cual al ser activada, se abre una ventana de dialogo, Figura 67, en la cual se puede seleccionar la función de tiempo entre varias opciones.

Figura 67. Referencia a la presión inicial activada.



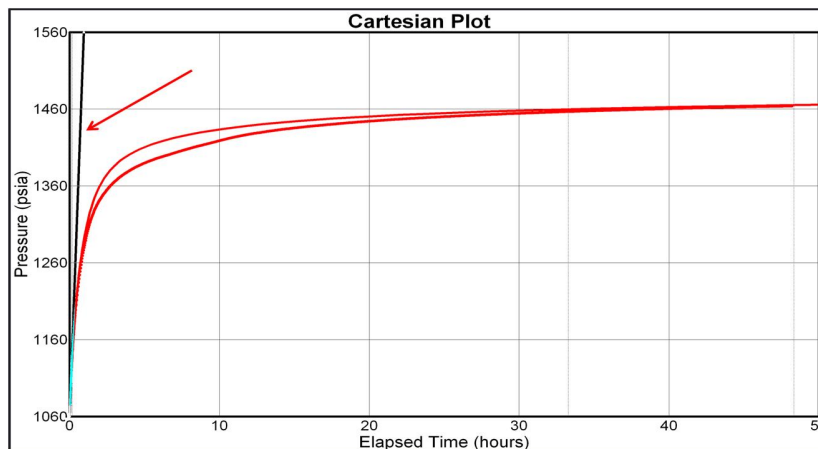
Fuente: PanSystem® v.3.2.

En el caso de flujo radial para una prueba de restauración de presión, siendo el interés de nuestro proyecto, precedido por un periodo de flujo a tasa constante, la opción “No History”, genera una gráfica MDH convencional. La opción “Use History” crea una gráfica de presión vs tiempo equivalente y la opción “Use History” combinada con “Use Horner” genera una gráfica de Horner. Estas tres gráficas fueron objeto de estudio en el capítulo 1 del presente trabajo y las cuales hacen parte de los métodos tradicionales con los que se analizan las pruebas de restauración de presión.

3.2.5 GRÁFICA CARTESIANA

El siguiente paso es seleccionar la gráfica en coordenadas cartesianas y trazar una línea recta por los puntos que se encuentran dentro de la región de tiempos tempranos (ETR), de la que se obtiene el coeficiente de almacenamiento y el coeficiente de almacenamiento adimensional. Además cuando se asume un sistema cerrado como modelo de los límites, también se puede obtener el área de drenaje y el factor de forma Dietz¹⁴, de los tiempos tardíos.

Figura 68. Datos de Presión Vs Tiempo en Coordenadas Cartesianas.

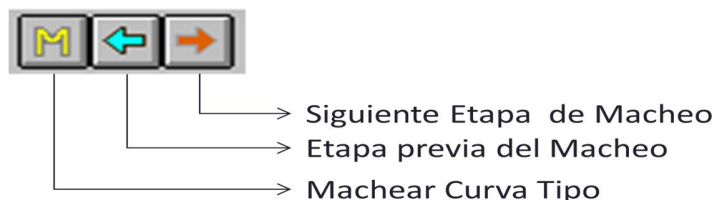


Fuente: PanSystem® v.3.2.

3.2.6 CURVAS TIPO

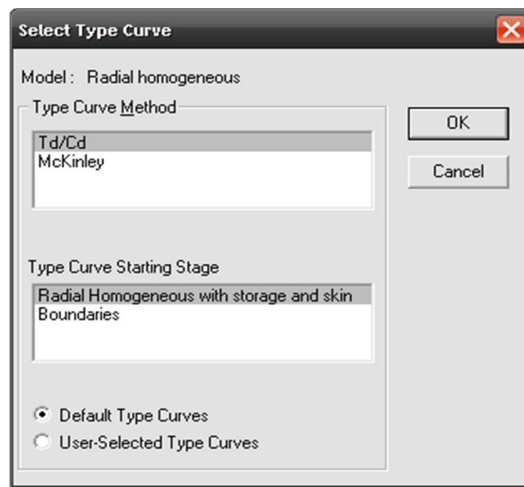
Otro método para el análisis de las pruebas de restauración de presión es por medio de las diferentes curvas tipo. En PanSystem®, cada modelo de flujo en el yacimiento presenta sus curvas tipo, como también para un número determinado de configuraciones de fronteras. Para empezar a machear por medio de curvas tipo, se debe estar localizado en la curva de coordenadas logarítmicas y activar el botón TC, este a su vez activa una barra con herramientas necesarias para el ajuste de curvas; luego se oprime el botón M, figura 69, desplegando una interfaz donde se selecciona la curva tipo a emplear, figura 70. PanSystem® despliega un paquete de curvas tipo según el modelo de flujo y de límites que se hayan escogido previamente.

Figura 69. Comandos Utilizados en el Macheo con Curvas Tipo.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 70. Selección de la Curva Tipo.

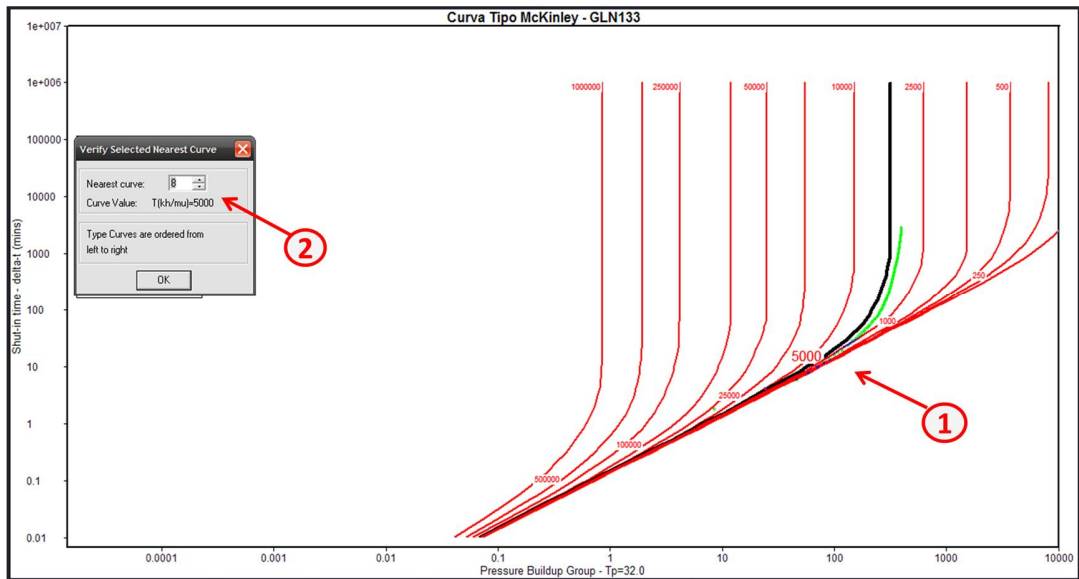


Fuente: PanSystem® v.3.2.

Una vez que se ha seleccionado la curva tipo adecuada se prosigue con el macheo. Esto se hace colocando el cursor sobre la curva tipo y manteniendo oprimido el botón izquierdo del mouse. Cuando ya se tiene un ajuste aceptable, se oprime nuevamente el botón M, y aparece una ventana que indica el numero de la curva más próxima al ajuste, figuras 71-72; al aceptar se obtienen los resultados para la prueba de restauración de presión que se está analizando.

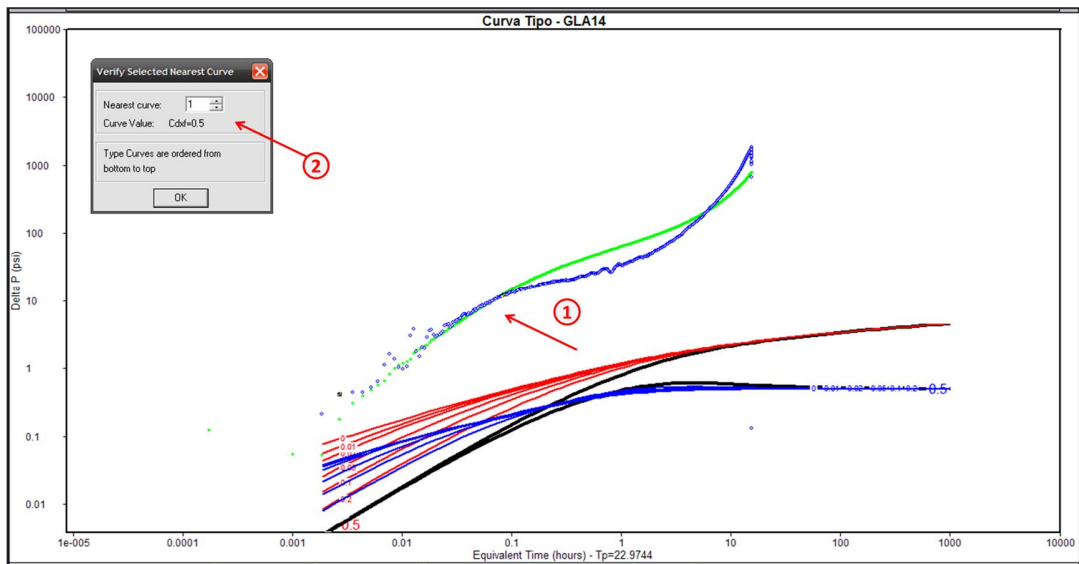
Cabe resaltar que al tener definido un modelo que representa los límites del yacimiento, el macheo por curvas tipo se realiza en dos etapas. Inicialmente se efectúa un ajuste con los datos de la prueba que correspondan a los tiempos tempranos y medios, los cuales describen el comportamiento de éste; y un segundo macheo se realiza por medio del ajuste con los datos en los tiempos tardíos, el cual representa los límites del pozo o el yacimiento.

Figura 71. Macheo con Curvas Tipo McKinley.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 72. Macheo con Curvas Tipo Td/Cd en pozo Fracturado.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

La selección de la familia de curva tipo con la cual se va a realizar el macheo se debe hacer teniendo en cuenta las consideraciones expuestas en el Capítulo 1, esto con el fin de obtener mejores resultados.

Como otro valor agregado para el presente trabajo, se obtuvo el índice de productividad y las gráficas del IPR para cada zona evaluada, con lo cual se podrá tener un estimativo del aporte de petróleo del intervalo cañoneado para las condiciones en las que se encontró. Estas gráficas y cálculos se obtuvieron con ayuda de PanSystem®, el cual se basa en las ecuaciones formuladas por Vogel para realizar dichos cálculos.

3.2.7 CURVAS IPR

Históricamente el primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resultó de la suposición de que la IPR era una línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo¹⁵. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación que la define es:

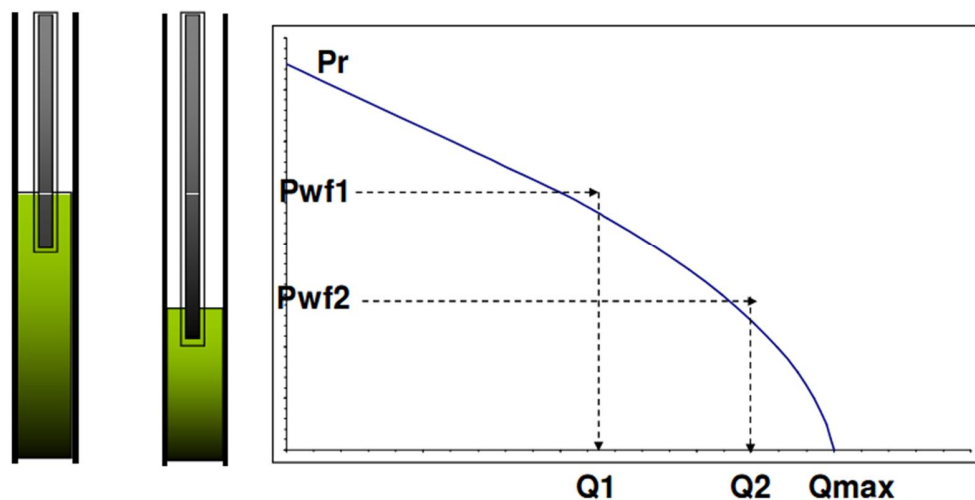
$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \left[\frac{BOPD}{Psia} \right] \dots\dots\dots (122)$$

Sin embargo, posteriormente W. E. Gilbert (1954) realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dió cuenta que esto sólo se cumplía cuando la Pwf se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su Pwf estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR gráfícada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción, figura 73.

Este investigador encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite. Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua.

Figura 73. Representación esquemática de las Curvas IPR.



Fuente: Ingeniería de Producción, Gerencia Centro Oriente de Ecopetrol.

Todo lo anterior ilustró la necesidad de contar con correlaciones útiles para construir curvas de IPR. M. V. Vogel (1968) desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las

caídas de presión y en las propiedades roca – fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad. La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

Si $P_{yac} > P_b$

$$q = q_b + [q_{max} - q_b] \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wff}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wff}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (123)$$

Si $P_{yac} < P_b$

$$q = q_{max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wff}}{P_{yac}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wff}}{P_{yac}} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (124)$$

Donde:

$$q_{max} = \left[1 - 0.2 \left(\frac{14.7}{P_{yac}} \right) - 0.8 \left(\frac{14.7}{P_{yac}} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (125)$$

$$q_b = J [P_{yac} - P_b] \dots\dots\dots (126)$$

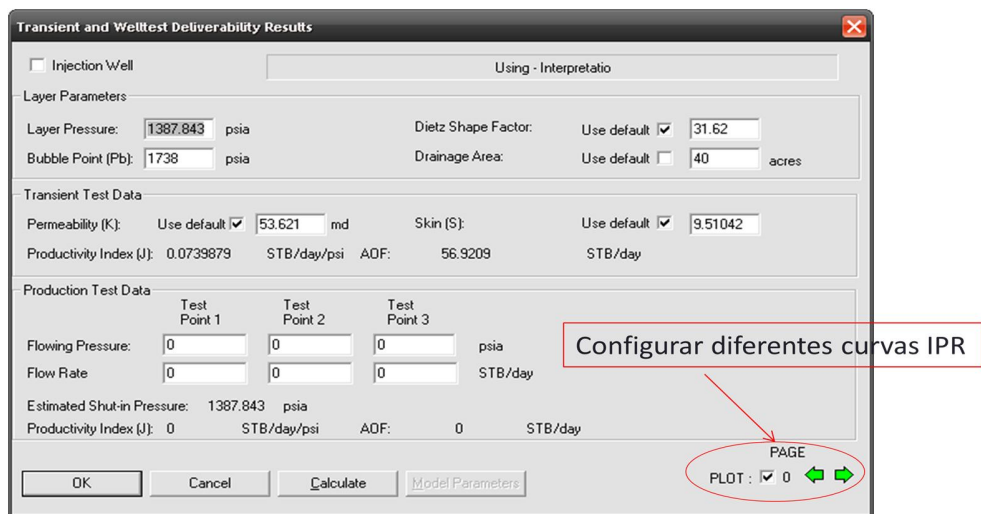
Donde J es el índice de productividad definido de la siguiente manera:

$$J = \frac{kh}{141.2B_o\mu_o \left[0.5 \ln \left(\frac{4 * A * 43560}{1.782 C_A r_w^2} \right) + S_{pr} \right]} \dots\dots\dots (127)$$

PanSystem® puede generar curvas IPR, de una manera muy sencilla, a partir de las correlaciones anteriormente mencionadas y con base en los parámetros introducidos y hallados mediante el análisis de la pruebas. Esto, mediante la opción “IPR” que se encuentra en el menú “Deliver”, la cual desplegará una ventana donde se pueden modificar los parámetros que influyen en el comportamiento de la curva IPR, como en los cálculos del índice de productividad.

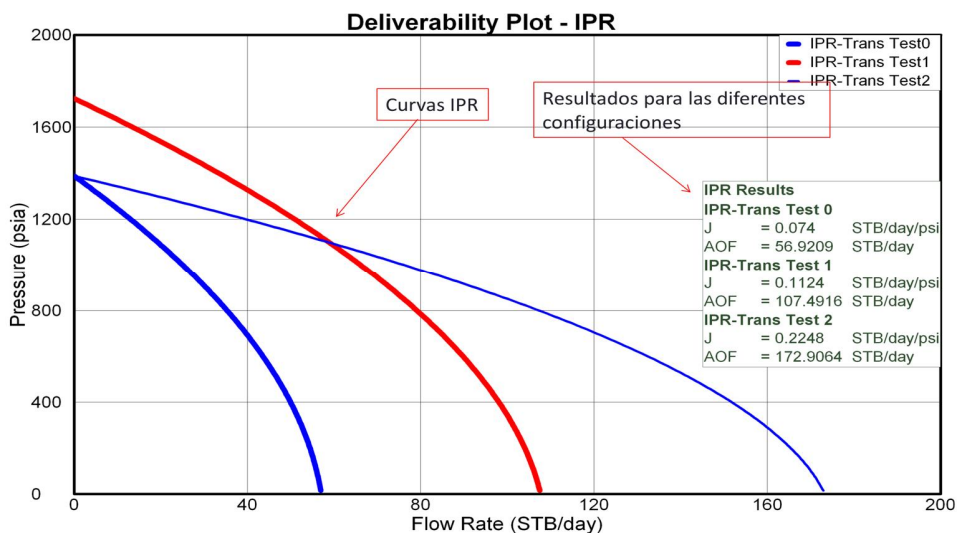
El software cargará por defecto los parámetros introducidos y calculados durante el análisis de las pruebas, figura 74. De igual forma permite generar hasta seis curvas en un misma gráfica, lo cual facilita observar el comportamiento de afluencia del pozo bajo diferentes escenarios, figura 75.

Figura 74. Carga de Datos necesarios para generar la Curva IPR



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 75. Resultados de la Curva IPR.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

4 INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN – APLICACIÓN CAMPOS GALÁN Y GALA

Las pruebas de restauración de presión que fueron analizadas durante este proyecto, se tomaron después de los trabajos de cañoneo o recañoneo que se realizaron en los intervalos de interés, en pozos pertenecientes a los campos Galán y Gala. El análisis se realizó para la arena Mugrosa B en los pozos Galán 133, Galán 135 y Cardales 1N, como para la arena Mugrosa C en el pozo Gala 6; las cuales son las arenas de mayor producción en el área. Igualmente se analizaron dos pruebas en la formaciones Esmeraldas y Toro Shale en los pozos Gala 15 y Gala 14 respectivamente, las cuales Ecopetrol S.A las ha considerado como formaciones que pueden llegar a tener un alto potencial de productividad.

Las propiedades del yacimiento necesarias para llevar a cabo el análisis, se obtuvieron principalmente de los registros eléctricos tomados durante la perforación de cada uno de los pozos, análisis PVT y los reportes operacionales (well files). Debido a que no se encontró los datos específicos para ciertas propiedades necesarias para el análisis de las pruebas, se tomaron valores promedios dependiendo de la zona a la que pertenecía, como se puede observar en la tabla 4.

Los valores promedios para las propiedades PVT correspondientes a la arena B tiene como base los resultados obtenidos en el análisis de los fluidos del pozo Llanito 10, en el año de 1961. Para la arena C se tiene como base los resultados del PVT realizado en el año de 1985, a los fluidos del pozo Gala 2. De igual forma para la arena D se tiene como base el análisis PVT realizado en el 2005, a los fluidos del pozo Cardales 3.

El objetivo principal de este trabajo se encontrará a lo largo de este capítulo, donde se interpretan los resultados obtenidos del análisis de cada una de las pruebas de presión mediante los diferentes métodos y técnicas utilizadas. Se hará mayor énfasis en propiedades como permeabilidad, almacenamiento en la cara de pozo, daño a la formación, presión promedio de yacimiento y otras propiedades

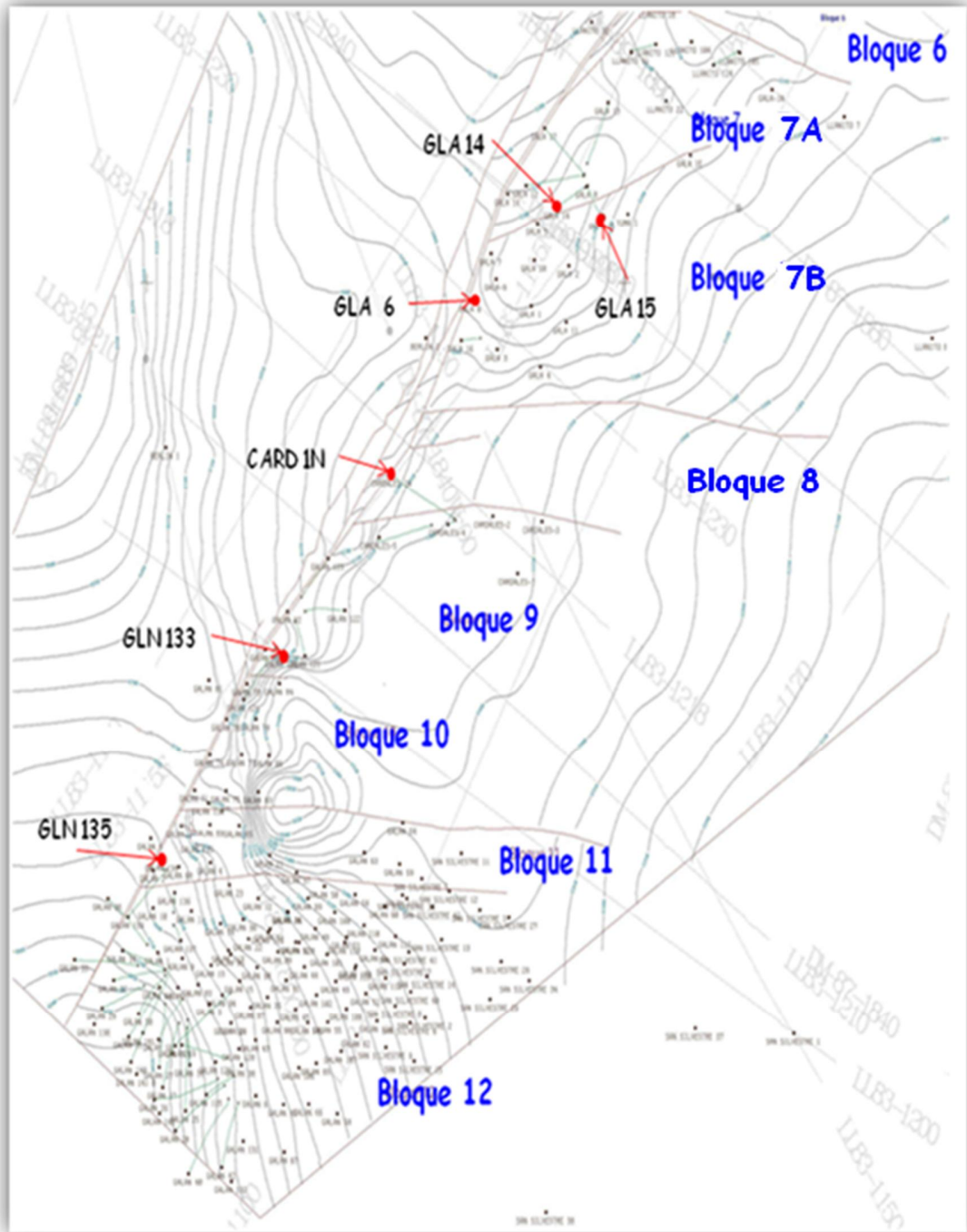
que son de importante conocimiento para la caracterización de un yacimiento. Además se expondrán los modelos de flujo y límites del yacimiento que se pudieron detectar mediante el análisis de alguna de las pruebas analizadas.

Tabla 4. Propiedades Petrofísicas Necesarias para el Análisis.

Propiedad	Mugrosa B	Mugrosa C	Esmeraldas-TS
Porosidad Promedio \emptyset	17	18	15
Saturación de agua	0,4	0,4	0,47
Factor Volumétrico Formación (BBL/STB)	1,094	1,105	1,206
Temperatura (°F)	135	140	140
Gravedad API	19,5	21,5	20,94
GOR (SCF/STB)	203	106	96
Presión de burbuja (Psia)	1952	1738	580,3
Compresibilidad (Psia ⁻¹)	5,31E-06	5,23E-06	7,08E-06
Viscosidad μ (cp)	19,42	13,442	20,04

Fuente: Autores Del Proyecto.

Figura 76. Estructura de los Campos y Ubicación de las Pruebas de Restauración.



Fuente: Modificado Oil Field Manager, Campos Galán y Gala.

4.1 INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALÁN 133.

El pozo Galán 133 se encuentra ubicado en el bloque 9 de la estructura Llanito-Galán, el cual se empezó a perforar el 10 de Enero de 2008 y se terminó el 26 de Febrero de 2008 alcanzando una profundidad total medida de 7452'. Este pozo aportó inicialmente 85 BFPD con un BSW aproximado del 5%. El 20 de octubre de 2008, se realizó una prueba de restauración de presión luego de realizar cañoneo a los intervalos 6126'-6140', 6154'-6162', 6164'-6174', pertenecientes a la formación Mugrosa B, con un periodo de cierre de 48 horas. A principios de Junio este pozo aportó aproximadamente 115 BFPD con un BSW del 3%.

Tabla 5. Parámetros necesarios para el Análisis de la prueba de Restauración, Pozo Galán 133.

Radio de pozo (in)	8,5
Intervalo probado	6126'-6174'
Espesor (ft)	32
Tiempo de producción (hrs)	32
Aceite Producido (BOPD)	77.4
Tiempo de cierre (hrs)	48
Porosidad	0,188
Saturación de agua	0,3291
Presión de fondo Pwf (Psia)	795

Fuente: Autores del Proyecto.

El análisis de esta prueba se realizó por medio de los métodos de Horner, de la Derivada de Bourdet, Curva Tipo Td/Cd y síntesis directa de Tiab, los cuales mostraron un mejor ajuste a los datos de la prueba y al comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Por los diferentes métodos de análisis utilizados, se obtuvieron resultados similares para las propiedades del yacimiento y del pozo.

El patrón de flujo presente en esta prueba fue Radial Homogéneo, donde el yacimiento actúa como infinito ya que el trasiente de presión no alcanzó a tocar los límites. Este comportamiento se puede observar en la figura 80, donde se resalta

la existencia de una región de tiempos tempranos y luego una región de tiempos medios; además se puede observar los valores de las propiedades del yacimiento y del pozo obtenidas durante el análisis.

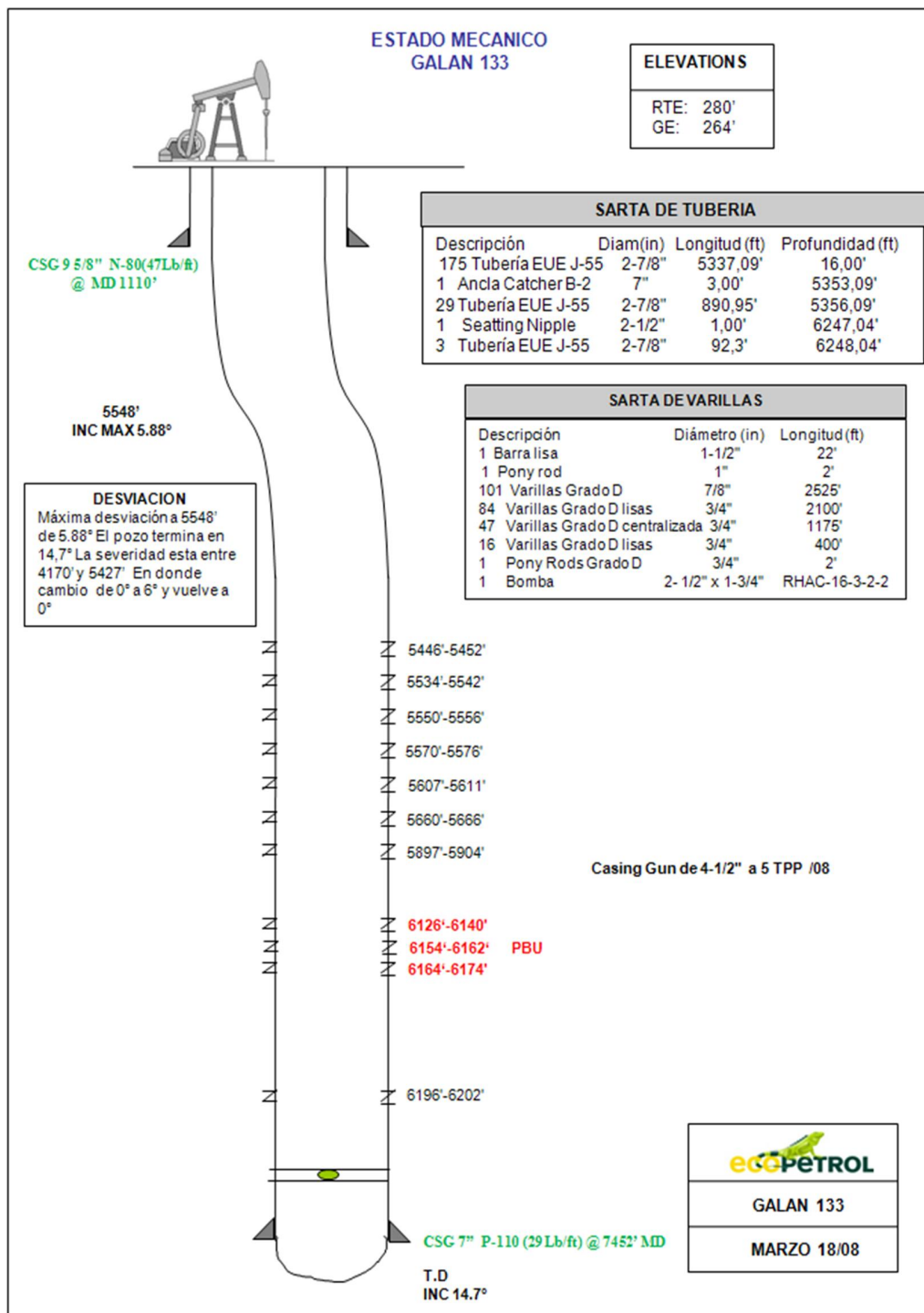
Según los resultados obtenidos en el análisis, figuras 78-80-81, los valores para el almacenamiento en la cara del pozo se encuentran dentro del rango esperado. Los valores normales para el almacenamiento en la cara del pozo, en estos yacimientos, oscilan entre 10^{-3} y 10^{-4} bbl/psi y para el almacenamiento adimensional entre 500 y 5000.

Con relación al daño (skin), los resultados muestran valores negativos cercanos a dos, lo que indica que el pozo se encuentra estimulado, posiblemente por la limpieza con salmuera que se realizó después de cañonear la zona. Con respecto a los valores de permeabilidad mostrados en las figuras 79, 80 y 81, se obtuvieron valores cercanos a 82 md. Estos resultados son consistentes ya que en los registros eléctricos corridos durante la perforación del pozo arrojaron valores similares en este intervalo.

También, del gráfico de Horner se obtuvo que la presión a una hora para esta prueba fue de 1332.33 psia y un valor de la presión promedio de formación de 1486.35 psia mediante la extrapolación de la línea recta de los tiempos medios. Por otra parte se puede observar que en esta prueba no se alcanza los límites o fronteras de yacimiento ya que el radio de investigación fue de 414.9 ft siendo menor al radio de drenaje del pozo (área de drenaje =22.3 acres).

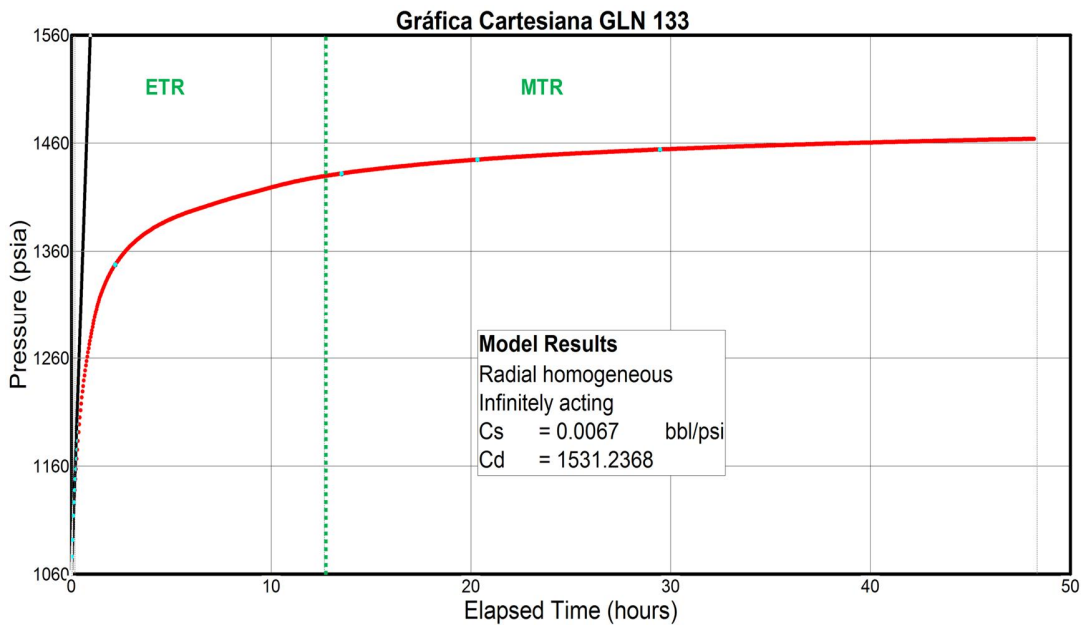
Con respecto a la gráfica de la Síntesis Directa de Tiab, figura 82, el análisis se realizó con el segundo caso para esta técnica descrito en el primer capítulo de este libro, donde no se observa con claridad la pendiente unitaria, por lo tanto se utilizaron los puntos de la línea de acción infinita para el cálculo de las propiedades del yacimiento y del pozo; y los puntos del pico de la joroba para la verificación de dichas propiedades, como se muestra en el Anexo D.

Figura 77. Estado Mecánico del Pozo Galán 133.



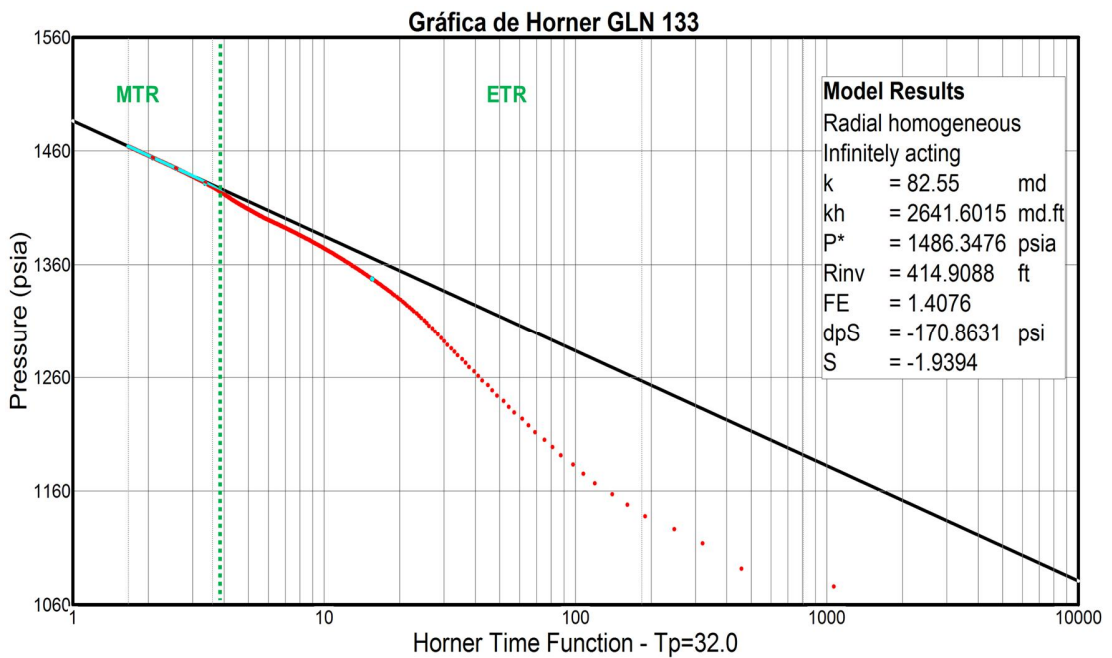
Fuente: Ecopetrol; 2008.

Figura 78. Gráfica Cartesiana, Pozo Galán 133.



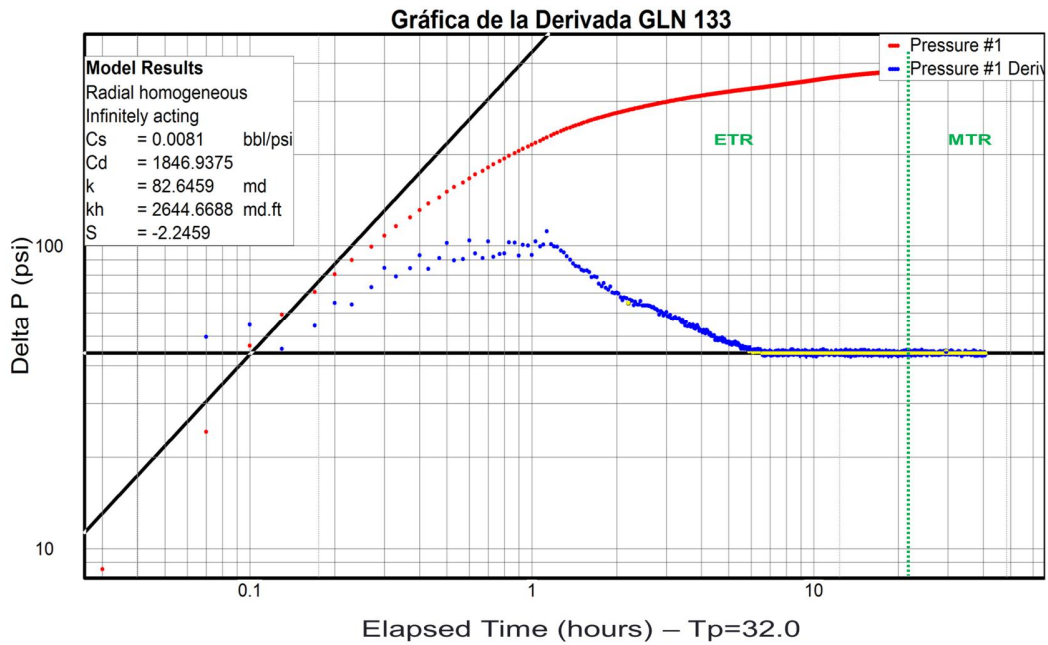
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 79. Gráfica de Horner, Pozo Galán 133



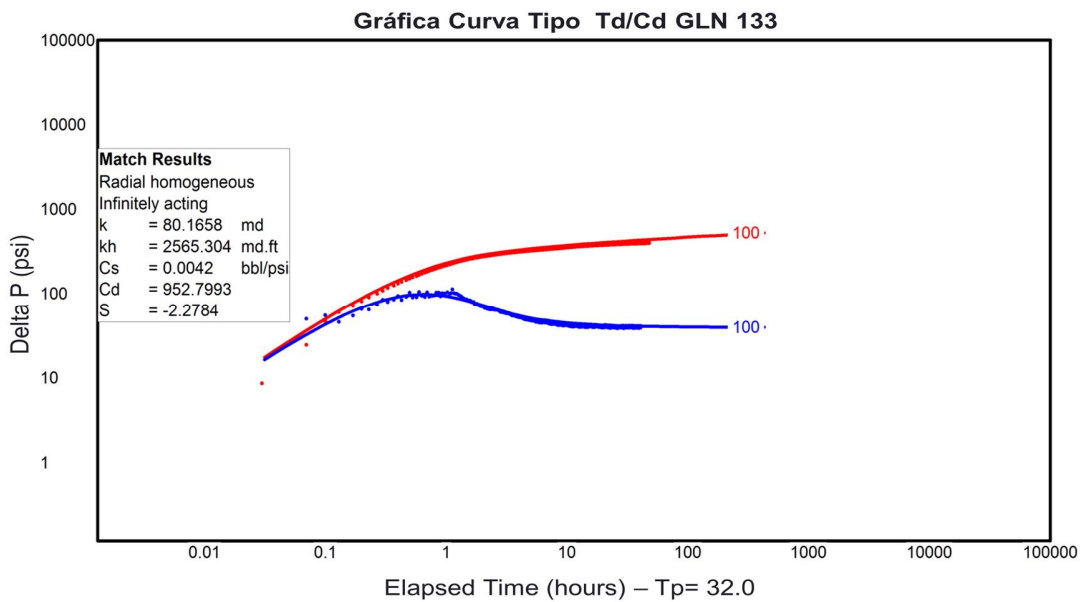
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 80. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Galán 133.



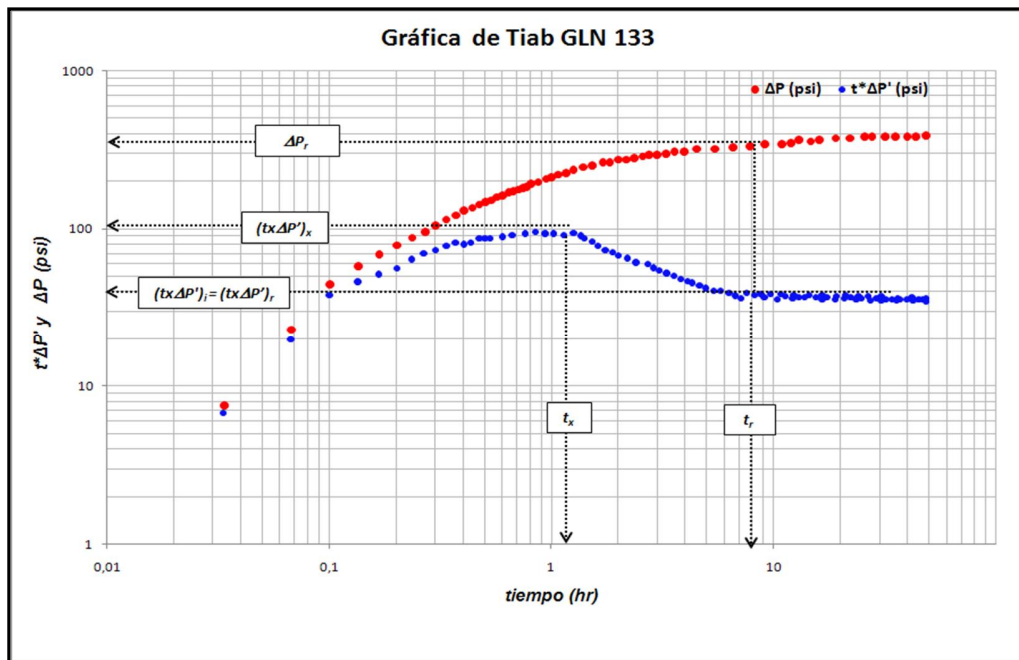
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 81. Macheo Realizado con Curvas Tipo, Galán 133.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 82. Análisis realizado por la Técnica de Síntesis Directa de Tiab, Pozo Galán 133.



Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 6. Valores obtenidos para algunas Propiedades mediante diferentes Métodos de análisis, Pozo Galán 133.

Propiedad	Horner	Derivada de Bourdet	Curva Tipo	Síntesis de Tiab
k (md)	82,55	82,65	80,17	82,75
Cs (bbl/psi)	0,0067	0,0081	0,0042	0,0091
Cd (Adimensional)	1531,24	1846,94	952,8	2064,9
s	-1,94	-2,25	-2,28	-2,12

Fuente: Autores Del Proyecto.

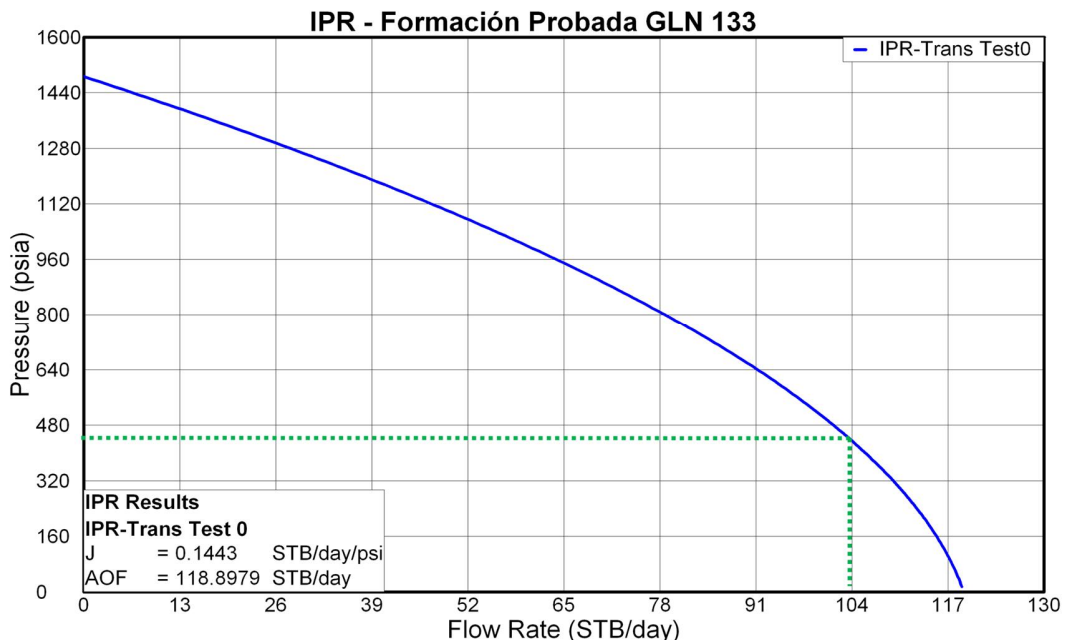
Con los valores encontrados mediante el análisis de esta prueba, se generó una gráfica del IPR la cual da una idea del comportamiento de afluencia que se puede esperar de la formación o intervalo analizado. Como se explicó en el capítulo 3, los datos necesarios para poder graficar esta curva son: La presión de formación, la presión de burbuja, la permeabilidad, el factor de daño, el área de drenaje del

pozo y el factor de forma de Dietz el cual se asumió el valor dado para un yacimiento circular con el pozo en el centro.

Sabiendo la profundidad a la cual se instala la bomba (debajo de perforaciones – 6226 ft) y considerando que se mantuviera un mínimo 200 ft de nivel de fluido sobre las perforaciones, se calculó la presión de fondo fluyendo, 450 psia, la cual estará actuando en la mitad del intervalo analizado. Esto con el objetivo de tener una idea clara del aporte que tendrá el intervalo perforado a las condiciones encontradas durante el análisis y en condiciones normales de operación.

Como se observa en la figura 83, a una presión de 450 psia, siendo este el valor calculado para la P_{wf} en el punto medio del intervalo en estudio, la formación aportaría aproximadamente 104 STBD en las condiciones encontradas mediante el análisis de la prueba. Además se puede observar que tiene un índice de productividad de 0.1413 STBD/psi y un AOF de aproximadamente 119 STBD el cual es un caudal máximo teórico de lo que puede llegar a producir esta formación a una P_{wf} de 14.7 psia.

Figura 83. Curva del Índice de Productividad de la Formación probada, Pozo Galán 133.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

4.2 INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALÁN 135.

El pozo Galán 135 se encuentra ubicado en el bloque 11 de la estructura Llanito-Galán, el cual fue perforado entre Noviembre y Diciembre de 2007 alcanzando una profundidad total medida de 7345'. Este pozo aportó inicialmente 137 BFPD con un BSW del 91%.

El 6 de Agosto del 2008 se realizó una prueba de restauración de presión con un periodo de cierre de 60 horas posterior al cañoneo del intervalo 5706'-5736' perteneciente a la formación Mugrosa B. Actualmente este pozo produce 65 BFPD con un BSW del 3%.

Tabla 7. Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración de presión, Pozo Galán 135.

Radio de pozo (ft)	0,35
Intervalo probado	5706'-5736'
Espesor (ft)	30
Tiempo de producción (hrs)	40
Aceite Producido (BOPD)	136.5
Tiempo de cierre (hrs)	60
Porosidad	0,228
Saturación de agua	0,254
Presión de fondo Pwf (Psia)	1186

Fuente: Autores Del Proyecto.

El análisis de esta prueba se realizó por medio de los métodos de Horner, de la Derivada y síntesis directa de Tiab; obteniéndose resultados similares para las propiedades del yacimiento y del pozo por los diferentes métodos de análisis utilizados.

El patrón de flujo en esta prueba fue Flujo Lineal, el cual se presenta por lo general en yacimientos naturalmente fracturados o hidráulicamente fracturados. Y

además el yacimiento se encuentra en estado pseudoestable ya que el trasiente de presión alcanza a tocar los límites.

La figura 87 se ajusta a un sistema típico de doble porosidad, en la que se observan tres aspectos principales; una primera línea recta de donde se calcula la permeabilidad, factor de daño y el almacenamiento, una zona de transición o inflexión y una línea recta final de donde se extrapola la presión promedio del yacimiento, que tiene la misma pendiente que la primera, sin embargo para este análisis éstas dos líneas no poseen la misma pendiente, debido a que alguna frontera del yacimiento ha sido detectada, confirmando así la presencia del estado pseudoestable. La existencia de esta línea recta en tiempos tempranos representa únicamente el depletamiento de la fractura, y una línea recta en tiempos tardíos corresponde al tiempo cuando todo el yacimiento produce como un yacimiento homogéneo.

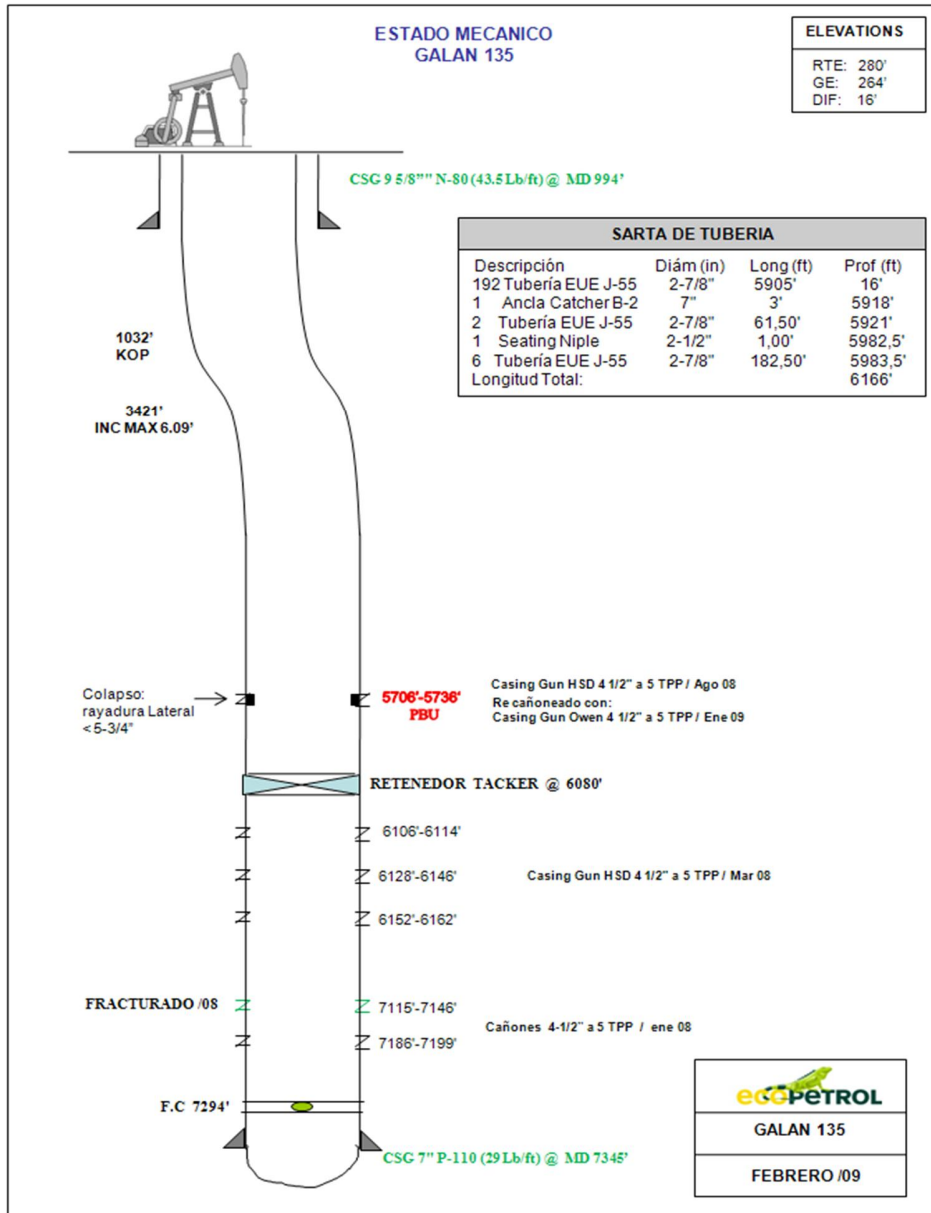
De las figuras 86 y 87, los resultados muestran valores negativos cercanos a 3.5 para el factor de daño (skin), lo que indica que el pozo se encuentra estimulado posiblemente fracturado naturalmente como lo indica el modelo utilizado en este análisis. Con respecto a los valores de permeabilidad obtenidos en las figuras 86 y 87, estos se encuentran cercanos a 33 md.

El gráfico de la derivada, además de presentar los valores de las propiedades del yacimiento y del pozo, es la principal herramienta para la identificación de yacimientos con doble porosidad, debido a que en éste gráfico se identifica un mínimo pronunciado y una pendiente unitaria antes del período final como podemos observar en la figura 87. Por otro lado se puede observar en los resultados los valores de dos parámetros claves; el coeficiente de almacenamiento adimensional, ω , y el parámetro de flujo interporoso, λ , que para el análisis de esta prueba fueron 0,3553 y $1,587 \cdot 10^{-4}$ respectivamente.

En la figura 88, se observa el método de la Técnica de Síntesis Directa de Tiab, donde se combina los puntos característicos y un gráfico logarítmico de datos de presión y derivada de presión; también se puede observar la influencia de los

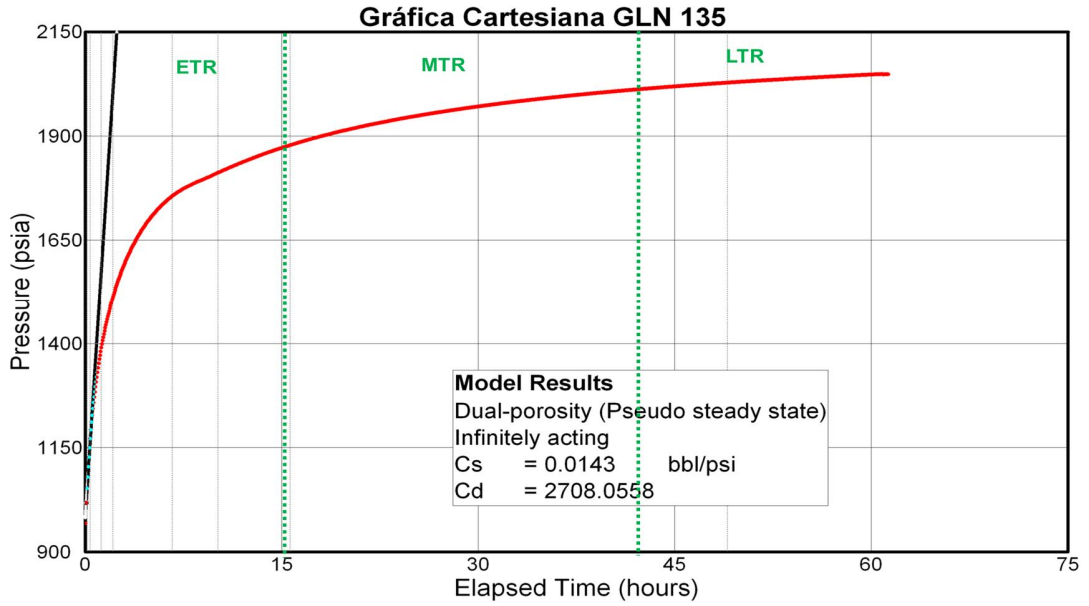
efectos de almacenamiento, haciendo que el periodo de flujo radial en tiempos tempranos tienda a ser ocultado por éste. Por lo tanto la línea de flujo radial en tiempos tardíos de acción infinita es esencial para estimar el factor de daño y la permeabilidad.

Figura 84. Estado mecánico del pozo Galán 135.



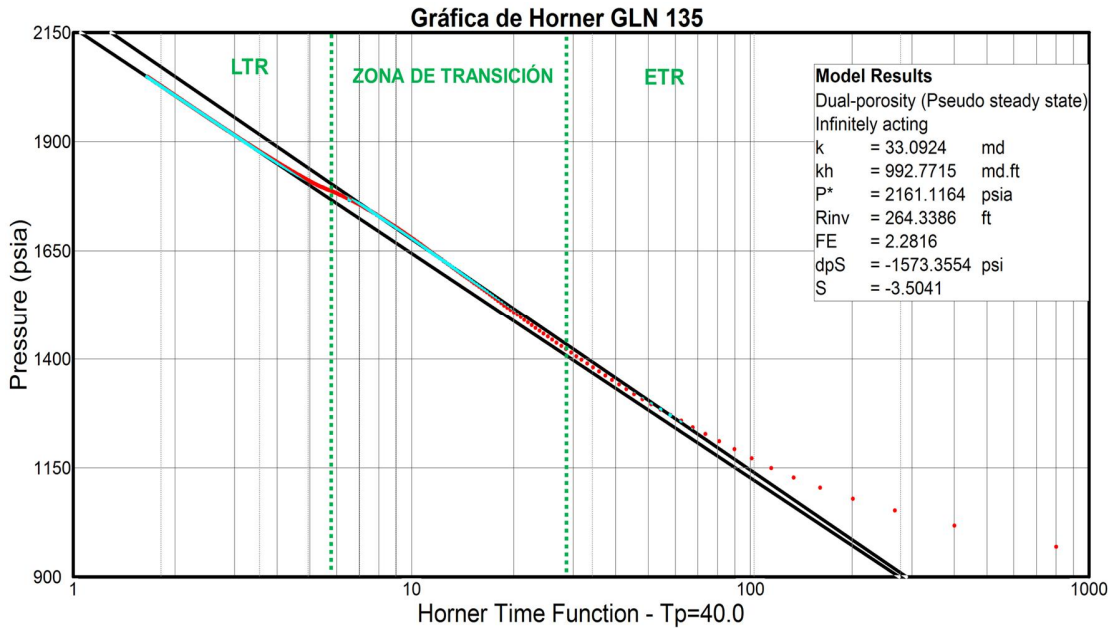
Fuente: Ecopetrol; 2009.

Figura 85. Gráfica Cartesiana, Pozo Galán 135.



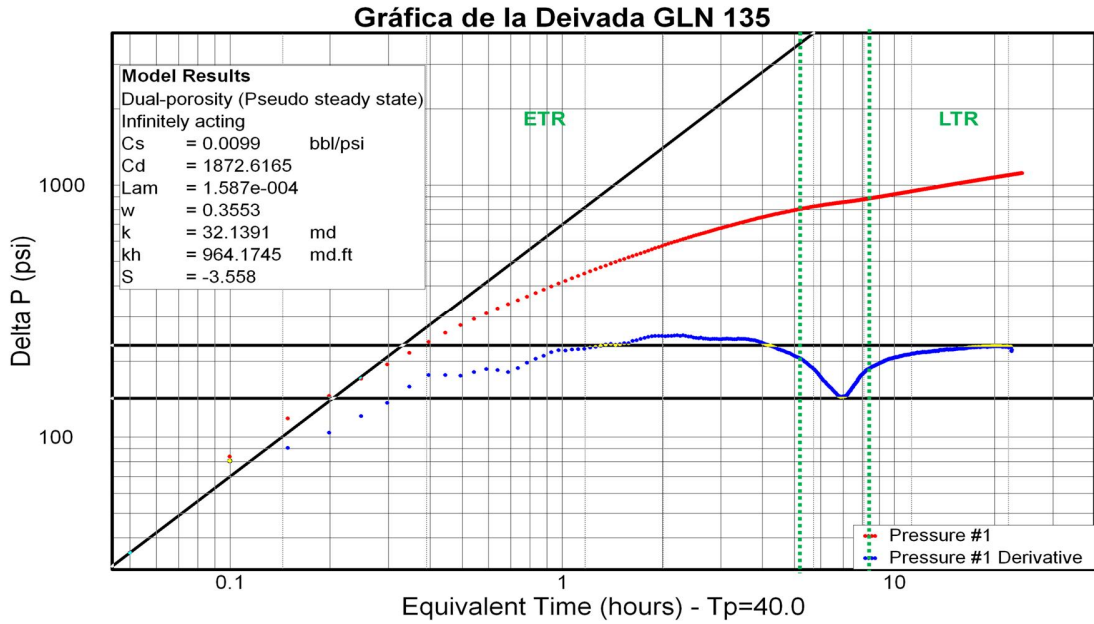
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 86. Gráfica de Horner, Pozo Galán 135.



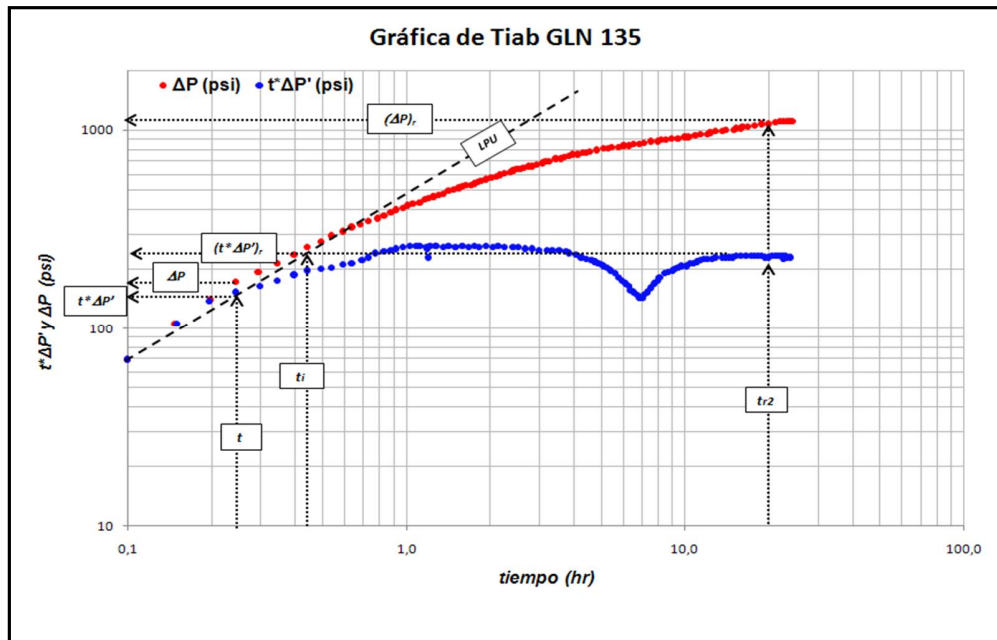
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 87. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Galán 135.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 88. Análisis realizado por la Técnica De Síntesis Directa de Tiab.



Fuente: Autores Del Proyecto.

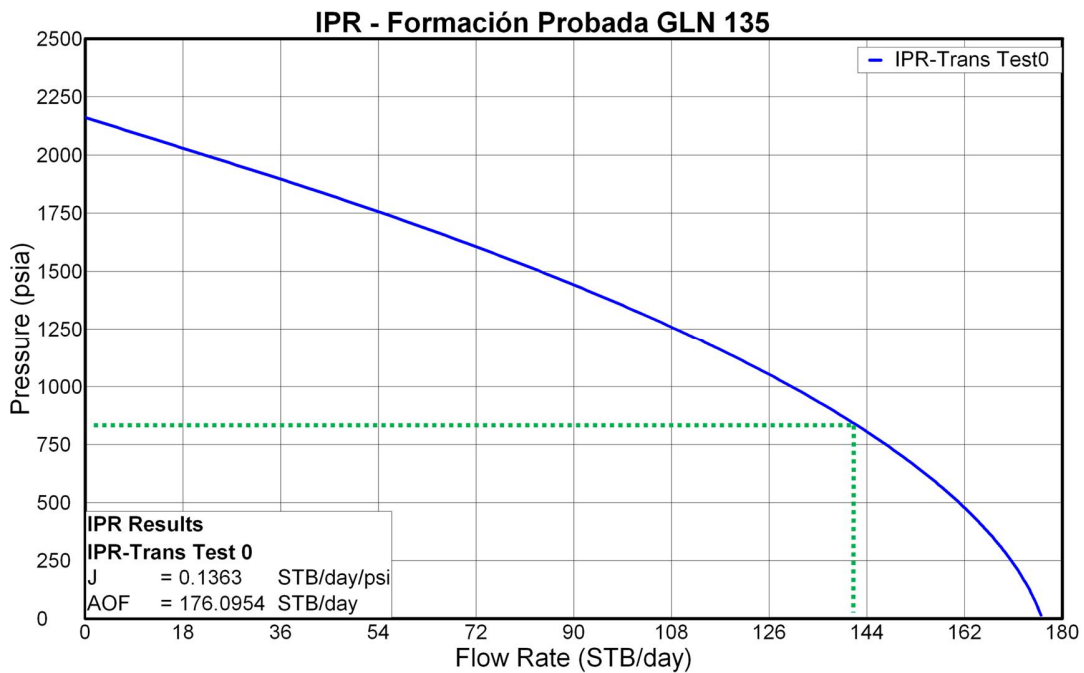
Tabla 8. Valores obtenidos para algunas de las propiedades mediante los diferentes métodos de análisis utilizados, Pozo Galán 135.

Propiedad	Horner	Derivada de Bourdet	Síntesis de Tiab
k (md)	33,1	32,14	32,92
Cs (bbl/psi)	0,0143	0,0099	0,0125
Cd Adimensional)	2708,06	1872,62	3890
s	-3,5	-3,56	-3,5

Fuente: Autores del Proyecto.

Para el caso de la curva IPR de esta formación, se trabajó de la misma forma que para el pozo Galán 133. En este caso, para el cálculo de la presión de fondo fluyendo se tuvo en cuenta un nivel de fluido de 3695 ft encontrado mediante el registro SonoLog tomado días después de la prueba de restauración de presión. Como se observa en la figura 89, a una presión de 823 psia, siendo este el valor calculado para la P_{wf} en el punto medio del intervalo en estudio, la formación aportaría aproximadamente 140 STBD a las condiciones encontradas mediante el análisis de la prueba. Además se puede observar, un índice de productividad para la formación de 0.13633 STBD/psi y un AOF de aproximadamente 176 STBD.

Figura 89. Curva del Índice de productividad de la formación probada, Pozo Galán 135.



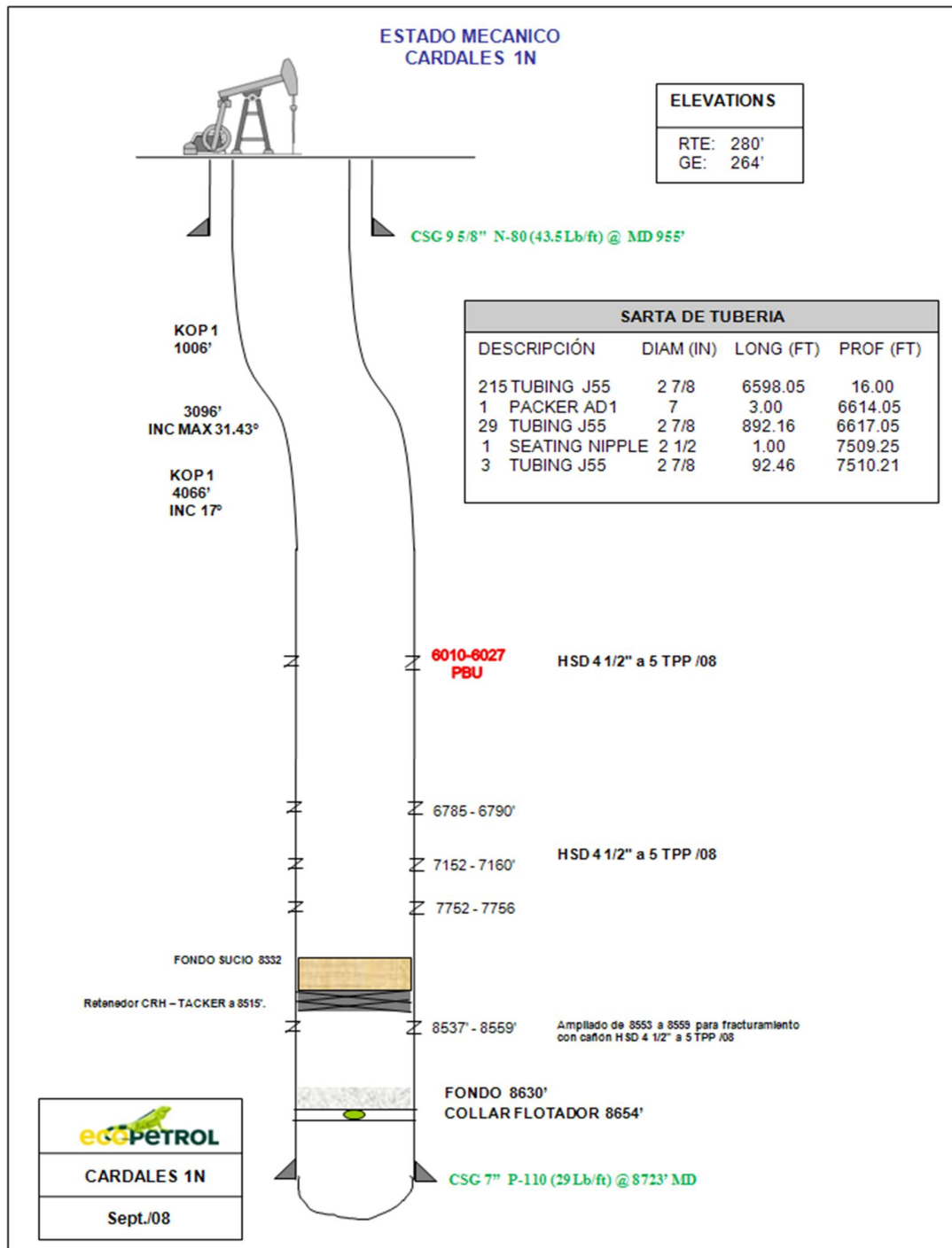
Fuente: PanSystem® v.3.2.

4.3 INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO CARDALES 1N.

En el pozo Cardales 1N se encuentra ubicado en el bloque 8 de la estructura Llanito-Galán, el cual fue completado en Enero de 2008; con unidad de wire line. En la prueba de producción realizada el 9 de Febrero el pozo aportó 243 BFPD con un BSW del 7%.

El 2 de agosto de 2008 se cañoneó el intervalo de 6010'- 6027', perteneciente a la formación Mugrosa B, siendo probado el 4 del mismo mes por medio de una prueba de restauración de presión con un periodo de flujo de 24 horas seguido por un periodo de cierre de 60 horas. Esta prueba se realizó de manera selectiva probando únicamente el intervalo cañoneado. En la última prueba de producción realizada el 26 de Mayo de 2009 se obtuvieron 99 BFPD en superficie con un BSW del 2.6%.

Figura 90. Estado mecánico del Pozo Cardales 1N.



Fuente: Ecopetrol; 2008.

Tabla 9. Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración, Pozo Cardales 1N.

Radio de pozo (in)	8.5
Intervalo probado	6010'-6027'
Espesor (ft)	17
Tiempo de producción (hrs)	24
Aceite Producido (BOPD)	63,5
Tiempo de cierre (hrs)	60
Porosidad	0,1924
Saturación de agua	0,3796
Presión de fondo Pwf (Psia)	251

Fuente: Autores Del Proyecto.

El análisis de esta prueba se realizó por medio de los métodos de Horner y de la Derivada de Bourdet. Por los dos métodos de análisis utilizados, se obtuvieron resultados similares para las propiedades del yacimiento y del pozo.

En las figura 93, se resalta la existencia de una región de tiempos tempranos donde se observan los efectos del almacenamiento; seguida por una región de tiempos medios donde aparece la tendencia al flujo radial; y terminando en la región de tiempos tardíos caracterizada por los efectos de los límites.

Los valores encontrados para el almacenamiento en la cara del pozo, en esta prueba, fueron cercanos a 0.0015 bbl/psi estando dentro del rango esperado, según las propiedades de densidad y compresibilidad del fluido, como también del diámetro del pozo.

Con respecto a la permeabilidad, se obtuvo valores cercanos a 147 md, siendo un poco más altos que los encontrados en los registros eléctricos corridos durante la perforación de este pozo. Para este mismo intervalo, el registro eléctrico arrojó un valor promedio de 120 md. Estos valores relativamente altos son característicos en las arenas B, debido a que zona pertenece a formaciones de areniscas poco consolidadas, según la información geológica encontrada. Con relación al daño (skin), los resultados muestran valores alrededor de 0.25, lo que indica un pequeño daño a la formación que seguramente se debe al cañoneo realizado en

esta zona como también puede ser causado por una pequeña disminución en el diámetro del hueco, como se pudo constatar mediante la revisión del registro Caliper, el cual arrojó un valor de 8.2” para el diámetro del pozo en el intervalo probado. Estos valores se pueden observar en las figuras 92 y 93.

Con respecto a los tiempos tardíos, se puede observar tanto en la gráfica de Horner como en la curva de la Derivada del gráfico logarítmico, una tendencia de crecimiento en los datos, generada por la influencia que ejerce uno o varias fronteras sobre el trasiente de presión. Esta influencia puede ser claramente explicada con la cercanía que tiene el pozo Cardales 1N a una de las fallas que encierra el bloque donde se encuentra ubicado. La separación entre pozo y límite es aproximadamente 76 ft y el radio de investigación es cercano a los 620 ft, lo que demuestra que el trasiente de presión alcanza rápidamente esta falla. Estos dos valores son obtenidos a partir del gráfico de Horner, como se puede observar en la figura 92.

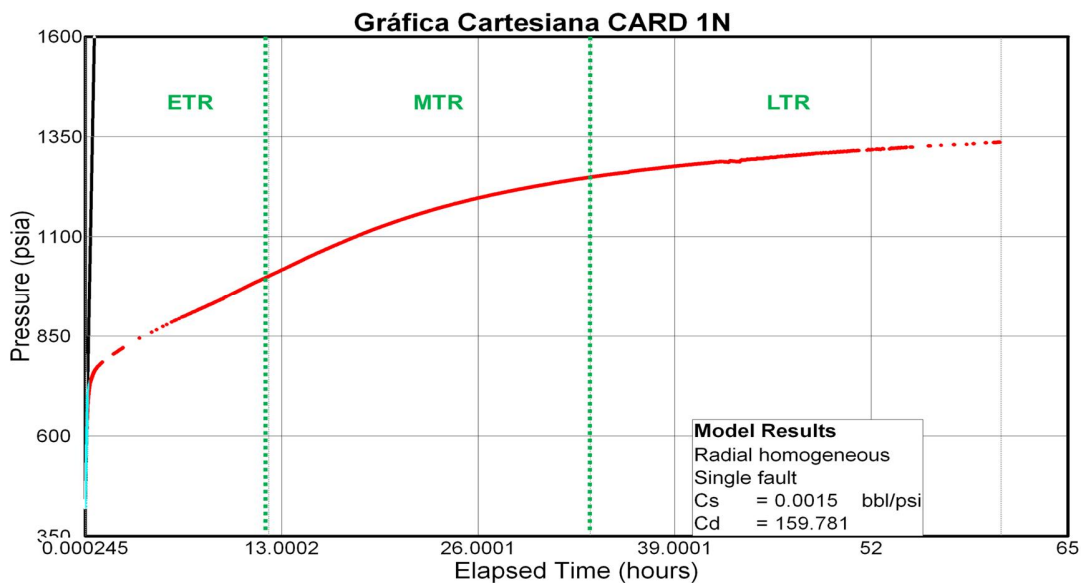
También, del gráfico de Horner se pudo obtener la presión promedio del yacimiento mediante la extrapolación de la línea recta de los tiempos tardíos, ya que el trasiente de presión alcanzó uno de los límites o fronteras de este pozo. Como se puede observar en la figura 92, esta presión es cercana a 1500 psia, convirtiéndose en un dato importante para la historia de presiones que se lleva en este campo, ya que Cardales 1N es el primer y único pozo perforado en este bloque del yacimiento.

Tabla 10. Valores obtenidos para algunas propiedades mediante los diferentes métodos de análisis utilizados, Pozo Cardales 1N.

Propiedad	Horner	Derivada de Bourdet
k (md)	147,2	147,13
Cs (bbl/psi)	0,0015	0,0013
Cd (Adimensional)	159,78	137,23
s	0,227	0,225

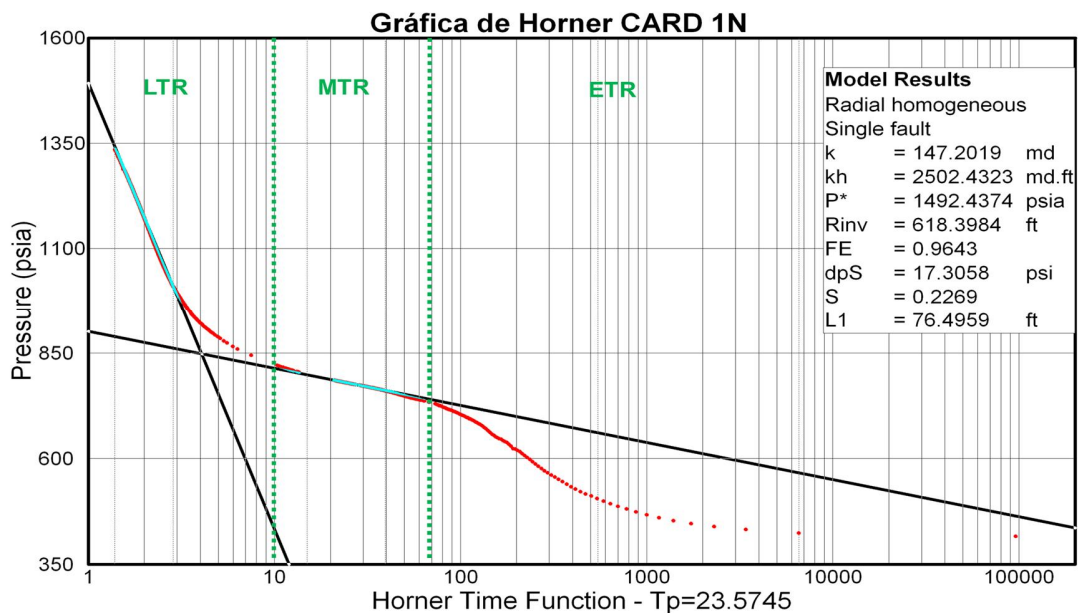
Fuente: Autores Del Proyecto.

Figura 91. Gráfica Cartesiana, Pozo Cardales 1N.



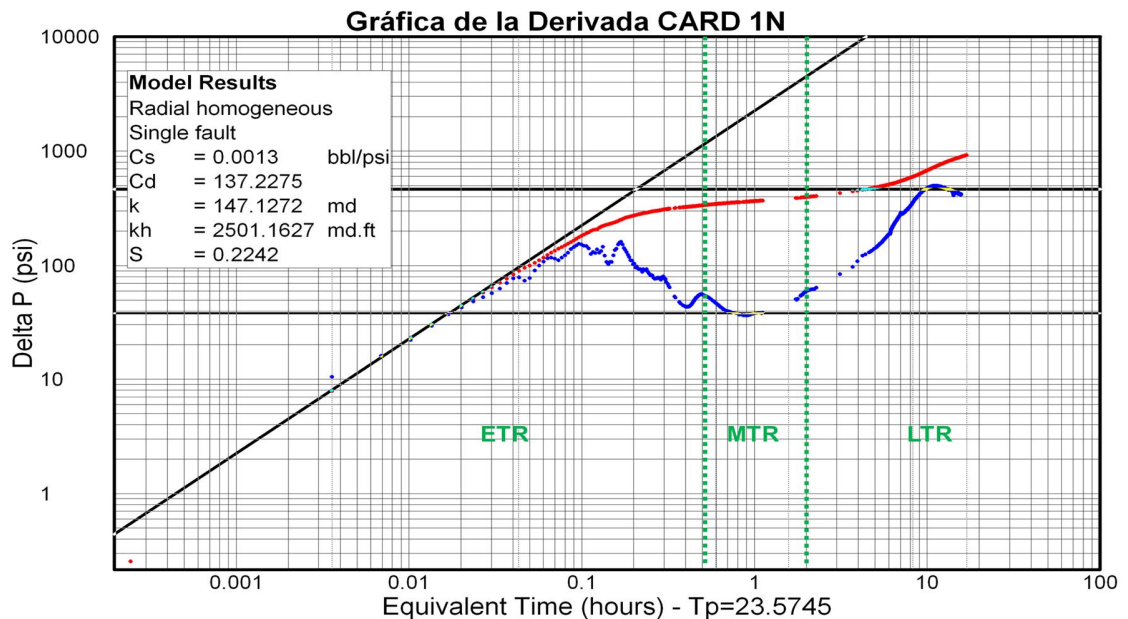
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 92. Gráfica de Horner, Pozo Cardales 1N.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 93. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Cardales 1N.

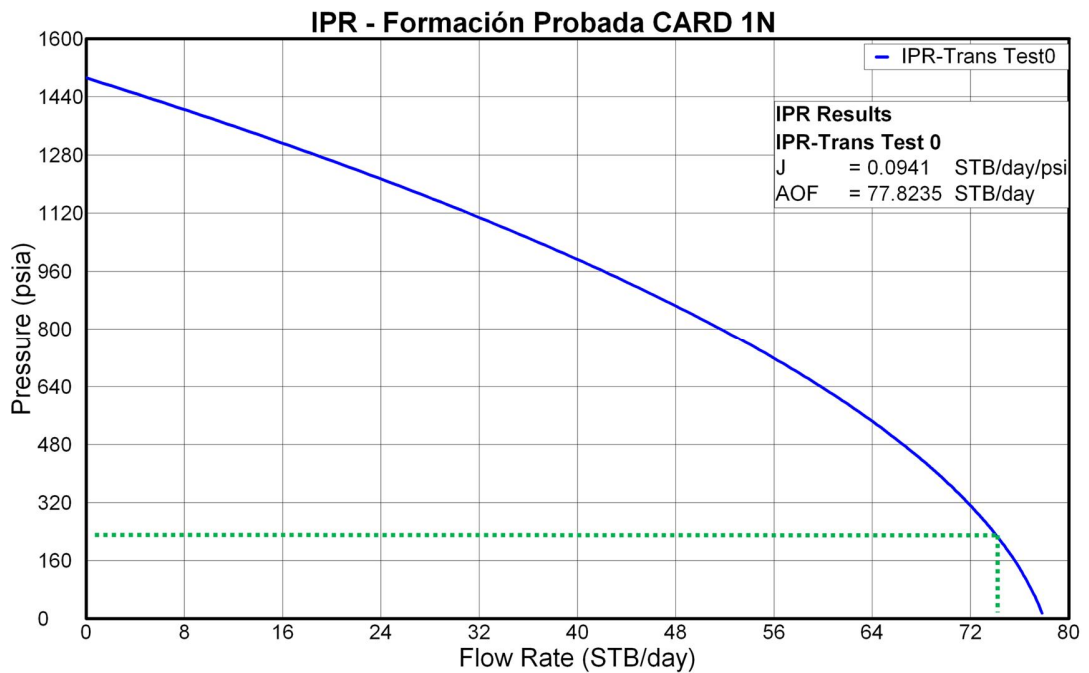


Fuente: PanSystem® v.3.2.

Para el caso de la curva IPR de esta formación, se trabajó de la misma forma que para el pozo Galán 133. Además, para el cálculo de la presión de fondo fluyendo se tuvo en cuenta un nivel de fluido de 5425 ft encontrado mediante el registro SonoLog tomado días después de la prueba de restauración de presión.

Como se observa en la figura 94, a una presión de 241 psia, siendo este el valor calculado para la P_{wf} en el punto medio del intervalo en estudio, la formación aportaría aproximadamente 74 STBD a las condiciones encontradas mediante el análisis de la prueba. Además se puede observar, un índice de productividad para la formación de 0.0941 STBD/psi y un AOF de aproximadamente 78 STBD.

Figura 94. Curva del Índice de productividad de la Formación probada, Pozo Cardales 1N



Fuente: PanSystem® v.3.2.

4.4 INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALA 6.

El pozo Gala 6 se encuentra ubicado en el bloque 7B de la estructura Llanito-Galán, siendo perforado entre el 23 de Marzo y el 30 de Abril de 1987 alcanzando una profundidad total medida de 7371'. El 20 de octubre de 2008, se realizo prueba de restauración de presión, con un periodo de cierre de 48 horas, luego de realizar cañoneo al intervalo 6496'-6502', y recañonear los intervalos 6506'-6516', 6524'-6536', 6560'-6572', 6580'-6589', 6592'-6600'; estos dos últimos se encontraron arenados después del cierre. Todos los intervalos pertenecen a la formación Mugrosa C. En las últimas pruebas de producción realizadas durante la primera mitad del 2009, se registró un aporte en la producción de 150 BFPD con un BSW de 44%.

Tabla 11. Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración, Pozo Gala 6.

Radio de pozo (ft)	0,35
Intervalo probado (ft)	6496-6600
Espesor (ft)	48
Tiempo de producción (hrs)	36
Aceite Producido (BOPD)	57.05
Tiempo de cierre (hrs)	60
Porosidad	0,2077
Saturación de agua	0,2794
Presión de fondo Pwf (Psia)	750

Fuente: Autores Del Proyecto.

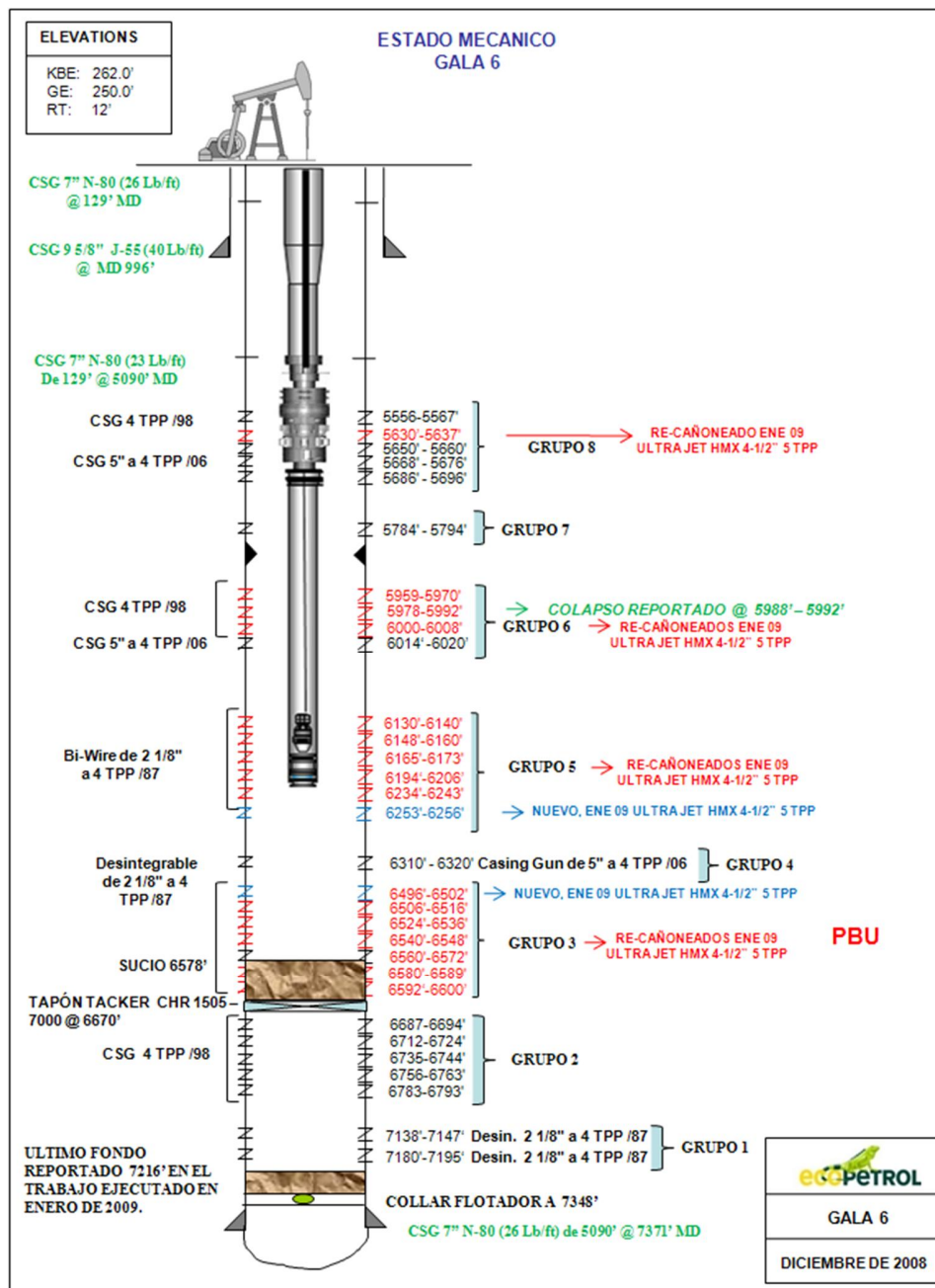
El análisis de esta prueba se realizó por medio de los métodos de Horner, de la Derivada de Bourdet. Por estos dos métodos de análisis se obtuvieron resultados similares para las propiedades del yacimiento y del pozo.

En la figura 98, se resalta la existencia de una región de tiempos tempranos donde se observan los efectos del almacenamiento; seguida por una región de tiempos medios donde predomina la existencia del flujo radial; y terminando en la región de tiempos tardíos caracterizada por los efectos de los límites. Además se puede observar los valores de las propiedades del yacimiento y del pozo obtenidas durante el análisis.

Los valores encontrados para el almacenamiento en la cara del pozo, en esta prueba fueron cercanos a 0.00045 bbl/psi estando dentro del rango esperado.

Con respecto a la permeabilidad, se obtuvieron valores pequeños cercanos a 20 md, pero que son característicos en esta parte del yacimiento, debido a que esta zona pertenece a formaciones de areniscas apretadas, según la información geológica encontrada. Con relación al daño (skin), los resultados muestran valores negativos cercanos a uno, lo que indica que el pozo se encuentra estimulado posiblemente por la limpieza con salmuera que se realizó después del recañoneo. Estos valores se pueden observar en las figuras 97 y 98.

Figura 95. Estado mecánico del Pozo Gala 6.



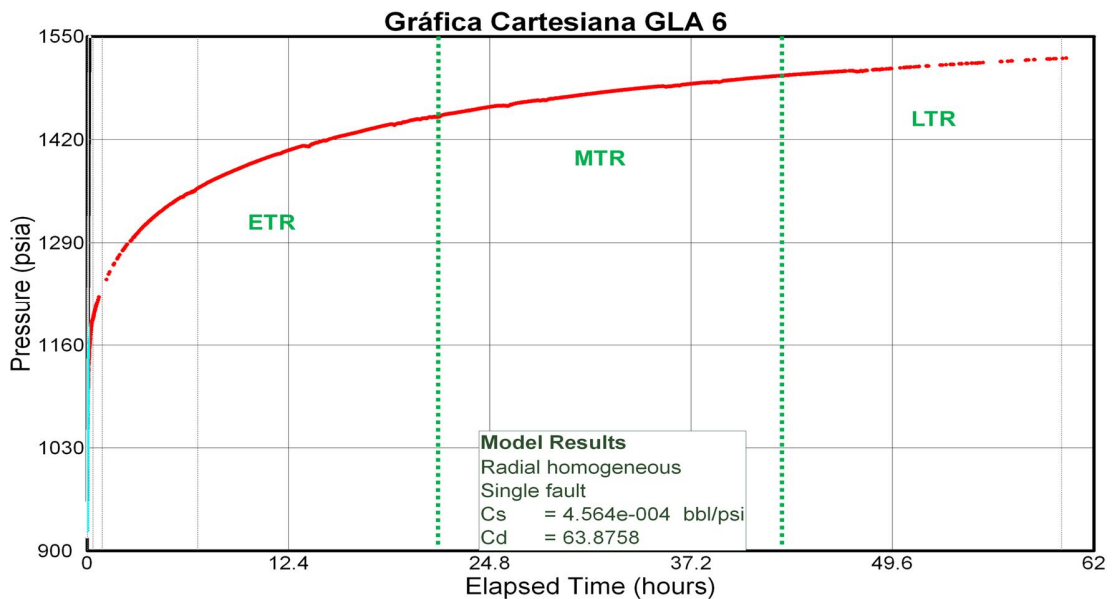
Fuente: EcoPetrol; 2008.

Del gráfico de Horner también se obtuvo la presión de formación de 1571 psia mediante la extrapolación de la línea recta de los tiempos tardíos. Este valor de presión de formación es un valor cercano a los encontrados durante la prueba

MDT realizada el 16 de Enero del 2009 al pozo Gala 16, la cual arrojó un valor de presión de 1445 psia a una profundidad cercana a los 6450'.

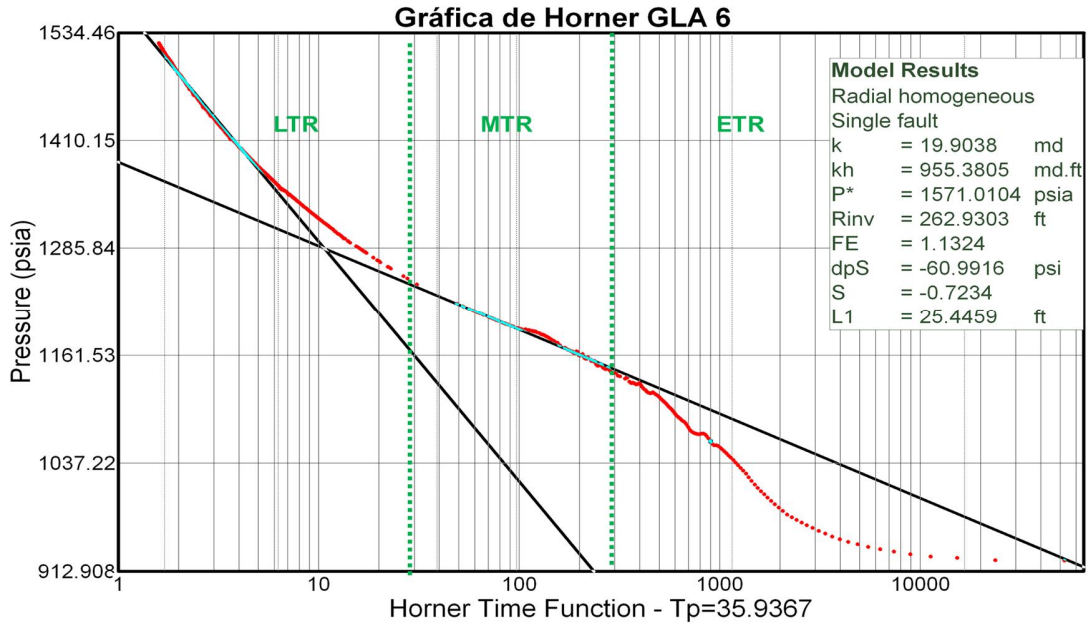
Con la gráfica de la Derivada de Bourdet, figura 98, se puede identificar el flujo radial durante los tiempos medios y observar el ascenso que tiene los datos de la derivada en los tiempos tardíos, lo cual nos indica que el trasiente de presión ha sido influenciado por los límites. Esto es sustentado por la cercanía que existe entre el pozo y una de las fallas que encierra el bloque 8 donde se encuentra ubicado. La separación entre pozo y límite es aproximadamente 25 ft y el radio de investigación es de 263 ft, lo que demuestra que el trasiente de presión alcanza rápidamente esta falla. Estos dos valores son obtenidos a partir del gráfico de Horner, como se puede observar en la figura 97.

Figura 96. Gráfica Cartesiana, Pozo Gala 6.



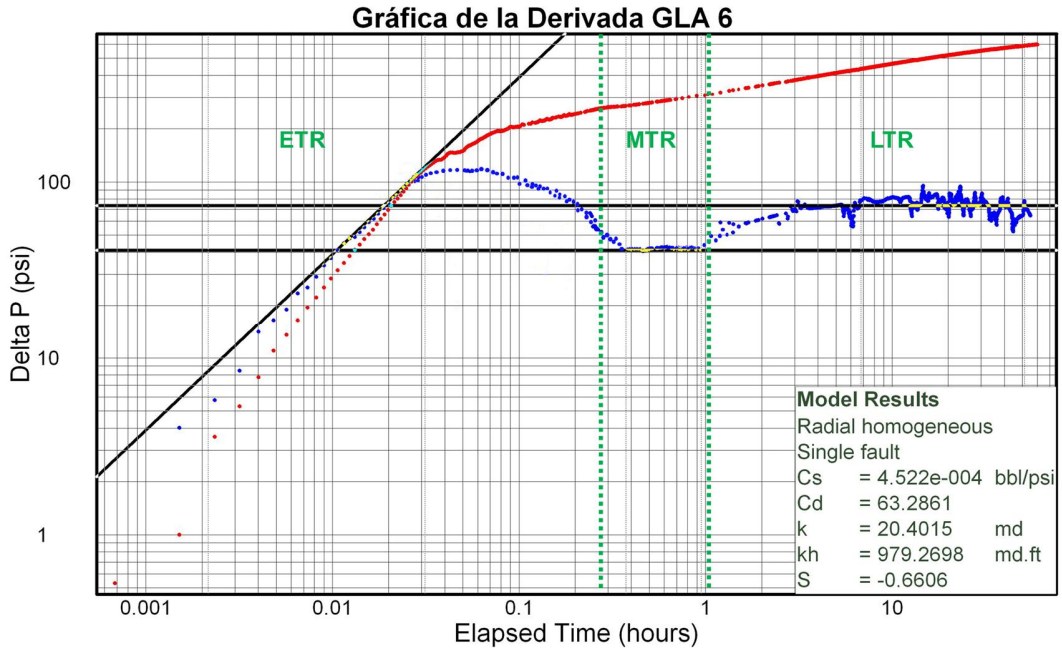
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 97. Gráfica de Horner, Pozo Gala 6.



Fuente: PanSystem® v.3.2..

Figura 98. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Gala 6.



Fuente: PanSystem® v.3.2..

Tabla 12. Valores obtenidos para algunas propiedades mediante diferentes métodos de análisis, Pozo Gala 6.

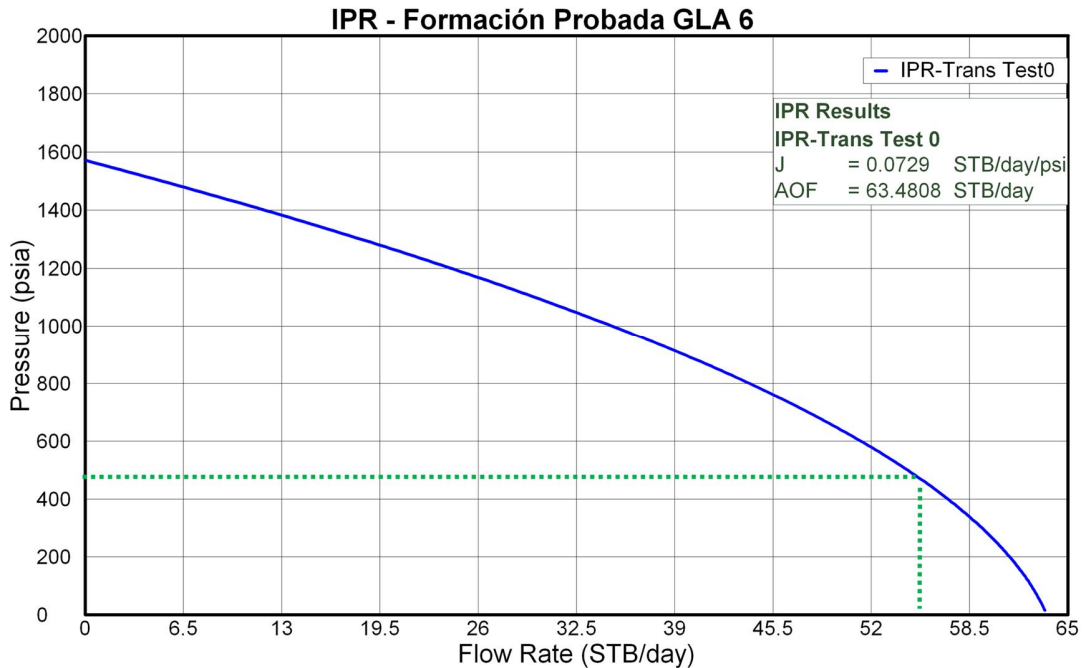
Propiedad	Horner	Derivada de Bourdet
k (md)	19,9	20,4
Cs (bbl/psi)	4,56E-04	4,52E-06
Cd (Adimensional)	63,87	63,29
s	-0,72	-0,66

Fuente: Autores Del Proyecto.

Para el caso de la curva IPR de esta formación, se trabajó de la misma forma que para el pozo Galán 133. Además, para el cálculo de la presión de fondo fluyendo se tuvo en cuenta un nivel de fluido de 5450 ft encontrado mediante el registro SonoLog tomado días después de la prueba de restauración de presión.

Como se observa en la figura 99, a una presión de 440 psia, siendo este el valor calculado para la P_{wf} en el punto medio del intervalo en estudio, la formación aportaría aproximadamente 55 STBD a las condiciones encontradas mediante el análisis de la prueba. Además se puede observar, un índice de productividad para la formación de 0.0729 STBD/psi y un AOF de aproximadamente 63 STBD.

Figura 99. Curva del Índice de productividad de la formación probada, Pozo Gala 6.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

4.5 INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALA 14

El pozo Gala 14 se encuentra ubicado en el bloque 7A de la estructura Llanito-Galán. Este pozo se completó con el equipo de perforación PRIDE 14 el 1 de febrero de 2008. En la prueba de producción realizada el 1 de Abril de 2008 el aporte obtenido de este pozo en superficie fue de 115 BFPD con un BSW del 0.4%.

Se cañoneó el intervalo 7804-7825 de la formación Toro Shale el 12 de marzo del 2009 y posterior a éste se realizó una prueba de restauración de presión con un periodo de cierre de 48 horas donde no se obtuvieron aportes significativos (8,26 bl). Actualmente el pozo tiene una producción de 121 BFPD con un BSW del 2%.

Tabla 13. Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración, Pozo Gala 14.

Radio de pozo (ft)	0,35
Intervalo probado	7804'-7825'
Espesor (ft)	21
Tiempo de producción (hrs)	22
Aceite Producido (BOPD)	8,26
Tiempo de cierre (hrs)	45
Porosidad	0,1525
Saturación de agua	0,3704
Presión de fondo Pwf (Psia)	174

Fuente: Autores del Proyecto.

El análisis de esta prueba se realizó por medio de los métodos de Horner, de la Derivada y Curvas Tipo. Por los métodos de análisis utilizados se obtuvieron resultados similares para las propiedades del yacimiento y del pozo.

En las figuras 102 y 103, se resalta la existencia de una región de tiempos tempranos donde se observan los efectos del almacenamiento y se identifica el flujo lineal; seguida por una región de tiempos medios donde aparece la tendencia al flujo pseudoradial.

De acuerdo con los resultados logrados en el análisis de esta prueba, se obtuvieron valores esperados para propiedades como permeabilidad y el almacenamiento en la cara del pozo. La característica más importante encontrada en esta prueba, es la clara tendencia de un patrón de flujo lineal que muestran los puntos en la gráfica de la Derivada, figura 104, de donde se identifica una pendiente $\frac{1}{2}$ en los tiempos tempranos, indicando Flujo Lineal con fractura de Conductividad finita que por lo general se aplica a este patrón. En la figura 103 se muestra el gráfico de la presión contra el logaritmo de la raíz cuadrada del tiempo, donde se observa un comportamiento lineal de los datos, característico de este patrón de flujo lineal. De acuerdo con lo plasmado en el capítulo 1, este patrón de

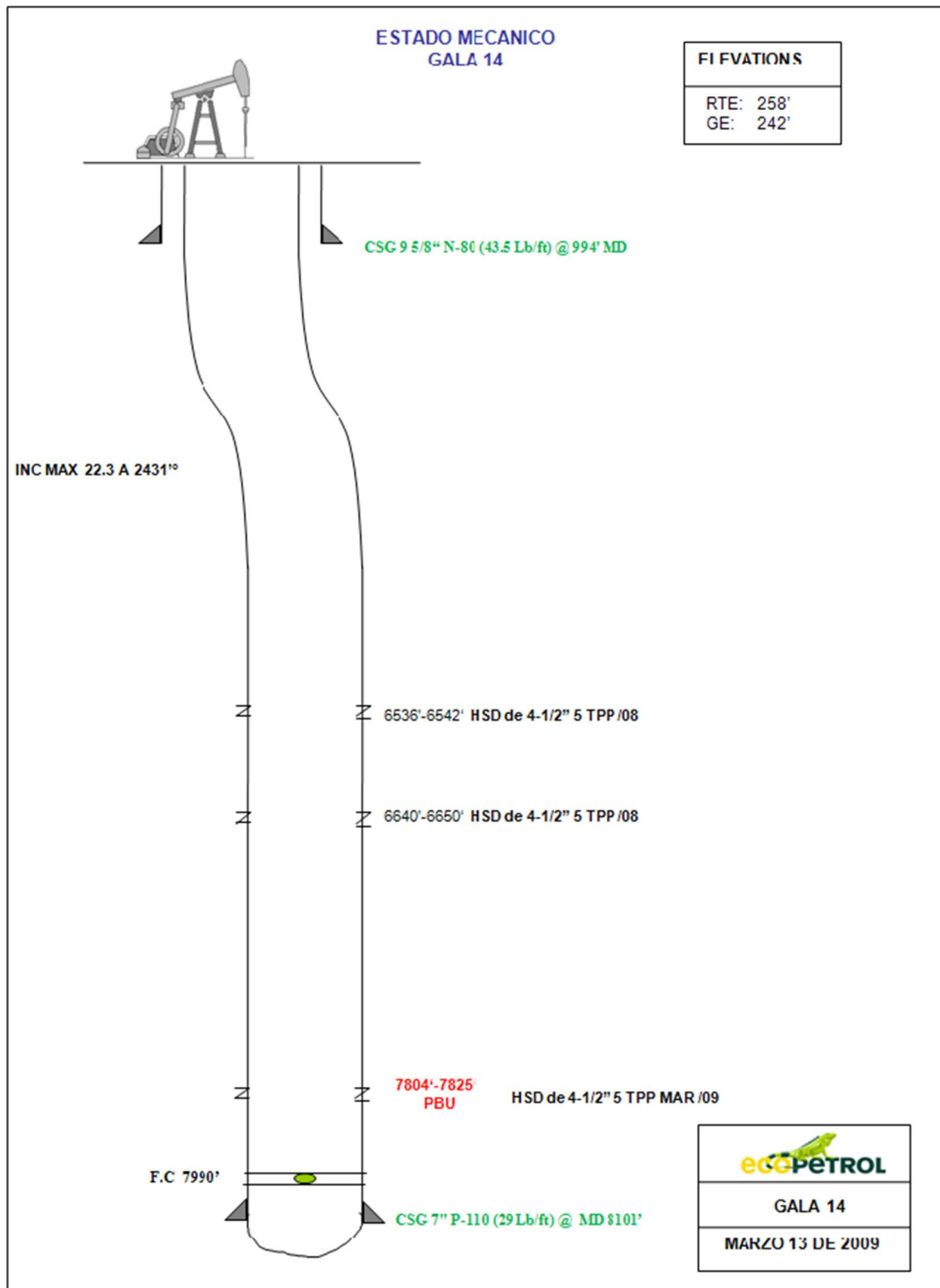
flujo se presenta en yacimientos naturalmente fracturados o hidráulicamente fracturados.

Con respecto a la permeabilidad, se encontró un valor relativamente bajo de 23 md; proporcionando un resultado semejante al valor promedio arrojado en los registros eléctricos que se tomaron durante la perforación para este intervalo. Este valor es aproximadamente 23.7 md.

Con base al resultado obtenido en el radio de investigación, figura 102, se puede decir que, éste sobrepasa ampliamente el radio del yacimiento. Esto se ve reflejado en la tendencia de crecimiento al final de la curva de la derivada de la presión, figura 104. Este comportamiento se puede explicar con la proximidad del pozo Gala 14 a la falla que separa los bloques 8 y 7. Por otra parte la presión promedio se obtuvo extrapolando una línea recta de los tiempos tardíos en el gráfico de Horner, ya que el trasiente de presión alcanzó uno de los límites o fronteras de este pozo.

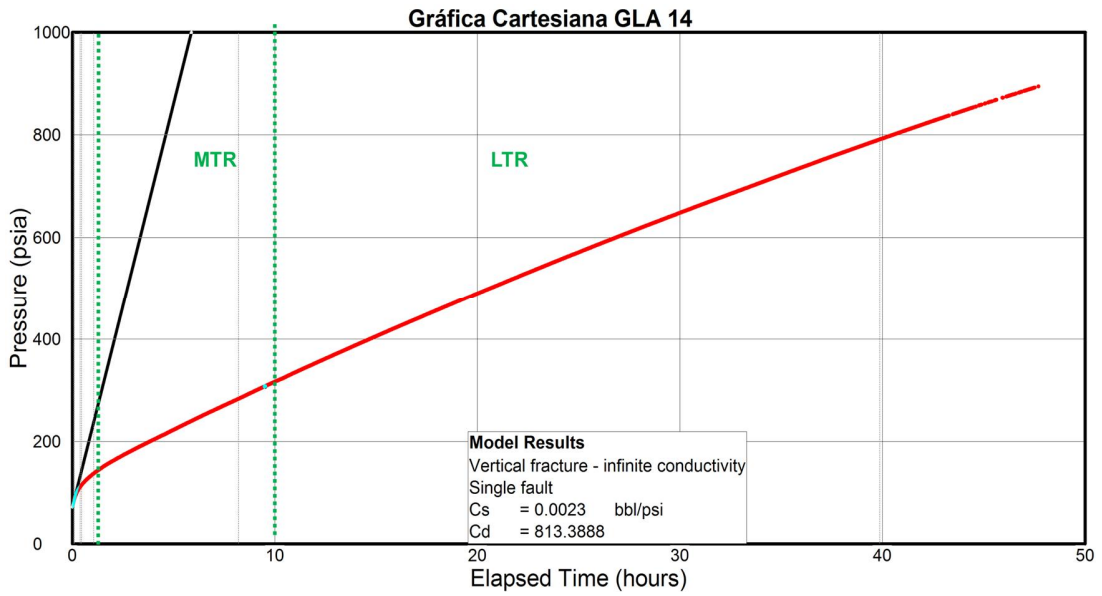
Con respecto a los valores mostrados en las figuras 102 y 104, para el daño pseudoradial, pueden tener relación con la existencia de fracturas de poca extensión o de canales de flujo dentro del yacimiento.

Figura 100. Estado mecánico del Pozo Gala 14.



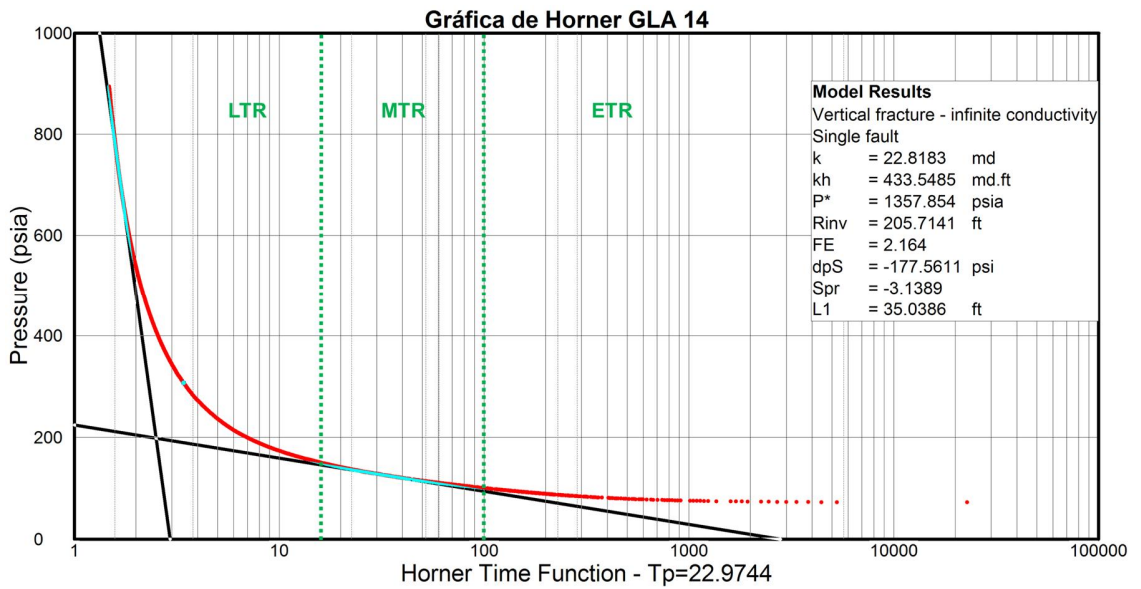
Fuente: Ecopetrol; 2009.

Figura 101. Gráfica Cartesiana, Pozo Gala 14.



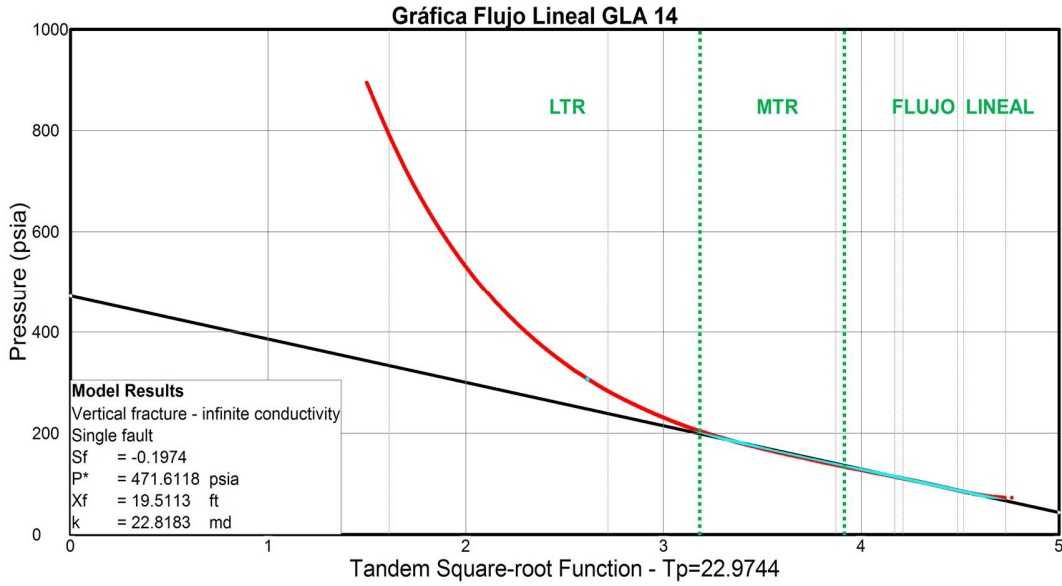
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 102. Gráfica de Horner, Pozo Gala 14.



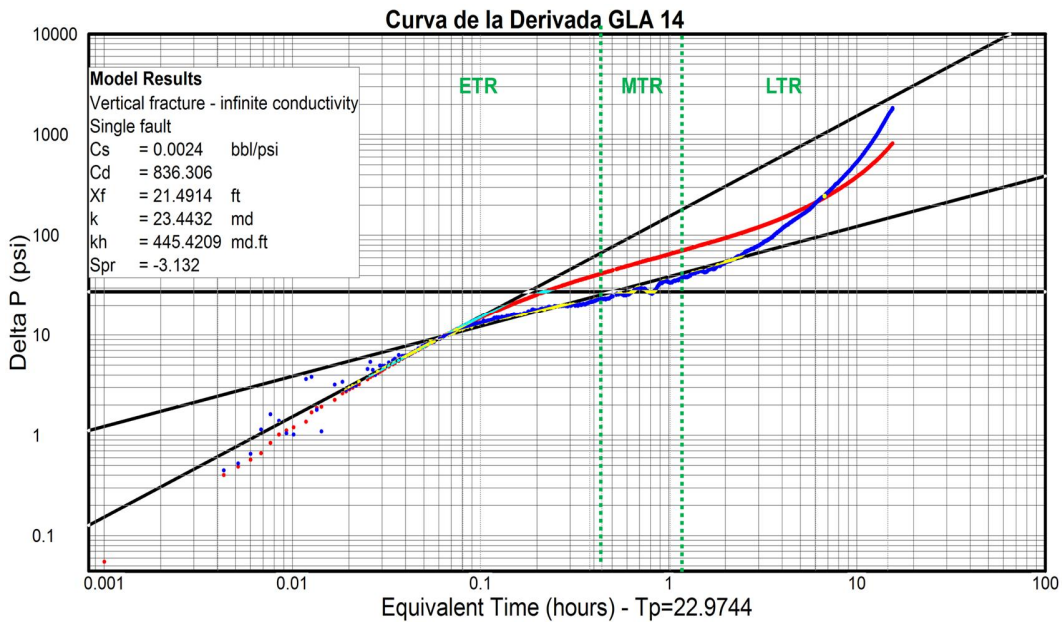
Fuente: Software PanSystem.

Figura 103. Gráfica para régimen de Flujo Lineal, Pozo Gala 14.



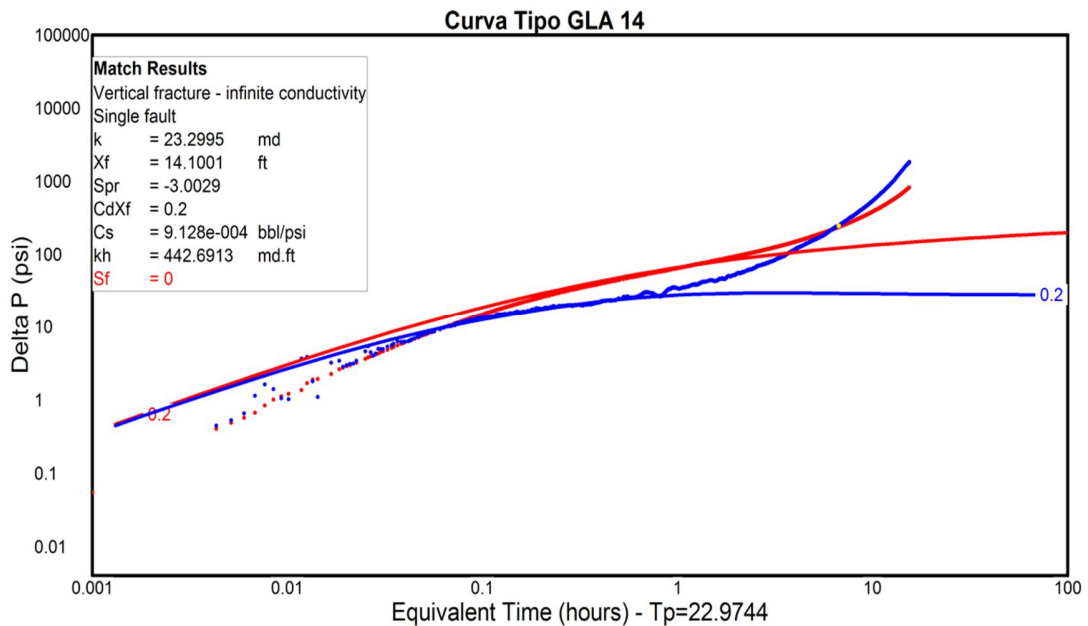
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 104. Gráfica de la Derivada de la Presión, Pozo Gala 14.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 105. Macheo Realizado con Curvas Tipo, Pozo Gala 14



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Tabla 14. Valores obtenidos para algunas propiedades mediante diferentes métodos de análisis, Pozo Gala 14.

Propiedad	Horner	Derivada de Bourdet	Curva Tipo
k (md)	22,82	23,44	23,3
Cs (bbl/psi)	0,0023	0,0024	0,000912
Cd (Adimensional)	813,39	836,3	
s	-3,14	-3,13	-3

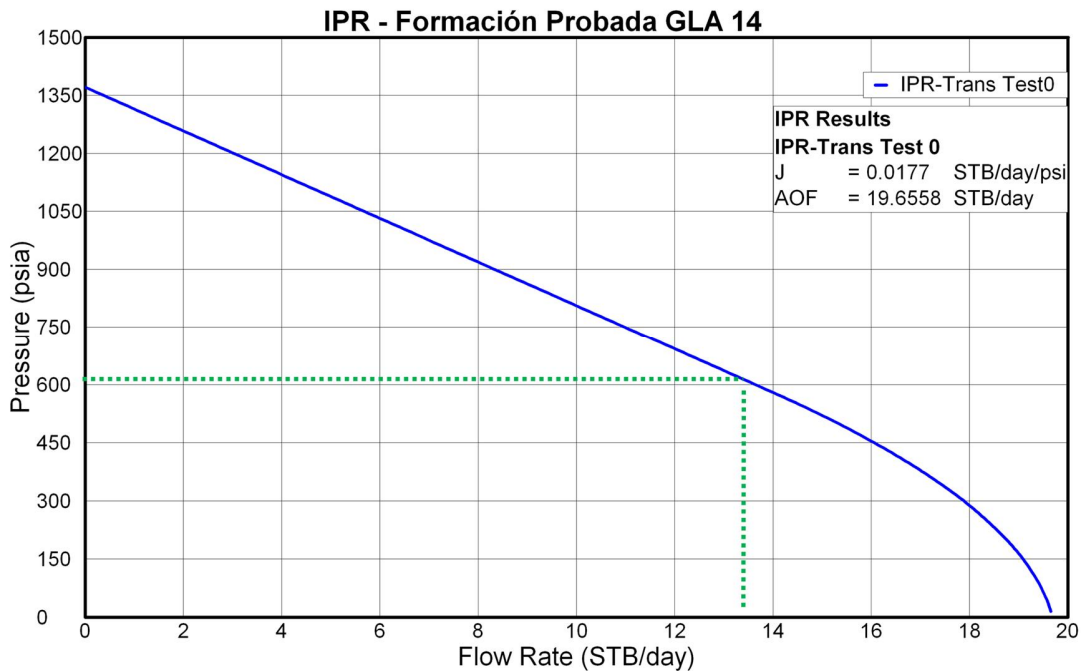
Fuente: Autores Del Proyecto.

Continuando con la gráfica del IPR, ésta se construyó siguiendo los parámetros requeridos por PanSystem. Además, para tener una idea de lo que aportaría esta formación en condiciones normales de producción, se asumió una presión de fondo fluyendo constante. Esta presión se calculó suponiendo que el nivel de fluido estabilizara 200 ft por encima de las perforaciones superiores del pozo.

Como se observa en la figura 106, a una presión de 602 psia, siendo este el valor calculado para la P_{wf} , la formación aportaría aproximadamente 14 STBD a las

condiciones encontradas mediante el análisis de la prueba. Además, en esta misma se puede observar un índice de productividad para la formación de 0.0177 STBD/psi y un AOF de aproximadamente 19 STBD.

Figura 106. Curva del Índice de productividad de la formación probada, Pozo Gala 14.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

4.6 INFORME DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN, POZO GALA 15.

El pozo Gala 15 se encuentra ubicado en el bloque 7B de la estructura Llanito-Galán, el cual fue perforado entre Marzo y Abril de 2008 alcanzando una profundidad total medida de 8105'. El 4 de Mayo de 2008, se realizó prueba de restauración de presión, con un periodo de cierre de 60 horas, luego de realizar cañoneo en el intervalo de 7472'-7480', perteneciente a la formación Esmeraldas.

Tabla 15 Parámetros necesarios para el análisis de la prueba de restauración, Pozo Gala 15.

Radio de pozo (in)	8,5
Intervalo probado (ft)	7472-7480
Espesor (ft)	8
Tiempo de producción (hrs)	24
Aceite Producido (BOPD)	8,26
Tiempo de cierre (hrs)	60
Porosidad	0,1995
Saturación de agua	0.5848
Presión de fondo Pwf (Psia)	72

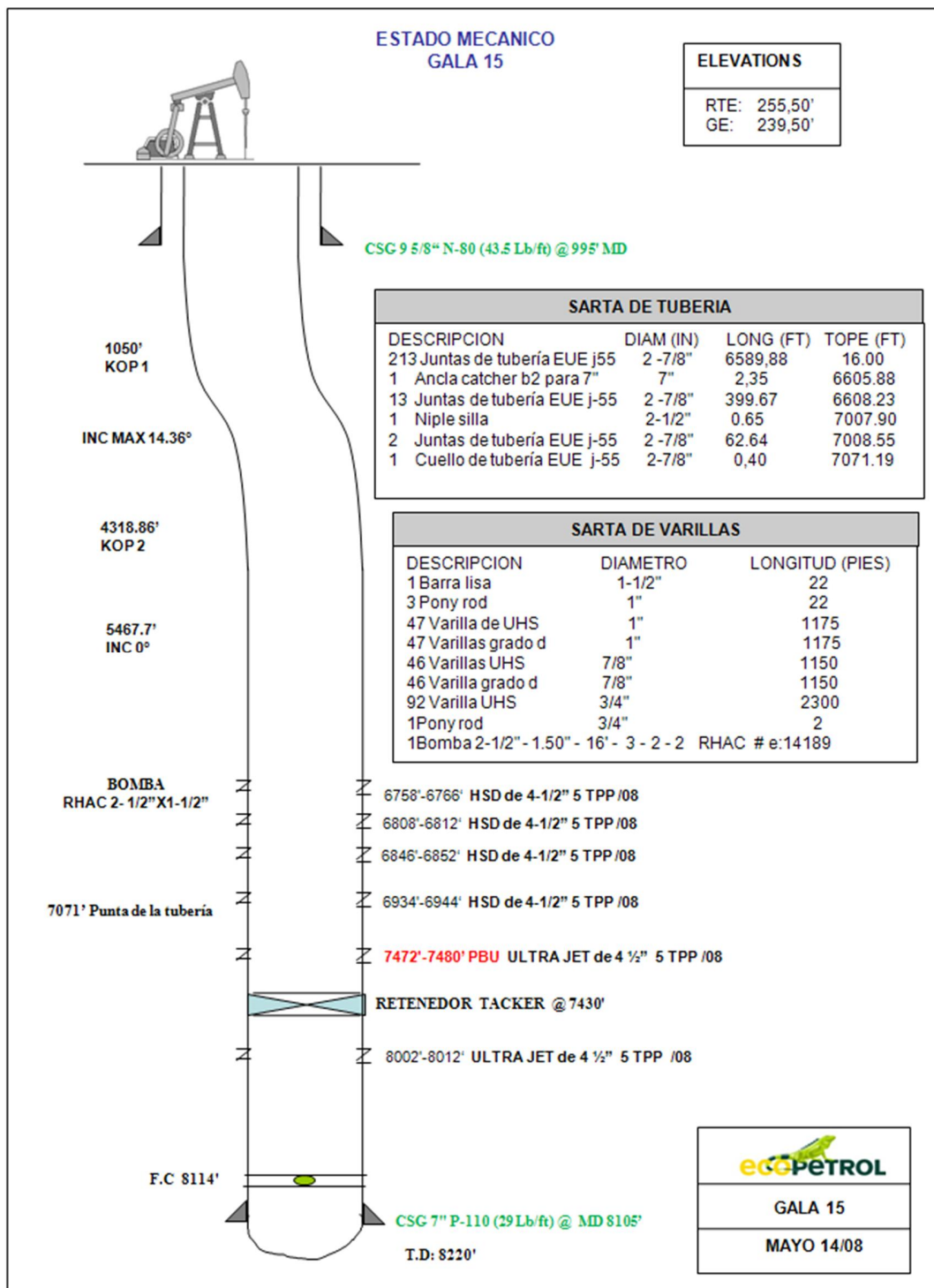
Fuente: Autores Del Proyecto.

El análisis de esta prueba se realizó por medio de los métodos de Horner y de la Derivada. Por los dos métodos de análisis utilizados se obtuvieron resultados similares para las propiedades del yacimiento y del pozo.

En las figuras 109 y 111, se resalta la existencia de una región de tiempos tempranos donde se observan los efectos del almacenamiento y se identifica el flujo bilineal; seguida por una región de tiempos medios donde aparece la tendencia al flujo pseudoradial.

De acuerdo con los resultados logrados en el análisis de esta prueba, se obtuvieron valores esperados para propiedades como permeabilidad y el almacenamiento en la cara del pozo. La característica más importante encontrada en esta prueba, es la clara tendencia de un patrón de flujo bilineal que muestran los puntos en la gráfica de la Derivada y que pudo ser comprobado por la tendencia lineal de los puntos que se encuentran dentro los tiempos tempranos cuando se graficó la presión contra el logaritmo de la raíz cuarta del tiempo. De acuerdo con lo plasmado en el capítulo 1, este patrón de flujo se da en pozos de conductividad finita, en el cual dos flujos lineales se superponen. Lo más común es que se dé en yacimientos fracturados, en pozos horizontales y en yacimientos con canales de flujo.

Figura 107. Estado mecánico del Pozo Gala 15.



Fuente: Ecopetrol; 2008.

Con respecto a la permeabilidad, por medio del análisis realizado por el método de Horner y de la derivada de Bourdet, se encontró un valor relativamente bajo de 17 md. Este valor se asemeja al valor promedio para este intervalo, que se encontró con el registro eléctrico que se corrió durante la perforación del pozo. Este valor es aproximadamente 15 md.

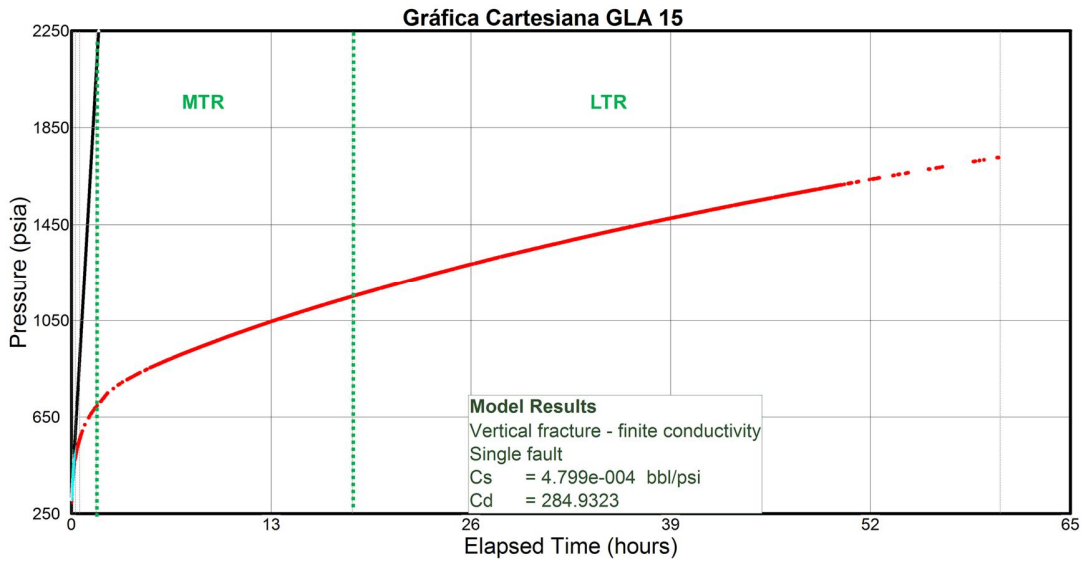
En la gráfica de la Derivada, figura 111, se identifica Conductividad finita con una pendiente de $\frac{1}{4}$ de los datos tempranos, la cual fue difícil de localizar debido a que los efectos del almacenamiento en cercanías a la cara del pozo tratan de enmascarar el flujo bilineal y por la distorsión que presentan los datos causado tal vez por efectos dinámicos del pozo.

Con base al resultado obtenido en el radio de investigación, figura 109, se puede decir que, éste sobrepasa ampliamente el radio del yacimiento, investigando los límites o fronteras. Esto se ve reflejado en la tendencia de crecimiento al final de la curva de la derivada de la presión, figura 111. Este comportamiento se puede explicar con la proximidad del pozo Gala 15 a la falla que separa los bloques 8 y 7. Por otra parte la presión promedio se obtuvo extrapolando una línea recta de los tiempos tardíos en el gráfico de Horner, ya que el trasiente de presión alcanzó uno de los límites o fronteras de este pozo.

Con respecto a los valores mostrados en las figuras 109 y 111, para el daño pseudoradial, pueden tener relación con la existencia de fracturas de poca extensión o de canales de flujo dentro del yacimiento.

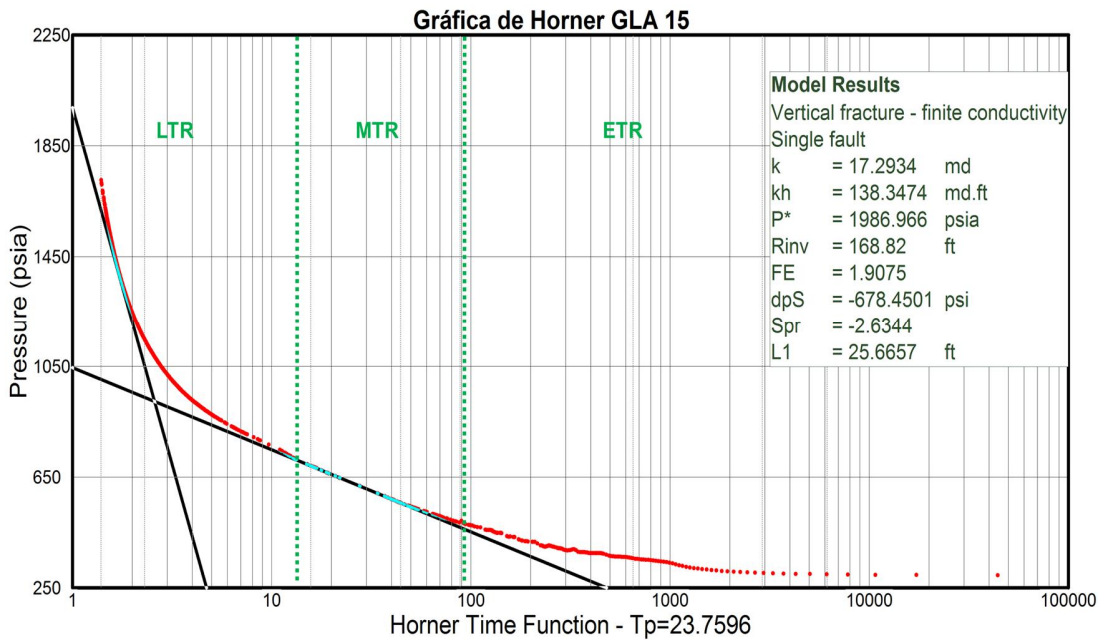
También, las propiedades que se derivan del modelo que se escogió, tales como k_{fw} y F_{cd} , las cuales dan una noción de la conductividad de la fractura se pueden observar en las figuras 110 y 111. F_{cd} , representa la conductividad adimensional de la fractura, que para el caso de la prueba analizada se obtuvo valores cercanos a nueve, lo cual representa una fractura de baja conductividad, siendo un resultado común en los yacimientos que presentan un patrón de flujo bilineal. Con relación a los valores obtenidos para la conductividad de la fractura, k_{fw} , se obtuvo valores cercanos a 320 md-ft.

Figura 108. Gráfica Cartesiana, Gala 15.



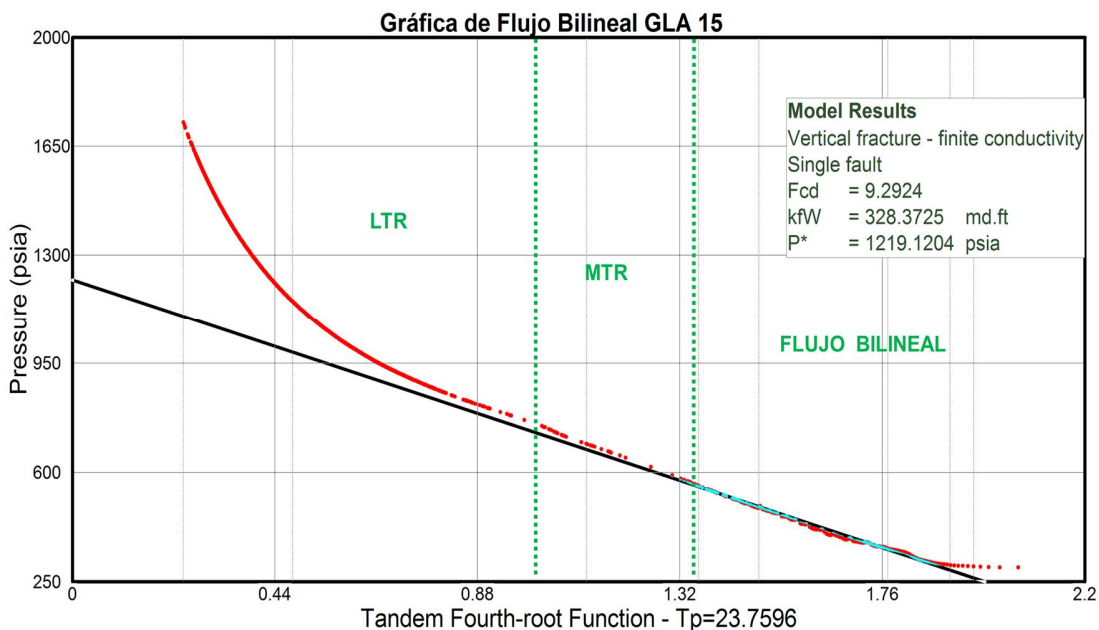
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 109. Gráfica de Horner, Pozo Gala 15.



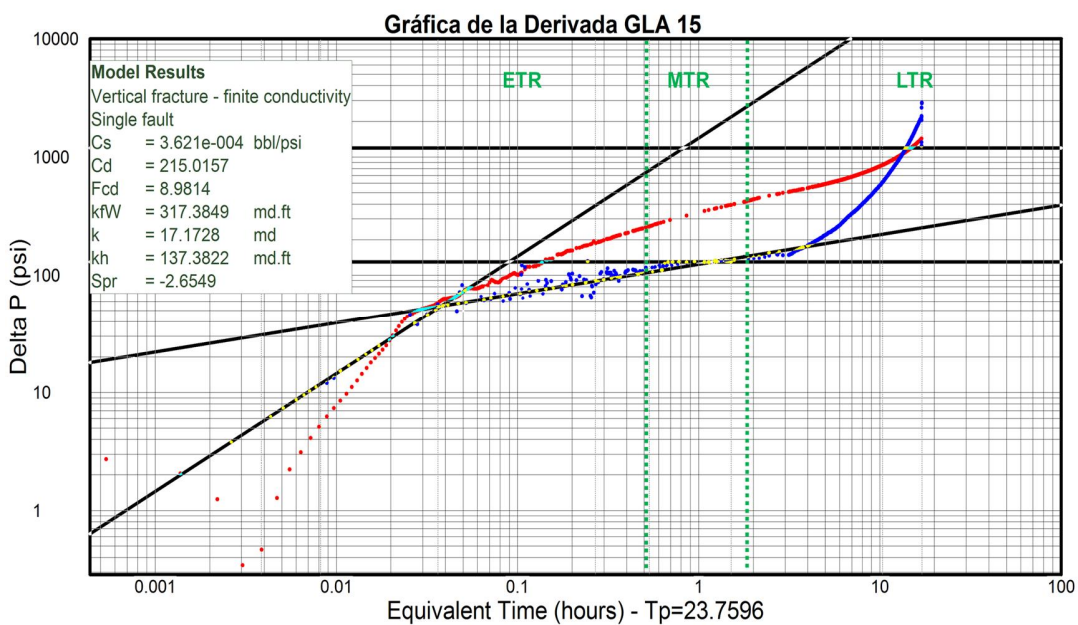
Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 110. Gráfica de Flujo Bilineal. Pozo Gala 15.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Figura 111. Gráfica de la Derivada de la Presión, Gala 15.



Fuente: Software PanSystem.

Tabla 16. Valores obtenidos para algunas propiedades mediante diferentes métodos de análisis, Pozo Gala 15.

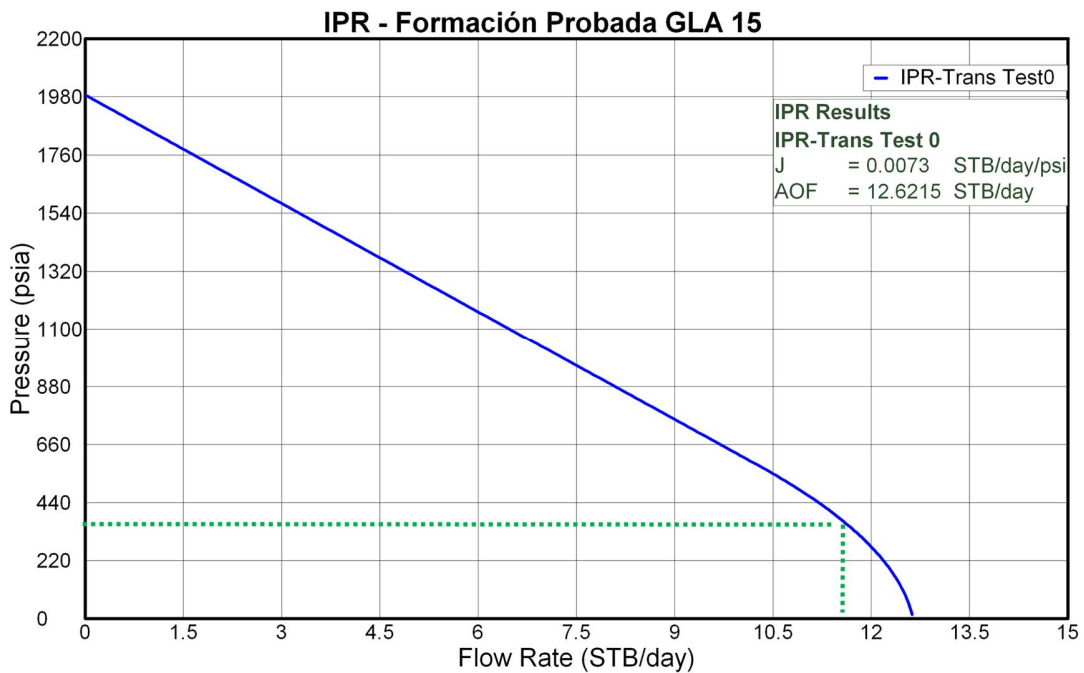
Propiedad	Horner	Derivada de Bourdet
k (md)	17,29	17,17
Cs (bbl/psi)	4,80E-04	3,62E-04
Cd (Adimensional)	284,93	215,02
s	-2,63	-2,65

Fuente: Autores Del Proyecto.

Continuando con la gráfica del IPR, ésta se construyó siguiendo los parámetros requeridos por PanSystem. Además, para tener una idea de lo que aportaría esta formación en condiciones normales de producción, se asumió una presión de fondo fluyendo constante. Esta presión se calculó suponiendo que el nivel de fluido estabilizara 200 ft por encima de las perforaciones superiores del pozo.

Como se observa en la figura 112, a una presión de 372 psia, siendo este el valor calculado para la P_{wf} , la formación aportaría aproximadamente 11 STBD a las condiciones encontradas mediante el análisis de la prueba. Además, en esta misma gráfica se puede observar el índice de productividad para la formación de 0.0073 STBD/psi y un AOF de aproximadamente 13 STBD.

Figura 112. Curva del Índice de Productividad de la formación probada, Pozo Gala 15.



Fuente: PanSystem® v.3.2.

Una vez interpretadas las pruebas realizadas en diferentes pozos de los campos Galán y Gala, se presentan en la tabla 17, los resultados obtenidos de las principales propiedades del yacimiento y pozo.

Tabla 17. Resultados de las pruebas de restauración de presión analizadas por el método de Horner.

Pozo	Coefficiente de Almacenamiento (bbl/psi)	Permeabilidad (md)	Factor Skin	Presión P* (psia)	Eficiencia de Flujo
GLN 133	0,0067	82,55	-1,94	1486,35	1,4076
GLN 135	0,0143	33,1	-3,5	2161,12	2,2816
CARD 1N	0,0015	147,2	0,23	1492,44	0,9643
GLA 6	4,56E-04	19,9	-0,72	1571,01	1,1324
GLA 14	0,0023	22,82	-3,14	433,55	2,164
GLA 15	4,80E-04	17,29	-2,63	1986,96	1,9075

Fuente: Autores Del Proyecto.

CONCLUSIONES

- Para los campos Galán y Gala, fue difícil establecer el grado de declinación de las presiones, debido a la falta de pruebas realizadas en estos campos, a la compartimentalización que presenta esta zona y a los valores de presión encontrados durante las campañas de perforación los cuales fueron cercanos a la presión original del yacimiento , sin embargo, con las pruebas de presión existentes, se construyó una tendencia para la declinación que ha tenido la presión durante el tiempo de producción.
- Los métodos de Horner y de La Derivada de Bourdet fueron las técnicas que mejor se ajustan al comportamiento de los datos de las pruebas, facilitando la identificación de los regímenes de tiempos; permitiendo así mejor claridad en el análisis interpretativo y lográndose los mejores resultados para los parámetros característicos.
- Se puede decir que los resultados poseen gran aceptabilidad para las propiedades del yacimiento y del pozo debido a la similitud que presentan los valores calculados por los diferentes métodos utilizados en el análisis de la prueba y a la proximidad que existe entre los valores hallados de permeabilidad y los encontrados en los registros eléctricos corridos durante la perforación del pozo.
- El método de Síntesis Directa de Tiab es una buena opción para el análisis de pruebas de presión que se desvíen de un comportamiento ideal, además presenta una gran ventaja, con relación a los otros métodos de análisis, ya que los resultados obtenidos por medio de esta técnica pueden ser verificados, mediante la relación de puntos característicos y ecuaciones obtenidas.

- A lo largo de este proyecto se pudo constatar la heterogeneidad que presentan estos yacimientos, viéndose reflejada en la historia de presiones y en el amplio rango de valores que se tiene para las propiedades petrofísicas en cada una de las arenas productoras de estos campos.

RECOMENDACIONES

- ✓ Al observar las falencias en cuanto a la información correspondiente a la distribución de presiones actuales en el yacimiento, se recomienda seguir con la toma y análisis de pruebas de presión que tenga como objetivo obtener información más exacta de esta y otras variables, ya que es determinante a la hora de realizar diferentes estudios de ingeniería.
- ✓ Debido a que los yacimientos se encuentra dividido en compartimientos separados con fallas, que pueden ser de carácter sellante o no sellante; es importante realizar pruebas de interferencia para verificar esta compartimentalización y la existencia de dichas barreras.
- ✓ Teniendo en cuenta que se encontraron pruebas de ascenso de presión tomadas a lo largo de la historia de los campos, en las cuales se presentaron problemas para su interpretación debido a que no se alcanzó el periodo de flujo radial; se recomienda diseñar las pruebas de presión para establecer los tiempos de flujo y de cierre necesarios para que el trasiente de presión alcance los límites del yacimiento y así obtener una prueba más representativa.

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. ESCOBAR, Freddy H.: "Análisis Moderno de Presiones", Universidad Surcolombiana- USCO, Neiva, Noviembre 2003.
3. HORNER, D.R., "Pressure Build-up in Wells", Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.
4. LEE, John W., Well Testing, Monographic Texas A&M University, SPE Textbook Series, No. 1, SPE Dallas 1982.
5. MOLINA, Miguel D., "Determinación de la presión promedio en yacimientos naturalmente fracturados utilizando las técnicas de síntesis directa de Tiab", Tesis de grado, UIS, 2004.
6. CHAPARRO, Jesús y LEÓN, Erwin , "Ajuste automático de pruebas de presión usando "curvas tipo", Tesis de grado, UIS, 1994.
7. MILLER C.C. , DYES A.B. and HUTCHINSON C.A. Jr.: "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Buildup Characteristics" Reprint Series No 9, SPE, pps, 11-25, Dallas 1967.
8. WARREN, J.E. and ROOT, P.J.: "The Behaviour of Naturally Fractured Reservoirs", SPE Journal, Sept. 1963.
9. TIAB, Djebbar, "Analysis of Pressure and Pressure Derivatives without Type-Curve Matching: I-Skin and Wellbore Storage", U. of Oklahoma, SPE 24426, April 1993.
10. EARLOUGHER, R. C.: Advances In Well Testing Analysis: Monograph series, SPE, Dallas, 1977, Vol. 5, 126-127.

11. Informe Llanito-gala-cardales., "Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala" ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Octubre 2003.
12. Informe Llanito-Gala-Cardales., "Prognosis - Campaña de Perforación Llanito-Gala- Cardales" ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Diciembre 2008.
13. Software de Análisis de Pruebas de Pozo PanSystem 3.1.
14. EARLOUGHER R.C., JR., RAMEY H.J., JR. ET AL: "Pressure Distribution in Rectangular Reservoirs", pp. 199-208 (JPT, February 1968).
15. RUEDA J.I, ZAKHAROV A. and MACH J.: "Investigating Applicability of Vogel's IPR for Fractured Wells"; Oklahoma , SPE 94252, 17-19 April 2005.

BIBLIOGRAFÍA

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

CHAPARRO, Jesús y LEÓN, Erwin , "Ajuste automático de pruebas de presión usando "curvas tipo", Tesis de grado, UIS, 1994.

CINCO L, H., SAMANIEGO ,V.F. and DOMINGUEZ, A.N.: "Transient Pressure Behavior for a Well With a Finite-Conductivity Vertical Fracture"; New Orleans, SPE 6014, Oct. 3-6, 1976.

COBB, W.M., and SMITH, J.T.: "An Investigation of Pressure-Buildup Tests in Bounded Reservoirs", Mississippi State U, SPE 5133, August 1975.

CORREA, Fabio R., "Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación campo colorado", Tesis de grado, UIS, 2008.

EARLOUGHER R, C., JR., RAMEY, H.J., JR. ET AL: "Pressure Distribution in Rectangular Reservoirs", pp. 199-208 (JPT, February 1968).

EARLOUGHER, R. C.: Advances In Well Testing Analysis: Monograph series, SPE, Dallas, 1977, Vol. 5, 126-127.

ESCOBAR, Freddy H.:. "Análisis Moderno de Presiones", Universidad Surcolombiana- USCO, Neiva, Noviembre 2003.

GRINGARTEN, Alain, BOURDET, Dominique, LANDEL, Pierre, and KNIAZEFF, Vladimir: "A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type-

Curves for Early-Time Transient Analysis.”, Dallas Texas, SPE 8205, 23-26 September 1979.

HORNER, D.R., “Pressure Build-up in Wells”, Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.

Informe Llanito-gala-cardales., “Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala” ECOPEPETROL S.A., Bogotá D.C., Octubre 2003.

Informe Llanito-Gala-Cardales., “Prognosis - Campaña de Perforación Llanito-Gala- Cardales” ECOPEPETROL S.A., Bogotá D.C., Diciembre 2008.

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

MILLER, C.C. , DYES ,A.B. and HUTCHINSON, C.A. Jr.: “The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Buildup Characteristics” Reprint Series No 9, SPE, pps, 11-25, Dallas 1967.

MOLINA, Miguel D., “Determinación de la presión promedio en yacimientos naturalmente fracturados utilizando las técnicas de síntesis directa de Tiab”, Tesis de grado, UIS, 2004.

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

RUEDA, J.I, ZAKHAROV ,A. and MACH ,J.: “Investigating Applicability of Vogel’s IPR for Fractured Wells”; Oklahoma , SPE 94252, 17-19 April 2005.

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

STEWART, G., ASCHARSOBBI, F., and HERIOT-WATT U.: "Well Test Interpretation for Naturally Fractured Reservoirs.", Houston, TX, SPE 18173, 2-5 October 1988.

TIAB, Djebbar, "Analysis of Pressure and Pressure Derivatives without Type-Curve Matching: I-Skin and Wellbore Storage", U. of Oklahoma, SPE 24426, April 1993.

WARREN, J.E. and ROOT, P.J.: "The Behaviour of Naturally Fractured Reservoirs", SPE Journal, Sept. 1963.

WONG, D.W., MOTHERSELE, C.D., BARRINGTON, A.G. and CINCO, L.: "Pressure Transient Analysis in Finite Linear Reservoirs Using Derivative and Conventional Techniques: Field Examples", New Orleans, SPE 1542, 5-8 October 1986.

ANEXO A.

SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA Y DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION	ZONA	DESCRIPCION	
CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO		MESA		Conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y suelos fósiles	
		PLEISTOCENO					
	TERCIARIO	NEOGENO	PLIOCENO	Tardío	REAL		Areniscas: grano grueso, estratificación cruzada. Arcillolitas pardo grisáceas, capas delgadas de yeso, restos de madera. Conglomerados y areniscas de grano grueso, friables, intercalaciones de arcillolitas grises y moteadas.
				Temprano			
			MIOCENO	Tardío			
				Medio			
				Temprano	COLORADO	A	Tope La Cira Shale, fosilíferas. Secuencia alterna de areniscas grano decreciente con intercalaciones de arcillolitas pardo rojizas.
		PALEOGENO	OLIGOGENO	Tardío	MUGROSA	B	Tope lutitas Fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares, con intercalaciones limo arcillosas pardo grisáceas. Facies de "Ponts Bar".
				Temprano		C	Areniscas de grano grueso, friables, glauconíticas, con estratificación cruzada festoneada.
			EOCENO	Tardío	ESMERALDA - LA PAZ	D	Areniscas de grano fino a medio, fluvio deltaicas, con intercalación de arcillolitas gris verdosas.
				Medio			
					Temprano		
	PALEOCENO		Tardío	Discordancia Eoceno-Paleoceno			
		Temprano					
	MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maestrichtiano	UMIR		Lutitas gris oscuras a negras, carbonosas.
				Campaniano			
				Santoniano	LA LUNA	Galemba	Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas.
				Coniaciano		Pujamana	
Turoniano				Salada		Calizas negras piritosas	
Cenomaniano							
Temprano			Albiano	SIMITI		Shale calcáreo carbonoso.	
			Aptiano	TABLAZO		Calizas gris -oscuras a negras, fosilíferas	
			Barremiano	PAJA		Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero.	
			Hauteriviano	ROSABLANCA		Calizas grises, masivas, arcillo arenosas.	
			Valanginiano	TAMBOR		Areniscas transgresivas gruesas a finas.	
			Berriasiano				
JURASICO					GIRON		Areniscas conglomeráticas grises a rojas, arcósicas, con intercalaciones de arcillolitas rojas.

ANEXO B.
DATOS DE PRESIÓN OBTENIDOS POR MEDIO DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

Pozo	Arena	Fecha	ProfMed (Ft)	PressMed (psia)	Datum (Ft)	P Datum (psia)
GALN0136	A0	05-08-07	2896	576	4200	52
GALN0136	A1	05-08-07	3502	1495	4200	1215
GALN0136	A2	05-08-07	3928	1782	4200	1672
GALA0001N	B0	23-04-04	5125	2284	5200	2254
GALN0136	B0	05-08-07	5098	2145	5200	2104
CARD0002	B1	04-04-04	5431	1926	5200	1833
GALA0001N	B1	23-04-04	5355	2243	5200	2180
CARD0004	B1	01-12-04	5426	1840	5200	1750
GALA0010	B1	03-01-05	5138	1725	5200	1700
CARD0001	B2	16-07-88	5983	2667	5200	2353
GALA0009	B2	28-03-04	5324	2275	5200	2225
GALA0001N	B2	23-04-04	5474	2340	5200	2230
CARD0004	B2	01-12-04	5830	3397	5200	3144
GALN0136	B2	05-08-07	5404	2162	5200	2080
GALA0004	B3	15-05-86	5958	1432	5200	1141
CARD0001	B3	16-07-88	5983	2667	5200	2353
CARD0001	B3	16-07-88	5983	2667	5200	2353
CARD0001	B3	16-07-88	5983	2667	5200	2353
GALA0006	B3	30-04-98	5772	1959	5200	1729
GALA0006	B3	30-04-98	5772	1959	5200	1729
GALA0006	B3	30-04-98	5772	1959	5200	1729
GALA0009	B3	28-03-04	5706	2522	5200	2319
CARD0002	B3	04-04-04	6011	2213	5200	1888
GALA0001N	B3	23-04-04	5768	2484	5200	2256
CARD0004	B3	01-12-04	6045	2662	5200	2323
GALA0010	B3	03-01-05	5715	2399	5200	2193
CARD0003	B3	26-04-06	6164	2519	5200	2132
GALN0136	B3	05-08-07	5874	2472	5200	2202
GALA0001	B4	19-01-85	5738	2650	5200	2434
GALA0001	B4	15-04-86	6156	2326	5200	1942

GALA0003	B4	16-04-86	6210	2300	5200	1895
GALA0004	B4	15-05-86	5958	1432	5200	1141
GALA0004	B4	15-05-86	5958	1432	5200	1141
GALA0004	B4	15-05-86	5958	1432	5200	1141
GALA0004	B4	15-05-86	5958	1432	5200	1141
GALA0008	B4	16-05-87	6007	2534	5200	2210
GALA0008	B4	16-05-87	6007	2534	5200	2210
GALA0008	B4	30-07-87	5987	2534	5200	2218
GALA0008	B4	30-07-87	5987	2534	5200	2218
CARD0001	B4	12-07-88	6178	2777	5200	2384
GALA0009	B4	28-03-04	5938	2188	5200	1892
CARD0002	B4	04-04-04	6473	2929	5200	2418
GALA0001N	B4	23-04-04	6353	2869	5200	2406
CARD0004	B4	01-12-04	6310	2423	5200	1977
GALA0010	B4	03-01-05	5957	2173	5200	1869
GALA0012	B4	27-07-05	5916	2316	5200	2028
CARD0003	B4	26-04-06	6481	2851	5200	2336
GALA0014	B4	21-01-08	5937	1442	5200	1145
GALA0014	B4	21-01-08	6125	2333	5200	1960
GALA0014	B4	21-01-08	6147	2315	5200	1933
GALA0014	B4	21-01-08	6229	1577	5200	1163
GALA0015	B4	20-03-08	5956	2778	5200	2474
GALA0001	C1	19-01-85	5738	2650	6200	2434
GALA0001	C1	19-01-85	5738	2650	6200	2434
GALA0001	C1	19-01-85	5738	2650	6200	2434
GALA0001	C1	19-01-85	5738	2650	6200	2434
GALA0002	C1	08-02-85	6281	2567	6200	2133
GALA0001	C1	15-04-86	6156	2326	6200	1942
GALA0001	C1	15-04-86	6156	2326	6200	1942
GALA0001	C1	15-04-86	6156	2326	6200	1942
GALA0001	C1	15-04-86	6156	2326	6200	1942
GALA0003	C1	16-04-86	6210	2300	6200	1895
GALA0003	C1	16-04-86	6210	2300	6200	1895
GALA0003	C1	16-04-86	6210	2300	6200	1895
GALA0005	C1	12-02-87	6125	2505	6200	2133
GALA0005	C1	12-02-87	6125	2505	6200	2133
GALA0005	C1	12-02-87	6125	2505	6200	2133

GALA0005	C1	12-02-87	6125	2505	6200	2133
GALA0005	C1	12-02-87	6125	2505	6200	2133
GALA0005	C1	12-02-87	6125	2505	6200	2133
GALA0008	C1	04-07-96	5987	2200	6200	1884
GALA0009	C1	28-03-04	6281	2561	6200	2528
CARD0002	C1	04-04-04	6603	2851	6200	2689
GALA0001N	C1	23-04-04	6576	2852	6200	2701
CARD0004	C1	01-12-04	6679	2883	6200	2691
GALA0010	C1	03-01-05	6293	2489	6200	2452
GALA0012	C1	27-07-05	6205	2094	6200	2092
CARD0003	C1	26-04-06	6653	2875	6200	2693
GALA0014	C1	21-01-08	6395	2715	6200	2637
GALA0015	C1	20-03-08	5981	2966	6200	3054
GALA0015	C1	20-03-08	6048	1585	6200	1646
GALA0015	C1	20-03-08	6077	1949	6200	1998
GALA0015	C1	20-03-08	6097	1769	6200	1811
GALA0005	C2	05-02-87	6495	2756	6200	2236
GALA0005	C2	12-02-87	6125	2505	6200	2133
CARD0001	C2	08-07-88	6466	2806	6200	2298
GALA0009	C2	28-03-04	6535	2893	6200	2758
GALA0001N	C2	23-04-04	6676	2988	6200	2797
GALA0012	C2	27-07-05	6508	2789	6200	2665
CARD0003	C2	26-04-06	6856	2975	6200	2712
GALA0014	C2	21-01-08	6436	2831	6200	2737
GALA0014	C2	21-01-08	6526	2836	6200	2706
GALA0014	C2	21-01-08	6564	2872	6200	2726
GALA0015	C2	20-03-08	6199	3287	6200	3287
GALA0015	C2	20-03-08	6231	3291	6200	3279
GALA0015	C2	20-03-08	6255	2935	6200	2913
GALA0015	C2	20-03-08	6409	2555	6200	2472
GALA0015	C2	20-03-08	6415	2556	6200	2471
CARD0001	C3	03-07-88	7041	3160	6200	2421
GALA0009	C3	28-03-04	6859	3349	6200	3084
CARD0002	C3	04-04-04	7110	3233	6200	2867
GALA0001N	C3	23-04-04	6973	3053	6200	2742
CARD0004	C3	01-12-04	7197	3622	6200	3222
GALA0012	C3	27-07-05	6880	3338	6200	3064

CARD0003	C3	26-04-06	7178	3320	6200	2928
GALA0014	C3	21-01-08	6874	3216	6200	2947
GALA0014	C3	21-01-08	6955	3085	6200	2784
GALA0014	C3	21-01-08	6958	3085	6200	2782
GALA0015	C3	20-03-08	6513	2783	6200	2658
GALA0015	C3	20-03-08	6541	3010	6200	2874
GALA0014	D1	21-01-08	7114	3531	7000	3485
GALA0015	D1	20-03-08	6868	3013	7000	3066
GALA0015	D1	20-03-08	6868	3012	7000	3065
CARD0001	TS	27-06-88	7780	3880	8000	2844
GALA0010	TS	03-01-05	7309	3957	8000	3679
CARD0003	TS	26-04-06	7800	3850	8000	3770

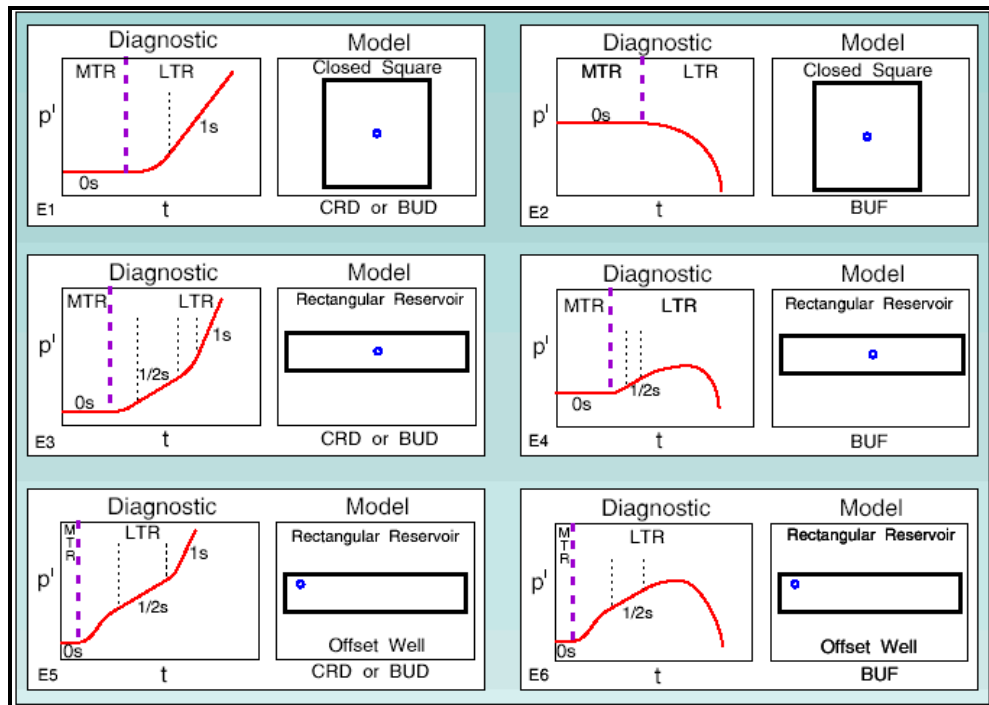
ANEXO C.
MODELOS DE YACIMIENTOS SEGÚN LA FORMA DE LA CURVA DE LA
DERIVADA DE LA PRESIÓN



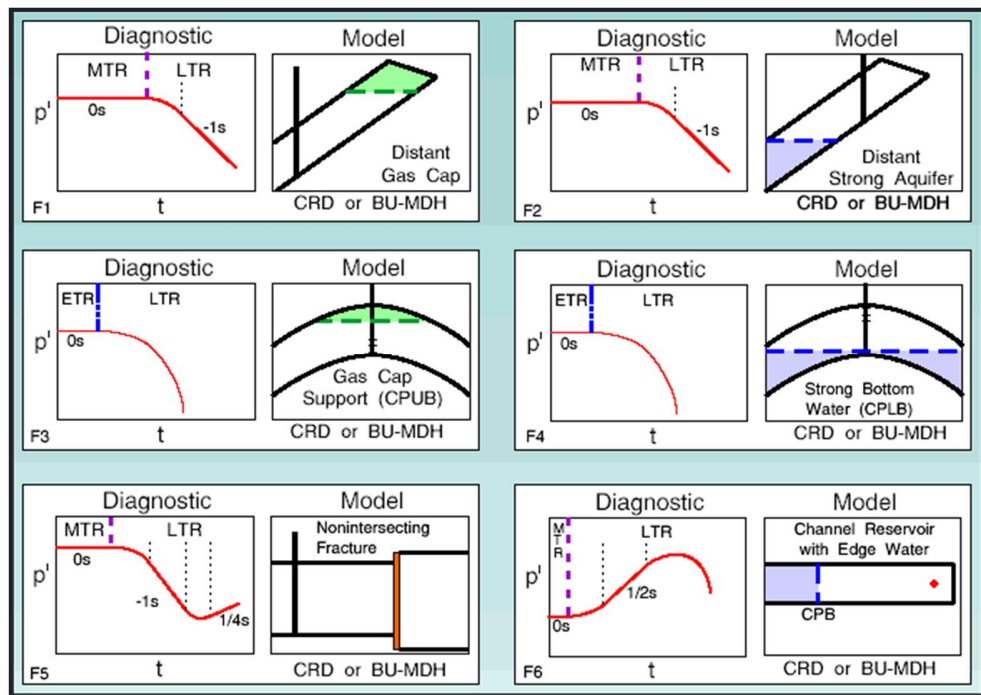
EPS DERIVATIVE DIAGNOSTIC LIBRARY

p'	Logarithmic Derivative
t	Elapsed Time in a Drawdown
Δt	Elapsed (Shut -in)Time in a Build-Up
Δt_e	Agarwal Equivalent Drawdown Time for a Build-Up
ETR	Early Time Region
MTR	Middle Time Region
LTR	Late Time Region
0s	Derivative Plateau
1/2s	Half Slope
1/4s	Quarter Slope
1s	Unit Slope
-1/2s	Negative Half Slope
-1s	Negative Unit Slope
CRD	Constant Rate Drawdown
InfCon	Infinite Conductivity
FinCon	Finite Conductivity
W	Channel Width
L	Distance to Nearest Boundary
Lw	Horizontal Well Length
BUD	Build-Up using Desuperposition (Slider Method)
BU-MDH	Build-Up without Superposition or Desuperposition
BUF	Build-Up functioned with Agarwal Equivalent Time
CPUB	Constant Pressure Upper Boundary
CPLB	Constant Pressure Lower Boundary
PRF	Pseudo-Radial Flow
IWS	Ideal Wellbore Storage
NWS	Non-Ideal Wellbore Storage

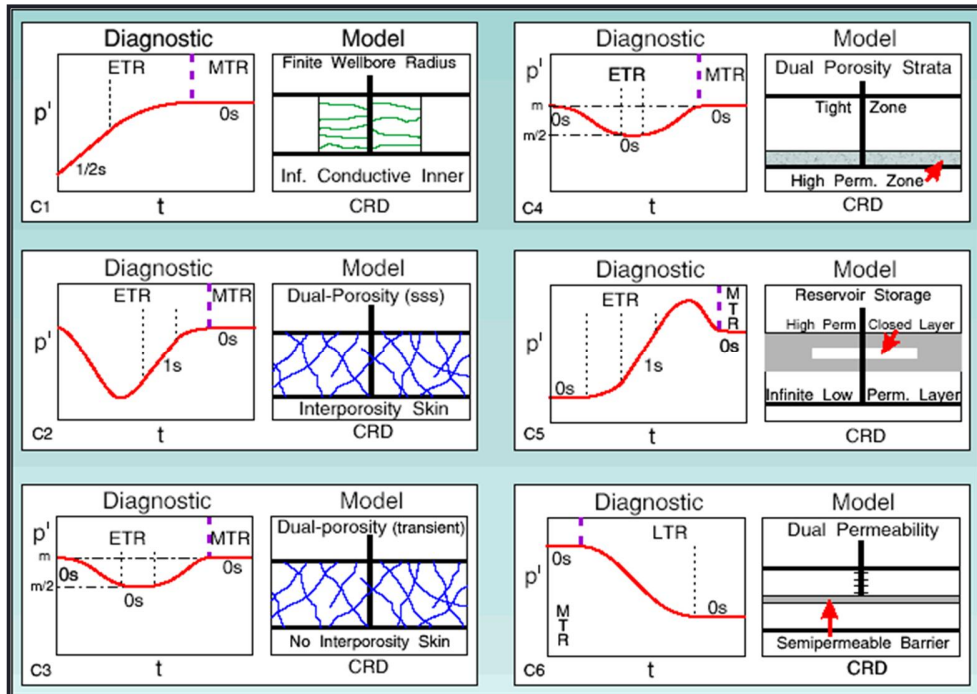
CLOSED RESERVOIR COMPARTMENTS:



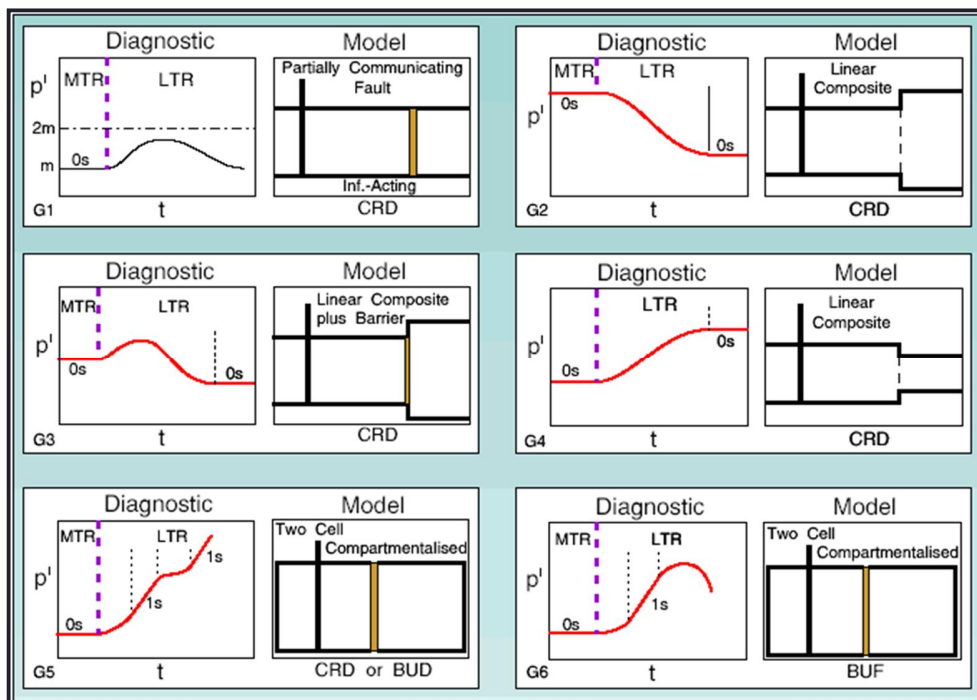
CONSTANT PRESSURE BOUNDARIES:



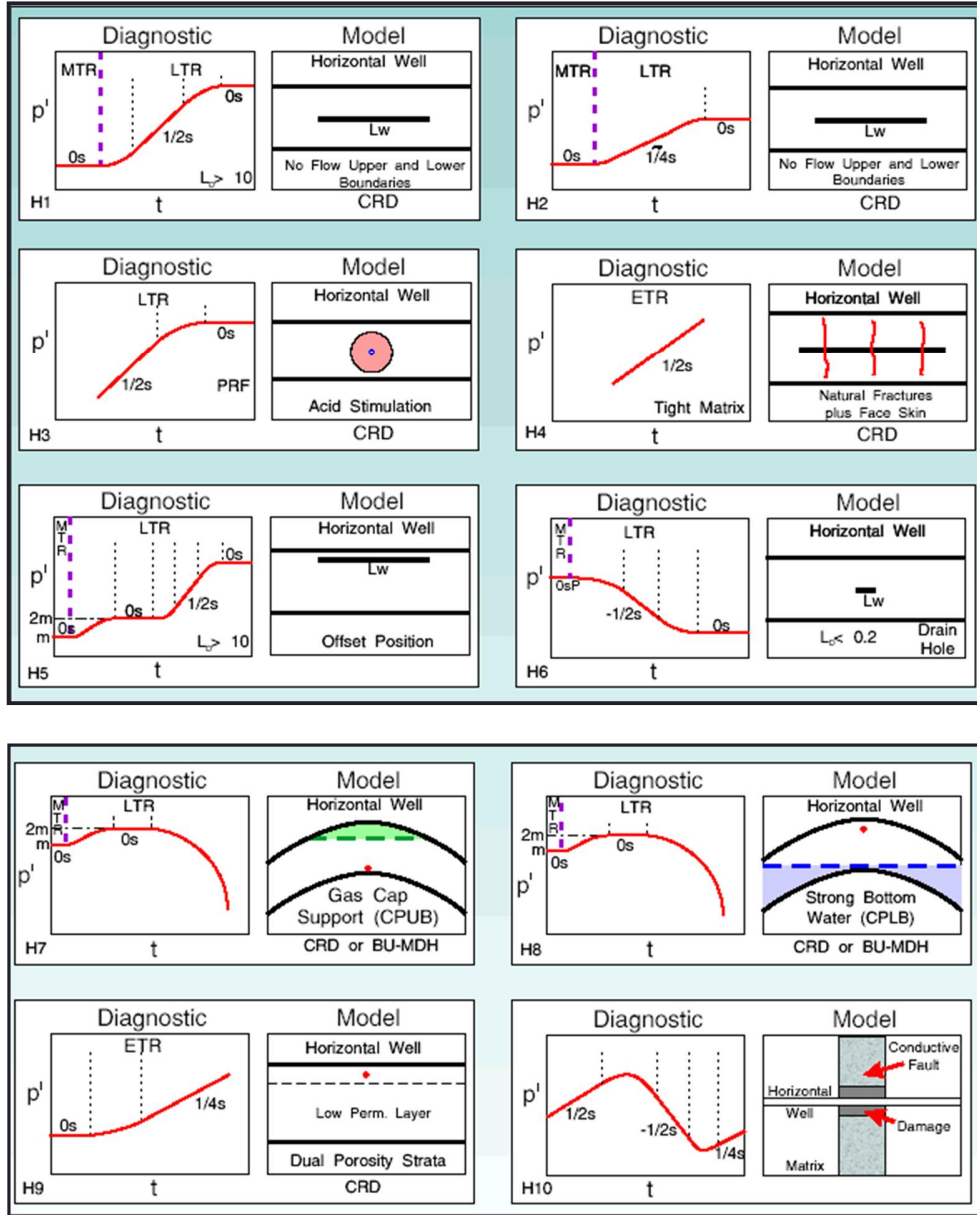
DUAL POROSITY AND DUAL PERMEABILITY SYSTEM:



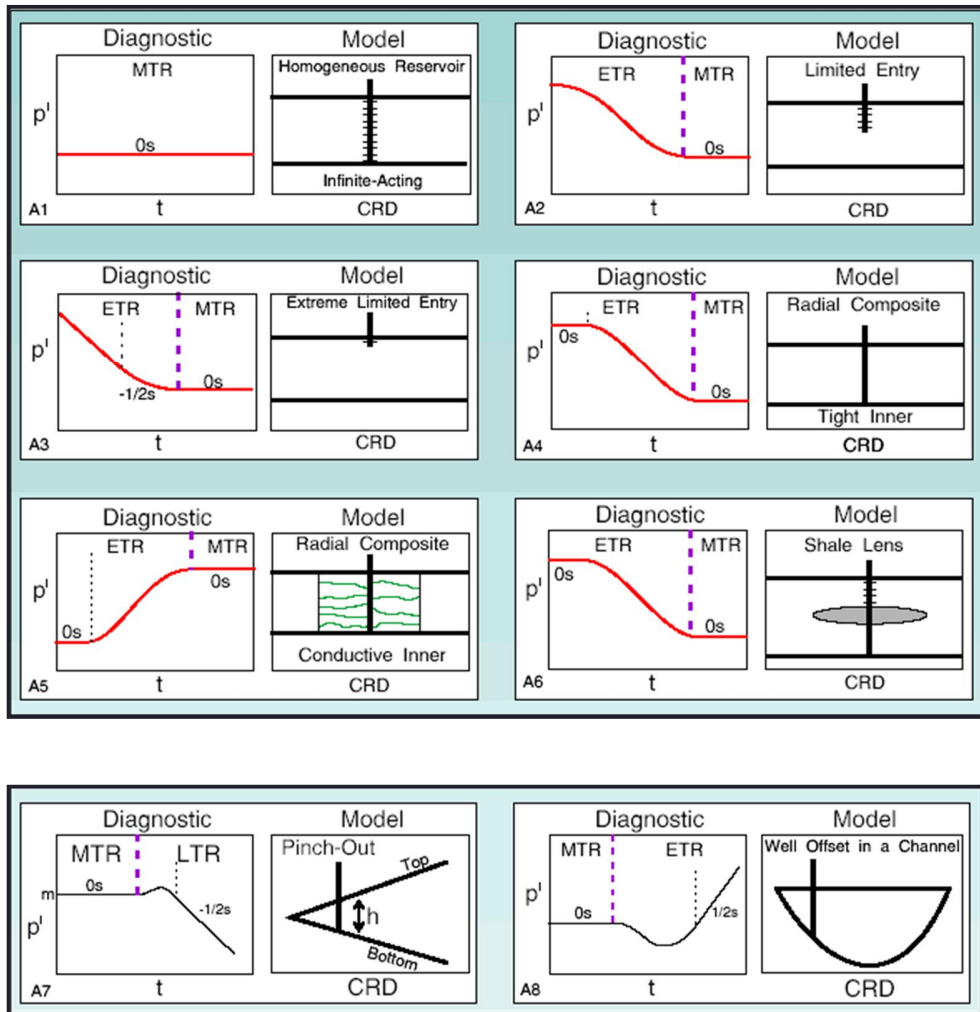
PARTIALLY-COMMUNICATING FAULTS AND LINEAR COMPOSITE SYSTEMS:



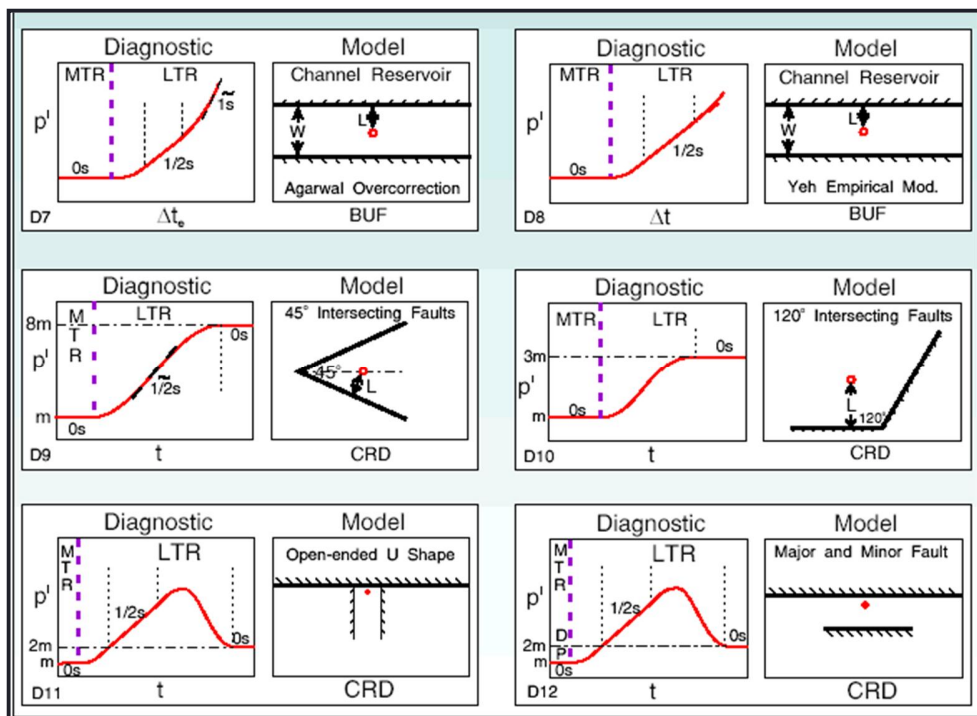
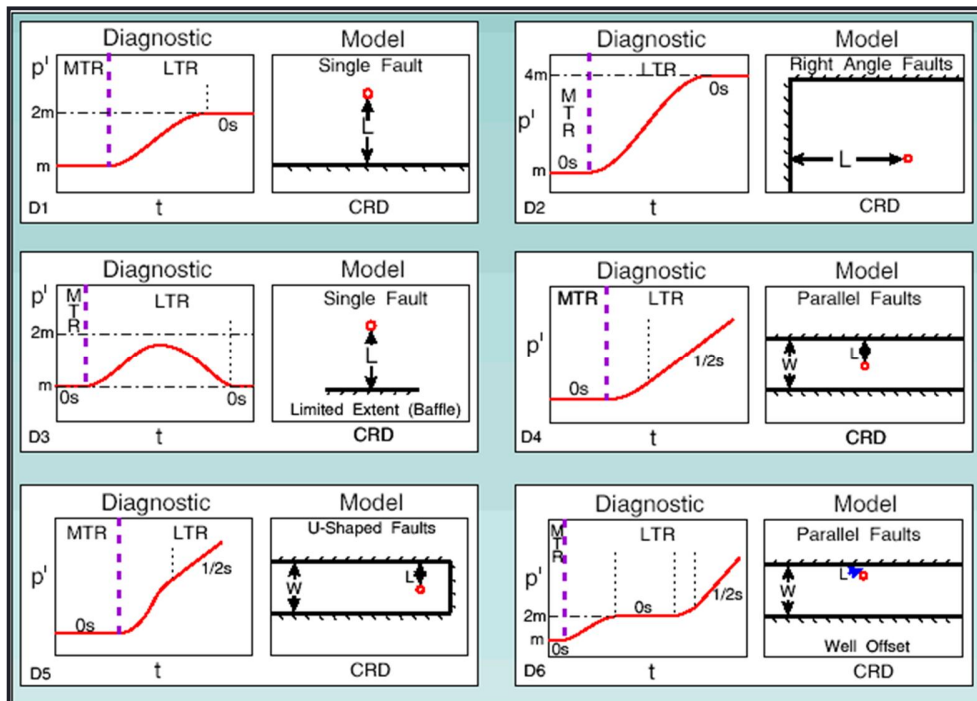
HORIZONTAL WELLS



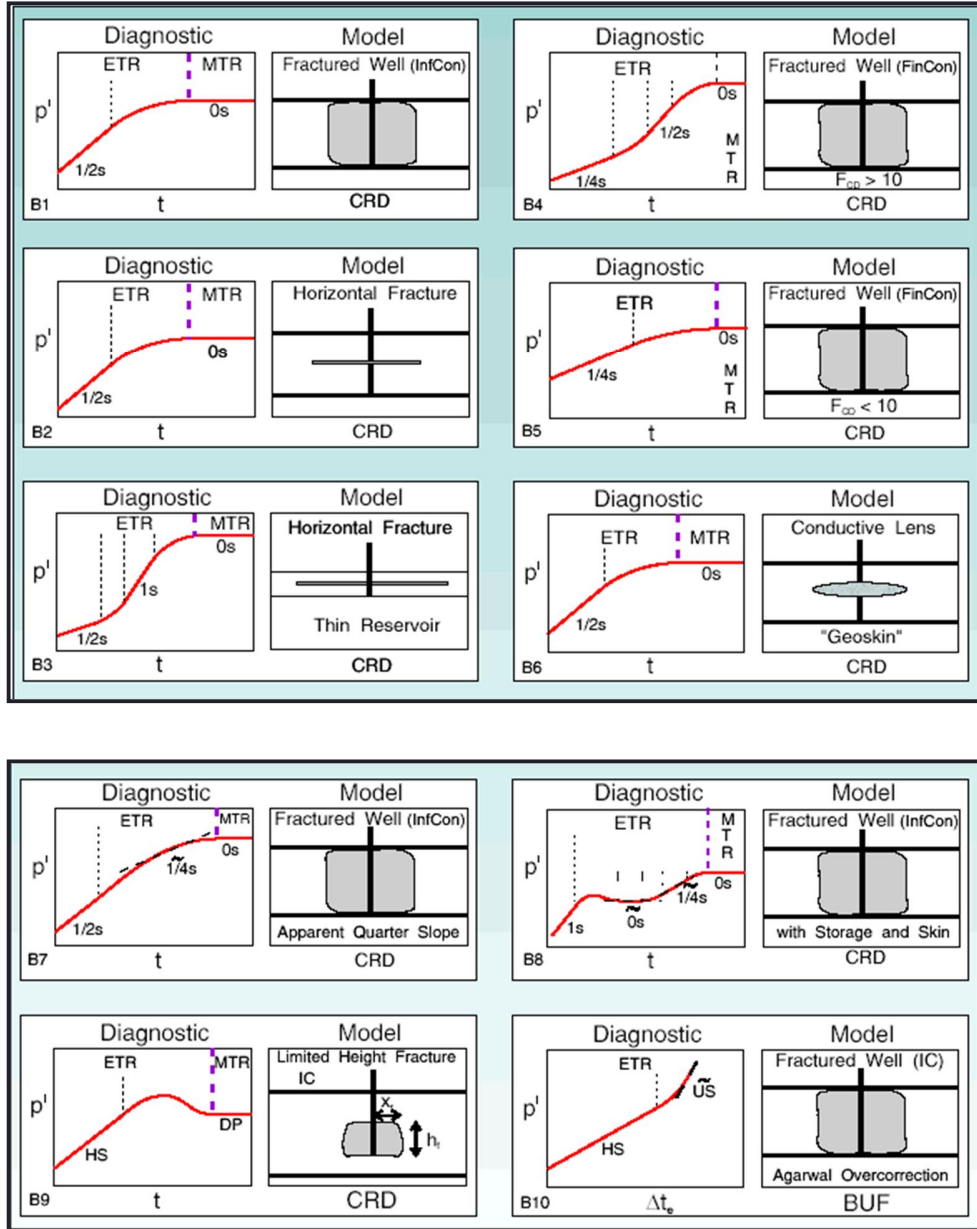
LIMITED ENTRY AND RADIAL COMPOSITE SYSTEMS



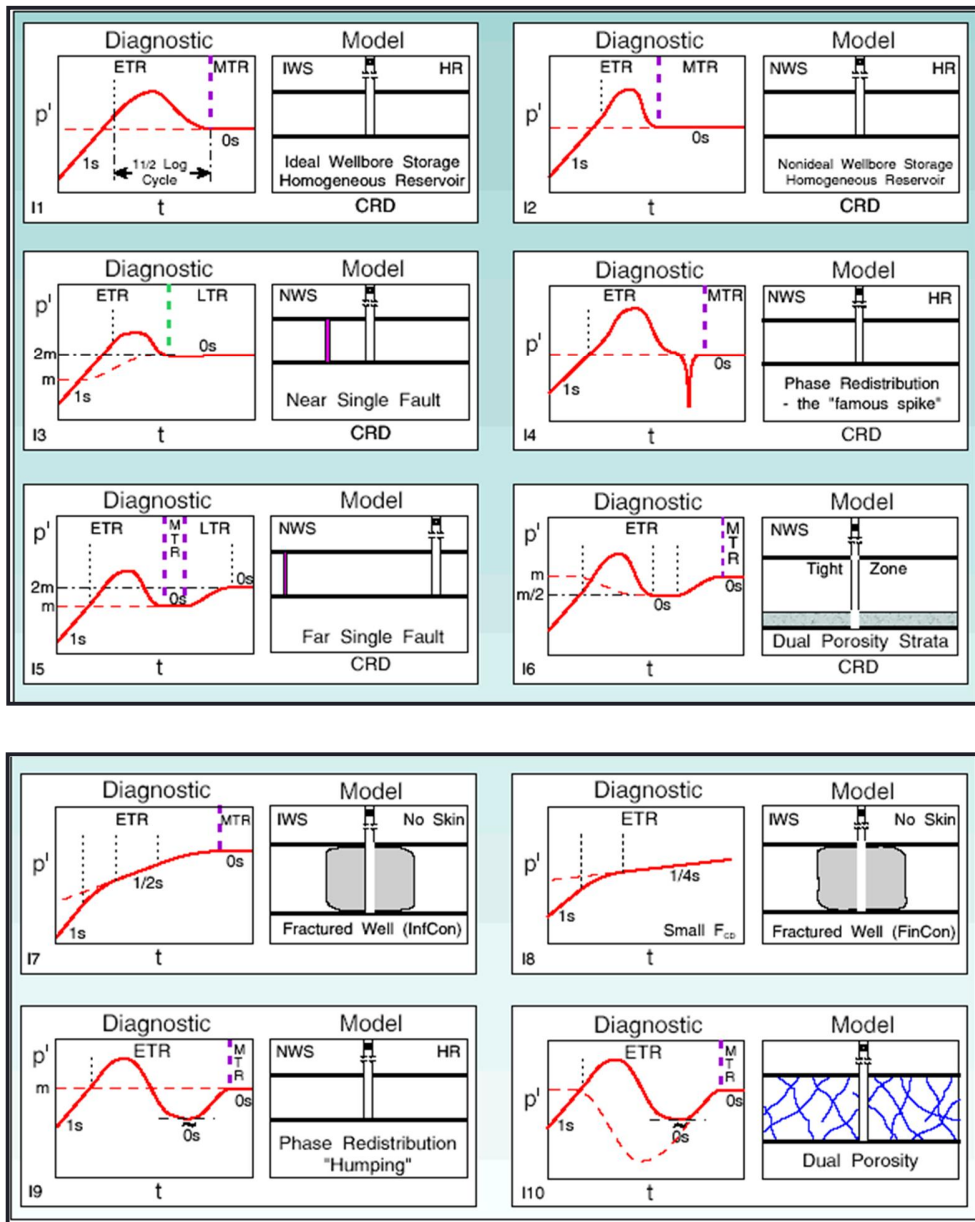
SEMI-INFINITE SEALING FAULT SYSTEM



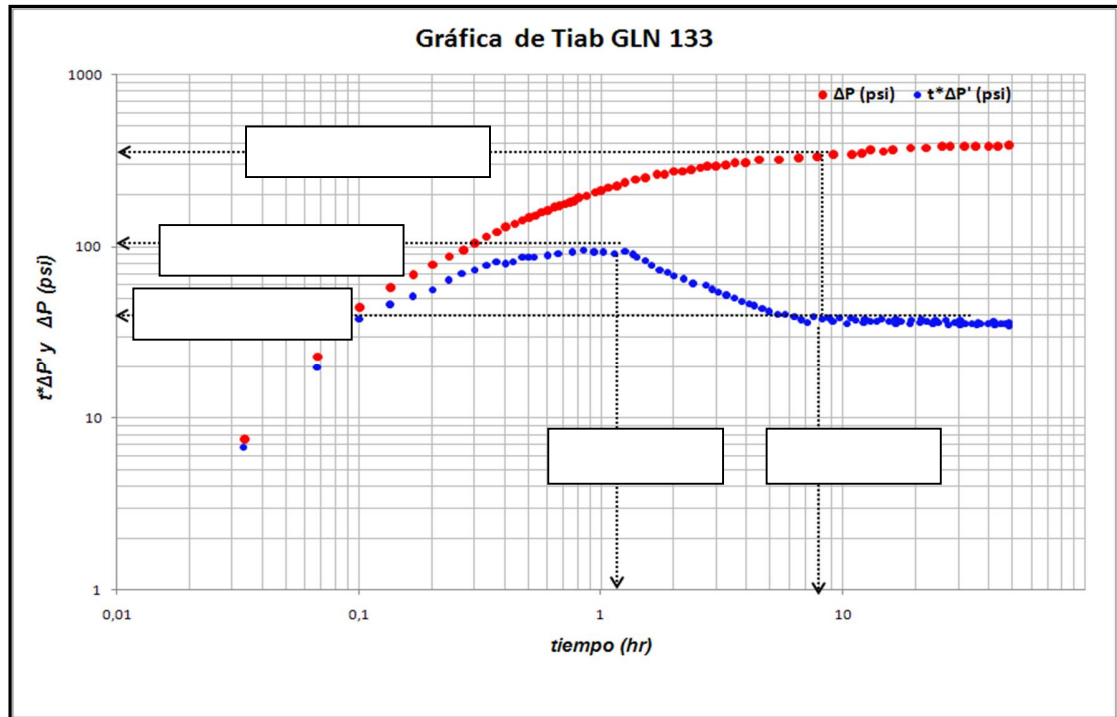
VERTICAL FRACTURED WELL



WELLBORE STORAGE OVERLAY



ANEXO D.
ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN REALIZADA
EN EL POZO GALÁN 133 POR MEDIO DEL MÉTODO DE LA SÍNTESIS
DIRECTA DE TIAB



Propiedades del Yacimiento	Valor
P_{wf} (psia)	795
q (STB/D)	77,43
μ (cp)	19,42
Φ (Fracción)	0,19
B (RB/STB)	1,096
h (ft)	32
C_t (1/psi)	5,31E-06
r_w (ft)	0,35

- Identificar la línea de acción infinita y los puntos característicos que pertenecen a está.
- Después de identificar la línea de acción infinita se determina la permeabilidad teniendo en cuenta la ecuación 86.

Para este caso $(t^* \Delta P')_r = 43,93$.

$$k = \frac{70.6 q \mu B}{h (t^* \Delta P')_r} = \frac{70.6 * 77,43 * 19,42 * 1,096}{32 * 43,93}$$

$$k = 82,749 \text{ md}$$

- Con el tiempo y la derivada de la presión del punto máximo de la joroba, y la derivada de la presión de la línea de acción infinita, se calcula el factor de almacenamiento con la ecuación 94.

$$t_x = 1,1289 \quad (t^* \Delta P')_x = 111,99 \quad (t^* \Delta P')_r = 43,93$$

$$C = \frac{0.014879 q B t_x}{(t^* \Delta P')_x + 0.48 (t^* \Delta P')_r} = \frac{0.014879 * 77,43 * 19,42 * 1,1289}{111,99 + 0,48 * 43,93}$$

$$C = 0,00914 \text{ bbl/psi}$$

- Después de tener C calculamos C_D con la ecuación 77.

$$C_D = \left(\frac{0.8935}{\phi h C_t r_w^2} \right) * C = \left(\frac{0.8935}{0,19 * 32 * 5,31E - 06 * (0,35)^2} \right) (0,00914)$$

$$C_D = 2064,9$$

- De la sección de flujo radial, se calcula el daño con la ecuación 87.

$$t_r = 7,9095 \quad \Delta P_r = 341,323 \quad (t^* \Delta P')_r = 43,93$$

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t^* \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = 0.5 \left[\frac{341,323}{43,93} - \ln \left(\frac{82,749 * 7,9095}{0,19 * 19,42 * 5,31E - 06 * (0,35)^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = -2,117$$