

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN EL GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**DESARROLLO DEL MAPA DE PRESIONES DE LA ARENA “T”
DEL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE EL ANÁLISIS DE
PRUEBAS DE PRESIÓN**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
PETRÓLEOS
OPCIÓN: TÉCNICO-EXPERIMENTAL**

**CRISTINA JAZMÍN MORILLO ALBÁN
cristinamorillo94@outlook.com**

**DIRECTOR: ING. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, MSc.
raul.valencia@epn.edu.ec**

Quito, Julio 2019

DECLARACIÓN

Yo, Cristina Jazmín Morillo Albán, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Cristina Jazmín Morillo Albán

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Cristina Jazmín Morillo Albán, bajo mi supervisión.

ING. Raúl Armando Valencia Tapia, M.Sc.
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por bendecirme y protegerme cada día.

A mi familia, quienes siempre me brindaron su apoyo incondicional.

A la Escuela Politécnica Nacional y su grupo de docentes, quienes me formaron como profesional.

A la empresa Petroamazonas EP, por facilitarme el acceso a la información para el desarrollo del presente trabajo y a todo el personal que conforman el grupo de trabajo del Activo Shushufindi.

Al ingeniero Wilson Padilla por brindarme la oportunidad de formar parte de su grupo de trabajo, guiarme con su conocimiento y su apoyo incondicional en el desarrollo del proyecto.

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi madre Elizabeth, que ha sido el pilar en mi vida y mi apoyo incondicional. Ella es la persona más importante y a quien dedico todos mis logros.

A mi padre Cesar, mi gratitud eterna por su esfuerzo para darme la educación y nunca abandonarme, por ser el mejor ejemplo de superación y paciencia.

A mi hermana Gaby por estar siempre a mi lado apoyándome.

A Wilson Padilla quien además de ser mi guía en este proceso, ha sido un gran amigo.

Gracias infinitas a todos quienes hicieron esto posible.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
SIMBOLOGÍA.....	XIX
RESUMEN.....	XXI
ABSTRACT	XXII
INTRODUCCIÓN.....	1
OBJETIVO GENERAL	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
ALCANCE.....	2
CAPÍTULO 1	3
MARCO TEÓRICO.....	3
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	3
1.1.1. Generalidades e historia.....	3
1.1.2. Localización	4
1.1.3. Geofísica.....	5
1.1.4. Geología	7
1.1.5. Reservorios.....	10
1.2. Propiedades Petrofísicas del Reservorio	16
1.2.1. Porosidad.....	16
1.2.2. Saturación de Fluidos	17
1.2.3. Permeabilidad.....	17
1.2.4. Propiedades Petrofísicas del Campo Shushufindi	17
1.3.2. Regímenes de Flujo	21
1.3.3. Geometría de Flujo	24
1.5. Métodos de Análisis	29
1.5.1. Las variables adimensionales.....	29
1.5.2. Método de la curva de Gringarten et al.....	30
1.5.3. Método de la Derivada de Bourdet et al.....	31

1.5.4.	Método de Horner.....	34
1.6.	Análisis de la derivada de presión	36
1.6.1.	Identificación del modelo	36
1.6.2.	Región de tiempos tempranos (ETR – Early time región)	37
1.6.3.	Región de tiempos medios (MTR – Middel-time region)	44
1.6.4.	Región de tiempos tardíos (LTR- Late-time region).....	51
1.7.	Herramientas adicionales.....	56
1.7.1.	Mapas Isobáricos	56
1.7.2.	Programa de Interpretación de pruebas de presión Saphir	57
1.7.3.	Programa de caracterización Petrel.....	57
CAPÍTULO II		58
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS		58
2.1.	Tipo de estudio	58
2.2.	Universo y muestra.....	58
2.2.1.	Universo	58
2.2.2.	Muestra.....	58
2.3.	Instrumentos de recopilación de información y datos	58
2.4.	Procesamiento y análisis de datos.....	59
2.4.1.	Disponibilidad de la información.....	59
2.4.2.	Criterios de selección.....	61
2.4.3.	Flujo de trabajo para la interpretación	62
CAPÍTULO III.....		64
COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN		64
3.1.	Resultados del análisis de pruebas de presión.....	64
3.2.	Corrección de la presión al nivel de referencia (datum).....	65
3.3.	Comparación de resultados obtenidos del análisis de pruebas de presión.....	65
3.4.	Análisis de resultados	71
3.5.	Estimación de la presión actual	71
3.6.	Desarrollo del mapa isobárico de la arena T	74
CAPÍTULO IV		78
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		78
4.1.	Conclusiones	78
4.2.	Recomendaciones	80
BIBLIOGRAFÍA		81

ANEXOS	84
--------------	----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de análisis PVT para T, pozo SHS-003	12
Tabla 2. Resumen de análisis PVT para T interior, pozo SHS-63	12
Tabla 3. Resumen de análisis PVT para T inferior, pozo SHS-A2	12
Tabla 4. Resumen de análisis PVT para T inferior, pozo SHS-A30	12
Tabla 5. Pozos Productores del Campo Shushufindi por estación, mayo 2018.....	14
Tabla 6. Pozos Cerrados del Campo Shushufindi por estación, mayo 2018	15
Tabla 7. Pozos en espera de abandono del Campo Shushufindi, mayo 2018.....	15
Tabla 8. Pozos Abandonados del Campo Shushufindi, mayo 2018.....	16
Tabla 9. Calidad de la Porosidad	16
Tabla 10. Parámetros Petrofísicos de Arena “T” Shushufindi Zona Sur Oeste (TVD).....	17
Tabla 11. Parámetros Petrofísicos de Arena “T” Shushufindi Zona Central (TVD).....	18
Tabla 12. Parámetros Petrofísicos de Arena “T” Shushufindi Zona Sur (TVD).....	18
Tabla 13. Parámetros Petrofísicos de Arena “T” Shushufindi Zona Norte (TVD)	19
Tabla 14. Pruebas de presión disponibles	60
Tabla 15. Criterios de Selección para el análisis de pruebas de presión	61
Tabla 16. Resultados del análisis de pruebas de presión. Shushufindi Norte.....	66
Tabla 17. Resultados del análisis de pruebas de presión. Shushufindi Central	67
Tabla 19. Resultados del análisis de pruebas de presión. Shushufindi Sur Oeste	68
Tabla 18. Resultados del análisis de pruebas de presión. Shushufindi Sur	68
Tabla 20. Comparación de resultados. Shushufindi Norte.....	69
Tabla 21. Comparación de resultados. Shushufindi Central	70
Tabla 22. Comparación de resultados. Shushufindi Sur	70
Tabla 23. Comparación de resultados. Shushufindi Sur Oeste	71
Tabla 24. Estimación de presión actual. Shushufindi Norte	73
Tabla 25. Estimación de presión actual. Shushufindi Central.....	73
Tabla 26. Estimación de presión actual. Shushufindi Sur.....	74
Tabla 27. Estimación de presión actual. Shushufindi Sur-Oeste.....	74
Tabla 28. Resultados obtenidos de presión actual Arena T principal - Shushufindi (diciembre 2018).....	76
Tabla 29. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-014_T (19-07-2010).....	88
Tabla 30. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-014_T (19-07-2010).....	88
Tabla 31. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-043_Ti (22-12-2014).....	89
Tabla 32. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-043_Ti (22-12-2014).....	89
Tabla 33. Modelos Seleccionados. SHS-051_T (07-11-2007).....	90
Tabla 34. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-051_T (07-11-2007).....	90
Tabla 35. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-051_T (03-01-2009).....	91

Tabla 36. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-051_T (03-01-2009).....	91
Tabla 37. Modelos Seleccionados. SHS-051_Ti (09-06-2013).....	92
Tabla 38. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. SHS-051_Ti (09-06-2013)	92
Tabla 39. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-051_Ti (14-06-2013).....	93
Tabla 40. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-051_Ti (14-06-2013).....	93
Tabla 41. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-056_T (23-04-2014).....	94
Tabla 42. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-056_T (23-04-2014).....	94
Tabla 43. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-057_T (04-02-2008).....	95
Tabla 44. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-057_T (04-02-2008).....	95
Tabla 45. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-063_Ti (15-02-2002).....	96
Tabla 46. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-063_Ti (15-02-2002).....	96
Tabla 47. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-077_Ti (09-05-2015).....	97
Tabla 48. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-077_Ti (09-05-2015).....	97
Tabla 49. Modelo Seleccionado. Pozo SHS-087_Ti (02-02-2017).....	98
Tabla 50. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-087_Ti (02-02-2017).....	98
Tabla 51. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-099_Ti (16-06-2012).....	99
Tabla 52. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-099_Ti (16-06-2012).....	99
Tabla 53. Modelo Seleccionado. Pozo SHSB-136_Ti (16-05-2013).....	100
Tabla 54. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSB-136_Ti (16-05-2013).....	100
Tabla 55. Modelos Seleccionados. Pozo SHSC-206_Ti (01-01-2017).....	101
Tabla 56. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSC-206_Ti (01-01-2017).....	101
Tabla 57. Modelo Seleccionado. Pozo SHSC-208_Ti (09-06-2014).....	102
Tabla 58. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSC-208_Ti (09-06-2014).....	102
Tabla 59. Modelos Seleccionados. Pozo SHSH-238_Ti (15-10-2013).....	103
Tabla 60. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSH-238_Ti (15-10-2013).....	103
Tabla 61. Modelos Seleccionados. Pozo SHSH-238_Ti (12-10-2014).....	104
Tabla 62. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSH-238_Ti (12-10-2014).....	104
Tabla 63. Modelos Seleccionados. Pozo SHSJ-149_Ti (23-04-2014)	105
Tabla 64. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSJ-149_Ti (23-04-2014).....	105
Tabla 65. Modelos Seleccionados. Pozo SHSS-052B_Ti (29-04-2014).....	106

Tabla 66. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSS-052B_Ti (29-04-2014)	106
Tabla 67. Modelos Seleccionados. Pozo SHSS-111_Ti (11-01-2010)	107
Tabla 68. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSS-111_Ti (11-01-2010).....	107
Tabla 69. Modelos Seleccionados. Pozo SHST-098_T (03-11-2012)	108
Tabla 70. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHST-098_T (03-11-2012).....	108
Tabla 71. Modelos Seleccionados. Pozo SHST-109_Ti (21-04-2006)	109
Tabla 72. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHST-109_Ti (21-04-2006).....	109
Tabla 73. Modelos Seleccionados. Pozo SHST-109_Ti (23-01-2010)	110
Tabla 74. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHST-109_Ti (23-01-2010).....	110
Tabla 75. Modelos Seleccionados. Pozo SHST-116_Ti (22-04-2012)	111
Tabla 76. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHST-116_Ti (22-04-2012).....	111
Tabla 77. Modelos Seleccionados. Pozo SHSW-205_Ti (17-04-2015).....	112
Tabla 78. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSW-205_Ti (17-04-2015).....	112
Tabla 79. Modelos Seleccionados. Pozo SHSY-145_Ti (05-08-2013).....	113
Tabla 80. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (05-08-2013).....	113
Tabla 81. Modelos Seleccionados. Pozo SHSY-145_Ti (14-08-2013).....	114
Tabla 82. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (14-08-2013).....	114
Tabla 83. Modelos Seleccionados. Pozo SHSY-145_Ti (08-11-2014).....	115
Tabla 84. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (08-11-2014).....	115
Tabla 85. Modelos Seleccionados. Pozo SHSY-145_Ti (10-11-2014).....	116
Tabla 86. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (10-11-2014).....	116
Tabla 87. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-019_T (25-06-2007).....	117
Tabla 88. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. . Pozo SHS-019_T (25-06-2007).....	117
Tabla 89. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-074_Ti (06-04-2002).....	118
Tabla 90. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-074_Ti (06-04-2002).....	118
Tabla 91. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-080_Ti (05-13-2002).....	119
Tabla 92. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-080_Ti (05-13-2002).....	119
Tabla 93. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-105_Ti (12-07-2002).....	120
Tabla 94. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-105_Ti (12-07-2002).....	120
Tabla 95. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-295_T (08-04-2015).....	121

Tabla 96. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-295_T (08-04-2015).....	121
Tabla 97. Modelos Seleccionados. Pozo SHSF-140_Ti (16-03-2013)	122
Tabla 98. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSF-140_Ti (16-03-2013).....	122
Tabla 99. Modelos Seleccionados. Pozo SHSF-140_Ti (14-01-2016)	123
Tabla 100. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSF-140_Ti (14-01-2016).....	123
Tabla 101. Modelos Seleccionados. Pozo SHSG-118_Ti (13-11-2008).....	124
Tabla 102. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSG-118_Ti (13-11-2008).....	124
Tabla 103. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-119_Ti (15-01-2017)	125
Tabla 104. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-119_Ti (15-01-2017).....	125
Tabla 105. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-119_Ti (31-01-2017)	126
Tabla 106. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-119_Ti (31-01-2017).....	126
Tabla 107. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-133_Ti (26-01-2011)	127
Tabla 108. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-133_Ti (26-01-2011).....	127
Tabla 109. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-162_Ti (22-11-2011)	128
Tabla 110. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (22-11-2011).....	128
Tabla 111. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-162_Ti (05-12-2014)	129
Tabla 112. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (05-12-2014).....	129
Tabla 113. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-162_Ti (13-12-2014)	130
Tabla 114. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (13-12-2014).....	130
Tabla 115. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-164_Ti (18-06-2014)	131
Tabla 116. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-164_Ti (18-06-2014).....	131
Tabla 117. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-256_Ti (01-08-2015)	132
Tabla 118. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-256_Ti (01-08-2015).....	132
Tabla 119. Modelos Seleccionados. Pozo SHSK-106_Ti (11-09-2009).....	133
Tabla 120. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSK-106_Ti (11-09-2009).....	133
Tabla 121. Modelos Seleccionados. Pozo SHSK-106_Ti (07-06-2009).....	134
Tabla 122. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSK-106_Ti (07-06-2009).....	134
Tabla 123. Modelos Seleccionados. Pozo SHSV-090_Ti (10-06-2010).....	135
Tabla 124. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSV-090_Ti (10-06-2010).....	135
Tabla 125. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-23_Ti (02-02-2002).....	136

Tabla 126. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-23_Ti (02-02-2002).....	136
Tabla 127. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-045B_Ts (09-03-2013).....	137
Tabla 128. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-045B_Ts (09-03-2013).....	137
Tabla 129. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-79_T (25-12-2013).....	138
Tabla 130. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-79_T (25-12-2013).....	138
Tabla 131. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-095_Ts (18-12-2014)	139
Tabla 132. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-095_Ts (18-12-2014)	139
Tabla 133. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-095_Ts (06-02-2017)	140
Tabla 134. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-095_Ts (06-02-2017)	140
Tabla 135. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-097_Ti (07-12-2018).....	141
Tabla 136. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-097_Ti (07-12-2018).....	141
Tabla 137. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-97_Ti (12-06-2015).....	142
Tabla 138. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-97_Ti (12-06-2015).....	142
Tabla 139. Modelos Seleccionados. Pozo SHSA-122_T (15-11-2008).....	143
Tabla 140. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSA-122_T (15-11-2008).....	143
Tabla 141. Modelos Seleccionados. Pozo SHSA-122_T (18-12-2015).....	144
Tabla 142. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSA-122_T (18-12-2015).....	144
Tabla 143. Modelos Seleccionados. Pozo SHSD-007_T (16-07-2009).....	145
Tabla 144. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSD-007_T (16-07-2009).....	145
Tabla 145. Modelos Seleccionados. Pozo SHSD-104_Ti (02-07-2008).....	146
Tabla 146. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSD-104_Ti (02-07-2008).....	146
Tabla 147. Modelos Seleccionados. Pozo SHSD-104_Ti (16-12-2009).....	147
Tabla 148. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSD-104_Ti (16-12-2009).....	147
Tabla 149. Modelos Seleccionados. Pozo SHSD-217_Ts (23-09-2015)	148
Tabla 150. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSD-217_Ts (23-09-2015)	148
Tabla 151. Modelos Seleccionados. Pozo SHSL-225_T (09-08-2015)	149
Tabla 152. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSL-225_T (09-08-2015).....	149
Tabla 153. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-024_T (08-01-2010).....	150
Tabla 154. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-024_T (08-01-2010).....	150
Tabla 155. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-024_T (05-01-2017).....	151

Tabla 156. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-024_T (05-01-2017).....	151
Tabla 157. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-024_T (07-02-2017).....	152
Tabla 158. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-024_T (07-02-2017).....	152
Tabla 159. Modelos Seleccionados. Pozo SHSM-26_T (16-06-2008).....	153
Tabla 160. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSM-26_T (16-06-2008).....	153
Tabla 161. Modelos Seleccionados. Pozo SHSM-026_T (27-05-2009).....	154
Tabla 162. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSM-026_T (27-05-2009).....	154
Tabla 163. Modelos Seleccionados. Pozo SHSM-127_Ti (04-03-2012).....	155
Tabla 164. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSM-127_Ti (04-03-2012).....	155
Tabla 165. Modelos Seleccionados. Pozo SHSP-113_Ti (01-06-2014).....	156
Tabla 166. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSP-113_Ti (01-06-2014).....	156
Tabla 167. Modelos Seleccionados. Pozo SHSO-175S1_Ti (27-06-2012).....	157
Tabla 168. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSO-175S1_Ti (27-06-2012).....	157

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de los campos del Activo Shushufindi	4
Figura 2. Ubicación del Campo Shushufindi-Aguarico.....	4
Figura 3. Estructura Sacha-Shushufindi (facies sísmicas).....	5
Figura 4. Distribución de Líneas Sísmicas 2D y Cubo Sísmico 3D.....	6
Figura 5. Traza Sísmica Campo Aguarico - Shushufindi NO-SE.....	7
Figura 6. Mapa Estructura de la Arenisca T, Campo Shushufindi-Aguarico.....	8
Figura 7. Columna Estratigráfica del Campo Shushufindi	9
Figura 8. Mapa Espesor Neto de Pago de la Arenisca T, Octubre 2016	11
Figura 9. Historial de Producción Campos Shushufindi-Aguarico	13
Figura 10. Gráfico del estado actual de los pozos de Campo Shushufindi	13
Figura 11. Variación del Volumen (a) y de la densidad (b) en función de la Presión para los diferentes tipos de fluido	21
Figura 12. Flujo Continuo	22
Figura 13. Estado Pseudo-continuo, q_2 a q_5	22
Figura 14. Flujo No Continuo	23
Figura 15. Regímenes de Flujo.....	24
Figura 16. (a) Flujo Lineal. (b) Flujo lineal en una fractura vertical	24
Figura 17. Flujo Radial	25
Figura 18. Régimenes de flujo esférico y hemisférico.....	25
Figura 19. Padrón de identificación de regímenes de flujo.....	26
Figura 20. Ejemplo de Flujo Lineal presentado en una prueba de presión	26
Figura 21. Ejemplo de Flujo Radial presentado en una prueba de presión	27
Figura 22. Ejemplo de Flujo Esférico presentado en una prueba de presión	27
Figura 23. Build-up Test	28
Figura 24. Curva Tipo Gringarten. Ejemplo de Build-up	31
Figura 25. Curva Tipo Derivada de Bourdet para un pozo con almacenamiento y efectos de daño en un reservorio homogéneo	33
Figura 26. Curva de la Derivada combinada con curva tipo Gringarten para un pozo con almacenamiento y efectos de daño en un reservorio homogéneo	33
Figura 27. Gráfico de Horner - Comportamiento de la Presión	34
Figura 28. Identificación de la región de tiempos tempranos, medios y tardíos	36
Figura 29. Efecto de Almacenamiento en el pozo	38
Figura 30. Efecto de almacenamiento. Análisis especializado en escala lineal	39
Figura 31. Efecto de almacenamiento variable creciente	40
Figura 32. Gráfica Logarítmica para un periodo extendido de restauración. Ajuste con efecto de almacenamiento constante.....	41
Figura 33. Gráfica Logarítmica para un periodo extendido de restauración. Ajuste para efecto de almacenamiento variable decreciente	41
Figura 34. Gráfica de Horner para un periodo extendido de restauración. Ajuste con efecto de almacenamiento constante.....	42
Figura 35. Gráfica de Horner para un periodo extendido de restauración. Ajuste con efecto de almacenamiento variable.....	42
Figura 36. Influencia del Daño.....	43

Figura 37. Pozo con penetración parcial y (a) flujo esférico, (b) flujo hemisférico	44
Figura 38. Identificación de las regiones de tiempo de una prueba de presión estática en un pozo de petróleo cerrado.....	45
Figura 39. Reservorio con doble porosidad.....	46
Figura 40. Presión en sección transversal.....	47
Figura 41. Doble Porosidad PSS - Gráfico Log-log	47
Figura 42. Presión en sección transversal.....	48
Figura 43. Bloques de matriz losa/esfera.....	48
Figura 44. Doble porosidad transiente - Gráfico log-log	48
Figura 45. Reservorio de dos capas.....	49
Figura 46. Doble permeabilidad - Gráfico Log-log.....	49
Figura 47. Reservorio a) radial compuesto b) lineal compuesto	50
Figura 48. Respuesta de buildup para un modelo radial compuesto	51
Figura 49. Falla sellante. Radio de drenaje.....	51
Figura 50. Respuesta de (a) la derivada y (b) gráfico de Horner para una falla sellante	52
Figura 51. Perfil cerca de una falla con fugas.....	52
Figura 52. Esquema de intersección de fallas.....	53
Figura 53. Respuesta de (a) la derivada y el (b) gráfico de Horner para intersección de fallas.....	53
Figura 54. Fallas paralelas.....	54
Figura 55. Respuesta de (a) la derivada y (b) el gráfico de Horner para fallas paralelas	54
Figura 56. Respuesta de la derivada para un pozo entre dos fallas paralelas impermeables.	55
Figura 57. Reservorio (a) circular y (b) rectangular	56
Figura 58. Respuesta de la derivada para un reservorio rectangular y circular, build-up.....	56
Figura 59. Información necesaria para el análisis de pruebas de presión.....	62
Figura 60. Flujo de trabajo para la interpretación de pruebas de presión y creación de mapa isobárico.....	63
Figura 61. Identificación cualitativa de mecanismo de producción del reservorio T.....	72
Figura 62. Mapa de Presiones de la Arena T principal del campo Shushufindi.....	77
Figura 63. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-014_T (19-07-2010).....	88
Figura 64. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-014_T (19-07-2010).....	88
Figura 65. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-043_Ti (12-22-2014).....	89
Figura 66. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-043_Ti (12-22-2014)	89
Figura 67. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-051_T (07-11-2007).....	90
Figura 68. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-051_T (07-11-2007).....	90
Figura 69. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-051_T (03-01-2009).....	91
Figura 70. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-051_T (03-01-2009).....	91
Figura 71. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-051_Ti (09-06-2013).....	92
Figura 72. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-051_Ti (09-06-2013)	92
Figura 73. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-051_Ti (14-06-2013).....	93
Figura 74. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-051_Ti (14-06-2013)	93
Figura 75. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-056_T (23-04-2014).....	94
Figura 76. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-056_T (23-04-2014).....	94
Figura 77. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-057_T (04-02-2008).....	95
Figura 78. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-057_T (04-02-2008).....	95
Figura 79. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-063_Ti (15-02-2002).....	96
Figura 80. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-063_Ti (15-02-2002)	96

Figura 81. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-077_Ti (09-05-2015).....	97
Figura 82. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-077_Ti (09-05-2015)	97
Figura 83. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-087_Ti (02-02-2017).....	98
Figura 84. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-087_Ti (02-02-2017)	98
Figura 85. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-099_Ti (16-06-2012).....	99
Figura 86. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-099_Ti (16-06-2012)	99
Figura 87. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSB-136_Ti (05-16-2013)	100
Figura 88. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSB-136_Ti (05-16-2013).....	100
Figura 89. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSC-206_Ti (01-01-2017)	101
Figura 90. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSC-206_Ti (01-01-2017).....	101
Figura 91. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSC-208_Ti (09-06-2014)	102
Figura 92. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSC-208_Ti (09-06-2014).....	102
Figura 93. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSH-238_Ti (15-10-2013).....	103
Figura 94. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSH-238_Ti (15-10-2013).....	103
Figura 95. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSH-238_Ti (12-10-2014).....	104
Figura 96. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSH-238_Ti (12-10-2014).....	104
Figura 97. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSJ-149_Ti (23-04-2014)	105
Figura 98. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSJ-149_Ti (23-04-2014).....	105
Figura 99. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSS-052B_Ti (29-04-2014).....	106
Figura 100. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSS-052B_Ti (29-04-2014).....	106
Figura 101. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSS-111_Ti (11-01-2010).....	107
Figura 102. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSS-111_Ti (11-01-2010)	107
Figura 103. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHST-098_T (03-11-2012).....	108
Figura 104. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHST-098_Ti (03-11-2012)	108
Figura 105. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHST-109_Ti (21-04-2006)	109
Figura 106. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHST-109_Ti (21-04-2006)	109
Figura 107. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHST-109_Ti (23-01-2010)	110
Figura 108. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHST-109_Ti (23-01-2010).....	110
Figura 109. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHST-116_Ti (22-04-2012)	111
Figura 110. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHST-116_Ti (22-04-2012).....	111
Figura 111. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSW-205_Ti (17-04-2015)	112
Figura 112. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSW-205_Ti (17-04-2015).....	112
Figura 113. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSY-145_Ti (05-08-2013).....	113
Figura 114. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (05-08-2013).....	113
Figura 115. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSY-145_Ti (14-08-2013).....	114
Figura 116. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (14-08-2013).....	114
Figura 117. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSY-145_Ti (08-11-2014).....	115
Figura 118. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (08-11-2014).....	115
Figura 119. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSY-145_Ti (10-11-2014).....	116
Figura 120. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (10-11-2014).....	116
Figura 121. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-019_T (25-06-2007).....	117
Figura 122. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-019_T (25-06-2007).....	117
Figura 123. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-074_Ti (06-04-2002).....	118
Figura 124. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-074_Ti (06-04-2002).....	118
Figura 125. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-080_Ti (05-13-2002).....	119
Figura 126. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-080_Ti (05-13-2002).....	119

Figura 127. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-105_Ti (12-07-2002).....	120
Figura 128. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-105_Ti (12-07-2002).....	120
Figura 129. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-295_T (08-04-2015).....	121
Figura 130. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-295_T (08-04-2015).....	121
Figura 131. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSF-140_Ti (16-03-2013).....	122
Figura 132. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSF-140_Ti (16-03-2013).....	122
Figura 133. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSF-140_Ti (14-01-2016).....	123
Figura 134. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSF-140_Ti (14-01-2016).....	123
Figura 135. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSG-118_Ti (13-11-2008).....	124
Figura 136. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSG-118_Ti (13-11-2008).....	124
Figura 137. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-119_Ti (15-01-2017).....	125
Figura 138. Gráfico Logarítmico (Derivada) y gráfico semilogarítmico (Horner). Pozo SHSI-119_Ti (15-01-2017).....	125
Figura 139. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-119_Ti (31-01-2017).....	126
Figura 140. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-119_Ti (31-01-2017).....	126
Figura 141. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-133_Ti (26-01-2011).....	127
Figura 142. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-133_Ti (26-01-2011).....	127
Figura 143. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-162_Ti (22-11-2011).....	128
Figura 144. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (22-11-2011).....	128
Figura 145. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-162_Ti (05-12-2014).....	129
Figura 146. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (05-12-2014).....	129
Figura 147. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-162_Ti (13-12-2014).....	130
Figura 148. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (13-12-2014).....	130
Figura 149. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-164_Ti (18-06-2014).....	131
Figura 150. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-164_Ti (18-06-2014).....	131
Figura 151. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-256_Ti (01-08-2015).....	132
Figura 152. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-256_Ti (01-08-2015).....	132
Figura 153. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSK-106_Ti (11-09-2009).....	133
Figura 154. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSK-106_Ti (11-09-2009).....	133
Figura 155. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSK-106_Ti (07-06-2009).....	134
Figura 156. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSK-106_Ti (07-06-2009).....	134
Figura 157. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSV-090_Ti (10-06-2010).....	135
Figura 158. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSV-090_Ti (10-06-2010).....	135
Figura 159. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-23_Ti (02-02-2002).....	136
Figura 160. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-23_Ti (02-02-2002).....	136
Figura 161. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-045B_Ts (09-03-2013).....	137
Figura 162. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-045B_Ts (09-03-2013).....	137
Figura 163. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-79_T (25-12-2013).....	138
Figura 164. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-79_T (25-12-2013).....	138
Figura 165. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-095_Ts (18-12-2014).....	139
Figura 166. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-095_Ts (18-12-2014).....	139
Figura 167. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-095_Ts (06-02-2017).....	140
Figura 168. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-095_Ts (06-02-2017).....	140
Figura 169. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-097_Ti (07-12-2018).....	141
Figura 170. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-097_Ti (07-12-2018).....	141
Figura 171. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-97_Ti (12-06-2015).....	142

Figura 172. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-97_Ti (12-06-2015).....	142
Figura 173. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSA-122_T (15-11-2008).....	143
Figura 174. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSA-122_T (15-11-2008).....	143
Figura 175. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSA-122_T (18-12-2015).....	144
Figura 176. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSA-122_T (18-12-2015).....	144
Figura 177. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSD-007_T (16-07-2009).....	145
Figura 178. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSD-007_T (16-07-2009).....	145
Figura 179. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSD-104_Ti (02-07-2008).....	146
Figura 180. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSD-104_Ti (02-07-2008).....	146
Figura 181. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSD-104_Ti (16-12-2009).....	147
Figura 182. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSD-104_Ti (16-12-2009).....	147
Figura 183. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSD-217_Ts (23-09-2015).....	148
Figura 184. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSD-217_Ts (23-09-2015).....	148
Figura 185. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSL-225_T (09-08-2015).....	149
Figura 186. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSL-225_T (09-08-2015).....	149
Figura 187. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-024_T (08-01-2010).....	150
Figura 188. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-024_T (08-01-2010).....	150
Figura 189. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-024_T (05-01-2017).....	151
Figura 190. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-024_T (05-01-2017).....	151
Figura 191. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-024_T (07-02-2017).....	152
Figura 192. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-024_T (07-02-2017).....	152
Figura 193. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSM-26_T (16-06-2008).....	153
Figura 194. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSM-26_T (16-06-2008).....	153
Figura 195. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSM-026_T (27-05-2009).....	154
Figura 196. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSM-026_T (27-05-2009).....	154
Figura 197. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSM-127_Ti (04-03-2012).....	155
Figura 198. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSM-127_Ti (04-03-2012).....	155
Figura 199. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSP-113_Ti (01-06-2014).....	156
Figura 200. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSP-113_Ti (01-06-2014).....	156
Figura 201. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSO-175S1_Ti (27-06-2012)....	157
Figura 202. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSO-175S1_Ti (27-06-2012)....	157

SIMBOLOGÍA

°API: Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)

AOF: Flujo abierto absoluto (Absolute open flow)

BAPD: Barriles de agua por día

BFPD: Barriles de fluido por día

BHP: Presión de fondo de pozo (Bottomhole Pressure)

BLS: Barriles

BPPD: Barriles de petróleo por día

BPPD: Barriles de petróleo por día

BSW: Contenido de agua y sedimentos (Basic sediment and water)

BSW: Contenido de agua y sedimentos (basic sediment and water)

BUP: Build up

CAP: Contacto agua-petróleo

CF: Pies cúbicos

CFS: Pies cúbico estándar

ETR: Región de tiempo temprano (Early time region)

GOR: Relación gas-petróleo (Gas-oil ratio)

h: Espesor

IARF: Flujo radial infinito (Infinite Acting Radial Flow)

LTR: Región de tiempo tardío (Late time region)

MD: Profundidad Medida (Measure Depth)

MMBLS: Millones de barriles

MTR: Región de tiempo medio (Middle time region)

Np: Producción acumulada de petróleo

Nt: Producción acumulada de fluido

Pb: Presión de burbuja

Pi: Presión inicial

POES: Petróleo Original en Sitio

PSI: Libra por pulgada cuadrada (Pounds per square inch)

PSIa: Libra por pulgada cuadrada absoluta

PVT: Presión-Volumen-Temperatura **S:** Factor de daño (skin)

SSFD: Campo Shushufindi-Aguarico

STB/d: Barriles estándar por día

Sw: Saturación de agua

Ti: Arena T inferior

Ts: Arena T superior

TVD: Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth)

TVDSS: Profundidad Vertical Verdadera bajo el nivel del mar (True Vertical Depth Subsea)

WBS: Efecto de almacenamiento (Wellbore storage)

WO: Workover

RESUMEN

Se analizó el comportamiento de presión en relación con la producción de fluidos del reservorio "T" del campo Shushufindi mediante la reinterpretación de pruebas de presión tomadas a lo largo su vida productiva para realizar una estimación de la presión actual y generar un mapa isobárico.

Se realizó el análisis de las pruebas de pozos, comparando el comportamiento de la presión en el reservorio desde el inicio de las operaciones. El procesamiento de los datos de pruebas de restauración y demás información disponible para la arena T del campo Shushufindi se ejecutó utilizando el software Saphir NL.

Se realizó la selección de las pruebas con datos y archivos que se encontraban en un formato apto para su ingreso en el software Saphir NL.

Se analizaron 91 pruebas de presión, seleccionadas según parámetros como tiempo de cierre del pozo, identificación de flujo radial, producción previa estable, entre otros. El campo cuenta con un total de 215 pruebas, de las cuales solo el 42,33% disponían de datos disponibles que fueron analizados e ingresados en el software Saphir NL para la generación del mapa isobárico de la arena "T".

En cada pozo se estimó la presión de reservorio a Diciembre del 2018. De esta manera se pudo concluir que en la zona norte, contando con el análisis de 29 pruebas de presión, dio como resultado una presión de reservorio promedio actual estimada de 2038 psi; la zona central, con 19 pruebas analizadas, una presión de reservorio promedio de 1990 psi, siendo la zona con más baja presión; la zona sur con 14 pruebas analizadas, presenta una presión de reservorio promedio de 2126 psi y finalmente, la zona Sur-oeste que cuenta con 8 pruebas analizadas, se estima una presión de reservorio promedio de 2329 psi.

Palabras Clave:

Campo Shushufindi, pruebas de presión, mapas isobáricos, reservorio "T", Saphir NL.

ABSTRACT

The behavior of the pressure in the relation with the production of fluids of the reservoir "T" of the Shushufindi field was analyzed by means of the reinterpretation of the pressure tests throughout its productive life to perform a task of the current pressure and generate a map isobaric.

The analysis of the well tests was performed, comparing the behavior of the pressure in the reservoir since the beginning of operations.

The processing of restoration test data and other information available for sand T of the Shushufindi field was executed using the Saphir NL software.

The tests were selected with data and files that were in a format suitable for entry into the Saphir NL software.

91 Pressure tests were analyzed, selected according to parameters such as well closing time, radial flow identification, stable previous production, among others.

The field has a total of 215 tests, of which only 42,33 % had available data that were analyzed and entered into the Saphir NL software for the generation of the isobaric map of the "T" sand. In each well the reservoir pressure was estimated at December 2018.

It was concluded that in the northern zone, counting on the 29 pressure test analysis, it resulted in an estimated current reservoir pressure of 2038 psi. The central zone with 19 pressure test analyzed, an average reservoir pressure of 1990 psi, being the zone with the lowest pressure. The southern zone, with 14 pressure test analyzed, has an average reservoir pressure of 2126 psi. Finally, the South-West zone, which has 8 pressure test analyzed, estimates an average reservoir pressure of 2329 psi.

Keywords:

Shushufindi field, pressure tests, isobaric maps, "T" reservoir, Saphir NL.

INTRODUCCIÓN

Si se pretende optimizar o predecir el comportamiento de producción de un pozo se requiere la caracterización del sistema pozo-yacimiento. A partir esta premisa se establece la importancia de conocer el comportamiento de la presión en el reservorio.

Los análisis de las pruebas de presión constituyen una herramienta fundamental para la caracterización de los yacimientos de hidrocarburos ya que constituye un parámetro necesario para comprender el comportamiento de los yacimientos bajo diferentes esquemas de producción, además contribuye información importante para la ejecución de operaciones de intervención en el pozo, y predicción de un posible comportamiento futuro del mismo.

Las pruebas de presión transitoria ayudan a estimar las propiedades de la roca, fluido y pozo. Estas pruebas consisten en generar y medir variaciones de presión con el tiempo en los pozos. La información práctica que se puede obtener de estas pruebas incluyen: daño, estimulación, presión de reservorio, permeabilidad, reservas, discontinuidades de reservorio y fluido y otros datos relacionados. Toda esta información puede ser utilizada para ayudar a analizar, mejorar y pronosticar el desempeño del reservorio, para de esta manera generar un mapa de presiones con información veraz.

Este trabajo tiene como objetivo, mediante la reinterpretación de los datos de pruebas de presión desarrollados en los pozos del campo Shushufindi de la arena "T" en su vida productora, determinar el comportamiento de la presión del yacimiento, estimar las presiones actuales y generar un mapa isobárico.

OBJETIVO GENERAL

Generar un mapa de presiones actualizado de la arena T del Campo Shushufindi mediante el análisis del comportamiento de la presión del reservorio y la reinterpretación de las pruebas de presión.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Elaborar una base de datos eficiente y dinámica de pruebas de presión obtenidas en la etapa de producción del campo de la arena T.
- Reinterpretar las pruebas de restauración de presión tomadas en los pozos productores de la arena T del Campo Shushufindi.
- Establecer una relación histórica de la presión de la arena T del campo para la estimación de la presión actual.

ALCANCE

Mediante el análisis y la interpretación de pruebas de presión realizadas desde los primeros años de producción hasta la actualidad en los pozos productores de la arenisca T en el Campo Shushufindi, se realizó un mapa de presiones actualizado del reservorio. Se pudo establecer valores de presiones reales mediante un mapa isobárico.

No es parte del alcance del siguiente trabajo plantear propuestas para la optimización de la producción en cada pozo analizado ni diseñar planes de reacondicionamiento, por lo que tampoco se realizó un análisis de permeabilidad.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.1.1. Generalidades e historia

El campo Shushufindi – Aguarico, aludido de forma conjunta como Shushufindi, fue descubierto en 1969 por el consorcio Texaco-Gulf con un volumen estimado de 3.700 millones de barriles de petróleo original en sitio, arrancando la perforación el 4 de diciembre de 1968 con el pozo Shushufindi-1 (Achig, 2015).

Las pruebas iniciales realizadas en el campo produjeron 2.496 barriles de petróleo al día de un crudo de 26,6 API en el reservorio "U" y 2.621 barriles al día de 32,5 API de la arena "T". En el año de 1972 se inició la producción comercial con 19.200 BPPD sin agua, siendo realizada la primera campaña de perforación en los primeros cinco años de producción (1972 – 1977) con la que se incrementó la producción a 120.000 barriles de petróleo por día (BPPD) (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Actualmente, el campo Shushufindi es un campo maduro con más del 10% de la producción total de petróleo del Ecuador. Alcanzó una producción máxima de 126.400 BPPD en 1986, presentando desde entonces declinación en la producción. En el 2011 presentó producción de menos de 40.000 BPPD. Desde el año de 2012, con el fin de optimizar la producción y acelerar el desarrollo de las reservas probadas, confirmando el potencial hidrocarburífero del campo, se han perforado pozos de avanzada y desarrollo, evaluando también el potencial para la recuperación secundaria y terciaria (Biedma et al., 2014).

1.1.2. Localización

El campo petrolero Shushufindi-Aguarico (SSFD) está ubicado en las provincias de Sucumbíos y Napo al noreste del Ecuador en la Región Amazónica denominado el Bloque 57, a 36 kilómetros al sur de la frontera con Colombia con una superficie de 400 km². Limita al Noreste con el campo Libertador, al Sur con el campo Limoncocha y al Suroeste con el campo Sacha (Achig, 2015).

Las figuras 1 y 2 muestran la ubicación de los campos que conforman el Bloque 57 y la ubicación del campo Shushufindi, respectivamente.

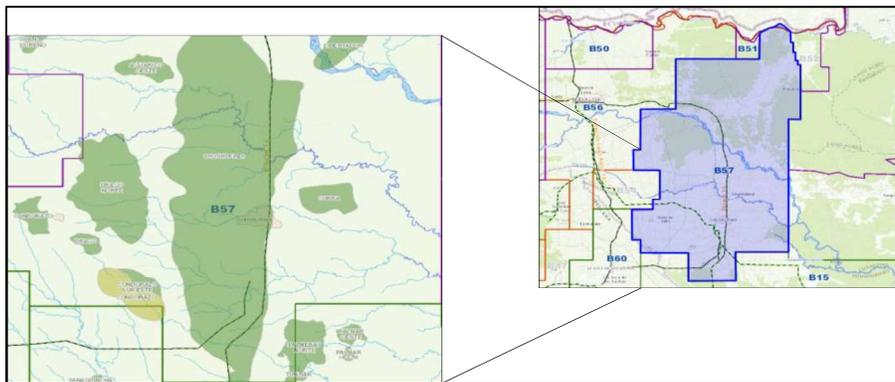


Figura 1. Ubicación de los campos del Activo Shushufindi

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

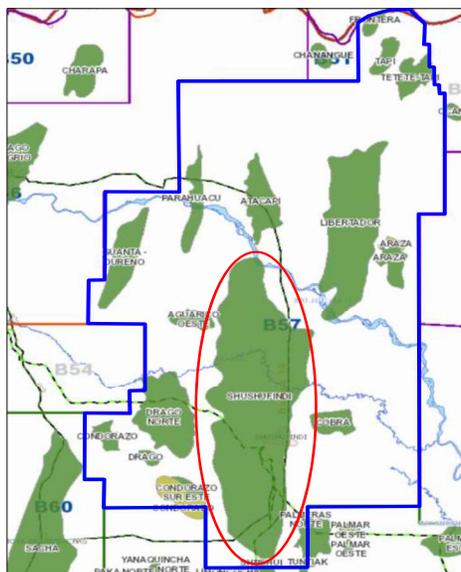


Figura 2. Ubicación del Campo Shushufindi-Aguarico

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

1.1.3. Geofísica

Con la construcción del marco estructural del campo Shushufindi-Aguarico, se reconocieron fallas que se encuentran cortando a los yacimientos; en la figura 3 se puede observar las facies sísmicas de la estructura Sacha-Shushufindi.

Se identificó, principalmente, al este de la estructura, la falla inversa, misma que controla la estructura del campo. Se cuenta también con la interpretación sísmica referida al reflector sísmico Napo, Caliza A, Caliza B, Caliza C; concluyéndose con la construcción de los mapas estructurales en tiempo (Petroamazonas EP, 2017).

En el campo Shushufindi - Aguarico se han realizado aproximadamente 480 Km de sísmica 2D y una cobertura total de aproximadamente 896 Km² de sísmica 3D; ver figura 4.

Con la sísmica 3D se identifica la presencia de un cuerpo ígneo (Intrusivo Aguarico) localizado hacia el Noreste del campo, como se puede observar en la figura 5.

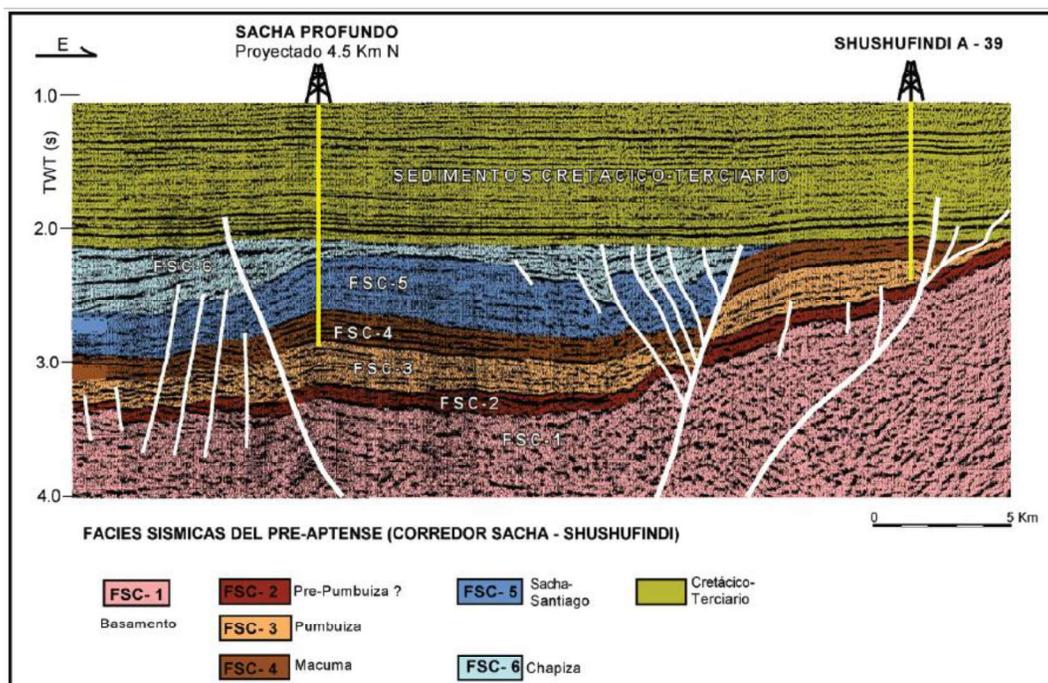


Figura 3. Estructura Sacha-Shushufindi (facies sísmicas)

Fuente: (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

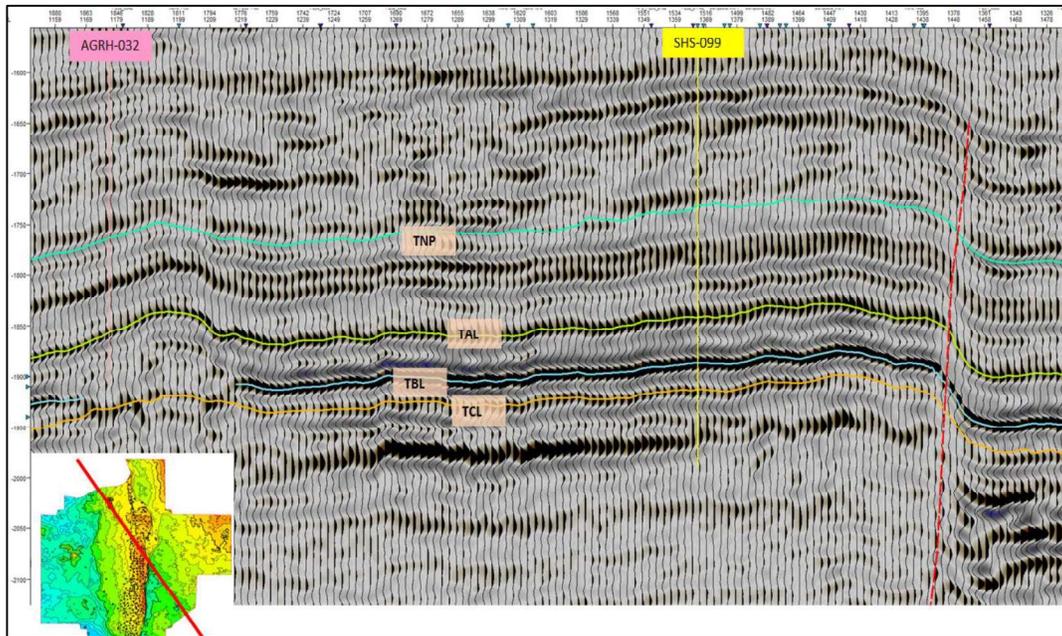


Figura 5. Traza Sísmica Campo Aguarico - Shushufindi NO-SE
Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

1.1.4. Geología

El campo Shushufindi - Aguarico presenta en su estructura, y como resultado de la inversión tectónica del Cretácico Tardío, un anticlinal asimétrico alargado con orientación Norte-Sur. Tiene tres estructuras principales: dos dentro de lo que se denomina anticlinal Shushufindi y una denominada Aguarico, dispuesta en echelón que cambia su dirección a Noroeste-Sureste (Petroamazonas EP, 2017).

Su flanco oriental está limitado por un sistema de fallas de traspresión dextral, que son parte de una gran estructura en flor. El salto de falla alcanza a valores cercanos a los 200 pies. A la base de la caliza A la estructura tiene una longitud aproximada de 35 km y un ancho entre 6 y 7 km (Petroamazonas EP, 2017).

La figura 6 muestra el mapa estructural de la arenisca "T" del campo Shushufindi - Aguarico.

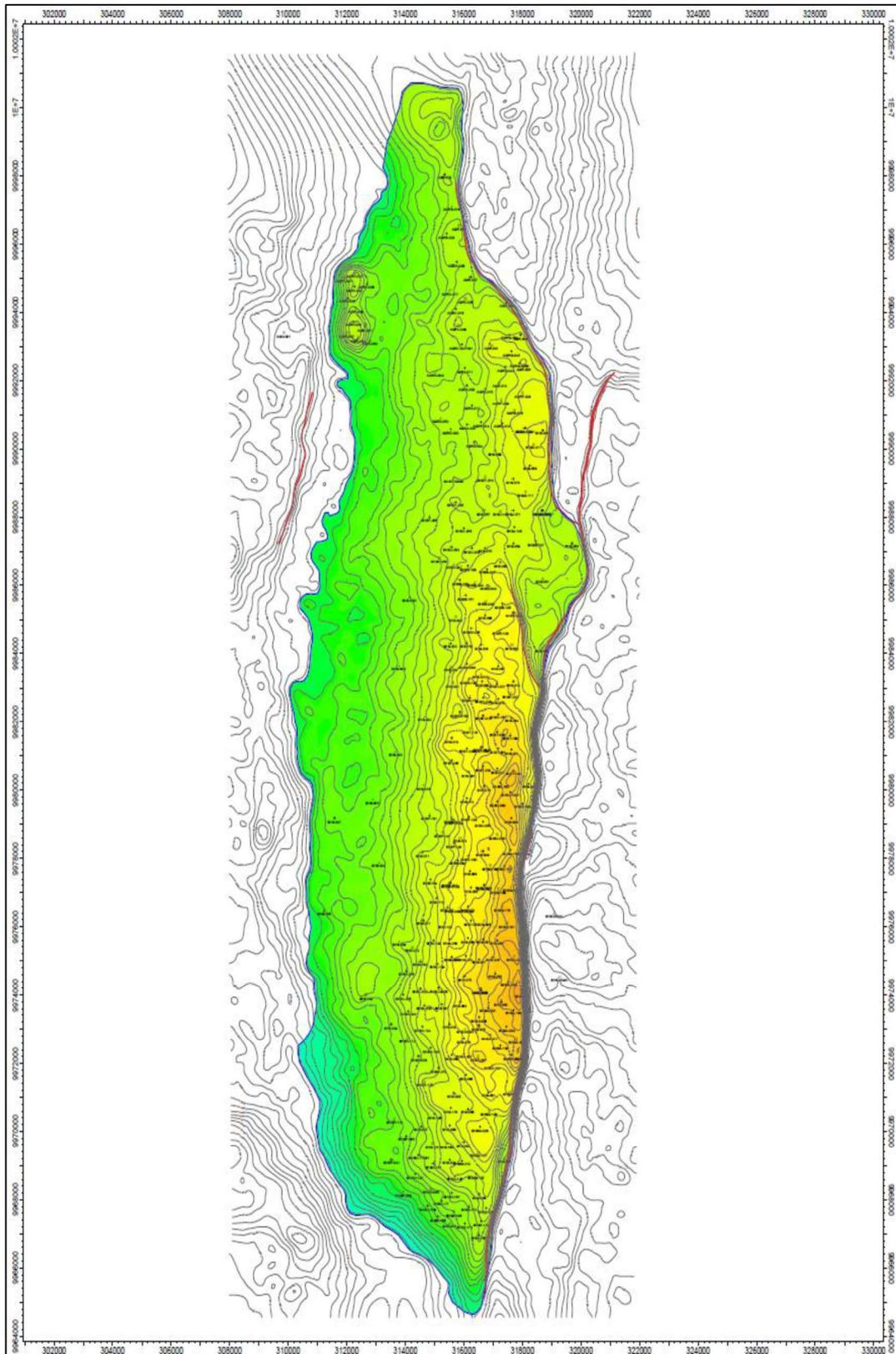


Figura 6. Mapa Estructura de la Arenisca T, Campo Shushufindi-Aguarico

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

1.1.4.1. Litoestratigrafía

Los principales reservorios del Campo Shushufindi y que presentan un mayor potencial hidrocarbúfero son: la arenisca T, arenisca U y Basal Tena.

La columna estratigráfica del Campo Shushufindi se muestra en la figura 7.

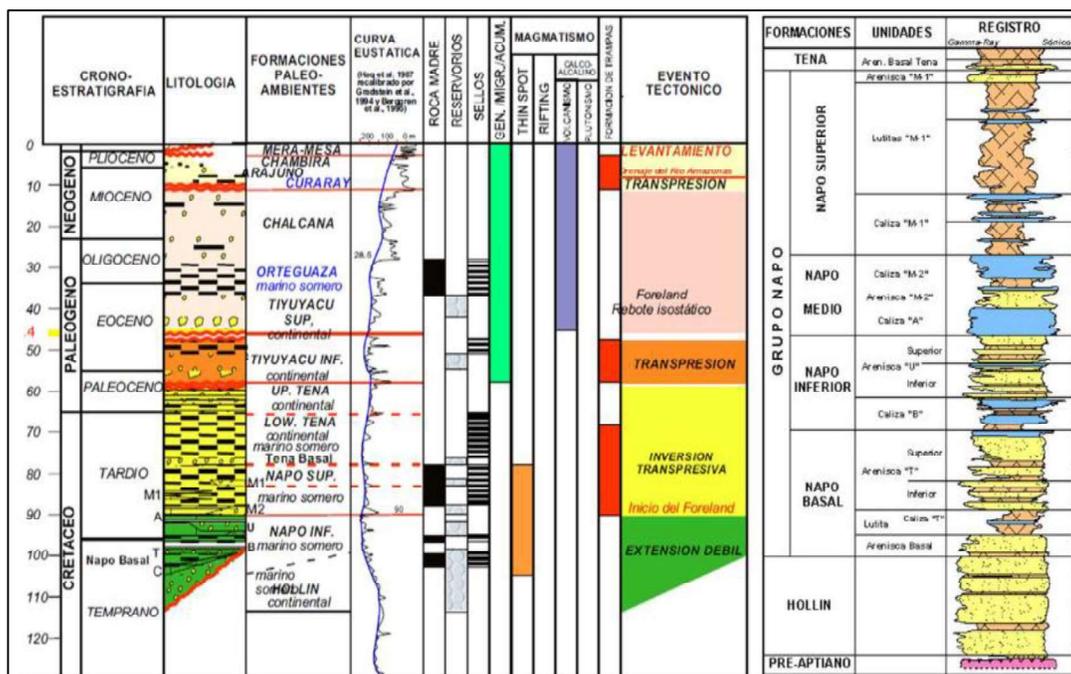


Figura 7. Columna Estratigráfica del Campo Shushufindi

Fuente: (Jaillard et al., 1997)

a) Arenisca T

Es de grano medio a grueso con ocasionales finos, con minerales semejantes a la arenisca U, presenta superior permeabilidad y porosidad en la base de la arenisca. La matriz es caolinítica y en menor propiedad clorítica (Petroamazonas EP, 2017).

La porosidad total es intergranular y esporádicamente intragranular con un valor promedio de 18% al igual que en la arenisca U, mientras que la porosidad efectiva es de alrededor del 15% (Petroamazonas EP, 2017).

b) Arenisca U

Es una arenisca cuarzosa. Tiene presencia esporádica de feldespatos y fragmentos líticos. Entre los minerales accesorios figuran el circón, muscovita, y glauconita (Petroamazonas EP, 2017).

La caolinita es la arcilla predominante y ocasionalmente intragranular por disolución de feldespatos. Tiene una porosidad total promedio de 19% y una porosidad efectiva de 15%, con una permeabilidad absoluta de entre 250 y 400 mD (Petroamazonas EP, 2017).

c) Arenisca Basal Tena

Basal Tena presenta una estructura granodecreciente y de menor espesor, su porosidad promedio es de alrededor de 15% (Petroamazonas EP, 2017).

1.1.4.2. Espesores

El campo Shushufindi presenta un promedio de espesor total de 60-145 ft para la arena "T superior" y de 30 - 110 ft para la arena "T inferior" (Enriquez & Feijóo, 2008). La figura 8 muestra el mapa de espesor neto de pago de la arenisca T.

1.1.5. Reservorios

1.1.5.1. Análisis PVT

Para determinar las propiedades de los fluidos del reservorio es necesario disponer con análisis PVT (presión, volumen y temperatura), a partir de los cuales se pueden realizar estudios al yacimiento y así poder desarrollarlos. Estas muestras se toman al principio de la vida productiva del yacimiento por lo que adicionalmente se debe conocer cómo van cambiando las propiedades originales del mismo a medida que, debido a la producción, cambia la composición de los hidrocarburos (Paris de Ferrer, 2009).

Las tablas 1, 2, 3 y 4 muestran el resumen de los análisis PVT de la arenisca "T" del campo Shushufindi; datos utilizados en este trabajo.

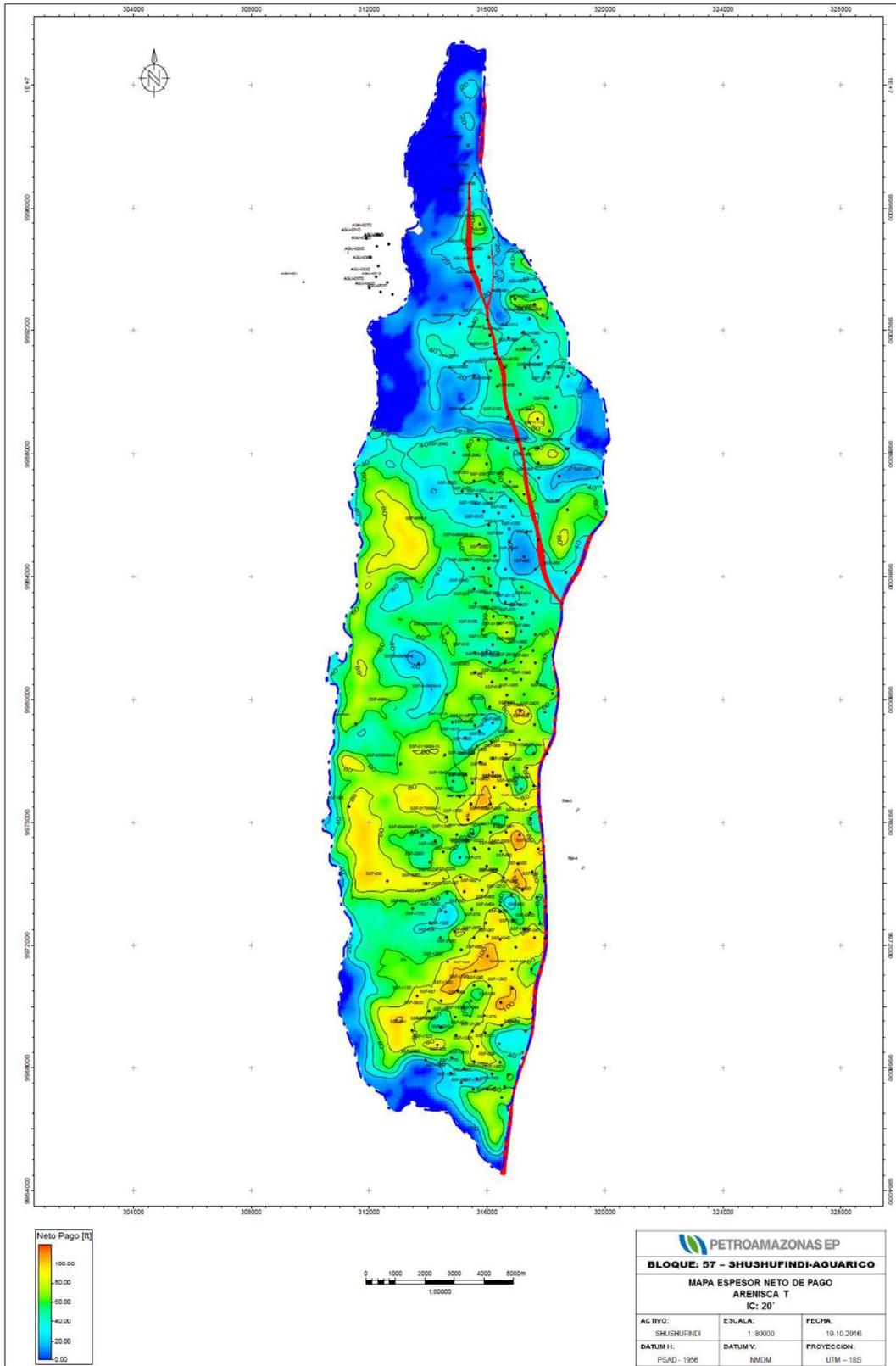


Figura 8. Mapa Espesor Neto de Pago de la Arenisca T, Octubre 2016

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

Tabla 1. Resumen de análisis PVT para T, pozo SHS-003

ANÁLISIS PVT ARENA T, SHUSHUFINDI-3	
<i>Parámetros</i>	<i>Resultados</i>
Factor volumétrico del petróleo (β_o , vol/vol)	1,3410
Viscosidad del petróleo (μ_o , cp)	2,393
Presión de burbuja (P_b , PSI)	1043
Relación de solubilidad (R_s , SCF/STB)	415
Temperatura del reservorio ($^{\circ}$ F)	220
Año PVT	1973
Profundidad (ft)	9376

Fuente: (Petroamazonas EP, Departamento de reservorios 2018)

Tabla 2. Resumen de análisis PVT para T interior, pozo SHS-63

ANÁLISIS PVT ARENA Ti, SHUSHUFINDI-63	
<i>Parámetros</i>	<i>Resultados</i>
Factor volumétrico del petróleo (β_o , vol/vol)	1,2575
Presión de burbuja (P_b , PSI)	950
Relación de solubilidad (R_s , SCF/STB)	275
Temperatura del reservorio ($^{\circ}$ F)	218
$^{\circ}$ API	32,1
Año PVT	1989
Intervalo (ft)	9274-9321

Fuente: (Petroamazonas EP, Departamento de reservorios 2018)

Tabla 3. Resumen de análisis PVT para T inferior, pozo SHS-A2

ANÁLISIS PVT ARENA Ti, SHUSHUFINDI- A2	
<i>Parámetros</i>	<i>Resultados</i>
Factor volumétrico del petróleo (β_o , vol/vol)	1,232
Viscosidad del petróleo (μ_o , cp)	0,715
Presión de burbuja (P_b , PSI)	1100
Relación de solubilidad (R_s , SCF/STB)	400
Temperatura del reservorio ($^{\circ}$ F)	215
$^{\circ}$ API	34,9
Año PVT	1970
Intervalo (ft)	9215-9275

Fuente: (Petroamazonas EP, Departamento de reservorios 2018)

Tabla 4. Resumen de análisis PVT para T inferior, pozo SHS-A30

ANÁLISIS PVT ARENA Ti, SHUSHUFINDI A-30	
<i>Parámetros</i>	<i>Resultados</i>
Factor volumétrico del petróleo (β_o , vol/vol)	1,341
Viscosidad del petróleo (μ_o , cp)	0,856
Presión de burbuja (P_b , PSI)	1043
Relación de solubilidad (R_s , SCF/STB)	419
Temperatura del reservorio ($^{\circ}$ F)	220
$^{\circ}$ API	33,5
Año PVT	1973
Intervalo	9438-9528

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

1.1.6. Producción del Campo Shushufindi

1.1.6.1. Historial de Producción

El historial de producción del campo Sushufindi-Aguarico desde 1972 cuando se inició su explotación hasta el año 2017, se presenta en la figura 9.

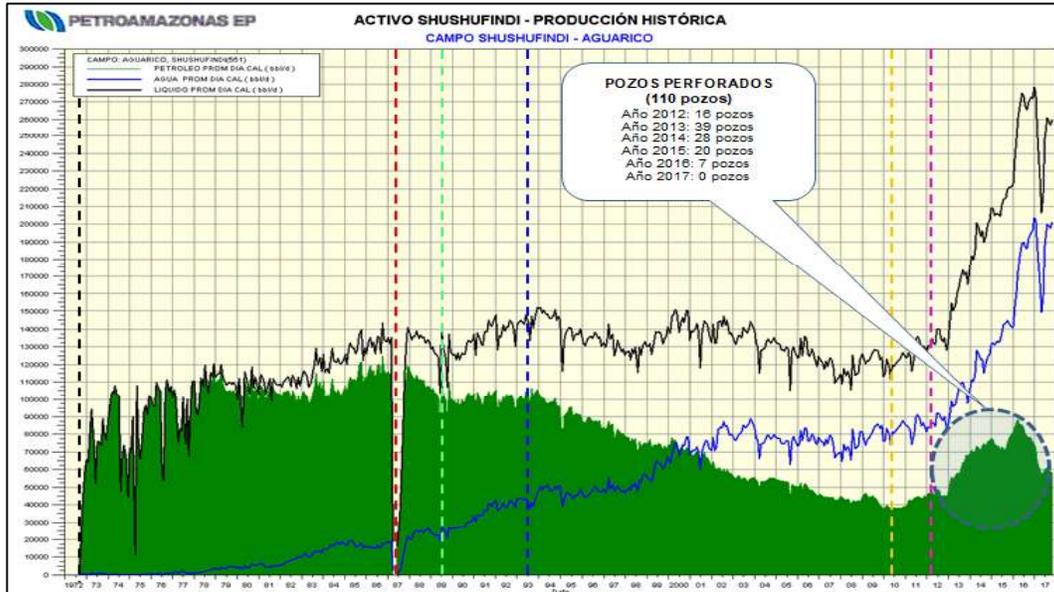


Figura 9. Historial de Producción Campos Shushufindi-Aguarico

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

1.1.6.2. Estado Actual de los Pozos

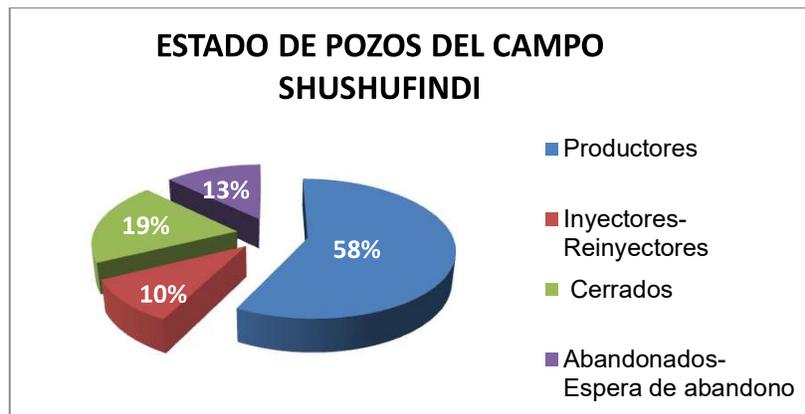


Figura 10. Gráfico del estado actual de los pozos de Campo Shushufindi

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Elaboración: Cristina Morillo

En el campo Shushufindi se han perforado 226, de los cuales el 58 % se encuentra produciendo, el 19 % está cerrado, el 5 % se encuentra abandonado y el 8 % en espera de abandono, además de 3 pozos inyectoros y 20 re-inyectoros; ver figura 10.

El estado de los pozos del Campo Shushunfindi, cerrados, produciendo, abandonados y en espera de abandono a mayo del 2018, se presentan en las tablas 5, 6, 7 y 8, respectivamente.

Tabla 5. Pozos Productores del Campo Shushufindi por estación, mayo 2018

PRODUCTORES				
CENTRAL	NORTE		SUR	SUR-OESTE
SHS-009	SHS-01	SHS-153	SHSA-002	SHS-024
SHS-011	SHS-036	SHSH-154	SHS-020B	SHSM-026
SHSE-012B	SHS-043	SHSH-155	SHS-023	SHS-027
SHS-042B	SHSR-049	SHST-196	SHS-028	SHS-061
SHSU-065	SHSC-053	SHSW-199	SHS-045B	SHS-069
SHS-073	SHS-054	SHSH-201	SHS-067	SHS-085
SHS-074	SHST-062B	SHS-203	SHS-068	SHS-094
SHS-080	SHS-063	SHSW-205	SHS-075	SHSO-128
SHSE-084	SHS-064	SHSC-206	SHS-079	SHSO-131
SHS-089	SHS-066	SHSC-208	SHS-082	SHSO-132
SHSE-096HR1	SHS-070	SHST-233	SHS-091	SHSM-137
SHSK-106	SHSJ-071	SHST-234	SHS-092	SHSZ-138
SHSI-119	SHS-072	SHST-235	SHS-095	SHSZ-165
SHSI-133	SHS-077	SHSH-238	SHS-097	SHSO-168
SHSI-134	SHS-078	SHSB-245	SHSA-122	SHSZ-169
SHSF-139	SHS-081	SHST-261	SHSN-124	SHSZ-170
SHSF-140	SHS-086	SHSS-52B	SHS-126	SHSZ-173
SHSG-159	SHS-087	SHS-059	SHSN-130	SHSZ-174
SHSG-160	SHSW-088	SHS-076	SHSA-163	SHSO-175S1
SHS-185	SHST-098	SHSS-107	SHS-179	SHSZ-177
SHS-187	SHS-099	SHS-001I (Reiny)	SHSA-183	SHSO-181
SHSV-190	SHST-109	SHSB-003I (Iny)	SHSL-184	SHSZ-188
SHSF-191	SHSB-136	SHS-058I (Reiny)	SHSD-217	SHSM-212
SHSV-192	SHSY-145	SHSR-108I (Reiny)	SHSL-220	SHSP-293
SHSI-256	SHSJ-146	SHSB-244I (Iny)	SHSA-221	SHS-025I (Reiny)
SHS-257	SHSB-150	SHSB-246I (Reiny)	SHS-222	SHS-050I (Reiny)
SHSV-292	SHSB-151	SHSC-247I (Iny)	SHSN-224	SHSP-113I (Reiny)
SHS-295			SHSL-225	SHSM-127I (Reiny)
SHSF-003I (Reiny)			SHSL-226	SHSM-129I (Reiny)
SHS-005I (Reiny)			SHS-228	
SHS-013I (Reiny)			SHSD-267	
SHSK-021I (Reiny)			SHS-002I (Reiny)	
SHSG-118I (Reiny)			SHS-004I (Reiny)	
SHSG-161I (Reiny)			SHS-047I (Reiny)	
			SHSD-104I (Reiny)	
			SHSN-172I (Reiny)	

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Tabla 6. Pozos Cerrados del Campo Shushufindi por estación, mayo 2018

CERRADOS				
CENTRAL	NORTE		SUR	SUR-OESTE
SHSF-010B	SHS-031	SHS-056	SHS-06B	SHSO-35
SHS-044	SHS-046	SHS-057	SHSD-07	SHS-101
SHS-083	SHS-051	SHSX-123	SHSN-125	SHS-038I
SHSV-090	SHSS-111	SHSX-211 Alto BSW	SHS-180	SHSP-286I (REINY)
SHSF-141	SHST-116	SHSC-250	SHSA-290	
SHSI-162	SHSB-135	WIW 4		
SHSI-164	SHSJ-149	WIW 2		
SHSG-189	SHSH-202	WIW 3		
SHSI-272	SHS-204	SHS-032 (WIW-05)		
SHS-020AI (Reiny)	SHSY-209	SHS-004A (WIW-07)		
SHS-033I (Reiny)	SHSY-210	SHS-040 (WIW-08)		
SHS-042AI				
WIW 1				

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Tabla 7. Pozos en espera de abandono del Campo Shushufindi, mayo 2018

ESPERANDO ABANDONO			
POZO	FECHA ÚLTIMO TRABAJO	ESTACIÓN	CAUSA
SHS-014	03-Apr-15	Norte	WO-Suspendido
SHS-15A	17-Feb-05	Norte	Roto el casing @ 2500'
SHSH-015B	01-Dec-11	Norte	Pescado de fondo sin facilidades de superficie.
SHS-016	30-May-93	Central	Alto corte de agua + pescado equipo BES.
SHS-019	30-Sep-14	Central	Alto corte de agua./ Punta Libre
SHS-22A	13-Apr-08	Sur	Pescado equipo BES
SHS-22B	27-Jul-08	Sur	Pescado Drill Colar, Analizar posible pesca.
SHS-029	07-Jan-11	Sur	Pecado Equipo BES. Analizar pesca
SHS-30	24-Mar-05	Sur	Comunicación Tbg -Csg. Sin facilidades + Problemas comunitarios
SHS-037	27-Jan-11	Central	Sin Completación y falta de facilidades, problemas con la comunidad.
SHS-041	19-Jun-12	Sur Oeste	Comunicación TBG-CSG + bajo aporte
SHS-60	05-Aug-09	Norte	Pescado BES, sin facilidades de superficie.
SHSV-102H	24-Sep-17	Central	Alto corte de agua./ Punta Libre
SHS-105	11-Sep-12	Central	BSW=100% con BHA de BM. Sin facilidades.
SHS-110D	30-Jul-12	Central	Pescado: Equipó BES + Drill Pipe pescado @ 9595', daño en el casing.
SHSN-216	02-May-14	Sur	Pescado Completación de fondo.
SHSF-18 (WIW-09)	15-Oct-10	Central	Sin Completación.
SHS-093I	31-Oct-07	Sur	Problemas con la comunidad.

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

Tabla 8. Pozos Abandonados del Campo Shushufindi, mayo 2018

ABANDONADOS		
POZO	FECHA	ESTACIÓN
SHS-006A	5-Feb-2009	Sur
SHS-008	1-Sep-2004	Central
SHS-010	3-Jan-2005	Central
SHS-012A	8-Oct-2000	Central
SHSI-17	20-Oct-2014	Central
SHS-034	22-Sep-1983	Sur
SHS-039	24-Jun-1987	Sur-Oeste
SHS-045A	12-Sep-2007	Sur
SHS-048	25-Oct-2007	Sur
SHS-052	14-Apr-2003	Norte
SHS-055	No se dispone información en campo, abandonado con 2 tapones de cemento y pescado	Norte
SHS-062	29-Aug-2003	Norte

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

1.2. Propiedades Petrofísicas del Reservorio

Las propiedades petrofísicas se constituyen en las propiedades físicas y químicas de las rocas y la interacción entre la roca y el fluido que contiene. Las propiedades petrofísicas definen la capacidad de flujo y almacenamiento de un reservorio (Sivila Angulo, 2007).

1.2.1. Porosidad

La porosidad es el espacio vacío en la roca e indica la habilidad que posee para contener fluidos; está definida como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (Escobar, 2000). La tabla 9 muestra la escala de valores de porosidad para estimar su calidad.

Tabla 9. Calidad de la Porosidad

Calidad	Porosidad, %
Muy Buena	> 20
Buena	15 - 20
Moderada	10 - 15
Pobre	5 - 10
Muy Pobre	< 5

Fuente: (Paris de Ferrer, 2009)

1.2.2. Saturación de Fluidos

La saturación de fluidos expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso; se representa por el volumen total del fluido en relación con el volumen poroso (Escobar, 2000).

1.2.3. Permeabilidad

Es la capacidad que presenta la roca para dejar pasar fluido por el medio poroso; se mide en darcies o milidarcies (Paris de Ferrer, 2009).

La permeabilidad se define como una propiedad de la formación independiente del fluido que contenga, es una medida del grado y tamaño en que están interconectados los poros y determina el comportamiento del reservorio y del pozo (Schlumberger, 2002 b).

1.2.4. Propiedades Petrofísicas del Campo Shushufindi

En las tablas 10, 11, 12 y 13 se presentan las propiedades petrofísicas de la arena "T" en cada pozo analizado del campo Shushufindi.

Tabla 10. Parámetros Petrofísicos de Arena "T" Shushufindi Zona Sur Oeste (TVD)

Pozo	Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Vol Arcilla Promedio	Porosidad Promedio	Saturación de agua	Permeabilidad promedio
SHS-024	Ti	9432	9525	0,195	0,188	0,25	1646,78
SHS-085	Ts	9229	9308	0,175	0,145	0,53	567,375
	Ti	9308	9399	0,072	0,194	0,253	1865,66
SHSM-026	Ts	9253	9338	0,196	0,153	0,487	661,941
	Ti	9338	9411	0,111	0,2	0,227	2158,66
SHSM-127	Ti	9379,273	9470,269	0,16	0,164	0,394	1197,5
SHSM-129	Ti	9334,264	9409,257	0,098	0,194	0,365	1772,08
SHSO-175S1	Ti	9508,252	9595,546	0,075	0,186	0,311	1602,69
SHSP-113	Ti	9524,368	9609,987	0,098	0,19	0,262	1814,39

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Tabla 11. Parámetros Petrofísicos de Arena "T" Shushufindi Zona Central (TVD)

Pozo	Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Vol Arcilla Promedio	Porosidad Promedio	Saturación de agua	Permeabilidad promedio
SHS-011	Ti	9379	9461	0,101	0,168	0,367	998,484
SHS-019	Ti	9227	9309	0,117	0,2	0,329	2525,26
SHS-020B	Ti	9291	9379	0,15	0,183	0,282	1509,62
SHS-074	Ti	9282	9361	0,109	0,2	0,212	2044,23
SHS-080	Ti	9250	9345	0,1	0,194	0,165	1730,21
SHS-081	Ti	9304	9384	0,064	0,189	0,328	1697,53
SHS-105	Ti	9534	9628	0,107	0,171	0,346	1074,65
SHS-295	Ts	9208,17	9279,17	0,153	0,143	0,39	641,313
	Ti	9279,17	9364,16	0,114	0,177	0,279	1463,09
SHSF-140	Ti	9322,42	9404,42	0,1	0,157	0,346	892,905
SHSF-191	Ti	9371,96	9459,64	0,082	0,19	0,192	1952,54
SHSG-118	Ti	9199,14	9287,14	0,205	0,127	0,363	334,635
SHSG-160	Ti	9257,07	9342,32	0,084	0,189	0,284	1780,58
SHSI-119	Ti	9354,78	9432,16	0,089	0,172	0,344	1192,73
SHSI-133	Ti	9349,27	9432,26	0,167	0,148	0,353	607,629
SHSI-162	Ti	9401,21	9501,64	0,122	0,183	0,342	1411,1
SHSI-164	Ti	9377,47	9429,64	0,161	0,167	0,329	980,34
SHSI-256	Ti	9328,09	9415,42	0,069	0,177	0,279	1320,64
SHSK-106	Ti	9178,80	9261,79	0,067	0,2	0,286	2053,56
SHSV-090	Ti	9228	9299	0,132	0,172	0,312	1080,13

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Tabla 12. Parámetros Petrofísicos de Arena "T" Shushufindi Zona Sur (TVD)

Pozo	Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Vol Arcilla Promedio	Porosidad Promedio	Saturación de agua	Permeabilidad promedio
SHS-023	Ti	9300	9385	0,147	0,109	0,375	177,572
SHS-045B	Ts	9171	9240	0,174	0,148	0,449	664,862
SHS-075	Ti	9242	9346	0,14	0,162	0,124	951,236
SHS-079	Ts	9248	9320	0,285	0,211	0,53	2278,96
	Ti	9320	9405	0,156	0,217	0,2	2919,25
SHS-091	Ti	9170	9267	0,122	0,206	0,187	2475,99
SHS-092	Ti	9175	9267	0,173	0,183	0,185	1606,37
SHS-095	Ts	9279	9351	0,122	0,169	0,343	1097,74
SHS-097	Ti	9339	9429	0,16	0,158	0,329	886,2
SHS-126	Ts	9345,294	9421,253	0,316	0,187	0,445	2088,04
SHS-179	Ts	9281,066	9353,058	0,143	0,164	0,362	956,176
	Ti	9353,058	9445,044	0,224	0,16	0,337	1054,68
SHSA-122	Ts	9177,134	9249,099	0,322	0,107	0,395	167,784
	Ti	9249,099	9353,056	0,166	0,191	0,235	1664,02
SHSD-007	Ts	9177	9250	0,355	0,091	0,504	81,138
	Ti	9250	9348	0,083	0,177	0,219	1218,11
SHSD-104	Ti	9269,52	9365,494	0,131	0,194	0,333	1979,23
SHSD-217	Ts	9173,547	9243,063	0,115	0,173	0,288	1149,93
SHSL-225	Ts	9298,571	9376,562	0,148	0,141	0,253	599,575
	Ti	9376,562	9478,543	0,121	0,186	0,252	1512,25

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Tabla 13. Parámetros Petrofísicos de Arena “T” Shushufindi Zona Norte (TVD)

Pozo	Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Vol de arcilla promedio	Porosidad Promedio	Saturación de Agua	Permeabilidad promedio
SHS-014	Ts	9200	9261	0,229	0,107	0,511	170,138
	Ti	9261	9327	0,184	0,158	0,284	836,659
SHS-043	Ti	9267	9346	0,16	0,159	0,273	1017,38
SHS-051	Ti	9380	9441	0,177	0,158	0,289	1007,78
SHS-056	Ti	9372	9432	0,149	0,16	0,178	829,097
SHS-057	Ti	9362	9423	0,14	0,162	0,279	1059,42
SHS-063	Ti	9267	9325	0,225	0,135	0,226	538,534
SHS-077	Ti	9231	9306	0,101	0,17	0,202	1134,76
SHS-087	Ti	9270	9337	0,102	0,175	0,328	1237,2
SHS-099	Ti	9288	9361	0,168	0,146	0,331	675,056
SHSB-135	Ti	9278,387	9344,383	0,27	0,14	0,363	508,382
SHSB-136	Ti	9383,669	9434,939	0,062	0,127	0,29	430,34
SHSB-151	Ti	9326,754	9396,629	0,079	0,165	0,274	1027,69
SHSB-245	Ti	9318,646	9375,616	0,122	0,16	0,251	923,426
SHSC-206	Ti	9386,396	9458,282	0,12	0,144	0,347	410,505
SHSC-208	Ti	9362,856	9431,246	0,103	0,146	0,298	637,443
SHSH-238	Ti	9302,727	9380,726	0,087	0,191	0,221	1670,18
SHSJ-149	Ti	9361,209	9435,186	0,109	0,167	0,216	1004,09
SHSS-052B	Ti	9395	9465	0,391	0,163	0,29	817,081
SHSS-111	Ts	9260,528	9305,286	0,13	0,143	0,481	630,132
	Ti	9305,286	9391,954	0,103	0,165	0,214	636,46
SHST-098	Ti	9272,758	9342,733	0,069	0,165	0,248	1016,9
SHST-109	Ti	9229,003	9305,974	0,103	0,17	0,246	1285,74
SHST-116	Ts	9284,833	9348,776	0,128	0,168	0,405	925,393
SHST-235	Ti	9368,866	9460,616	0,148	0,159	0,263	1111,18
SHSW-205	Ti	9317,523	9392,854	0,196	0,186	0,203	1446,33
SHSY-145	Ti	9387,958	9460,956	0,12	0,158	0,297	814,869
SHSY-209	Ts	9353,688	9425,249	0,135	0,15	0,414	817,388

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

1.3. Caracterización primaria del reservorio

1.3.1. Tipos de Fluidos

Se pueden clasificar a los fluidos de un reservorio de acuerdo a su compresibilidad isotérmica, teniendo así tres tipos de fluidos (Paris de Ferrer, 2009):

- Fluidos incompresibles
- Fluidos ligeramente compresibles
- Fluidos compresibles

El coeficiente de compresibilidad se expresa como:

✓ En términos del volumen de fluido:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad (1.1)$$

✓ En términos de la densidad del fluido:

$$c = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (1.2)$$

Donde V es el volumen, P es la presión y ρ la densidad.

La figura 11 muestra la variación del volumen y la densidad en función de la Presión para los diferentes tipos de fluido.

1.3.1.1. Fluido Incompresible

El volumen o densidad del fluido no cambia a medida que varía la presión. Este tipo de fluido se lo supone para fines prácticos debido a que en la realidad no existe (Paris de Ferrer, 2009); por lo tanto:

$$\frac{\partial V}{\partial P} = 0 \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial P} = 0 \quad (2.2)$$

1.3.1.2. Fluido Ligeramente Compresible

El volumen o densidad del fluido se modifica de forma muy reducida con la variación de la presión (Paris de Ferrer, 2009):

$$V = V_i[1 + c(P_i - P)] \quad (3.1)$$

$$\rho = \rho_i[1 + c(P_i - P)] \quad (3.2)$$

Donde P es la presión en $lpca$, V es el volumen a la presión P en ft^3 , V_i es el volumen a la presión inicial P_i y ρ_i es la densidad del fluido a la presión inicial de referencia en lb/ft^3 .

1.3.1.3. Fluido Compresible

El volumen cambia considerablemente a medida que varía la presión. Se considera compresibles a todos los gases y su ecuación de flujo se expresa por la ley de los gases reales (Paris de Ferrer, 2009):

$$V = \frac{znRT}{P} \quad (4)$$

Donde V es el volumen ocupado por el gas, P la presión, T la temperatura, R la constante universal de los gases, n número de moles de gas y z factor de compresibilidad del gas.

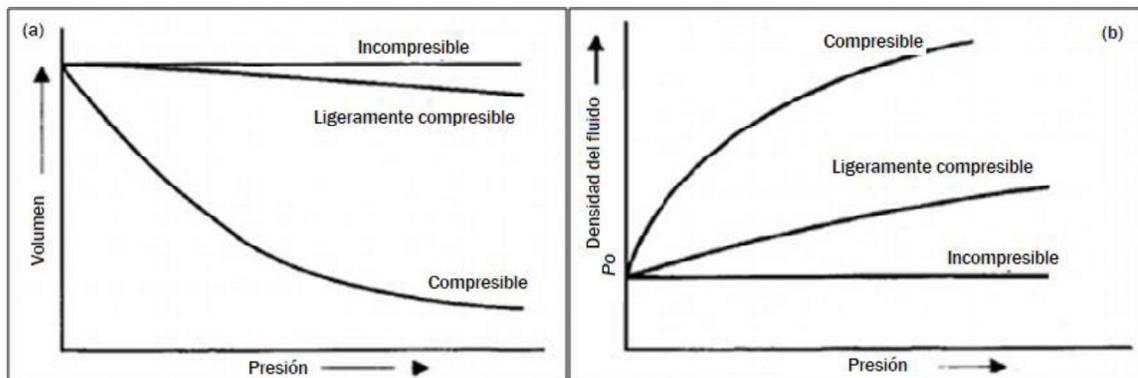


Figura 11. Variación del Volumen (a) y de la densidad (b) en función de la Presión para los diferentes tipos de fluido

Fuente: (Paris de Ferrer, 2009)

1.3.2. Regímenes de Flujo

1.3.2.1. Flujo Continuo (Estable o Estacionario)

Como se observa en la figura 12, durante el régimen de flujo continuo, la presión no cambia con el tiempo, es decir, no existe cambio de la presión en cualquier punto del reservorio en función del tiempo (Bourdet, 2002). Matemáticamente se lo expresa:

$$\frac{\partial P}{\partial T} = 0 \quad (5)$$

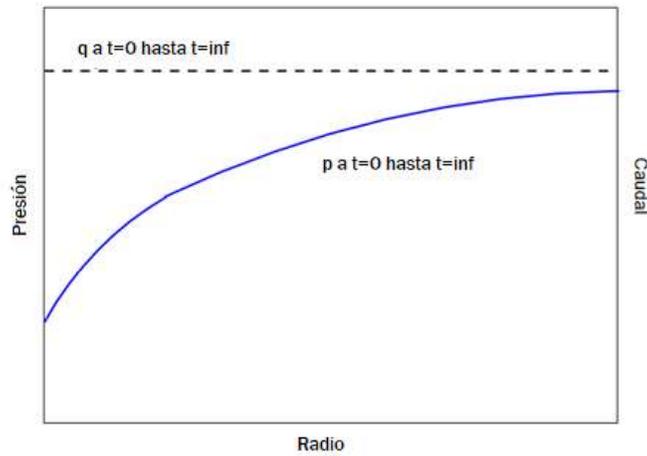


Figura 12. Flujo Continuo
Fuente (Escobar, 2000)

1.3.2.2. Flujo Pseudo-continuo (Pseudo-estable o Semi-estacionario)

Durante el régimen de flujo pseudo-continuo, con una tasa de producción constante, la caída de presión en cualquier punto del yacimiento se vuelve constante para cada unidad de tiempo como se muestra en la figura 13 (Bourdet, 2002). Matemáticamente se lo expresa:

$$\frac{\partial P}{\partial T} = \text{constante} \quad (6)$$

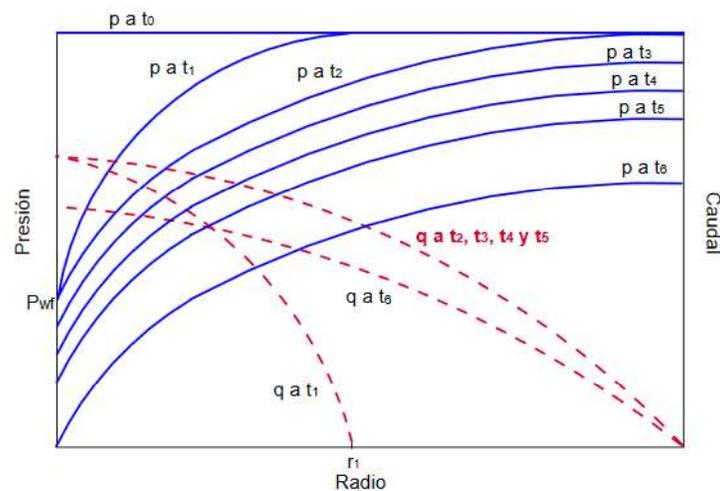


Figura 13. Estado Pseudo-continuo, q2 a q5
Fuente: (Escobar, 2000)

1.3.2.3. Flujo no Continuo (Transiente o Transitorio)

Durante el régimen de flujo no continuo, el cambio de la presión respecto al tiempo no es constante o cero como se muestra en la figura 14. Se observa respuestas de flujo transitorio antes de que se alcance la presión constante o los efectos de límite cerrado. La variación de la presión con respecto al tiempo es una función de la geometría del pozo y de las propiedades del reservorio como son: la permeabilidad y la heterogeneidad (Bourdet, 2002).

Matemáticamente se lo expresa:

$$\frac{\partial P}{\partial T} = f(x, y, z, t) \quad (7)$$

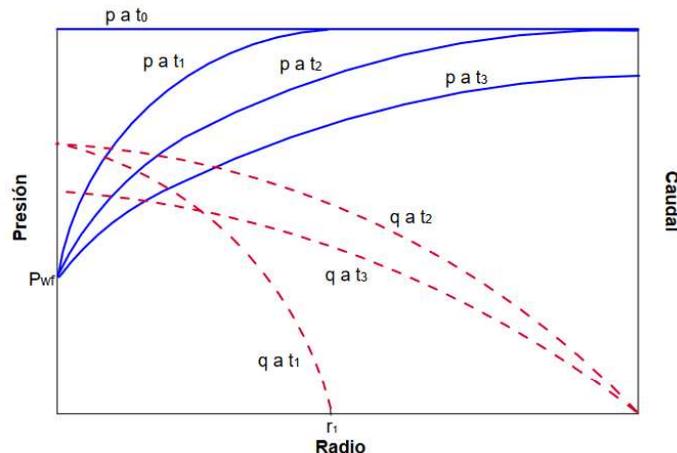


Figura 14. Flujo No Continuo

Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. (Escobar, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2000, pág. 26)

Usualmente, la interpretación de las pruebas de presión de los pozos se enfoca en la respuesta de presión transitoria. Esta condición se observa cerca de las condiciones del pozo y luego cuando el área de drenaje se expande, la respuesta de presión es característica de las propiedades del reservorio hasta que se observan los efectos límite, luego el régimen de flujo cambia a estado pseudo-estable o constante (Bourdet, 2002).

En la figura 15 se observa una comparación de la declinación de la presión en función del tiempo de los tres regímenes de flujo.

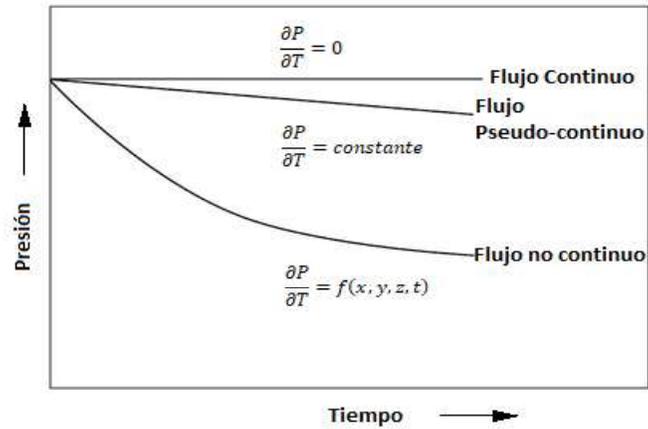


Figura 15. Regímenes de Flujo
Fuente: (Ahmed & McKinney, 2005)

1.3.3. Geometría de Flujo

1.3.3.1. Flujo Lineal

El flujo lineal ocurre cuando el fluido fluye en una sola dirección, las líneas de flujo son paralelas, además la sección transversal de flujo es constante como se observa en la figura 16. Se presenta en pozos hidráulicamente fracturados o en pozos horizontales (Ahmed & McKinney, 2005).

En el flujo lineal la curva de la derivada presenta un una pendiente positiva de 0,5 (Escobar, 2003).

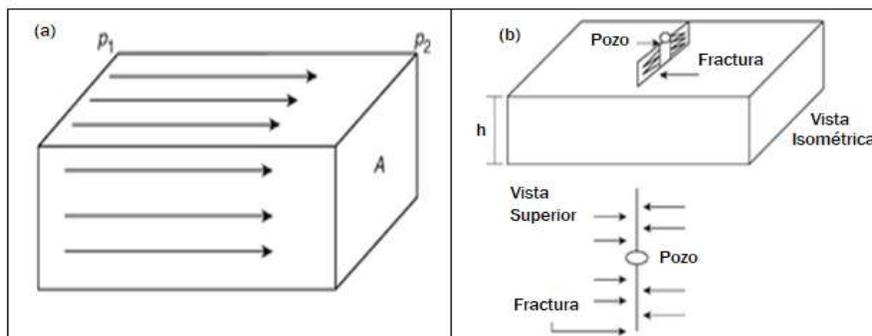


Figura 16. (a) Flujo Lineal. (b) Flujo lineal en una fractura vertical
Fuente: (Ahmed & McKinney, 2005)

1.3.3.2. Flujo Radial

El flujo radial ocurre cuando el reservorio no presenta heterogeneidades, las líneas de flujo son rectas y convergen hacia un cilindro circular como se muestra en la figura 17 (Ahmed & McKinney, 2005).



Figura 17. Flujo Radial

Fuente: (Ahmed & McKinney, 2005)

1.3.3.3. Flujo Esférico y Hemisférico

El flujo esférico y hemisférico se produce cuando las líneas de flujo convergen en un solo punto como se muestra en la figura 18, esto ocurre en pozos que presentan completación parcial o en formaciones parcialmente penetradas respectivamente. Cuando el flujo ocurre cerca al tope o a la base de la formación, se origina flujo hemisférico. Para ambos casos, la curva de la derivada presenta una pendiente negativa con valor de 0,5 (Escobar, 2003).

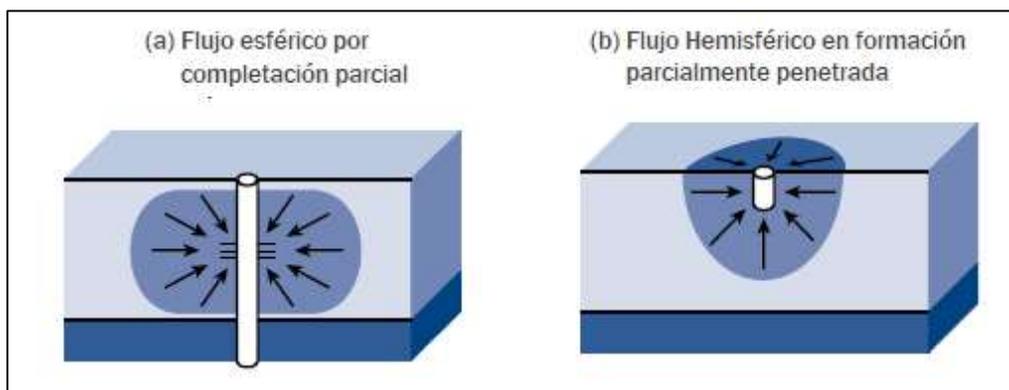


Figura 18. Régimenes de flujo esférico y hemisférico

Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

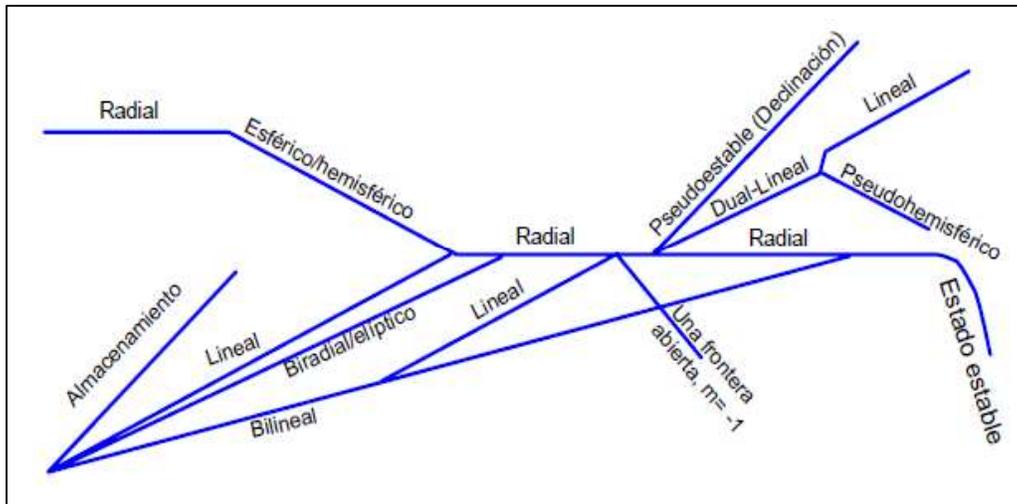


Figura 19. Padrón de identificación de regímenes de flujo

Fuente: (Escobar, 2003)

Cada régimen de flujo se identifica de acuerdo a un patrón que lo caracteriza presentados en la curva de la derivada de presión. La figura 19 muestra los patrones de régimen de flujo comúnmente observados en una prueba de presión y sirve como plantilla para la identificación de cada uno de ellos (Escobar, 2003).

En las figuras 20, 21 y 22 se presentan ejemplos de los tipos de geometrías de flujo presentados en una prueba de presión.

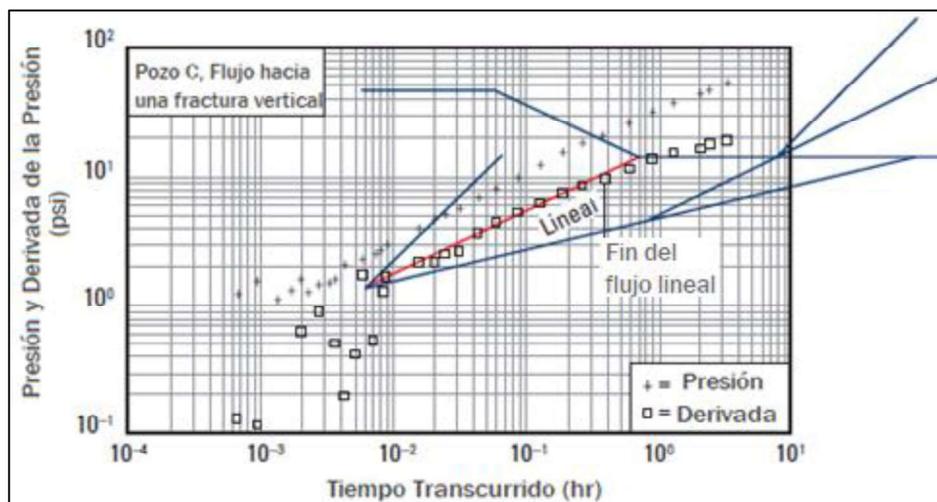


Figura 20. Ejemplo de Flujo Lineal presentado en una prueba de presión

Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

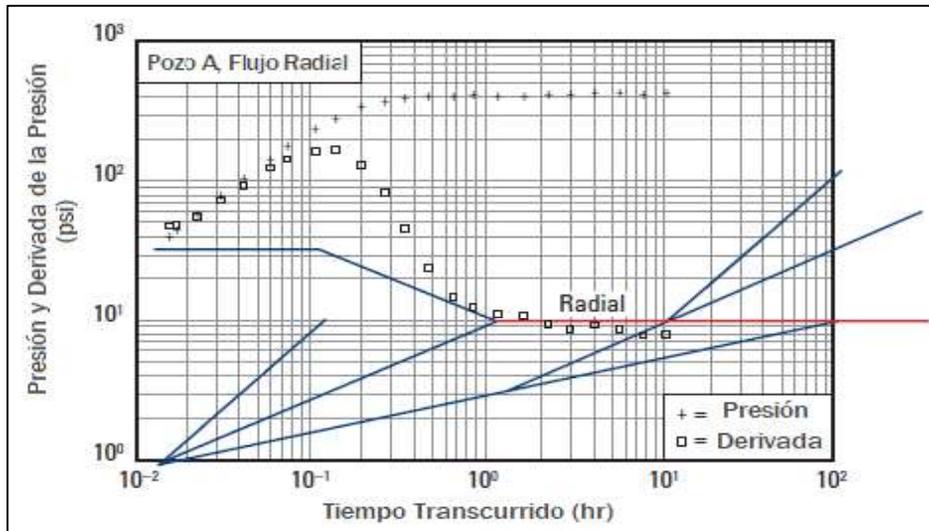


Figura 21. Ejemplo de Flujo Radial presentado en una prueba de presión
Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

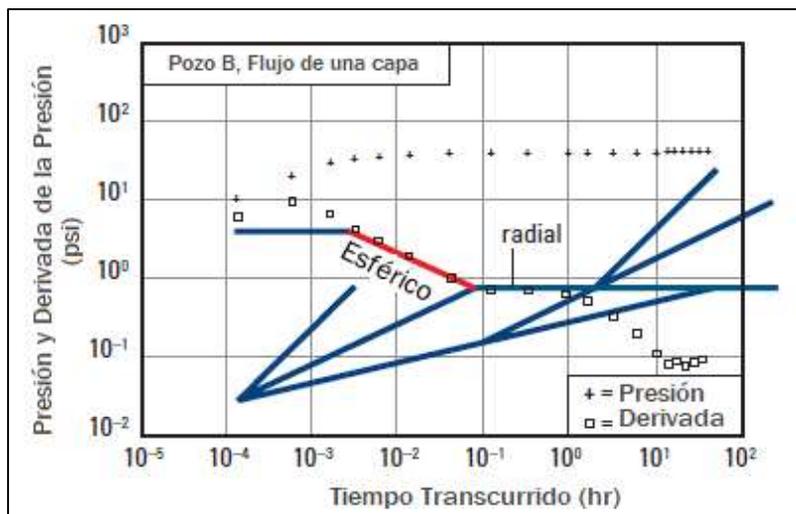


Figura 22. Ejemplo de Flujo Esférico presentado en una prueba de presión
Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

1.4. Prueba de Restauración de Presión (Build-up Test)

Se puede aplicar la prueba en todas las fases de producción y consiste en dejar producir al pozo el tiempo suficiente para que alcance un flujo estabilizado, luego se procede a cerrar el pozo por un período de tiempo mientras las presiones de fondo son monitoreadas y grabadas (Bourdet, 2002).

Los parámetros obtenidos a partir de esta prueba son (Escobar, 2003):

- ✓ Comportamiento del Yacimiento
- ✓ Permeabilidad
- ✓ Daño
- ✓ Longitud de fractura
- ✓ Presión de Yacimiento
- ✓ Fronteras

En la figura 23 se presentan los gráficos de caudal y presión vs tiempo cuando se realiza una prueba de restauración de presión.

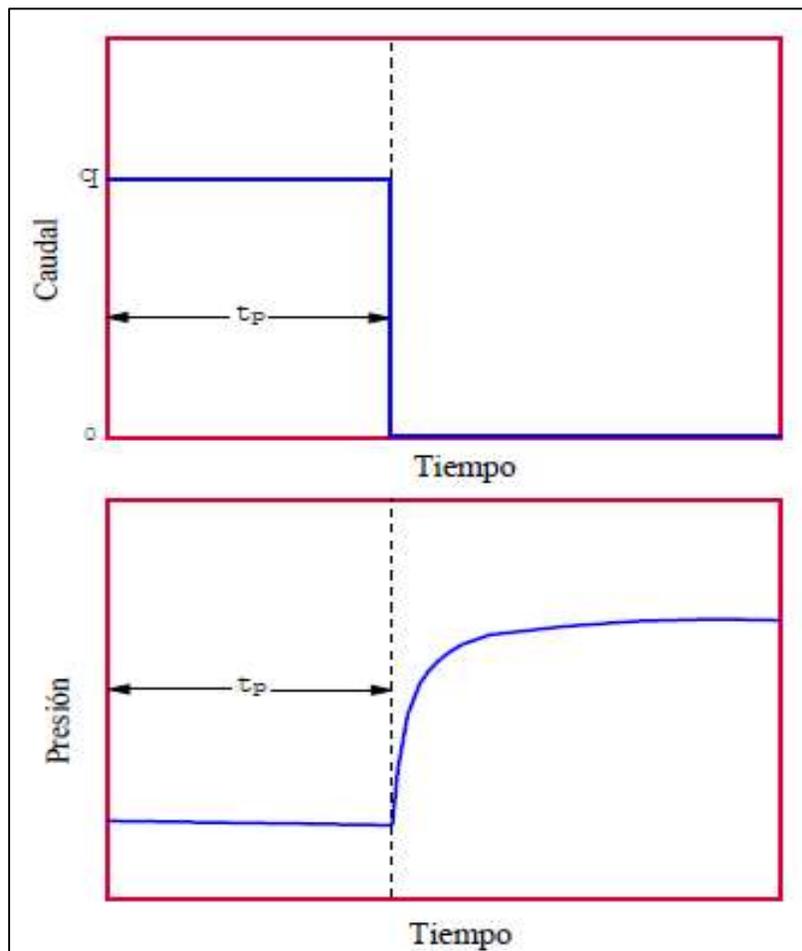


Figura 23. Build-up Test

Fuente: (Escobar, 2000)

Las desventajas que presenta esta prueba son la dificultad de lograr un flujo constante antes del cierre y la pérdida de producción durante el cierre (Horne, 1990).

1.5. Métodos de Análisis

1.5.1. Las variables adimensionales

Las soluciones obtenidas de las curvas tipo se presentan habitualmente en términos de variables adimensionales, de esta forma se puede presentar concisamente la solución de la ecuación de la difusividad para un gran rango de parámetros como porosidad, viscosidad, permeabilidad, compresibilidad total para las variables radio, presión y tiempo (r, P, t) (Valencia, 2011).

Se parte de la solución de la función Ei para la ecuación de flujo en términos de las definiciones de las variables adimensionales (SPE Internacional, 2015).

$$P_D = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad (8)$$

Para yacimientos cilíndricos con flujo radial se tiene:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (9.1)$$

$$t_D = \frac{k t}{3792 \phi \mu c_t r_w^2} \quad (9.2)$$

$$P_D = \frac{kh(P_i - P)}{141.2 q B \mu} \quad (9.3)$$

$$q_D = \frac{141.2 q B \mu}{k h (P_i - P)} \quad (9.4)$$

Para yacimientos que presenten diferentes formas geométricas se tiene:

$$t_{DA} = \frac{k t}{3792 \phi \mu c_t A} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \quad (9.5)$$

Donde:

k = permeabilidad (md)

h = espesor (ft)

P_i = Presión de reservorio inicial (psi)

q = Rata de producción (STB/d)

B = Factor volumétrico de la formación (BL/BF)

μ = Viscosidad (cp)

t = Tiempo (horas)

ϕ = Porosidad

r_w = Radio del pozo (ft)

c_t = Compresibilidad total (1/psi)

A = Área del reservorio = πr_e^2 (ft²)

r_e = Radio del reservorio (ft)

En modelos de yacimientos más realistas, las soluciones de la ecuación de difusividad también toman en cuenta el factor de daño, S y el coeficiente adimensional de almacenamiento del pozo, C_D (SPE Internacional, 2015).

$$C_D = \frac{0.8936 C}{\phi c_t h r_w^2} \quad (10)$$

Siendo la constante de almacenamiento C , el volumen de líquidos descargados del pozo por unidad de declinación de presión en el fondo del pozo frente a la formación, se tiene:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{144 A_{wb} g_c}{5.615 \rho g} \quad (10.1)$$

1.5.2. Método de la curva de Gringarten et al.

Gringarten et al. (1979) presentaron una curva tipo basada en una solución a la ecuación de la difusividad, desarrollada a partir de los siguientes supuestos: pozo vertical con rata de producción constante; reservorio infinito y homogéneo; monofásico y flujo de fluidos ligeramente compresible; factor de daño infinitesimal y el coeficiente de almacenamiento del pozo contante.

En su trabajo propusieron usar el tiempo adimensional definido como:

$$\frac{t_D}{C_D} = 0.000295 \frac{k h \Delta t}{\mu C} \quad (11)$$

En la curva tipo Gringarten, se grafica en coordenadas log-log, P_D vs t_D/C_D como se muestra en la figura 24.

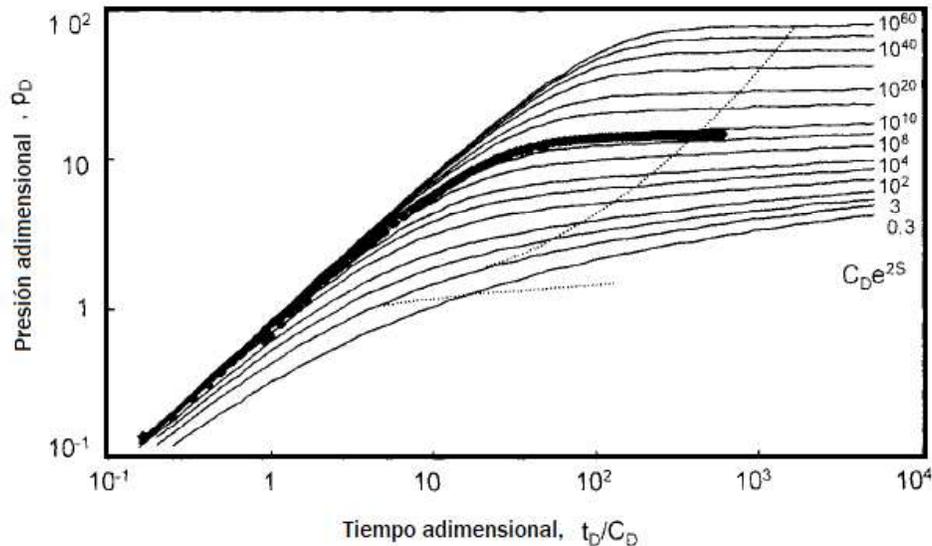


Figura 24. Curva Tipo Gringarten. Ejemplo de Build-up

Fuente: (Bourdet, 2002)

A cada curva corresponde un grupo adimensional $C_D e^{2S}$, que define la forma de las curvas. Las curvas pueden ser bastante similares y puede causar incertidumbre al momento de emparejar los datos de la prueba a la curva “única correcta” (Gringarten et al., 1979).

1.5.3. Método de la Derivada de Bourdet et al.

La curva tipo de la derivada hace referencia a la derivada logarítmica de la solución a la ecuación de difusividad presentada anteriormente en la curva (42) tipo Gringarten. Se considera la respuesta de la parte de la prueba en donde los efectos de almacenamiento han desaparecido, siendo descrita por la aproximación logarítmica de la solución de la función Ei (Bourdet, 2002):

$$P_i - P_{wf} = -70.6 \frac{q B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k t} \right) - 2S \right]$$

Donde:

P_i = Presión de reservorio inicial (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluente (psi)

S = Factor de daño

La derivada puede ser expresada como la derivada del tiempo t , multiplicado por el tiempo transcurrido Δt desde el comienzo del periodo (Bourdet, 2002).

$$\Delta P' = \frac{\partial \Delta P}{\partial \ln \Delta t} = \Delta t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} \quad (13)$$

$$\Delta P' = 70.6 \frac{q B \mu}{k h} = cte \quad (13.1)$$

En términos adimensionales la derivada se estabiliza en 0.5.

$$P'_D = \frac{\partial P_D}{\partial \ln(t_D/C_D)} = 0.5 \quad (13.2)$$

Cuando la respuesta de la presión está dominada completamente por el almacenamiento del pozo es decir todo el fluido producido proviene del pozo y ninguno de la formación, se tiene (Bourdet, 2002):

$$\Delta P = \frac{q B \Delta t}{24 C} \quad (14)$$

En términos de variables adimensionales, el derivado se convierte en:

$$P'_D = t_D \left(\frac{\partial P_D}{\partial t_D} \right) = \frac{t_D}{C_D} \quad (15)$$

Para fines prácticos se grafica P'_D vs $\frac{t_D}{C_D}$ como se presenta en la figura 25.

Los grupos adimensionales de los ejes de presión y tiempo son consistentes con la curva tipo de Gringarten et al., por lo que para el análisis se plotea en el mismo gráfico la curva tipo Gringarten y la de la derivada. A partir de la combinación de las dos curvas se puede realizar una estimación cualitativa del factor de daño. Si la curva de la derivada se eleva a un máximo y luego presenta una caída brusca se puede determinar que existe un gran daño en la formación como se muestra en la figura 26.

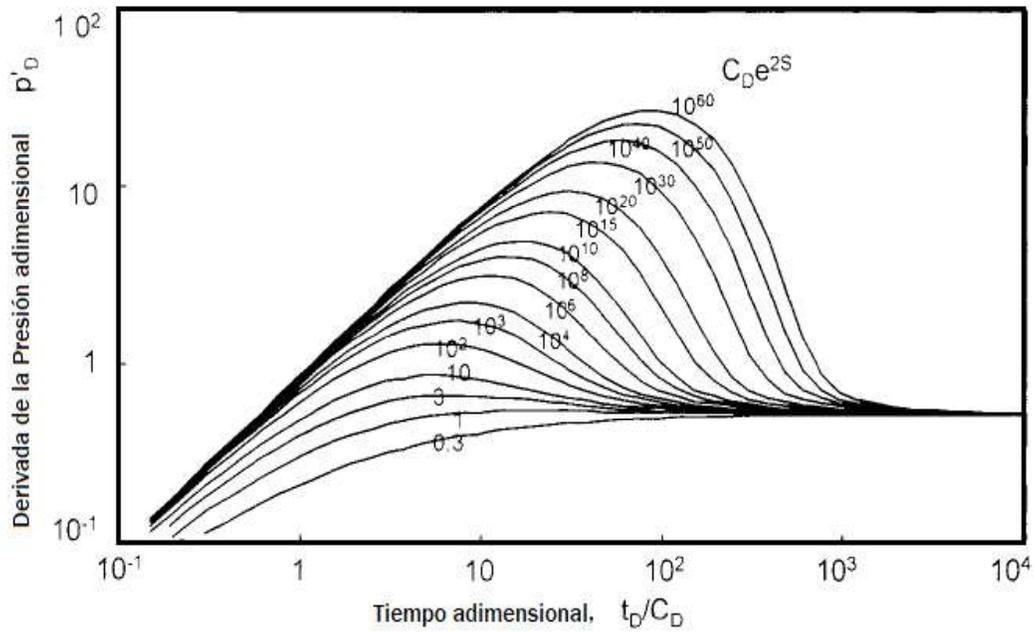


Figura 25. Curva Tipo Derivada de Bourdet para un pozo con almacenamiento y efectos de daño en un reservorio homogéneo

Fuente: (Bourdet, 2002)

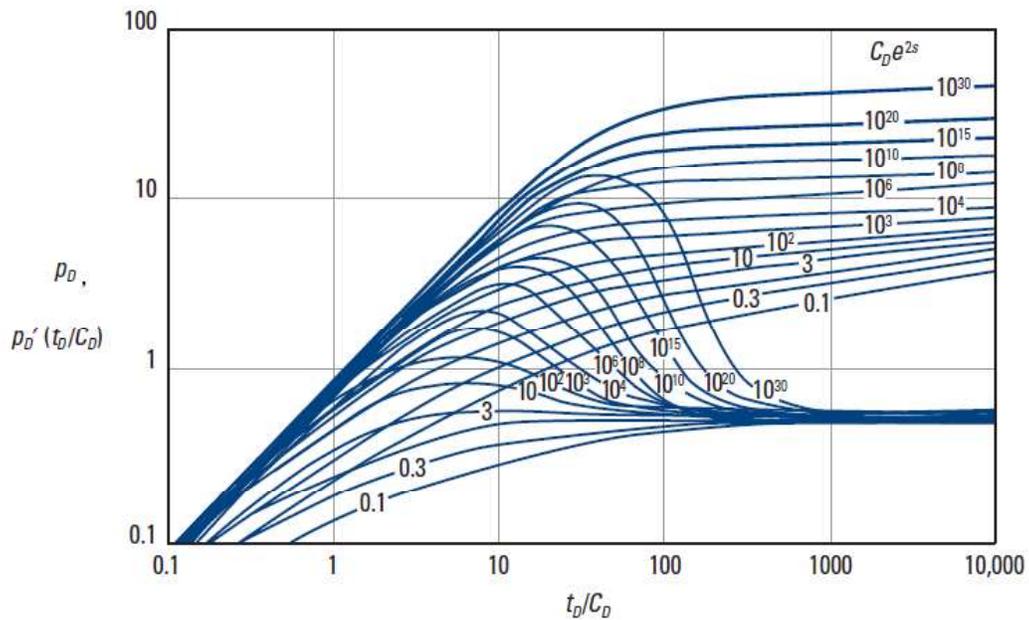


Figura 26. Curva de la Derivada combinada con curva tipo Gringarten para un pozo con almacenamiento y efectos de daño en un reservorio homogéneo

Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

1.5.4. Método de Horner

En 1951, Horner presentó un método en donde los periodos de flujo constante son ignorados y la presión de fondo de cierre P_{ws} , es graficada en función de una relación logarítmica de tasas de tiempo donde incluye el tiempo de producción previo $\log\left[\frac{(t+\Delta t)}{\Delta t}\right]$. Inicialmente este método se desarrolló para pruebas de declinación de presión pero fue modificado y adaptado para pruebas de restauración de presión de forma exitosa, siendo el primer método utilizado para determinar la presión estática del yacimiento usando la información del “transiente” (Alvarado, 2004).

Este método consiste en trazar una recta de pendiente m que se ajuste con la parte correspondiente al flujo radial de la gráfica de Horner. A partir del valor de esta pendiente se determina la permeabilidad efectiva del reservorio k , y si extendemos esta recta hasta interceptar el eje de las coordenadas cuando el tiempo de horner es igual a 1, se obtiene el valor de la P_i que es la presión inicial del reservorio extrapolado (Paguay et al., 2011).

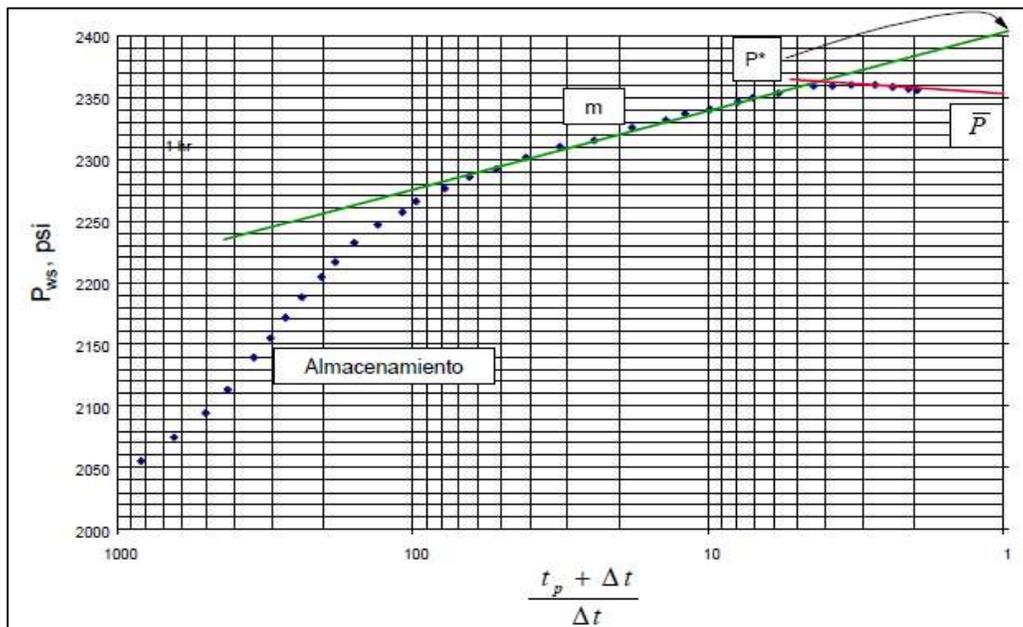


Figura 27. Gráfico de Horner - Comportamiento de la Presión

Fuente: (Escobar, 2000)

El procedimiento para el análisis del método de Horner es el siguiente (Borbon et al., 2013):

1. Graficar P_{ws} vs $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$
2. Identificar el periodo de flujo estable
3. Calcular el valor de la pendiente m de la recta ubicada en dicho periodo y determinar la permeabilidad con la siguiente ecuación:

$$m = \frac{162.6 q \mu B}{k h} \quad (16)$$

$$k * h = \frac{162.6 q \mu B}{m} \quad (16.1)$$

4. Extrapolar la recta $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) = 1$, la presión obtenida en este punto representa la presión estática de fondo del pozo para un yacimiento infinito o la pseudo presión estática de fondo del pozo para un yacimiento finito.
5. Calcular el factor del daño

Para un yacimiento Infinito se tiene:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (17)$$

$$P_{1hr} = \frac{t + \Delta t}{\Delta t} = \frac{t + 1}{1} \quad (18)$$

Si $t_p < 1 \text{ hr}$

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + \log \left(1 + \frac{1}{t_p} \right) + 3.2275 \right] \quad (19)$$

Donde:

P_{wf} = Presión justo antes del cierre (psi)

t_p = Tiempo de producción previo al cierre (hrs)

Δt = Tiempo de cierre, medido desde el instante de cerrar el pozo (hrs), así $\Delta t = 0$ en el instante en que se cierra el pozo.

$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ = Tiempo de pseudoproducción de Horner (adimensional)

1.6. Análisis de la derivada de presión

1.6.1. Identificación del modelo

El proceso de interpretación de pruebas de presión empieza con la verificación de datos, comparando las grabaciones de presión, revisando el diagrama del pozo y completaciones, se debe revisar el historial de producción previo y las notas de las pruebas operacionales. Luego se realiza un análisis diagnóstico en donde se selecciona el período de flujo más largo y la mejor calidad de datos; conducir diagnósticos y análisis especializados determinando las regiones de tiempos: tempranos, medios y tardíos los cuales se muestran en la figura 28 (Fekete Associates Inc, 2009).

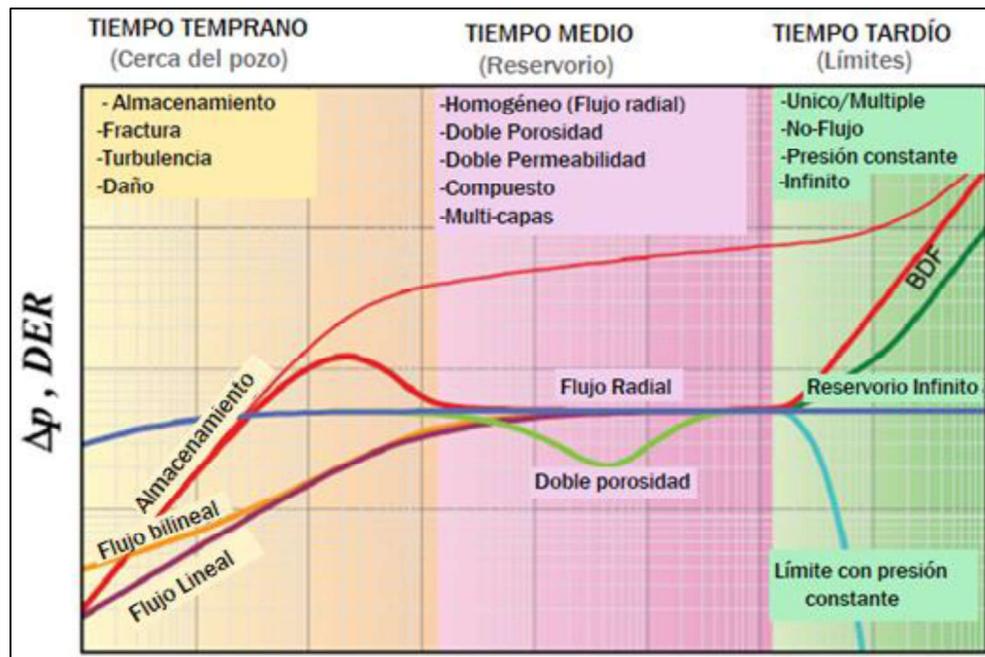


Figura 28. Identificación de la región de tiempos tempranos, medios y tardíos

Fuente: (Fekete Associates Inc, 2009)

Basados en los datos de análisis, diagnóstico y descripción geológica, se procede a la selección del modelo en donde se puede excluir datos inconsistentes para lograr coincidir con determinado modelo. Se puede usar el modelo para pronosticar la producción futura (Fekete Associates Inc, 2009):

Modelos:	Pozo vertical/horizontal
	Penetración parcial/completa
	Fractura de conductividad infinita/finita
	Porosidad Dual / Permeabilidad
	Isotrópico / Anisotrópico
	Pozo de observación
	Circular / Rectangular
	Compuesto / Multicapa

1.6.2. Región de tiempos tempranos (ETR – Early time región)

En la región de tiempos tempranos, el flujo es gobernado por el almacenamiento del pozo y existe una relación lineal entre el cambio de presión y el tiempo transcurrido. En esta región la presión transitoria se mueve a través de la zona alterada más cercana al pozo y los datos de la prueba se ven afectados por la permeabilidad alterada cerca del pozo y por el efecto de almacenamiento (Chaudhry, 2004).

1.6.2.1. Efecto de almacenamiento

El efecto de almacenamiento, también llamado post-flujo (afterflow), se refiere al efecto producido sobre la respuesta de presión del fondo del pozo en los primeros tiempos de flujo (Bourdet, 2002).

Cuando el pozo es abierto, el primer flujo es producido debido a la expansión de los fluidos almacenados en el pozo, esto se lo conoce como efecto de almacenamiento puro. Luego, empieza la producción del reservorio; la producción en la cara de la arena aumenta hasta que es la misma que la producción en superficie como se observa en la figura 29. Consecuentemente, cuando el pozo ha sido cerrado, el reservorio continúa produciendo en la cara de la arena y el fluido contenido en el pozo es comprimido. Una vez alcanzada

esta condición, el efecto de almacenamiento ya no afectan las respuestas de presión (Bourdet, 2002).

De esta secuencia se pueden observar los siguientes comportamientos en la presión (Bourdet, 2002):

- ✓ Efecto de almacenamiento puro del pozo cuando el pozo es abierto.
- ✓ Transición cuando la producción en la cara del pozo declina
- ✓ Efecto de almacenamiento cuando la producción en la cara del pozo es despreciable y eventualmente cero.

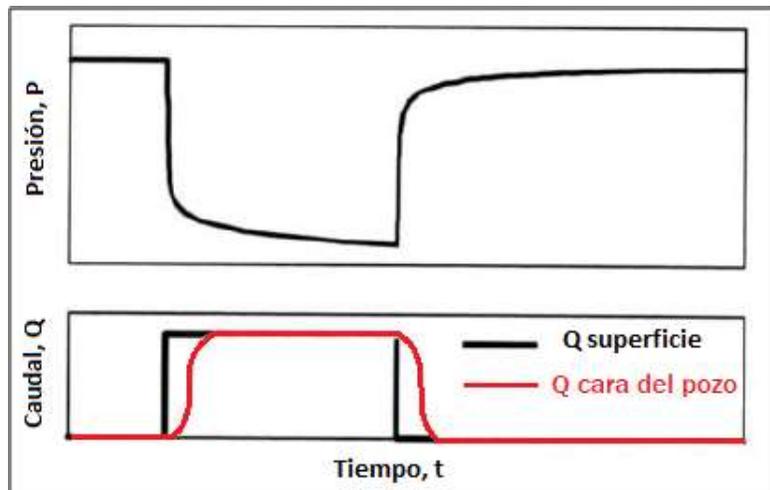


Figura 29. Efecto de Almacenamiento en el pozo

Fuente: (Bourdet, 2002)

Hasta que se terminen los efectos de almacenamiento, la respuesta de presión no contendrá información útil del reservorio (Bath, 1998).

Coeficiente de almacenamiento

El coeficiente de almacenamiento define la tasa de cambio de presión durante el régimen de almacenamiento puro en donde el pozo está actuando como un volumen cerrado y con una condición de tasa de producción constante en superficie por lo que la presión varía linealmente con el tiempo (Bourdet, 2002).

El coeficiente de almacenamiento del pozo se puede estimar con una gráfica de la variación de la presión versus el tiempo transcurrido en una escala lineal (Bourdet, 2002).

$$\Delta P = \frac{qB}{24C} \Delta t \quad (20)$$

Para el primer tiempo, la respuesta sigue una línea recta de pendiente m_{WBS} interceptando el origen, a partir de la cual se determina el coeficiente de almacenamiento como se observa en la figura 30.

$$C = \frac{qB}{24m_{WBS}} \quad (20.1)$$

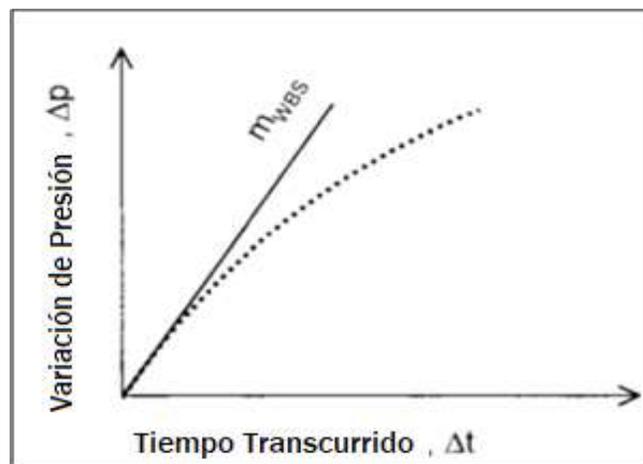


Figura 30. Efecto de almacenamiento. Análisis especializado en escala lineal

Fuente: (Bourdet, 2002)

Efecto de almacenamiento variable

Generalmente se considera un efecto de almacenamiento constante, asumiendo que la producción en superficie es constante, pero a nivel operacional no siempre se presenta este caso. El efecto de almacenamiento variable se presenta en circunstancias en las que el almacenamiento del pozo es variable debido a redistribuciones de fases en el pozo o el incremento del almacenamiento asociado a las pruebas de inyección (Hegeman et al., 1993).

Los pozos de gas de baja permeabilidad que se acumulan en un rango alto de presión, muestran este efecto (Bath, 1998).

El efecto de almacenamiento variable se caracteriza por dos diferentes tipos de almacenamiento:

a. Almacenamiento del pozo decreciente

Es generalmente causado por la disminución de la compresibilidad del fluido del pozo y se encuentra con frecuencia durante las pruebas de incremento de presión (build-up) en pozos de gas (Bath, 1998).

b. Almacenamiento de pozo creciente

Si la compresibilidad del fluido aumenta durante el período de cierre debido a la acumulación de gas, al condensado que se vuelve a vaporizar o reinyección del líquido en el reservorio, se presenta almacenamiento creciente en el pozo (TestWells, 2016).

La figura 31 muestra la respuesta de la derivada cuando se tiene almacenamiento creciente.

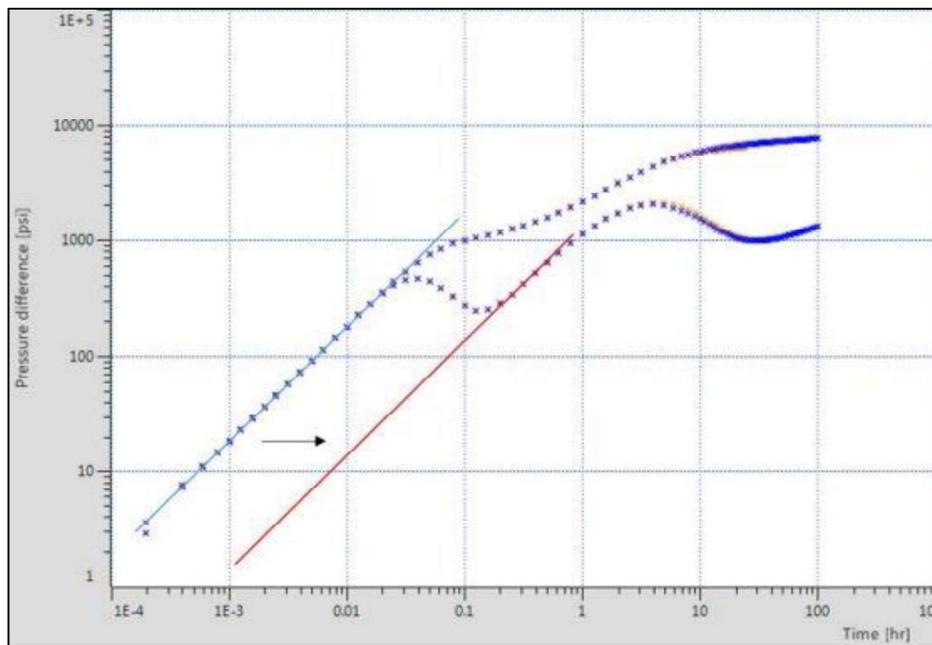


Figura 31. Efecto de almacenamiento variable creciente

Fuente: Wellbore Storage (TestWells, 2016)

Tomando en cuenta el efecto del almacenamiento en el pozo se puede realizar un mejor ajuste de curvas y realizar interpretación más acertada.

En las figuras 32, 33, 34 y 35 se muestra el ajuste de curvas para efecto de almacenamiento variable y constante para una prueba DTS.

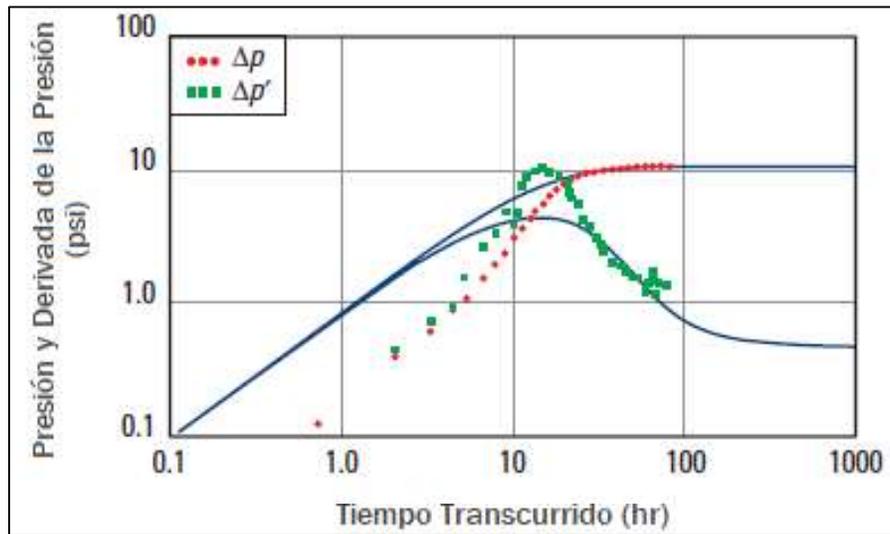


Figura 32. Gráfica Logarítmica para un periodo extendido de restauración. Ajuste con efecto de almacenamiento constante

Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

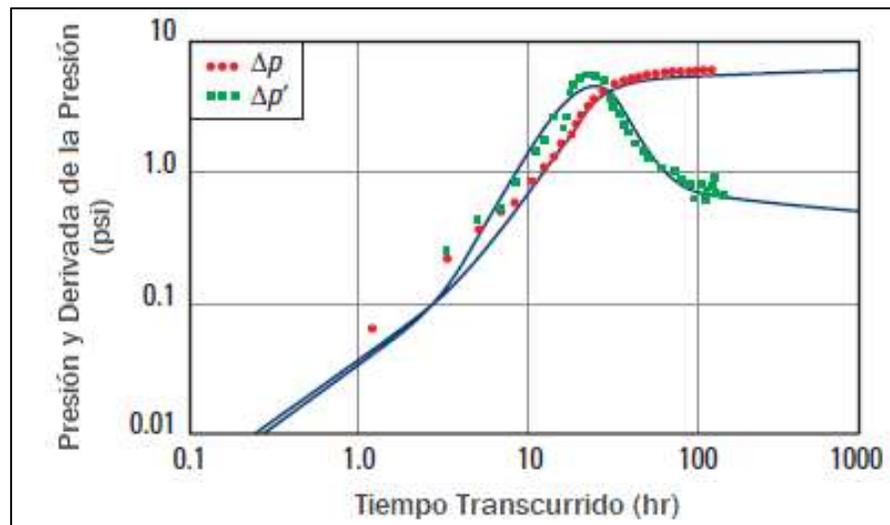


Figura 33. Gráfica Logarítmica para un periodo extendido de restauración. Ajuste para efecto de almacenamiento variable decreciente

Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

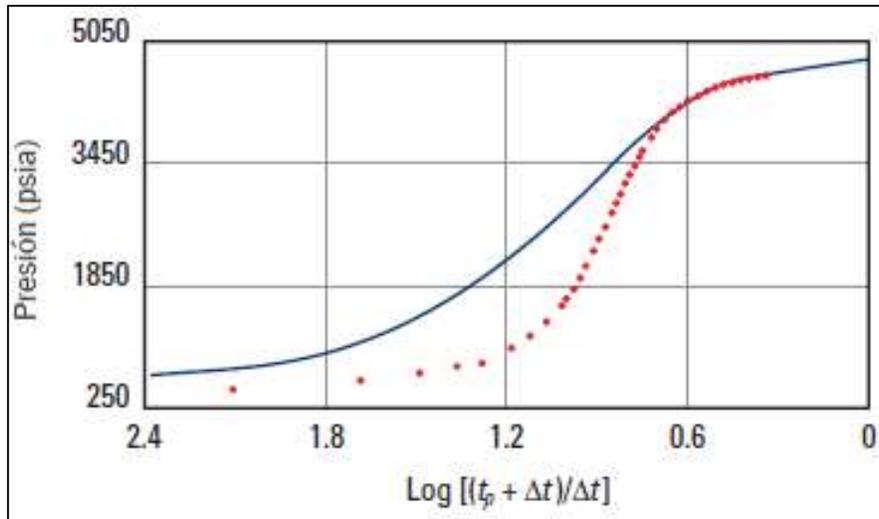


Figura 34. Gráfica de Horner para un periodo extendido de restauración. Ajuste con efecto de almacenamiento constante

Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

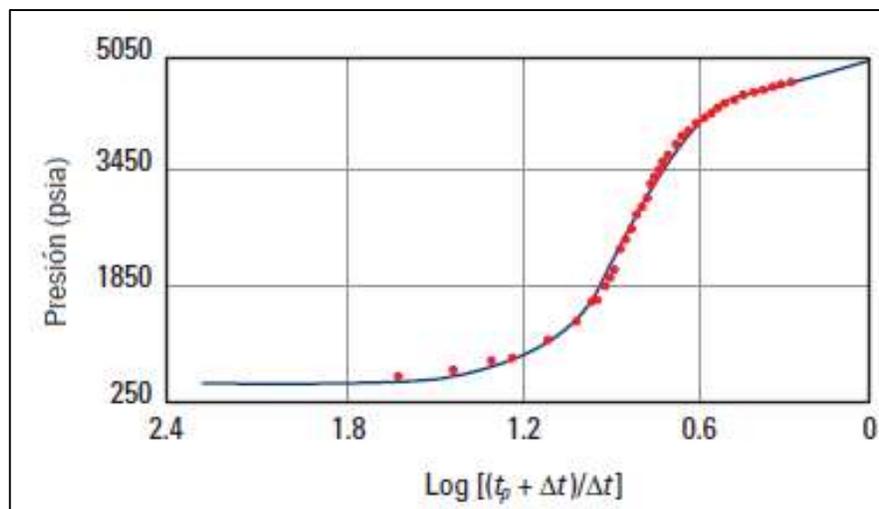


Figura 35. Gráfica de Horner para un periodo extendido de restauración. Ajuste con efecto de almacenamiento variable

Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

1.6.2.2. Factor de Daño

El daño representa una caída de presión adicional localizada en los alrededores del pozo que, debido a operaciones de perforación o trabajos de reacondicionamiento, no tiene las mismas características que el reservorio como se observa en la figura 36 (Bourdarot, 1998).

El factor del daño afecta la forma de los datos de una prueba de presión, de hecho, en los primeros tiempos, la desviación de la línea recta puede ser causada por el daño así como por el almacenamiento del pozo. Si el factor del daño es positiva quiere decir que existe restricción de flujo con daño en el pozo; si el factor de daño es negativo indica estimulación (Chaudhry, 2004).

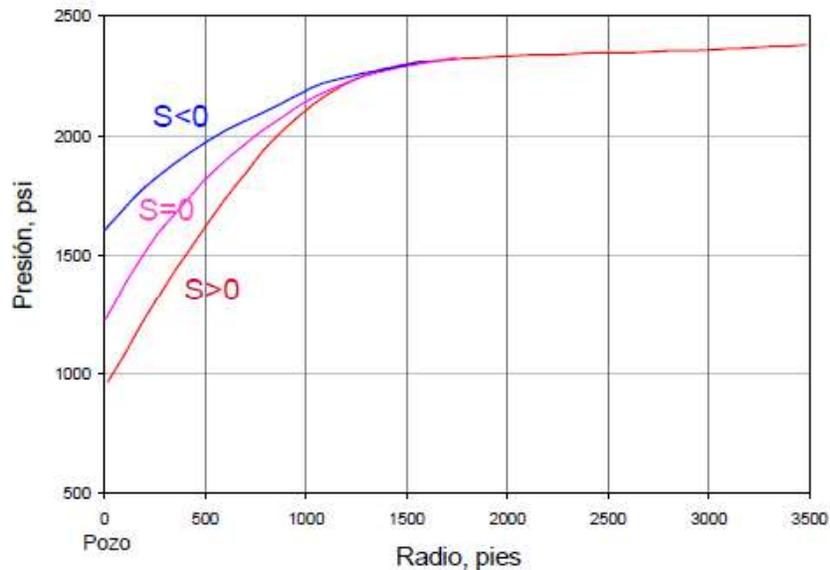


Figura 36. Influencia del Daño

Fuente: (Escobar, 2003)

1.6.2.3. Efecto de Penetración Parcial

Un pozo con penetración parcial está conectado por el intervalo de producción solamente en una fracción de la zona. Los pozos con penetración parcial se caracterizan por un factor de daño positivo debido a la reducida la superficie de contacto del reservorio con el pozo (Bourdet, 2002).

Cuando un pozo penetra parcialmente la formación se produce flujo hemisférico como se puede observar. Cuando la penetración es solamente en una parte superior del espesor del intervalo productor se produce flujo esférico como se puede observar en la figura 37. En la gráfica log-log de la derivada de la presión, los dos tipos de flujo tienen una pendiente de $-1/2$ (Escobar, 2003).

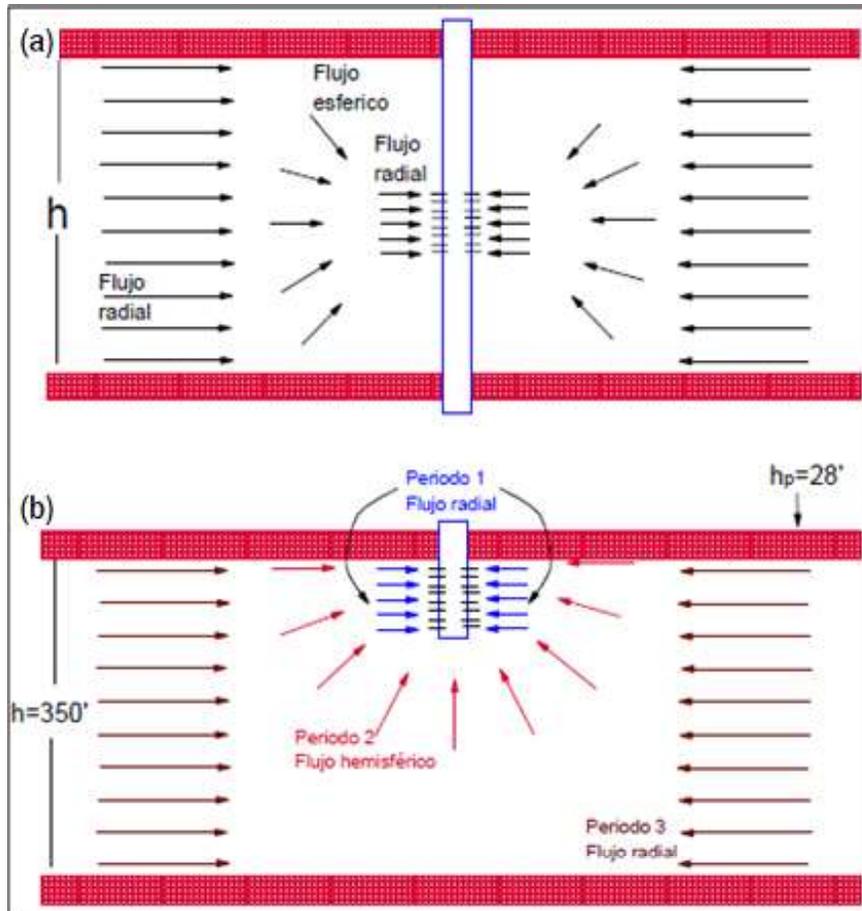


Figura 37. Pozo con penetración parcial y (a) flujo esférico, (b) flujo hemisférico

Fuente: (Escobar, 2003)

1.6.3. Región de tiempos medios (MTR – Middel-time region)

En esta región la presión transitoria se ha alejado del pozo hacia la formación. Esta parte de la prueba de presión es la que se debe identificar y analizar ya que los datos tomados en esta región son más confiables y proporcionan las propiedades del reservorio (Chaudhry, 2004). En la figura 38 se puede identificar las regiones de tiempo de una prueba de presión.

- Flujo radial Infinito (IARF)

El flujo radial infinito es el principal régimen de interés en el análisis de presión transitoria. En el caso de una producción con tasa constante, el IARF se caracteriza por la linealidad entre el cambio de presión y el logaritmo del tiempo (Hozué et al., 2013).

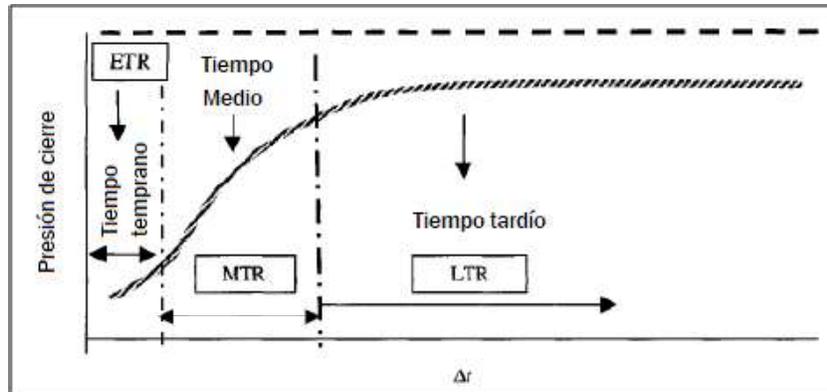


Figura 38. Identificación de las regiones de tiempo de una prueba de presión estática en un pozo de petróleo cerrado

Fuente: (Chaudhry, 2004)

1.6.3.1. Reservorios Homogéneos

En un reservorio homogéneo se considera que las propiedades de la roca como porosidad, permeabilidad y espesor son constantes en todo el yacimiento. Esta es una condición ideal que en la realidad nunca ocurre, aunque existen reservorios que están muy cerca de estas condiciones y se los considera como homogéneos. Para el análisis de la presión transitoria, la mayoría de los métodos que se utilizan consideran un reservorio homogéneo (Schlumberger, 2018 a).

1.6.3.2. Reservorios Heterogéneos

Los métodos propuestos para el análisis de pruebas de presión se basan en suposiciones que parten de la ley de Darcy considerando formaciones homogéneas de espesor uniforme con permeabilidad y porosidad isotrópicas. Debido a la necesidad de una mayor exactitud en los análisis, se ha dado mayor atención al comportamiento de la presión en reservorios heterogéneos (Escobar, 2003).

Las heterogeneidades del yacimiento son variaciones de las propiedades de la roca y fluidos como resultado del tipo de depositación, plegamientos, fallas, cambios en las propiedades o tipos de fluido, etc. (Escobar, 2003).

A continuación se presenta los tipos de heterogeneidades en un yacimiento.

a. Reservorios naturalmente fracturados (doble porosidad)

Un reservorio con doble porosidad está compuesto por bloques de matriz de roca, con alto almacenamiento y baja permeabilidad, conectado al pozo por fisuras naturales de bajo almacenamiento y alta permeabilidad como se puede observar en la figura 39 (Bath, 1998).

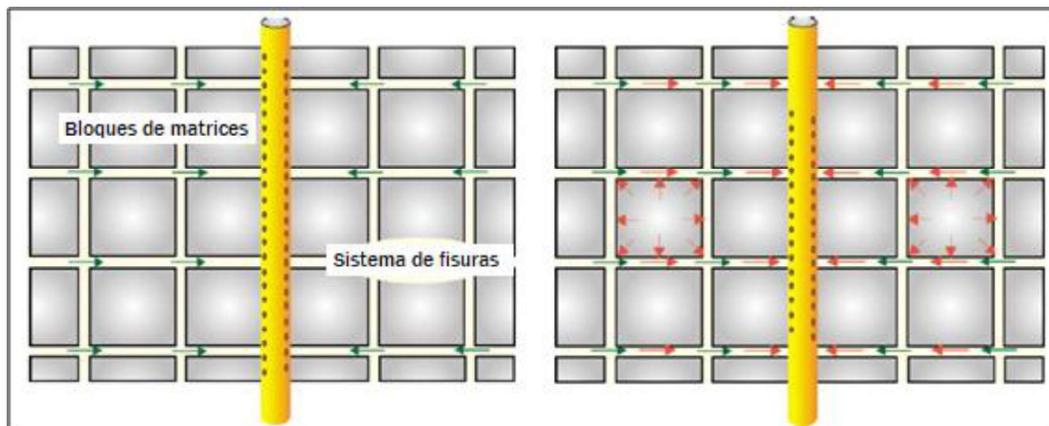


Figura 39. Reservorio con doble porosidad

Fuente: (Hozué et al., 2013)

i. *Doble Porosidad PSS (Pseudo-Steady State)*

Este caso considera que la distribución de la presión en los bloques de la matriz es uniforme, es decir, no hay caída de presión dentro de los bloques de la matriz. Esto se debe a que los bloques son pequeños por lo que la caída de presión dentro de ellos es insignificante en comparación con la difusión de la presión en el reservorio lejos del pozo. La caída de presión ocurre en la superficie de los bloques como una discontinuidad así como se observa en la figura 40 y la respuesta de presión resultante da un fuerte descenso durante la transición (Hozué et al., 2013).

La figura 41 muestra la respuesta típica de la derivada cuando se presenta una doble porosidad PSS.

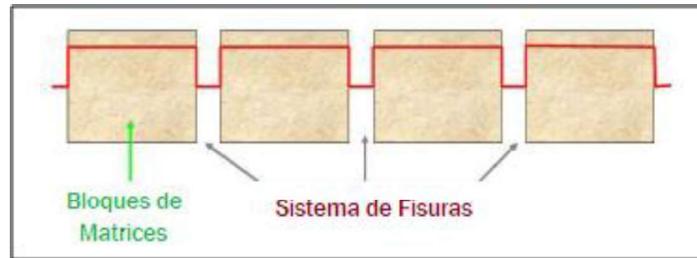


Figura 40. Presión en sección transversal

Fuente: (Hozué et al., 2013)

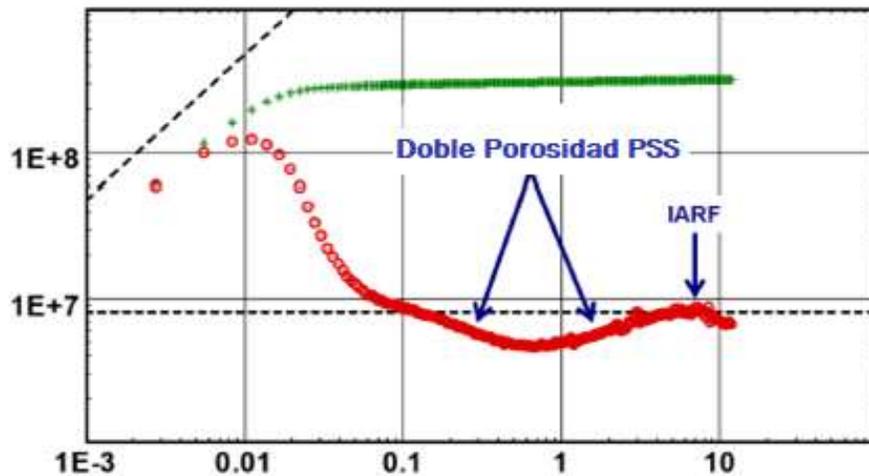


Figura 41. Doble Porosidad PSS - Gráfico Log-log

Fuente: (Hozué et al., 2013)

ii. Doble Porosidad Transiente

En este caso se considera que hay un gradiente de presión y por lo tanto, difusividad, dentro de los bloques de la matriz como se presenta en la figura 42. Si el perfil de presión dentro de los bloques es significativo, entonces la forma de los bloques debe tomarse en consideración. Tomando en cuenta la geometría de los bloques matriciales se consideran 2 modelos disponibles: El modelo de “losa” que asume bloques rectangulares y el modelo de “esferas”. (Hozué et al., 2013).

La figura 43 y 44 muestra la respuesta típica de la derivada cuando se presenta una doble porosidad transiente.

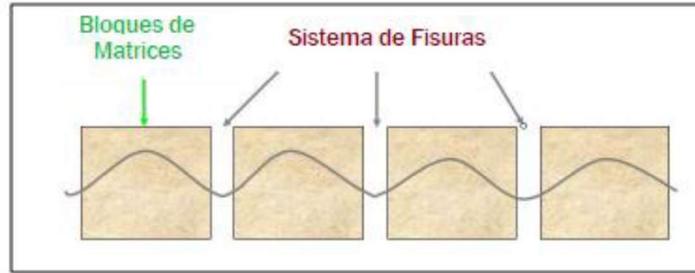


Figura 42. Presión en sección transversal

Fuente: (Hozué et al., 2013)

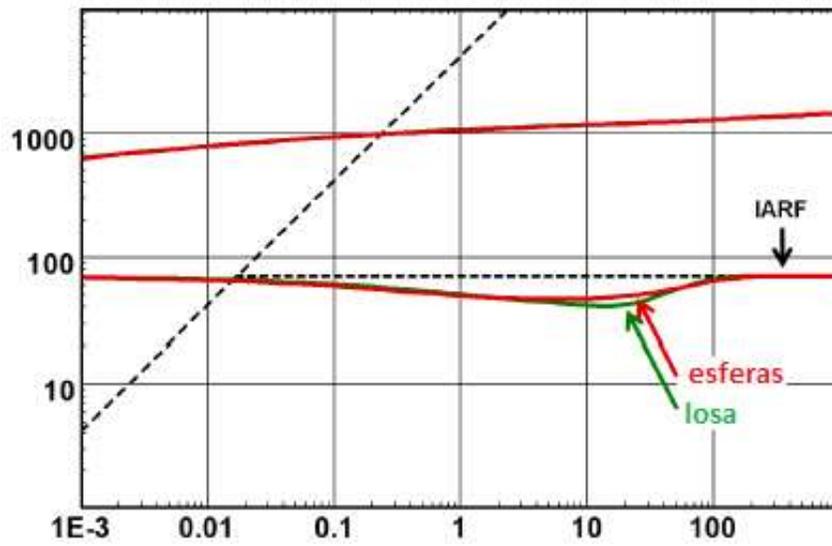


Figura 43. Bloques de matriz losa/esfera

Fuente: (Hozué et al., 2013)

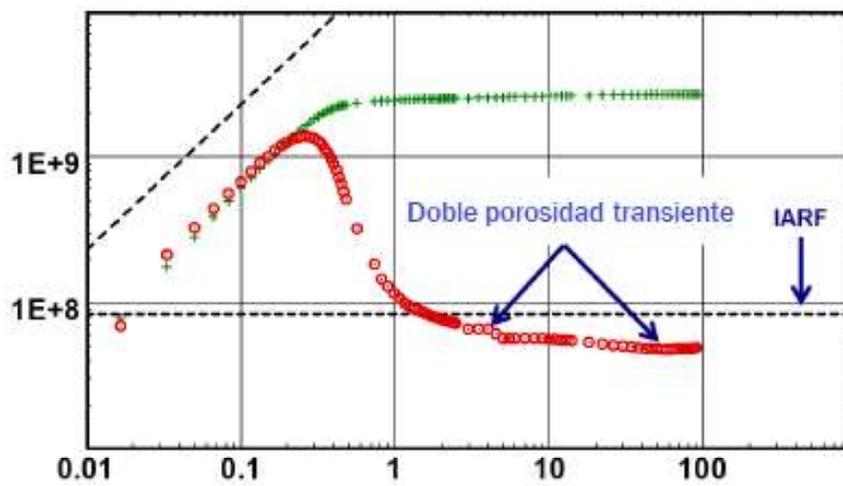


Figura 44. Doble porosidad transiente - Gráfico log-log

Fuente: (Hozué et al., 2013)

b. Reservorios doble permeabilidad

Este modelo supone que el reservorio consta de dos capas con diferentes permeabilidades, cada una de las cuales puede estar perforada (contribuyendo) o no como se observa en la figura 45. El flujo cruzado entre las capas se genera cuando hay diferencia de presión entre ellas (Hozué et al., 2013).

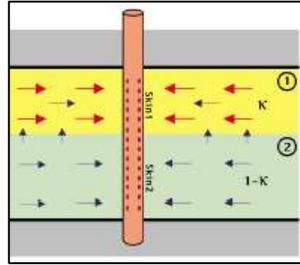


Figura 45. Reservorio de dos capas

Fuente: (Hozué et al., 2013)

Generalmente la capa con mayor permeabilidad se la considera como la capa 1. En la región de tiempos tempranos, no presenta diferencia de presión entre las capas y el sistema se comporta como dos capas homogéneas sin flujo cruzado, luego como la capa más permeable produce a mayor velocidad, se genera un diferencial de presión y se produce el flujo cruzado (Hozué et al., 2013). En la figura 46 se presenta la respuesta típica de presión de un pozo probado en un sistema de dos capas.

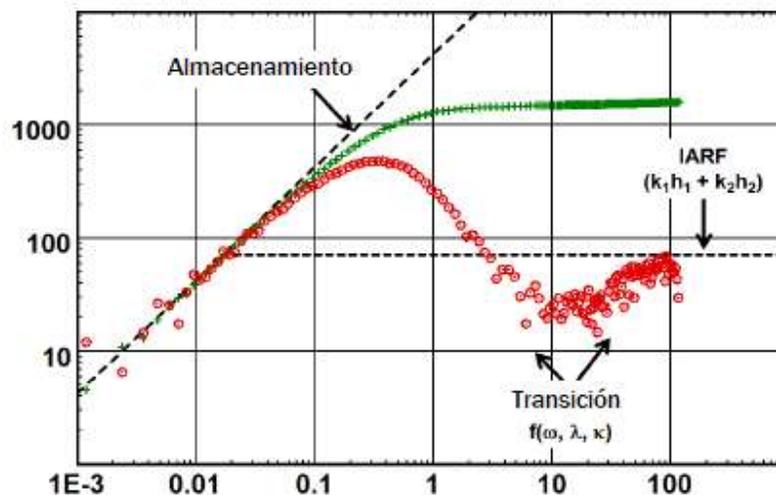


Figura 46. Doble permeabilidad - Gráfico Log-log

Fuente: (Hozué et al., 2013)

c. Reservorios compuestos

Los modelos que han sido presentados suponen ser uniformes con saturaciones, movilidad y permeabilidad efectiva constantes, siendo prácticos en la mayoría de los casos dentro de los límites de tiempo de una prueba de pozo y radio de investigación; sin embargo en algunos casos es necesario considerar las variaciones de la movilidad en dirección lateral (Hozué et al., 2013).

Los casos más comunes en los que se presenta cambio en la movilidad es cuando se inyecta un fluido diferente al fluido del reservorio, cuando existe cambio en la saturación debido a la presencia de un acuífero o una capa de gas, por compartimentación, cambios de facies, entre otros. Las soluciones analíticas que modelan estos casos se denominan modelos compuestos (Hozué et al., 2013).

Los modelos analíticos más comunes son el radial compuesto y el lineal compuesto. Para el reservorio radial compuesto, la geometría se centra en el pozo y r_i es el radio del compartimiento interior 1, el compartimiento 2 es donde se produce el cambio de movilidad. Para el reservorio lineal compuesto de extensión infinita, el parámetro L_i corresponde a la distancia desde el pozo al cambio de movilidad como se observa en la figura 47 (Hozué et al., 2013).

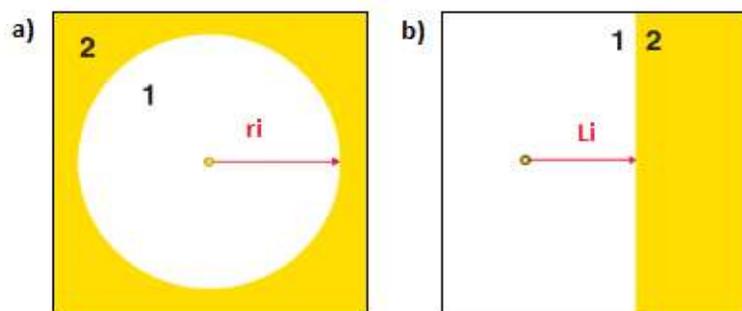


Figura 47. Reservorio a) radial compuesto b) lineal compuesto

Fuente: (Hozué et al., 2013)

En la figura 48 se muestra una respuesta típica para una prueba de restauración de presión de un reservorio radial compuesto.

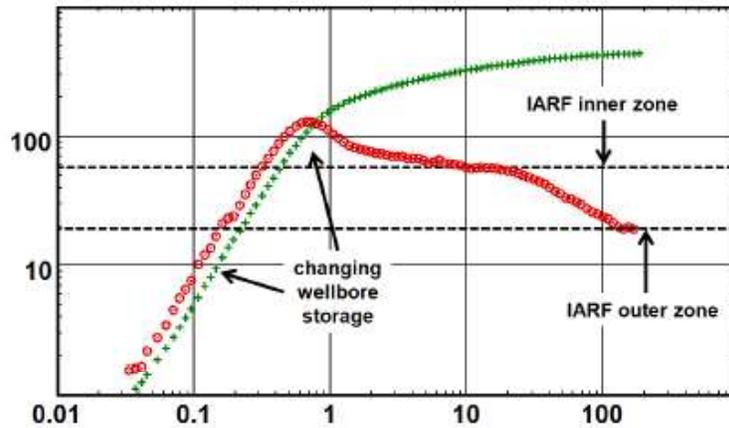


Figura 48. Respuesta de buildup para un modelo radial compuesto

Fuente: (Hozué et al., 2013)

1.6.4. Región de tiempos tardíos (LTR- Late-time region)

En esta región la presión transitoria ha alcanzado bien los límites de drenaje por lo que la curva se verá influenciada por la configuración de los límites, interferencia de pozos aledaños, heterogeneidades del reservorio y contacto entre fluidos (Chaudhry, 2004).

1.6.4.1. Falla simple

En el modelo de falla sellante, se presenta un límite lineal sin flujo que cierra el reservorio en una dirección. Un límite es una superficie ubicada a una cierta distancia del pozo analizado donde ocurre un cambio en las propiedades de flujo. La figura 49 muestra el efecto de una falla simple (Bourdet, 2002).

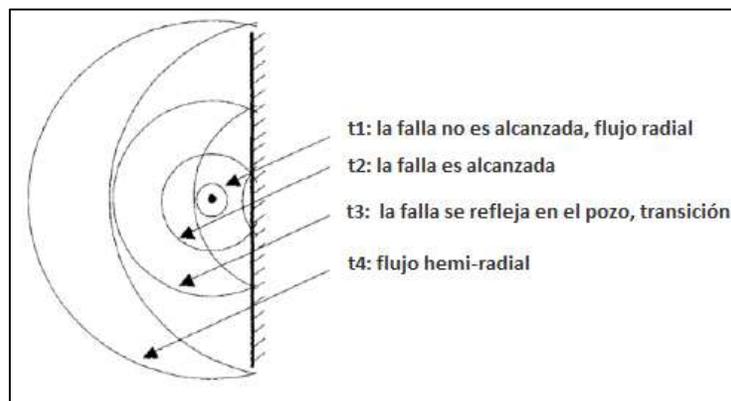


Figura 49. Falla sellante. Radio de drenaje

Fuente: (Bourdet, 2002)

La producción del pozo crea una caída de presión alrededor que se difunde dentro del reservorio (t_1). Mientras la influencia del límite es despreciable existirá flujo radial. Cuando existe un límite, no hay presión de soporte más allá de la falla por lo que habrá una caída de presión, la cual también se difundirá (t_2). En un momento dado y si la prueba es suficientemente larga, la amplitud de esta caída de presión será captada por el medidor y se detectará el límite (t_3). La derivada de la presión se desviará de IARF en el momento en que la influencia del límite se haga notable, luego dependerá del tipo y forma del límite (Hozué et al., 2013).

En la figura 50 se muestra la respuesta típica de la derivada y el gráfico de Horner para una falla sellante.

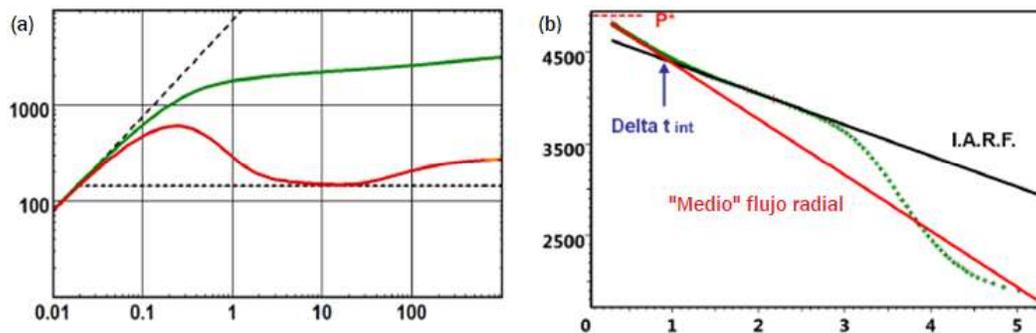


Figura 50. Respuesta de (a) la derivada y (b) gráfico de Horner para una falla sellante

Fuente: (Hozué et al., 2013)

1.6.4.2. Falla con fugas

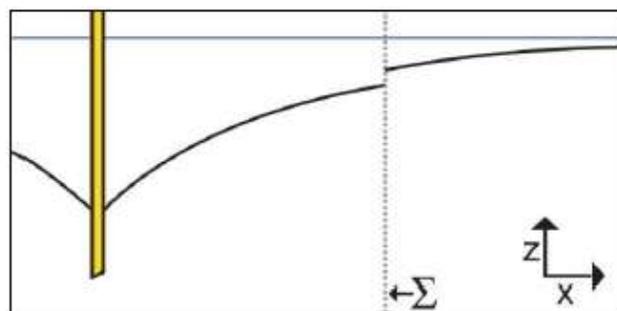


Figura 51. Perfil cerca de una falla con fugas

Fuente: (Hozué et al., 2013)

Una falla con fugas es un límite dentro del reservorio a través del cual se produce una caída de presión provocando cambios en las propiedades de flujo.

La caída de presión en el punto del límite será proporcional al flujo a través de la falla de fuga en ese punto (Hozué et al., 2013).

La figura 51 muestra el perfil de presión desde el pozo hasta el límite de una sección transversal vertical.

1.6.4.3. Intersección de fallas

Uno de los modelos analíticos para este tipo de sistema complejo abierto es la intersección de dos fallas como se muestra en la figura 52.

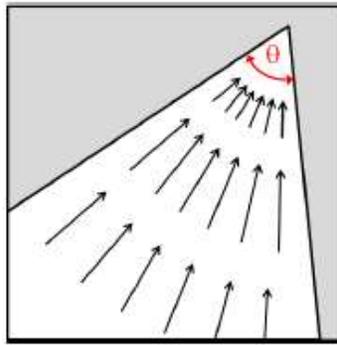


Figura 52. Esquema de intersección de fallas

Fuente: (Hozué et al., 2013)

El ángulo de intersección θ entre las dos fallas puede tomar cualquier valor menor a 180° . La primera respuesta describe el primer comportamiento infinito y después cuando las dos fallas son alcanzadas, la fracción de flujo radial se limita por las fallas (Bourdet, 2002).

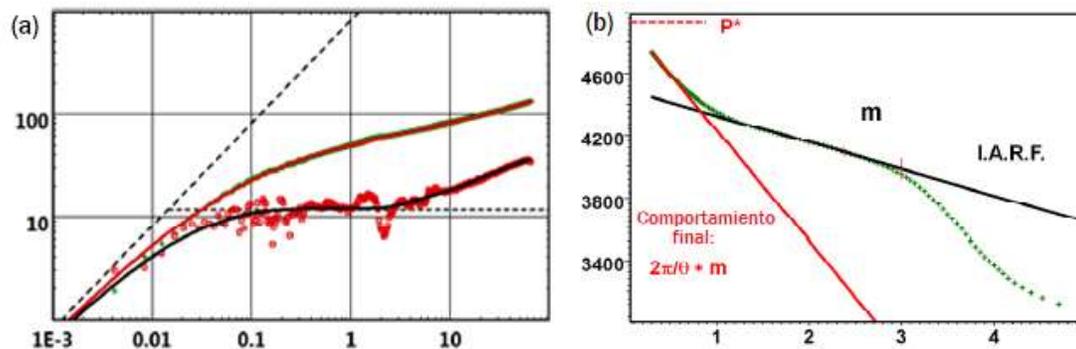


Figura 53. Respuesta de (a) la derivada y el (b) gráfico de Horner para intersección de fallas

Fuente: (Hozué et al., 2013)

Si el pozo es bastante equidistante de las dos fallas, la respuesta va directamente de IARF al comportamiento "final" que es un flujo semi-radial restringido al cuadrante delimitado por las dos fallas (Hozué et al., 2013).

En la figura 53 se muestra la respuesta típica de una prueba de restauración de presión para un modelo de intersección de fallas.

1.6.4.4. Dos fallas paralelas (Channel)

En este modelo el pozo se encuentra ubicado entre dos fallas paralelas sellantes. Este tipo de configuración frecuentemente corresponde a reservorios largos y estrechos como un canal como se observa en la figura 54.

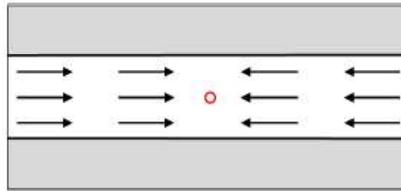


Figura 54. Fallas paralelas
Fuente: (Hozué et al., 2013)

Si el pozo se encuentra significativamente más cerca de una de las fallas, el comportamiento inicial será el mismo a la respuesta de solo una falla sellante; si el pozo se encuentra equidistante a las dos fallas, el comportamiento final después de IARF será un flujo lineal.

En la figura 55 se presenta la respuesta típica de una prueba de restauración de presión para un modelo de fallas paralelas.

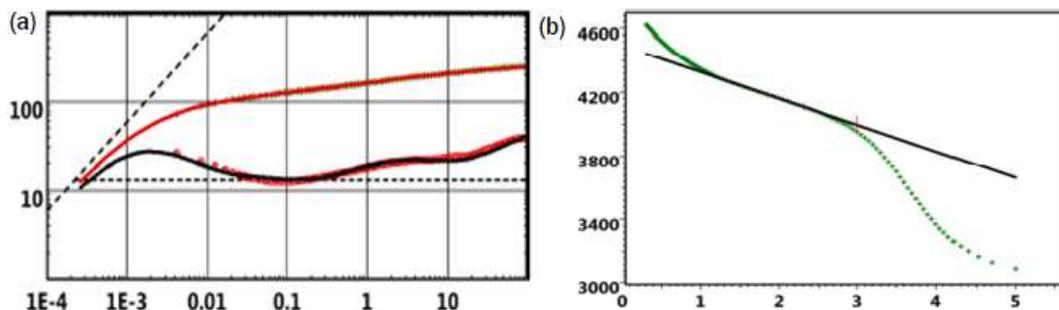


Figura 55. Respuesta de (a) la derivada y (b) el gráfico de Horner para fallas paralelas
Fuente: (Hozué et al., 2013)

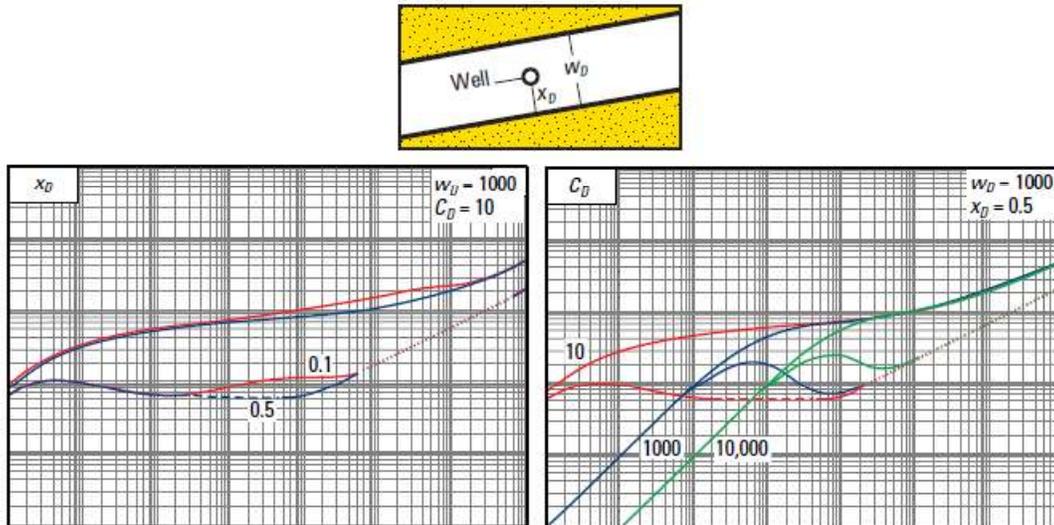


Figura 56. Respuesta de la derivada para un pozo entre dos fallas paralelas impermeables.

Fuente: (Schlumberger, 2002 a)

1.6.4.5. Sistemas cerrados

En los sistemas anteriormente analizados se consideraban de volumen infinito, es decir que al menos en una dirección, no se detectó la extensión total del reservorio por lo que la presión volverá a presión inicial en un tiempo infinito de cierre. En los sistemas cerrados en cambio, cuando ya se han alcanzado todos los límites del reservorio, el régimen de flujo cambia a un estado pseudoestable en cualquier punto del reservorio, la presión se estabilizará a una presión más baja que la presión inicial del yacimiento (Bourdet, 2002).

El modelo cerrado más común y fácil, es un modelo circular suponiendo que el pozo se encuentra en el centro del reservorio circular. Con este modelo es poco probable que se refleje la geometría exacta del reservorio, sin embargo es útil y rápido cuando se detecta depletación (Hozué et al., 2013).

Otro modelo cerrado bastante común es el reservorio rectangular. Usando el principio de pozos de imagen, se puede definir una relación de aspecto entre el reservorio y la posición del pozo en cualquier punto del rectángulo, donde los límites pueden ser de cualquier distancia. Cuando los límites son iguales, el pozo se encuentra ubicado en el centro del cuadrado y la respuesta será

prácticamente igual a una solución circular con la misma área (Hozué et al., 2013).

Los modelos de reservorio circular y rectangular se presentan en la figura 57 y la respuesta típica de la derivada para ambos casos se muestra en la figura 58.

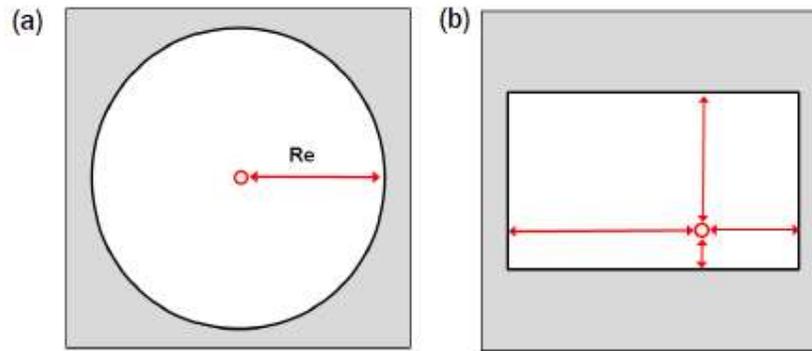


Figura 57. Reservorio (a) circular y (b) rectangular

Fuente: (Hozué et al., 2013)

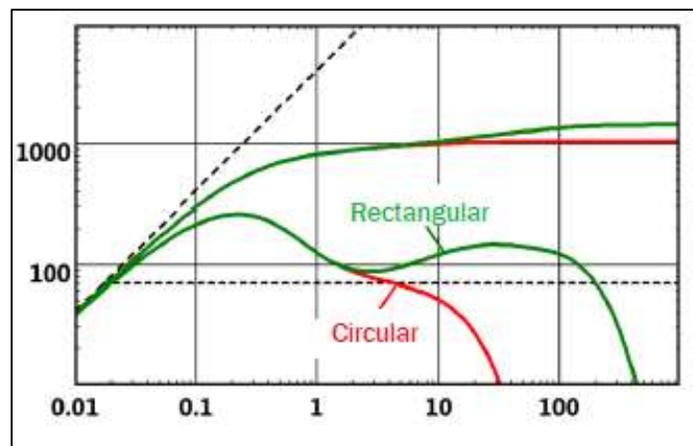


Figura 58. Respuesta de la derivada para un reservorio rectangular y circular, build-up

Fuente: (Hozué et al., 2013)

1.7.Herramientas adicionales

1.7.1. Mapas Isobáricos

Los mapas isobáricos representan espacios geográficos en donde se muestra la configuración de la presión usando isóbaras (líneas de igual presión). En la industria petrolera, los mapas isobáricos se emplean para representar la

presión del yacimiento y sirve para caracterizar el comportamiento de reservorio y predecir su comportamiento futuro, además constituyen como parte de la información importante para la toma de decisiones en la ejecución de intervenciones al pozo (Gomez, et al., 2010).

1.7.2. Programa de Interpretación de pruebas de presión Saphir

Saphir es el software de análisis de presión transitoria creado por la compañía de softwares de ingeniería petrolera KAPPA. Ofrece una combinación de herramientas de análisis, modelos analíticos y modelos numéricos que pueden ser vinculados con otras aplicaciones de análisis dinámicos con la finalidad de obtener parámetros del reservorio mediante el análisis de los datos obtenidos de pruebas transitorias de presión (KAPPA, s.f).

Se incluye una guía para el manejo y uso de las herramientas principales del software Saphir para el análisis de pruebas de presión transitorias desde el anexo 2.

1.7.3. Programa de caracterización Petrel

Petrel es una plataforma de software desarrollado y construido por Schlumberger utilizada en la industria del petróleo. Permite al usuario interpretar datos, realizar correlaciones, construir modelos de yacimientos, producir mapas, diseñar estrategias de desarrollo para maximizar la explotación de yacimientos, entre otras funciones prácticas para el desarrollo del yacimiento (Schlumberger, 2018 b).

En este estudio, se empleó esta herramienta para la construcción del mapa de presiones del campo Shushufindi a partir de los datos obtenidos del análisis de pruebas de presión.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

2.1. Tipo de estudio

El desarrollo del trabajo fue de tipo analítico y técnico. Se usó información almacenada en la base de datos de Petroamazonas EP pertenecientes al campo Shushufindi. Información que permitió elaborar el mapa de presiones del campo luego del análisis correspondiente de las pruebas de presión para obtener resultados satisfactorios y aportar a un mejor entendimiento del campo comparando la pérdida de presión con el tiempo.

2.2. Universo y muestra

2.2.1. Universo

El universo con el que se va a trabajar es la totalidad de pozos y pruebas de presión realizadas para el campo Shushufindi de la arena "T" a lo largo de la vida productiva del campo hasta el año 2018.

2.2.2. Muestra

La muestra serán los pozos productores de la arena "T" que cuenten con pruebas de presión válidas con datos suficientes para su interpretación.

2.3. Instrumentos de recopilación de información y datos

Para el desarrollo del trabajo se utilizó los archivos pertenecientes al Activo Shushufindi ubicados en la base de datos de Petroamazonas EP.

Antes de iniciar con el análisis de las pruebas transitorias de presión, se realizó una recopilación de la información necesaria a partir de las pruebas de presión, registros eléctricos, historiales de reacondicionamientos las cuales fueron organizadas en una base de datos. Los parámetros petrofísicos, datos de

producción y análisis de núcleos ya se encontraban previamente organizados y fueron adjuntos a la base de datos.

La interpretación de las pruebas transitorias se realizó mediante el uso de la licencia del software Saphir NL, versión v5.10.03 que dispone la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional y también la licencia existente en Petroamazonas EP.

La construcción del mapa isobárico se realizó empleando el software PETREL con la licencia existente en la empresa Petroamazonas EP.

2.4. Procesamiento y análisis de datos

2.4.1. Disponibilidad de la información

A lo largo de la vida productiva del campo Shushufindi se han realizado en total 215 pruebas de presión que se encuentran en la base de datos de Petroamazonas EP. Del total de pruebas se realizó una selección de las pruebas que disponen de datos posibles de ser analizados y con archivos que se encuentren en un formato apto para ser ingresados en el software Saphir NL, es decir los archivos con las extensiones: XLS, XPS, GEN, REC y TXT; los datos de las pruebas de presión restantes se encuentran en documentos como imágenes o informes escritos.

Las pruebas de presión disponibles fueron tomadas durante la Completación y pruebas iniciales, en trabajos de Work-overs y pruebas tomadas con el equipo BES. No se encontraron pruebas realizadas durante la perforación.

Del total de pruebas, se identificaron 91 pruebas con datos válidos para el análisis lo que corresponde al 42,33 %. En la tabla 14 se muestran los pozos que pudieron ser analizados y la cantidad de pruebas de presión disponibles por arena.

Debido a que no se cuenta con la cantidad de pruebas suficientes para la realización del mapa isobárico de la arena T Superior, solo se realizó el desarrollo del mapa isobárico para la arena principal T Inferior.

Tabla 14. Pruebas de presión disponibles

Pruebas de presión disponibles			
Nombre del Pozo	T Superior	T Inferior	T sup+inf
SHS-011		1	
SHS-014			1
SHS-019			1
SHS-020B		1	
SHS-023		2	
SHS-024			3
SHS-043		1	
SHS-045B	1		
SHS-051		2	2
SHS-056			2
SHS-057			1
SHS-063		1	
SHS-074		1	
SHS-075		1	
SHS-077		1	
SHS-079			1
SHS-080		1	
SHS-085			1
SHS-087		1	
SHS-091		1	
SHS-095	2		
SHS-097		2	
SHS-099		1	
SHS-105		1	
SHS-126	1		
SHS-179			1
SHS-295			1
SHSA-122			2
SHSB-136		3	
SHSB-245		1	
SHSC-206		1	
SHSC-208		1	
SHSD-007			1
SHSD-104		2	
SHSD-217	2		
SHSE-096H			1
SHSF-140		2	
SHSF-191		1	
SHSG-118		1	
SHSG-160		1	
SHSH-238		2	
SHSI-119		2	
SHSI-133		1	
SHSI-162		4	
SHSI-164		1	
SHSI-256		1	
SHSJ-149		1	
SHSK-106		2	
SHSL-225			1
SHSM-026			2
SHSM-127		1	
SHSM-129		1	
SHSO-175S1		1	
SHSP-113		1	
SHSS-052B		1	
SHSS-111			2
SHST-098		1	
SHST-109		2	
SHST-116	1		
SHSV-090		1	
SHSV-102H			1
SHSW-205		1	
SHSY-145		4	
SHSY-209		1	
TOTAL	7	60	24

Total de pruebas disponibles

91

Elaboración: Cristina Morillo

2.4.2. Criterios de selección

Con el objetivo de realizar un análisis correcto de las pruebas de restauración de presión, se adoptó el siguiente criterio detallado en la siguiente tabla considerando todos los datos necesarios para la interpretación de las pruebas y así poder dar como válidos los resultados.

Tabla 15. Criterios de selección para el análisis de pruebas de presión

CRITERIO	DESCRIPCIÓN	NÚMERO DE PRUEBAS DISPONIBLES
ALTO	Producción previa estable, modelo válido, límites de reservorio.	26
MEDIO	Producción previa variable o suposición de presión/producción, modelo válido.	33
BAJO	Modelo no válido, índice de productividad estimado, no se identifica flujo radial infinito (IARF).	11
NO VÁLIDO	Periodo de cierre muy corto, no existe datos de producción, problemas mecánicos, no existe prueba de restauración de presión, producción mezclada, data cruda errónea, etc.	21
TOTAL		91

Fuente: (Izurieta et al., 2015)

Como se puede evidenciar en la tabla 15, según los criterios de selección, se determinaron 26 pruebas con criterio alto y 33 pruebas de criterio medio, las cuales serán usadas para la determinación de la presión actual. Se tienen 11 pruebas con criterio bajo y 21 pruebas no válidas, que serán descartadas del análisis debido a que los datos obtenidos pueden ser erróneos.

En el anexo 1 se presenta la base de datos de cada sección del campo Shushufindi con la información necesaria para el análisis de pruebas de presión.

2.4.3. Flujo de trabajo para la interpretación

Para realizar un correcto análisis de pruebas de presión es necesario contar con la información necesaria pertenecientes a los pozos a ser evaluados. La información incluye datos de producción, geología, geofísica, petrofísica, estado del pozo, análisis PVT, workovers, entre otros; ver figura 59. Estos datos deben ser procesados y analizados para su uso futuro (Izurieta et al., 2015).

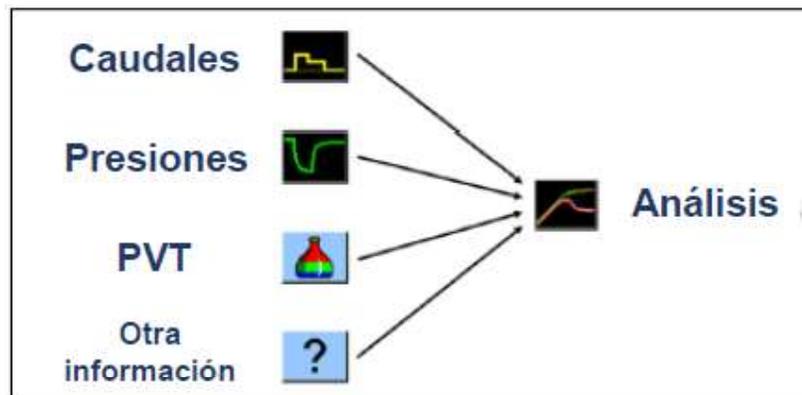


Figura 59. Información necesaria para el análisis de pruebas de presión

Fuente: (Hozué et al., 2013)

Una vez organizada la información, se procede a cargar la data en el software. Se identifica el tipo de prueba de presión y se continúa con la validación de la data e identificación de lecturas erróneas. Se ingresa la data de producción para luego ser sincronizada con los datos de presión. Es necesario corregir la presión a la profundidad de punzados para luego proceder a realizar el análisis e interpretación. Los resultados se tabulan y se realiza una comparación con resultados anteriores para luego realizar una extrapolación de resultados de presión y determinar la presión actual. Finalmente se presentan los resultados mediante un mapa isobárico (Izurieta et al., 2015).

En la figura 60 se presenta el flujo de trabajo.

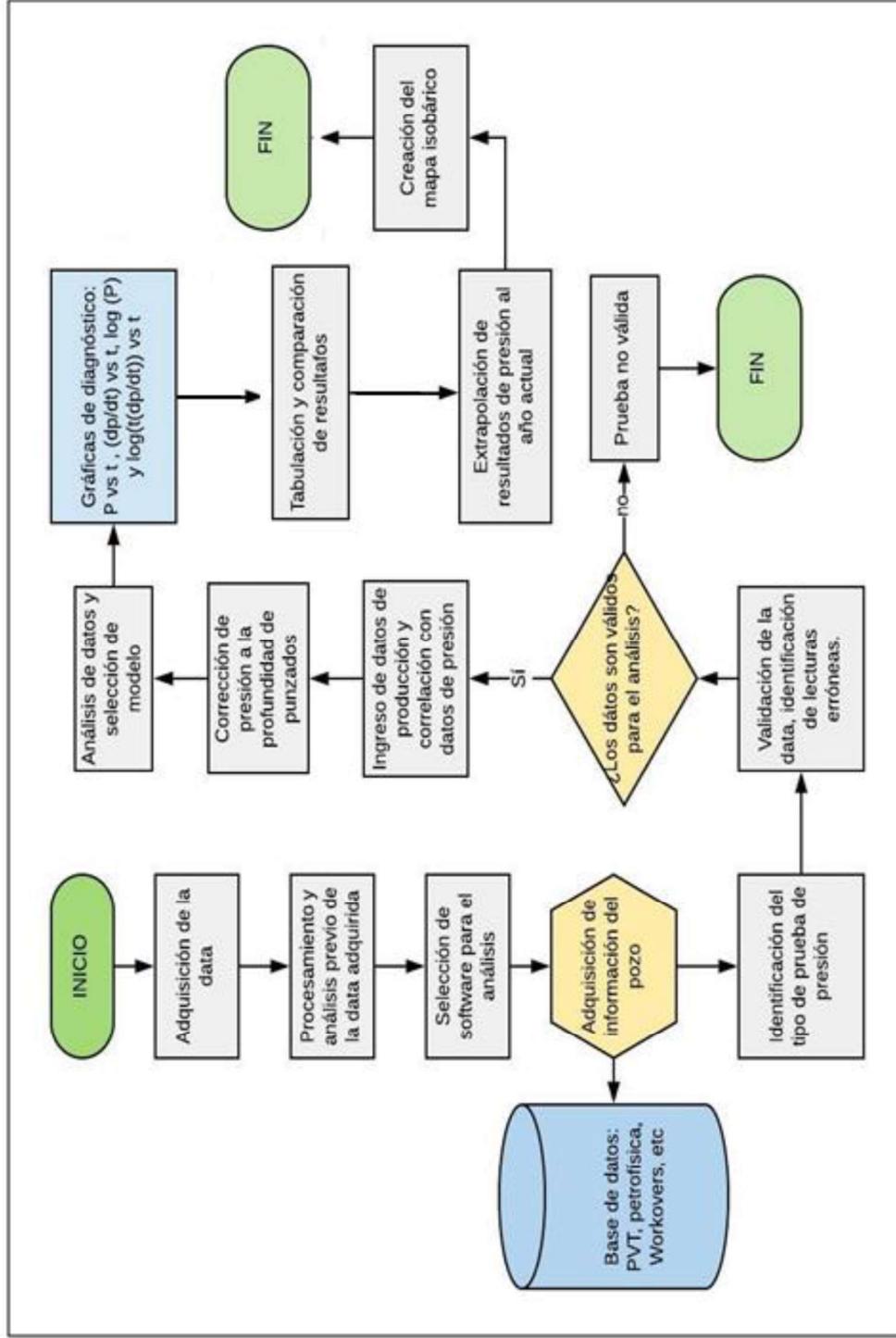


Figura 60. Flujo de trabajo para la interpretación de pruebas de presión y creación de mapa isobárico
Elaboración: Cristina Morillo

CAPÍTULO III

COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

3.1.Resultados del análisis de pruebas de presión

En las tablas 16, 17, 18 y 19 se presentan los resultados del análisis de pruebas de presión de cada sección del campo Shushufindi realizadas por el método de la Derivada y por el método de Horner con los modelos seleccionados para cada uno.

Las tablas exponen un resumen de los datos obtenidos y el informe con los gráficos correspondientes se encuentran en el anexo 2.

En la zona Shushufindi Norte se descartaron 2 pruebas del pozo SHSB-136 debido a que el periodo de cierre fue muy corto, 1 prueba del pozo SHSY-209 debido a que hubo falla en la restauración de presión y 3 pruebas de los pozos SHS-056, SHSB-245 y SHSS-111 debido a que la data no era válida; por lo que se analizaron para la zona 29 pruebas de presión.

Para Shushufindi Central se descartaron 3 pruebas de presión de los pozos SHS-011, SHS-020B y SHSI-162 debido a que la data no era válida, 2 pruebas de los pozos SHSF-191 y SHSG-160 debido a que no se disponía de los datos de producción y 2 pruebas de los pozos SHSE-096H y SHSV-102H de los que no se contaba con la información necesaria; por lo que se analizaron 19 pruebas de presión.

En la zona Sur se descartaron 6 pruebas de presión de los pozos SHS-023, SHS-075, SHS-091, SHS-126, SHS-179 Y SHSD-217 debido a que la data no era válida; por lo que se analizaron 14 pruebas de presión.

Para Shushufindi Sur-Oeste se descartaron 2 pruebas de presión de los pozos SHS-085, SHSM-129 debido a que la data no era válida; por lo que se analizaron 8 pruebas de presión.

3.2. Corrección de la presión al nivel de referencia (datum)

Una vez obtenidos los valores de presión de yacimiento se procede a realizar una corrección de la presión a profundidad de referencia.

Debido a que el resultado de presión obtenida directo de la prueba es la presión leída a la profundidad de sensor, es necesario que se ejecute una comparación de estos datos por la unidad geológica.

Para esto, una vez ingresada la profundidad de análisis, se ingresa en el software Saphir el dato de profundidad de referencia como se muestra en los anexos 3.13, 3.14 y 3.15.

Teniendo los datos corregidos a la profundidad de referencia en cada una de las pruebas de presión, se procede a realizar un análisis para identificar el mecanismo de producción al que corresponden y se marca una tendencia de pérdida de presión en el tiempo.

3.3. Comparación de resultados obtenidos del análisis de pruebas de presión

Después de realizar la reinterpretación de las pruebas de presión disponibles correspondiente a la arena "T" del campo Shushufindi se obtuvieron nuevos resultados de los parámetros del reservorio los cuales fueron comparados con los resultados de las interpretaciones anteriores.

Se presenta en las tablas 20, 21, 22 y 23 la comparación de los resultados obtenidos en las interpretaciones anteriores y los resultados de la reinterpretación realizada actualmente.

Los resultados muestran una gran semejanza en su mayoría debido a que los parámetros utilizados para el ajuste a las curvas de la derivada y para el análisis mediante el método de Horner fueron similares de acuerdo a la fecha de realización y condiciones del reservorio. Las variaciones que se obtuvieron fueron debido a la diferencia de criterios de evaluación para el análisis.

Tabla 16. Resultados del análisis de pruebas de presión. Shushufindi Norte

Generalidades		Resultados corregidos a profundidad de referencia												Modelos Seleccionados				
		DERVADA						HORNER						Almacena miento	Pozo	Reservorio	Límite	
		Pi	k.h	k	Daño	Pi	k _{eq} .h	k _{eq}	Daño	psia	m.d.ft	m.d	m.d					
Número de prueba	Fecha de prueba (dd/mm/YY)	Arena	Criterio	psia	m.d.ft	m.d	Daño	psia	m.d.ft	m.d	m.d	psia	m.d.ft	m.d	psia	m.d.ft	m.d	
SHS-014	1	19/7/2010	T	Alto	2474,22	7607,26	324,94	15,85	2470,8	7569,75	323,34	15,89	2420,8	7569,75	323,34	Vertical	Homogéneo	Intersección de Fallas
SHS-043	2	22/12/2014	T	Medio	1683,17	3550,99	423,84	57,00	1671,79	3547,29	423,40	56,90	1671,79	3547,29	423,40	Vertical	Homogéneo	Falla
SHS-051	3	7/11/2007	T	Bajo	2950,39	1954,62	130,31	40,27	2970,4	1944,54	129,64	39,90	3009,38	1266,7	40,36	Vertical	Homogéneo	Falla
	4	3/1/2009	T	Medio	2975,63	1244,1	124,41	39,59	3009,38	1266,7	126,67	40,36	3009,38	1266,7	40,36	Vertical	Homogéneo	Falla
	5	9/6/2013	T	Alto	2828,59	822,699	54,85	58,90	2855,99	831,85	55,45	59,33	2855,99	831,85	55,45	Vertical	Homogéneo	Intersección de Fallas
SHS-056	6	14/6/2013	T	Alto	2823,11	330,27	22,01	2,29	3015,16	337,27	22,48	4,47	3015,16	337,27	22,48	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Infinito
	7	23/4/2014	T	Bajo	2557,97	5408,95	180,30	66,40	2564,26	5403,91	180,13	67,17	2564,26	5403,91	180,13	Vertical	Homogéneo	Fallas paralelas
SHS-057	8	4/2/2008	T	Alto	1947,36	930,462	25,85	8,21	1805,2	901,215	25,03	7,72	1805,2	901,215	25,03	Vertical	Homogéneo	Fallas paralelas
SHS-063	9	15/2/2002	T	Alto	2283,9	3624,19	144,97	3,00	2241,17	3665,74	146,63	3,10	2241,17	3665,74	146,63	Vertical	Homogéneo	Fallas paralelas
SHS-077	10	9/5/2015	T	Medio	2125,7	3536,12	141,45	26,70	2097,79	3488,29	139,53	26,50	2097,79	3488,29	139,53	Vertical	Homogéneo	Falla
SHS-087	11	2/2/2017	T	Bajo	2046,34	24895	1,659,67	0,00	2068,15	25354,4	1690,29	0,22	2068,15	25354,4	1690,29	Vertical	Homogéneo	Infinito
SHS-099	12	16/6/2012	T	Medio	2390,94	1109,09	158,44	19,24	2480,38	1162,51	166,07	20,14	2480,38	1162,51	166,07	Vertical	Homogéneo	Falla
SHSB-136	13	16/5/2013	T	Medio	2496,67	1899,2	94,46	4,55	2576,13	1867,69	93,38	4,43	2576,13	1867,69	93,38	Vertical	Homogéneo	Rectangular
SHSC-206	14	1/1/2017	T	Alto	2095,29	1180,36	78,69	5,13	2150,29	1196,84	79,78	5,40	2150,29	1196,84	79,78	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Falla
SHSC-208	15	9/6/2014	T	Alto	2379,59	603,368	24,13	0,10	2458,23	617,2393	24,69	0,16	2458,23	617,2393	24,69	Vertical	Radial Compuesto	Infinito
SHSH-238	16	15/10/2013	T	Medio	2273,98	7155,18	298,13	2,47	2247,98	6673,86	278,08	1,99	2247,98	6673,86	278,08	Vertical	Doble porosidad PSS	Falla
	17	12/10/2014	T	Medio	2276,14	4968,64	207,86	9,25	2270,46	4947,08	206,13	9,22	2270,46	4947,08	206,13	Vertical	Doble porosidad PSS	Falla
SHSJ-149	18	23/4/2014	T	Medio	2482,88	2692,35	269,23	13,90	2536,48	2729,17	272,92	13,90	2536,48	2729,17	272,92	Vertical	Homogéneo	Falla
SHSS-052B	19	29/4/2014	T	Alto	2554,62	558,412	34,90	20,51	2585,05	548,488	34,28	20,28	2585,05	548,488	34,28	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Falla
SHSS-111	20	11/1/2010	T	Medio	2363,31	529,503	10,18	6,40	2414,75	521,425	10,02	6,28	2414,75	521,425	10,02	Vertical	Homogéneo	Falla
SHST-098	21	3/1/2012	T	Medio	2400,27	22839,1	1,756,86	11,35	2396,53	22842,1	1757,08	11,48	2396,53	22842,1	1757,08	Vertical	Doble porosidad PSS	Falla
SHST-109	22	21/4/2006	T	Alto	2332,93	11903,7	297,59	19,00	2272,37	11851,1	296,27	18,97	2272,37	11851,1	296,27	Vertical	Doble permeabilidad	Rectangular
	23	23/1/2010	T	Medio	2384,3	4267,17	106,68	18,68	2361,3	4226,77	105,66	18,60	2361,3	4226,77	105,66	Vertical	Doble permeabilidad	Rectangular
SHST-116	24	22/4/2012	TS	Alto	1536,41	288,829	26,26	6,09	1503,37	287,771	26,16	6,00	1503,37	287,771	26,16	vertical	Homogéneo	Falla
SHSW-205	25	17/4/2015	T	Alto	2242,17	1257,71	66,20	10,00	2338,49	1343,91	70,73	11,08	2338,49	1343,91	70,73	Vertical	Doble porosidad PSS	Falla
SHSY-145	26	5/8/2013	T	Medio	2264,1	1512,61	72,00	-1,15	2201,45	1315,02	62,62	-1,88	2201,45	1315,02	62,62	Vertical	Radial Compuesto	Falla
	27	14/6/2013	T	Bajo	2404,65	2145,5	102,15	12,36	2423,66	2150,38	102,40	13,99	2423,66	2150,38	102,40	Vertical	Doble permeabilidad	Falla
	28	8/11/2014	T	Medio	2382,52	5532,55	263,45	64,00	2384,89	5384,89	247,92	60,54	2384,89	5384,89	247,92	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Infinito
	29	10/11/2014	T	Alto	2345,11	4396,97	209,38	10,10	2346,47	4370,44	208,12	37,31	2346,47	4370,44	208,12	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Infinito

Tabla 17. Resultados del análisis de pruebas de presión. Shushufindi Central

Generalidades				Resultados corregidos a profundidad de referencia										Modelos Seleccionados			
Nombre del Pozo	N° de prueba	Fecha de prueba (dd/mm/YY)	Arena	Criterio	DERIVADA				HORNER				Almacena miento	Pozo	Reservorio	Limite	
					PI psia	k.h m.d.ft	k md	Daño	PI psia	k_eq m.d.ft	k_eq md	Daño					
SHS-019	1	25/6/2007	T	Alto	2341,7	2630,66	164,41	14,50	2339,26	2691,64	168,23	15,04	Constante	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Falla	
SHS-074	2	6/4/2002	Ti	Medio	2364,98	9445,02	314,83	16,22	2314,53	9421,36	314,53	15,96	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	
SHS-080	3	15/5/2002	Ti	Medio	2274,8	49995,6	861,99	50,20	2273,04	47470,20	818,45	47,48	Constante	Vertical	Homogéneo	Falla	
SHS-105	4	12/7/2002	Ti	Alto	1605,68	205,008	10,25	0,00	1505,44	180,32	9,02	-0,79	Variable	Vertical	Homogéneo	Fallas paralelas	
SHS-295	5	8/4/2015	T	Bajo	2172,67	3683,81	131,56	1,98	2170,73	3890,82	138,96	2,65	Variable	Vertical	Doble porosidad PSS	Falla	
SHSF-140	6	16/3/2013	Ti	Alto	2434,84	4586,49	176,40	0,34	2465,4	4641,65	178,53	0,35	Variable	Vertical	Homogéneo	Falla	
SHSG-118	7	14/1/2016	Ti	Medio	1998,88	1641,29	63,13	3,76	2069,59	1981,35	63,39	4,85	Variable	Vertical	Doble porosidad PSS	Falla	
SHSG-118	8	13/1/2008	Ti	Alto	2571,09	3293	274,45	2,10	2475,97	3283,27	273,61	1,99	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	
SHS-119	9	15/1/2017	Ti	Bajo	1961,82	1018,96	36,39	6,61	1944,55	1600,31	57,15	4,60	Constante	Vertical	Homogéneo	Infinito	
SHS-119	10	31/1/2017	Ti	Alto	1996,83	3238	107,97	4,70	1943,71	3217,60	107,25	4,59	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	
SHS-133	11	26/1/2011	Ti	Medio	2464,23	4786,07	239,30	-51,00	2487,18	4769,98	238,50	0,26	Variable	Vertical	Doble porosidad PSS	Falla	
SHS-162	12	22/1/2011	Ti	Medio	2303,25	5851,14	225,04	0,70	2201,96	5860,50	225,40	0,29	Variable	Vertical	Homogéneo	Fallas paralelas	
SHS-162	13	5/12/2014	Ti	Medio	2058,83	2662,34	102,40	14,52	1912,29	2534,31	97,47	13,56	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	
SHS-164	14	13/12/2014	Ti	Alto	2107,74	4230,89	74,23	11,36	1974,6	4167,26	73,11	11,96	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	
SHS-164	15	18/6/2014	Ti	Medio	2416,36	10094,2	593,77	35,56	2398,8	10043,30	590,78	35,08	Variable	Vertical	Homogéneo	Falla	
SHS-256	16	1/8/2015	Ti	Bajo	2265,27	9139,1	609,27	0,12	2260,39	8993,82	599,59	0,21	Variable	Vertical	Homogéneo	Falla	
SHS-106	17	11/9/2008	Ti	Medio	2512,9	964,97	120,62	-0,75	2548,12	959,73	119,97	-0,85	Variable	Vertical	Homogéneo	Falla	
SHS-106	18	7/6/2009	Ti	Alto	2412,39	596	74,51	2,05	2528,25	595,16	74,39	2,03	Constante	Vertical	Homogéneo	Circular	
SHSV-090	19	10/6/2010	Ti	Medio	2501,18	3583,08	358,30	15,86	2566,95	3491,00	349,10	15,25	Constante	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Infinito	

Tabla 18. Resultados del análisis de pruebas de presión. Shushufindi Sur

Generalidades		Resultados corregidos a profundidad de referencia												Modelos Seleccionados			
		DERIVADA						HORNER									
		N° de prueba	Fecha de prueba (dd/mm/YY)	Arena	Criterio	Pi psia	k.h md.ft	k md	Daño	Pi psia	k_e.q.h md.ft	k_e.q md	Daño	Almacena miento	Pozo	Reservorio	Limite
SHS-023	1	2/2/2002	TI	Medio	2399,15	20395,9	318,68	76	2397,72	20321,9	317,53	76,48	Variable	Vertical	Doble porosidad PSS	Falla	
SHS-045B	2	9/3/2013	TS	Medio	2367,62	2068,85	57,46	9,34	2368,26	2334,47	64,84	11,5	Constante	Vertical	Homogéneo	Falla	
SHS-079	3	25/12/2013	T	Bajo	2439,21	16342	333,5	9,23	2439,63	15815,6	322,77	8,77	Constante	Vertical	Homogéneo	Infinito	
SHS-095	4	18/12/2014	TS	Alto	2025,5	530,64	29,48	1,18	2101,38	514,68	28,59	1,6	Constante	Vertical	Doble permeabilidad	Falla	
	5	6/2/2017	TS	Medio	1577,8	471	26,17	4,6	1535,9	455,39	25,29	4,2	Variable	Vertical	Homogéneo	Rectangular	
SHS-097	6	7/12/2008	TI	Alto	2556,91	8029,3	267,64	12,3	2543,69	7704,12	256,80	11,57	Constante	Vertical	Homogéneo	Falla	
	7	12/6/2015	TI	Alto	2285,34	7014,14	233,805	16,3	2285,17	7824,61	260,82	19,07	Constante	Vertical	Doble porosidad PSS	Infinito	
SHSA-122	8	15/11/2008	T	Medio	2560,37	44227,5	1842,81	22,3	2561,58	44042,4	1835,10	22,48	Constante	Vertical	Doble permeabilidad	Falla	
	9	16/12/2015	T	Bajo	2195	4582,92	190,955	54,34	2211,095	4558,49	189,94	55	Constante	Vertical	Doble permeabilidad	Infinito	
SHSD-007	10	16/7/2009	T	Medio	2506,18	54211,5	3388,22	96	2506,66	53600,2	3350,00	87	Constante	Vertical	Doble permeabilidad	Falla	
	11	2/7/2008	TI	Alto	2625,84	5590,32	254,106	9,9	2643,45	5333,14	242,42	9,1	Constante	Vertical	Homogéneo	Falla	
SHSD-104	12	16/12/2009	TI	Medio	2468,21	7345,68	333,89	28,17	2468,64	7219,51	328,15	137	Constante	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Infinito	
SHSD-217	13	23/9/2015	TS	Alto	2189,73	2499,52	92,2	-3,8	2105,02	2500,84	92,62	-3,6	Constante	Vertical	Doble permeabilidad	Falla	
SHSL-225	14	9/8/2015	T	Medio	2276,42	3325,53	133	45,96	2283,23	3320,4	132,81	47	Constante	Vertical	Doble permeabilidad	Falla	

Tabla 19. Resultados del análisis de pruebas de presión. Shushufindi Sur Oeste

Generalidades		Resultados corregidos a profundidad de referencia												Modelos Seleccionados			
		DERIVADA						HORNER									
		N° de prueba	Fecha de prueba (dd/mm/YY)	Arena	Criterio	Pi psia	k.h md.ft	k md	Daño	Pi psia	k_e.q.h md.ft	k_e.q md	Daño	Almacena miento	Pozo	Reservorio	Limite
SHS-024	1	8/1/2010	T	Bajo	2719,5	7463,77	373,188	16,4	2723,35	7481,12	374,056	16,47	Constante	Vertical	Homogéneo	Fallas paralelas	
	2	5/1/2017	T	Bajo	2350	36481,6	1824,08	36,8	2350,02	36776,4	1838,82	36,37	Constante	Vertical	Homogéneo	Infinito	
	3	7/2/2017	T	Medio	2318,73	18452	922,6	30	2306,08	18436,9	921,84	29,95	Constante	Vertical	Homogéneo	Falla	
SHSM-026	4	16/6/2008	T	Alto	2027,4	761,311	25,377	-1,7	2000,64	747,336	24,91	-1,82	Variable	Vertical	Homogéneo	Fallas paralelas	
	5	27/5/2009	T	Medio	2513,92	1338,32	44,61	1,4	2514,66	1457,44	48,58	2,20	Variable	Vertical	Doble permeabilidad	Falla	
SHSM-127	6	4/3/2012	TI	Medio	2656,21	28341,5	3542,68	48	2655,73	28094	3511,75	47,53	Constante	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Falla	
SHSP-113	7	1/6/2014	TI	Alto	2761,76	1043,72	65,23	-0,63	2763,64	1055,38	65,9	-0,64	Variable	Vertical	Doble porosidad transiente	Infinito	
SHSO-175S1	8	27/6/2012	TI	Alto	2850,76	481	16,03	6,13	2907,78	488,314	16,27	6,28	Constante	Vertical entrada limitada	Homogéneo	Falla	

Tabla 20. Comparación de resultados. Shushufindi Norte

SHUSHUFINDI NORTE								
Nombre del Pozo	Número de prueba	Fecha de prueba	Arena	NUEVA INTERPRETACIÓN		RESULTADOS ANTERIORES		
				Pi	Skin	Pi	Skin	Observaciones
				psia		psia		
SHS-014	1	19/7/2010	T	2474,22	15,850	2579	11	resultado a prof. de sensor
SHS-043	2	22/12/2014	TI	1683,17	57	1531,37	46,8	
SHS-051	3	7/11/2007	T	2950,39	40,2689	2993	>20	
	4	3/1/2009	T	2975,63	39,59	2980	>20	
	5	9/6/2013	TI	2828,59	58,9	2790	92,2	resultado a prof. de sensor
	6	14/6/2013	TI	2823,11	2,29	2750	1,22	resultado a prof. de sensor
SHS-056	7	23/4/2014	T	2557,97	66,3981	2384,34	21	resultado a prof. de sensor
SHS-057	8	4/2/2008	T	1947,36	8,21482	2005	8	
SHS-063	9	15/2/2002	TI	2283,9	3,00189	2310	2,81	
SHS-077	10	9/5/2015	TI	2125,7	26,7	1923,19	26,5	resultado a prof. de sensor
SHS-087	11	2/2/2017	TI	2046,34	0	2046,34	-1,07969	
SHS-099	12	16/6/2012	TI	2390,94	19,2394	2338	13,5	
SHSB-136	13	16/5/2013	TI	2496,67	4,55414	2497,39	4,52864	
SHSC-206	14	1/1/2017	TI	2095,13	5,13	2037,2	20,6494	
SHSC-208	15	9/6/2014	TI	2379,59	0,102	2305	0,186	
SHSH-238	16	15/10/2013	TI	2273,98	2,47003	2160	1,39	
	17	12/10/2014	TI	2276,14	9,25	2155	30	resultado a prof. de sensor
SHSJ-149	18	23/4/2014	TI	2482,88	13,9	2410	21	
SHSS-052B	19	29/4/2014	TI	2507,75	19,99	2410,44	41,2	
SHSS-111	20	11/1/2010	T	2363,31	6,4	2090	10	
SHST-098	21	3/11/2012	TI	2400,27	11,3496	2333,38	6,96	
SHST-109	22	21/4/2006	TI	2332,93	19	2322	>10	
	23	23/1/2010	TI	2384,3	18,68	2303	20	
SHST-116	24	22/4/2012	TS	1536,41	6,08673	1500	4,84	
SHSW-205	25	17/4/2015	TI	2242,17	10	2208,65	9,69	
SHSY-145	26	5/8/2013	TI	2264,1	-1,15	2197,67	-0,782	
	27	14/8/2013	TI	2404,65	12,4799	2306,83	-	
	28	8/11/2014	TI	2382,52	64	2337,27	17,1	
	29	10/11/2014	TI	2345,11	10,1	2331,94	11,7	

Tabla 21. Comparación de resultados. Shushufindi Central

SHUSHUFINDI CENTRAL								
Nombre del Pozo	Número de prueba	Fecha de prueba	Arena	NUEVA INTERPRETACIÓN		RESULTADOS ANTERIORES		
				Pi	Skin	Pi	Skin	Observaciones
				psia		psia		
SHS-019	1	25/6/2007	T	2341,7	14,50	2384	15	
SHS-074	2	6/4/2002	TI	2364,98	16,22	2381	16,5	
SHS-080	3	15/5/2002	TI	2274,8	50,20	2317	>20	
SHS-105	4	12/7/2002	TI	1605,68	0,00	1718	0,48	
SHS-295	5	8/4/2015	T	2172,67	1,98	2140	-0,188	
SHSF-140	6	16/3/2013	TI	2434,84	0,34	2401	0,895	
	7	14/1/2016	TI	1998,88	3,76	1770	-	resultado a prof. de sensor
SHSG-118	8	13/11/2008	TI	2571,09	2,10	2591	5,4	
SHSI-119	9	15/1/2017	TI	1961,82	6,61	-	-	
	10	31/1/2017	TI	1996,83	4,70	1960,08	2,65	
SHSI-133	11	26/1/2011	TI	2464,23	-51,00	2414,49	-2,66	
SHSI-162	12	22/11/2011	TI	2303,25	0,70	2152,92	-6,18	
	13	5/12/2014	TI	2058,83	14,52	1941,7	19,5	
	14	13/12/2014	TI	2107,74	11,36	1917,17	-	resultado a prof. de sensor
SHSI-164	15	18/6/2014	TI	2416,36	35,56	2265	45	resultado a prof. de sensor
SHSI-256	16	1/8/2015	TI	2265,27	0,12	2277	0,212	
SHSK-106	17	11/9/2008	TI	2512,9	-0,75	2518	4,6	
	18	7/6/2009	TI	2412,39	2,05	2427	1,4	
SHSV-090	19	10/6/2010	TI	2501,18	15,86	2512	14	

Tabla 22. Comparación de resultados. Shushufindi Sur

SHUSHUFINDI SUR								
Nombre del Pozo	Número de prueba	Fecha de prueba	Arena	NUEVA INTERPRETACIÓN		RESULTADOS ANTERIORES		
				Pi	Skin	Pi	Skin	Observaciones
				psia		psia		
SHS-023	1	2/2/2002	TI	2399,15	76	2423	>20	
SHS-045B	2	9/3/2013	TS	2367,62	9,34	2165	14,6	resultado a prof. de sensor
SHS-079	3	25/12/2013	T	2439,21	9,23	2363,6	-	
SHS-095	4	18/12/2014	TS	2025,5	1,18	1990,58	1,86	
	5	6/2/2017	TS	1577,8	4,6	1514,5	-	
SHS-097	6	7/12/2008	TI	2556,91	12,3	2585	13	
	7	12/6/2015	TI	2285,34	16,3	2232,42	-	
SHSA-122	8	15/11/2008	T	2560,37	22,3	2567	13	
	9	16/12/2015	T	2195	54,34	2144	-	
SHSD-007	10	16/7/2009	T	2506,18	96	2430	-	
SHSD-104	11	2/7/2008	TI	2625,84	9,9	2631	10	
	12	16/12/2009	TI	2468,21	28,17	2467	>20	
SHSD-217	13	23/9/2015	TS	2189,73	-3,8	2182	-2,9	
SHSL-225	14	9/8/2015	T	2276,42	45,96	2234	29	

Tabla 23. Comparación de resultados. Shushufindi Sur Oeste

SHUSHUFINDI SUR OESTE								
Nombre del Pozo	Número de prueba	Fecha de prueba	Arena	NUEVA INTERPRETACIÓN		RESULTADOS ANTERIORES		
				Pi psia	Skin	Pi psia	Skin	Observaciones
SHS-024	1	8/1/2010	T	2719,5	16,4	2746	>20	
	2	5/1/2017	T	2350	36,8	2350	44,4	
	3	7/2/2017	T	2318,73	30	2044,6	-	resultado a prof. de sensor
SHSM-026	4	16/6/2008	T	2027,4	-1,7	2063	-1	
	5	27/5/2009	T	2513,92	1,4	2486,48	14,8	
SHSM-127	6	4/3/2012	TI	2656,21	48	2455,74	-	resultado a prof. de sensor
SHSP-113	7	1/6/2014	TI	2761,76	-0,63	2685	0,377	
SHSO-175S1	8	27/6/2012	TI	2850,76	6,13	2715,8	5,5	resultado a prof. de sensor

3.4. Análisis de resultados

3.5. Estimación de la presión actual

Una vez obtenidos los valores de presión de reservorio, se procede a estimar la presión actual (a diciembre 2018).

Para determinar la declinación de presión con el tiempo y precisar la capacidad de aporte, es necesario identificar el mecanismo de producción en base a las pruebas de presión analizadas y a los datos de acumulados de producción de fluido durante toda la vida productiva del reservorio.

Para la arenisca "T" se infiere que el mecanismo de producción predominante es la intrusión de agua como se puede observar en la figura 60.

El comportamiento de presión ha declinado en un rango de 1600 – 2600 psi desde su presión inicial de 4200 psi hasta diciembre del 2018. A lo largo de las estructuras de la arenisca "T" el comportamiento de la presión es relativamente homogéneo y se encuentra al 60% de la presión original (Petroamazonas EP, 2017).

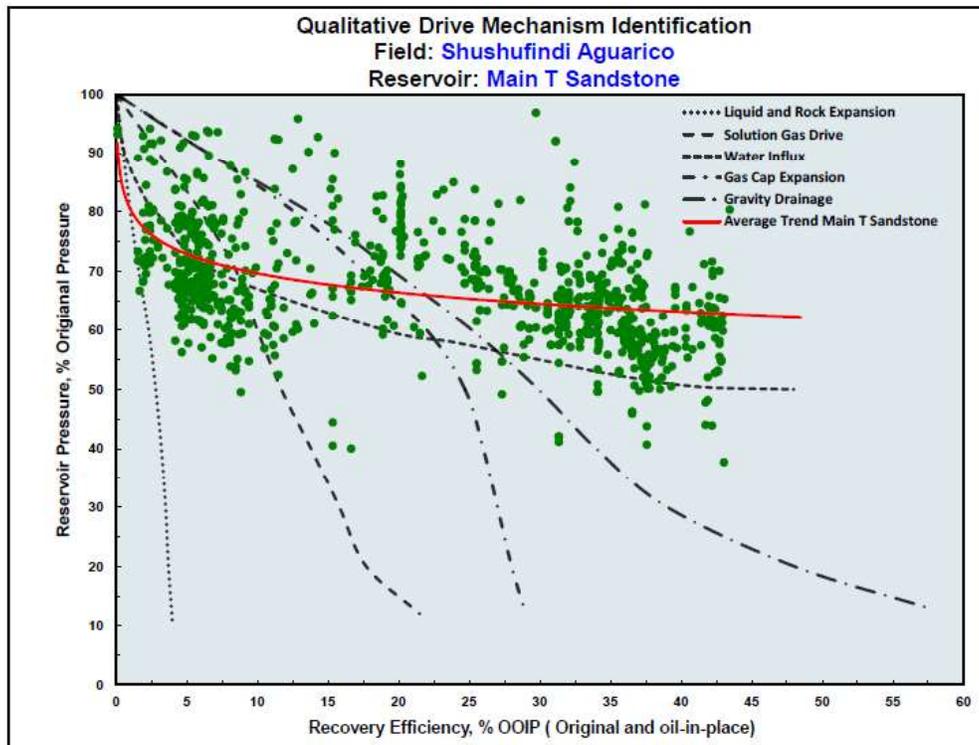


Figura 61. Identificación cualitativa de mecanismo de producción del reservorio T

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

Para determinar la declinación de presión de la arenisca “T” del campo Shushufindi se aplicó un ajuste con una línea de tendencia en base a la figura 60 con lo cual fue posible estimar los valores de presión de cada pozo extrapolando la presión corregida a la fecha actual (a diciembre 2018). Este ajuste se realizó tomando los datos de presión en función del porcentaje de recuperación de fluido.

El petróleo original en sitio (OOIP) y el gas original en sitio (OGIP) se refieren al volumen total de hidrocarburo almacenado en un depósito antes de la producción, evidenciando así la caída de presión que se genera en el reservorio.

Este método fue seleccionado en base a un análisis similar realizado para el campo Aguarico, presentado en la tesis “Definición del mapa de presiones del Complejo Aguarico mediante análisis de pruebas de presión” (Rosero, 2018), brindando buenos resultados.

Tabla 24. Estimación de presión actual. Shushufindi Norte

SHUSHUFINDI NORTE				
Nombre del Pozo	Año	Arena	Presión de Reservorio (Psia)	
			@ Build Up	@ Dic. 2018
SHS-014	2010	T	2474,22	2217,115
SHS-043	2014	TI	1683,17	1440,845
SHS-051	2013	TI	2823,11	2535,51
SHS-057	2008	T	1947,36	1387,75
SHS-063	2002	TI	2283,9	1438,36
SHS-077	2015	TI	2125,7	1990,393
SHS-099	2012	TI	2390,94	2186,496
SHSB-136	2013	TI	2496,67	2347,55
SHSC-206	2017	TI	2095,29	2035,348
SHSC-208	2014	TI	2379,59	2242,247
SHSH-238	2014	TI	2276,14	2082,958
SHSJ-149	2014	TI	2482,88	2261,183
SHSS-052B	2014	TI	2554,62	2389,855
SHSS-111	2010	T	2363,31	2071,277
SHST-098	2012	TI	2400,27	2197,823
SHST-109	2010	TI	2384,3	2098,887
SHST-116	2012	TS	1536,41	1136,957
SHSW-205	2015	TI	2242,17	2120,479
SHSY-145	2014	TI	2345,11	2202,425

Tabla 25. Estimación de presión actual. Shushufindi Central

SHUSHUFINDI CENTRAL				
Nombre del Pozo	Año	Arena	Presión de Reservorio (Psia)	
			@ Build Up	@ Dic. 2018
SHS-019	2007	T	2341,7	1936,73
SHS-074	2002	TI	2364,98	1587,391
SHS-080	2002	TI	2274,8	1421,2
SHSF-140	2016	TI	1998,88	1891,28
SHSG-118	2008	TI	2571,09	2272,158
SHSI-119	2017	TI	1996,83	1929,155
SHSI-133	2011	TI	2464,23	2141,539
SHSI-162	2014	TI	2058,83	1872,873
SHSI-164	2014	TI	2416,36	2284,547
SHSK-106	2009	TI	2412,39	2093,223
SHSV-090	2010	TI	2501,18	2252,689

Tabla 26. Estimación de presión actual. Shushufindi Sur

SHUSHUFINDI SUR				
Nombre del Pozo	Año	Arena	Presión de Reservorio (Psia)	
			@ Build Up	@ Dic. 2018
SHS-023	2002	TI	2399,15	1650,576
SHS-045B	2013	TS	2367,62	2194,283
SHS-079	2013	T	2439,21	2279,237
SHS-095	2014	TS	2025,5	1834,821
SHS-097	2015	TI	2285,34	2168,62
SHS-179	2014	T	2508,19	2390,386
SHSA-122	2008	T	2560,37	2256,76
SHSD-007	2009	T	2506,18	2221,185
SHSD-104	2009	TI	2468,21	2169,328
SHSD-217	2015	TS	2189,73	2062,073
SHSL-225	2015	T	2276,42	2158,709

Tabla 27. Estimación de presión actual. Shushufindi Sur-Oeste

SHUSHUFINDI SUR-OESTE				
Nombre del Pozo	Año	Arena	Presión de Reservorio (Psia)	
			@ Build Up	@ Dic. 2018
SHS-024	2017	T	2318,73	2267,91
SHSM-026	2009	T	2513,92	2231,628
SHSM-127	2012	TI	2656,21	2312,154
SHSP-113	2014	TI	2761,76	2482,239
SHSO-175S1	2012	TI	2850,76	2350,999

3.6. Desarrollo del mapa isobárico de la arena T

Luego de obtener los valores de presión actual se procede a la realización del mapa isobárico con el fin de observar el comportamiento de presión de la arena "T" del campo Shushufindi.

Se tomaron en cuenta 54 pruebas de presión pertenecientes a la arena principal "T inferior" tomadas desde el año 2002 al 2017 y se descartaron los datos de la arena "T superior" debido a que no se contaba con la data suficiente para la realización del mapa. Además se descartaron los datos considerados de "criterio bajo" debido a su poca confiabilidad.

La tabla 28 muestra en resumen los pozos que se analizaron con las coordenadas de ubicación de cada uno de ellos y la presión actual estimada.

Estos datos se ingresaron en el software Petrel para construir el mapa isobárico correspondiente.

En la figura 62 se puede observar el mapa isobárico de la arena T principal del campo Shushufindi en donde se puede diferenciar las zonas de presión, teniendo de color amarillo las zonas de más alta presión y de color azul las zonas con la presión más baja. Se muestra con puntos de color rojo la ubicación de los pozos que fueron analizados.

El mapa se puede dividir en 4 zonas, la zona norte cuenta con el análisis de 19 pozos con un promedio de presión de reservorio actual estimada de 2038 psi, la zona central con 11 pozos analizados con un promedio de presión de reservorio de 1990 psi, siendo la zona con más baja presión; la zona sur con 11 pozos analizados presenta una presión de reservorio promedio de 2126 psi y finalmente la zona Sur-oeste que cuenta con 5 pozos analizados y con una presión de reservorio promedio de 2329 psi.

Para una mejor visualización del mapa, se lo presenta en el anexo 4.

Tabla 28. Resultados obtenidos de presión actual Arena T principal - Shushufindi (diciembre 2018)

NOMBRE POZO	COORDENADAS		PRESIÓN (psi)
	X	Y	
SHS-014	317682,7	9983191,58	2217,115
SHS-019	316685,33	9980099,35	1936,73
SHS-023	315507,96	9973143,56	1650,576
SHS-024	315503,21	9969177,44	2267,91
SHS-043	318225,82	9980190,47	1440,845
SHS-051	318685,53	9986201,03	2535,51
SHS-057	316670,2	9988191,98	1387,75
SHS-063	316627,4	9983174,22	1438,36
SHS-074	315868,9	9978606,91	1587,391
SHS-077	317149,47	9980622,24	1990,393
SHS-080	316139,16	9975664,84	1421,2
SHS-097	315240,84	9973715,67	2168,62
SHS-099	317256,12	9986665,03	2186,496
SHSA-122	317238,61	9972526,52	2256,76
SHSB-136	316140,56	9986553,49	2347,55
SHSC-206	315986,27	9987681,21	2035,348
SHSC-208	316251,07	9987085,23	2242,247
SHSD-007	316492,81	9972187,93	2221,185
SHSD-104	316971,18	9971940,74	2169,328
SHSF-140	315663,45	9978453,03	1891,28
SHSG-118	317310,7	9976596,98	2272,158
SHSH-238	316650,13	9982703,17	2082,958
SHSI-119	315065,48	9976830,44	1929,155
SHSI-133	315352,46	9976094,88	2141,539
SHSI-162	314502,73	9975016,46	1872,873
SHSI-164	314847,71	9977350,16	2284,547
SHSJ-149	317254,5	9988167,15	2261,183
SHSK-106	317531,79	9974400,65	2093,223
SHSL-225	313934,31	9973998,49	2158,709
SHSM-026	316537,55	9970125,91	2231,628
SHSM-127	316496,02	9969378,3	2312,154
SHSO-175S1	314460,56	9969313,36	2350,999
SHSP-113	313625,35	9970335,49	2482,239
SHSS-052B	318667,36	9988185,98	2389,855
SHSS-111	318104,2	9988723,88	2071,277
SHST-098	317131,19	9981714,91	2197,823
SHST-109	317681,09	9980578,63	2098,887
SHSV-090	317125,02	9978692,93	2252,689
SHSW-205	316254,21	9984711,35	2120,479
SHSY-145	315705,94	9988438,35	2202,425

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

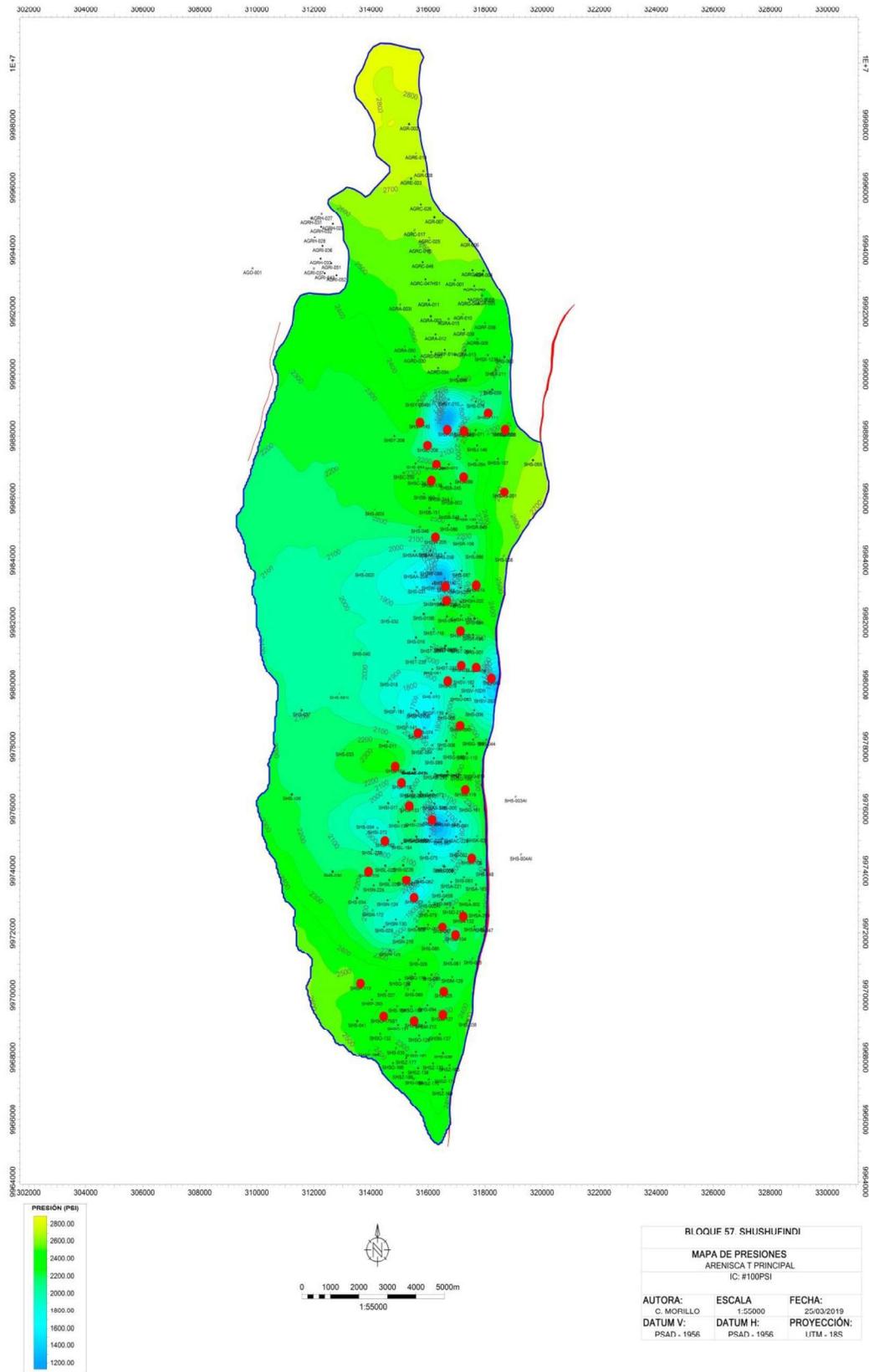


Figura 62. Mapa de Presiones de la Arena T principal del campo Shushufindi

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

La metodología utilizada para la realización de este trabajo permitió hacer un análisis del comportamiento de la presión del reservorio desde el inicio de su vida productiva hasta la actualidad, mediante la reinterpretación de todas las pruebas de presión disponibles, lo cual hizo posible la construcción de un mapa isobárico representativo de la arenisca “T” del campo Shushufindi en donde se puede evidenciar la declinación de presión. En base a los resultados obtenidos, se puede concluir lo siguiente:

- El reservorio “T” del campo Shushufindi empezó su vida productiva en el año de 1974 con un total de 215 pruebas de presión realizadas que se encuentran en la base de datos de Petroamazonas EP, de las cuales solo el 42,33 % poseen archivos válidos para ser interpretados mediante el Software Saphir NL.
- De un total de 91 pruebas de presión que fueron analizadas, 59 fueron válidas, las cuales representan el 64,84 % del total. Estas fueron seleccionadas de acuerdo al cumplimiento de parámetros necesarios para su validación como un buen periodo de cierre, identificación de flujo radial e identificación de límites. Se descartaron las pruebas con criterio de selección bajo y las consideradas “no válidas”.
- Para la realización del mapa de isobárico se tomaron en cuenta 54 pruebas de presión pertenecientes a la arena principal “T inferior” tomadas desde el año 2002 al 2017. Se descartaron las pruebas consideradas de “criterio bajo”, es decir, aquellas pruebas en las cuales no se identifica flujo radial o el modelo no es válido.
- Se descartaron los datos de las pruebas realizadas en la arena “T superior” debido a que su número no es significativo para realizar un mapa isobárico.

- El mapa se puede dividir en 4 zonas, la zona norte cuenta con el análisis de 19 pozos con un promedio de presión de reservorio actual estimada de 2038 psi, la zona central con 11 pozos analizados con un promedio de presión de reservorio de 1990 psi, siendo la zona con más baja presión; la zona sur con 11 pozos analizados presenta una presión de reservorio promedio de 2126 psi y finalmente la zona Sur-oeste que cuenta con 5 pozos analizados y con una presión de reservorio promedio de 2329 psi.
- Para las pruebas que contaron con el tiempo de cierre óptimo para la estabilización e identificación de flujo radial infinito y límites, la interpretación del modelo corresponde en su mayoría a un reservorio homogéneo, con presencia de falla en los límites. Para las pruebas que fueron realizadas sin comunicación anular, el almacenamiento fue constante.
- Para las pruebas que fueron tomadas en la arena "T inferior" en conjunto con la arena "T superior", la interpretación del modelo correspondía a un reservorio con doble permeabilidad debido a que en estos casos, por la diferencia de presión de las capas, se genera flujo cruzado.
- En los registros eléctricos de los pozos analizados encontraron presencia de intercalaciones de lutitas, lo cual no permite el flujo continuo ejerciendo un sello parcial. Esto se evidenció en los resultados del análisis de las pruebas de presión, siendo identificados modelos de reservorio con doble porosidad y doble permeabilidad.
- En la arenisca T del campo Shushufindi se infiere que el mecanismo de producción predominante es la intrusión de agua. Dicho mecanismo ha contribuido a la permanencia de la presión con el tiempo, siendo más fuerte para la zona Norte y Sur Oeste.
- De acuerdo al análisis de las pruebas de presión, en la zona Norte se evidencia la menor declinación de presión en la arena T principal, teniendo una presión promedio, hasta el año 2010, de 2400 psi, para el año 2014, de 2380 psi y para el año 2017, de 2130 psi, mostrando una pérdida de presión menor a 100 psi por año. En la zona Central se presentó una presión promedio, para el año 2010, de 2430 psi, para el año 2014, una presión de

2190 psi y 2065 psi para el año 2017, siendo la zona que presenta mayor declinación de presión. De acuerdo a los resultados analizados, la zona Sur presenta una presión promedio para el año 2009 de 2530 psi, para el año 2013 de 2400 psi y para el año 2015, una presión de 2230 psi. La zona Sur-Oeste presentó una presión promedio de 2750 psi para el año 2012 y de 2300 psi para el año 2017 siendo la zona con más alta presión.

4.2. Recomendaciones

- Realizar un análisis y actualización periódica de los datos y los modelos obtenidos en este estudio, con el fin de que se puedan realizar propuestas comparativas, tomando en cuenta la información del pozo, la geología, historiales de producción y reacondicionamiento para así definir modelos del reservorio más precisos.
- Para la toma de pruebas de presión, establecer un periodo de cierre mínimo de 10 horas con el objetivo de que se puedan evidenciar el flujo radial y los límites.
- Tomar en cuenta el flujo de trabajo para la interpretación de pruebas de presión presentados en este estudio con el fin de que las interpretaciones sean más confiables para el activo Shushufindi y demás activos de la empresa Petroamazonas EP.
- Efectuar una revisión y actualización periódica de la base de datos con el fin de mantener la información de manera ordenada y estructurada.
- Realizar pruebas de drawdown como una alternativa para conocer el estado de los pozos sin tener la necesidad de cerrarlos, evitando así la pérdida de producción.

BIBLIOGRAFÍA

- Achig, W. S. (2015). *Estudio Potencial de Recuperación Avanzada de Petróleo en las Arenas Napo "U" y Napo "T" del Campo Shushufindi*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Ahmed, T., & McKinney, P. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. United States of América: Elsevier.
- Alvarado, D. (2004). *Análisis de Pruebas de Presión*. Maracaibo, Venezuela: ESP OIL.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (3ra ed.). Quito, Ecuador: Instituto Francés de Estudios Andinos.
- Bath, E. (1998). *Introduction to Well Testing*. Schlumberger Wireline & Testing.
- Biedma, D., Corbett, C., Vela, I., Giraldo, F., Lafournere, J.-P., Marín, G., . . . Villanueva, G. (2014). Shushufindi: El renacimiento de un Gigante. *Oilfield Review*, 26.
- Borbon, D., Ramos, H., & Villacreses, D. (2013). *Interpretación de una Prueba de Pozos DST mediante el Uso del Software Saphir, luego de un trabajo de Acidificación*. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Bourdarot, G. (1998). *Well Testing: Interpretation Methos*. Paris: Technip.
- Bourdet, D. (2002). *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. (J. C., Ed.) Francia: Elsevier.
- Chaudhry, A. U. (2004). *Oil Well Testing Handbook*. USA: Elsevier.
- Cobb, W. M., Ramey Jr, H. J., & Miller, F. G. (1972). Well-test analysis for wells producing commingled zones. *Journal of Petroleum Technology*, 27-37.
- Enriquez, J. R., & Feijóo, M. R. (2008). *Actualización de las Reservas en base a los nuevos factores de recobro del campo Shushufindi*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Escobar, F. H. (2000). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Universidad Surcolombiana.
- Escobar, F. H. (2003). *Análisis Moderno de Presiones de Pozos*. Huila: Universidad Surcolombiana.
- Fekete Associates Inc. (2009). *Well Testing Fundamentals*. Obtenido de Petroleum Programmer: <http://www.petroleumprogrammer.com/wp-content/uploads/2014/10/Well-Testing-Fundamentals.pdf>
- Gomez, Y. A., Garrido, E., Guevara, O., & Maldonado, J. (2010). *Pruebas de Presión*. Recuperado el 21 de Noviembre de 2018, de Petrounefa: <http://petrounefabarinas.blogspot.com/2010/06/aplicaciones-de-pruebas-de-presiones.html>

- Gringarten, A., Bourdet, D., Landel, P., & Kniazeff, V. (1979). *A Comparison Between Different Skin And Wellbore Storage Type-Curves For Early-Time Transient Analysis*. SPE.
- Hegeman, P. S., Hallford, D. L., & Joseph, J. A. (1993). Well-Test Analisis with Changing Wellbore Storage. *SPE Formation Evaluation*, 201-207.
- Horne, R. (1990). *Modern Well Test Analysis*. USA: Petroway.
- Hozué, O., Viturat, D., Fjaere, O., Trin, S., Allain, O., & Tauzin, E. (2013). *Dynamic Data Analysis*. Kappa.
- Izurieta, A. J., Dávila, E. R., & Paz, F. J. (2015). *What we have learned from 29 Years of Well Testing in the Limoncocha Field: An Approach to Data Managment, QA/QC, Interpretation, and Applications*. Quito, Ecuador: SPE.
- Jaillard, E., Caron, M., Dhondt, A., Lascano, M., Andrade, R., Bengston, P., & Bulot, L. (1997). *Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*. Ecuador: Orstom-Petroproducción.
- KAPPA. (s.f). *Saphir NL - Pressure Transient Analysis*. Recuperado el 21 de Noviembre de 2018, de KAPPA: <https://www.kappaeng.com/software/saphir>
- Paguay, K., Miranda, B., & Galarza, D. (2011). *Evaluación de Pruebas de Restauración de Presión para Yacimientos que producen por Debajo de la Presión de Saturación*. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamento de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.
- Petroamazonas EP. (2017). *Justificativo Técnico de Reservorios Activo Shushufindi*. Quito.
- Petroamazonas EP. (2018). *Estado Actual de Pozos. Shushufindi - Aguarico - Drago*. Petroamazonas EP, Reservorios, Quito.
- Ramey Jr, H. J., Miller, F. G., & Cob, W. M. (1972). Well Test Analysis for Wells Producing Commingled Zones. *Journal of Petroleum Technology*, 27-37.
- Rosero, C. (2018). *Definición del mapa de presiones del Complejo Aguarico mediante análisis de pruebas de presión*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Schlumberger. (2002 a). *Well Test Interpretation*. Wireline & Testing. SMP-7086-5.
- Schlumberger. (2002 b). Caracterización de la permeabilidad con probadores de foración. *Oilfield Review*, 2-23.
- Schlumberger. (2018 a). *Formación Homogénea*. Recuperado el 17 de Octubre de 2018, de Oilfield Glossary: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/homogeneous_formation.aspx
- Schlumberger. (2018 b). *Petrel E&P Software Platform*. Recuperado el 21 de Noviembre de 2018, de Schlumberger: <https://www.software.slb.com/products/petrel>

- Sivila Angulo, F. (2007). *Petrofísica de Reservorios* (Primera ed.). Bolivia: Ricardo Impresiones.
- SPE Internacional. (24 de Junio de 2015). *Curvas Tipo*. Obtenido de PetroWiki:
https://petrowiki.org/Type_curves#Dimensionless_variables
- TestWells. (2016). *Wellbore Storage*. Recuperado el 24 de Abril de 2019, de TestWells:
<https://www.testwells.com/wellbore-storage/>
- Valencia, R. (2011). *Fundamentos de Pruebas de Presión*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

ANEXOS

ANEXO 1: BASE DE DATOS

Anexo1.1 Base de datos Shushufindi Central

SHUSHUFINDI CENTRAL																										
GENERALIDADES							Datos MD				Datos TVD				Sensor		Parámetros petrofísicos			Producción						
Número de Pozo	Nombre del Pozo	Número de prueba	Fecha de prueba (dd/mm/yy)	Area	Tipo de archivo	WO #	PVT	Intervalos Perforados (ft)	Pies Perforados (ft)	Profundidad media de punzados (ft)	Profundidad del Sensor (ft)	Arena (ft)	Intervalos Perforados (ft)	Profundidad media de punzados (ft)	Profundidad del Sensor (ft)	Tipo de Sensor	Porosidad (V/V)	Sw	Well radius (ft)	Producción acumulada (BPPD)	Producción de petróleo (BPPD)	Producción de agua (BAPD)	BSW (%)			
												Topo	Base							Ct	Qo	Qw				
1	SHS-011	1	6/22/2017	TI	.XLS	D-13	SSF-A.30	9400 9416	16	9408	8786.85	9269	9461	9400 9416	9408	8786.85	BES	0.172	0.365	0.354	1764	141	1623	92		
2	SHS-019	2	27/6/2007	T	.GEN	16	SSF-A.63	9214 9220	16	9244	8833	9162	9306	9214 9220	9244	8833	Zi - Probes 9505	0.119	0.565	0.354	624	168	456	73		
3	SHS-020B	3	20/6/2002	TI	.TXT	CR	SSF-A.2	9264 9274	38	9351	9239.78	9291	9393	9302 9370	9351	9239.78	SLSR-3087	0.191	0.293	0.411	480	43	437	91		
4	SHS-074	4	8/4/2002	TI	.GEN	2	SSF-A.3	9282 9302	30	9301	8884	9280	9361	9282 9302	9301	8884	Z-98	0.133	0.324	0.411	1392	334	1058	76		
5	SHS-080	5	15/9/2002	TI	.GEN	7	SSF-A.2	9252 9268	58	9286	8931	9328	9345	9252 9268	9286	8931	Z-98	0.179	0.282	0.411	1488	89	1399	94		
6	SHS-105	6	12/7/2002	TI	.GEN	D-CR	SSF-A.30	9533 9553	20	9543	9244	9530	9634	9533 9553	9543	9244	Zi - 9527	0.143	0.402	0.411	240	168	72	30		
7	SHS-205	7	8/4/2015	T	.XLS	CR	SSF-A.2	9583 9598	28	9599.5	9491	9525	9761	9583 9598	9599.5	9491	TCPR-963	0.131	0.467	0.354	720	634	86	12		
8	SHS-140	8	16/3/2013	TI	.TXT	3	SSF-A.2	9600 9605	26	9617	9515	9694	9877	9600 9605	9617	9515	TCPR-962	0.144	0.382	0.354	820	549	271	33		
9	SHS-191	10	25/2/2017	TI	.XLS	D-1	SSF-A.3	9611 9616	16	10068	9212	10039	10128	9611 9616	9212	9408.41	9400.53	8568.93	BES	0.185	0.157	0.354				
10	SHS-116	11	13/11/2008	TI	.XLS	C&R	SSF-A.2	9616 9622	12	9646	9488	9629	9741	9616 9622	9616	9488	Zi-9678	0.117	0.361	0.354	1176	717	459	39		
11	SHS-160	12	12/6/2015	TI	.ARCHIVO	1	SSF-A.2	9777 9794	17	9785.5	9708	9775	9856	9777 9794	9785.5	9708	W 40045	0.148	0.516	0.354	384	185	209	53		
12	SHS-119	13	15/1/2017	TI	.XLS	D-6	SSF-A.30	9787 9796	28	9808.5	9491.01	9773	9863	9787 9796	9808.5	9491.01	BES	0.145	0.198	0.354	1058	317	741	70		
13	SHS-133	15	26/1/2011	TI	.REC	C&R	SSF-A.2	9808 9810	20	9859	9658	9821	9908	9808 9810	9859	9658	SLA0999	0.101	0.258	0.354	960	499.2	460.8	48		
14	SHS-162	18	13/12/2014	TI	.GEN	4	SSF-A.30	9816 9822	26	10470.5	10131	10433	10533	9816 9822	10470.5	10131	W40106	0.166	0.265	0.354	642	385.2	256.8	40		
15	SHS-164	20	18/6/2014	TI	.TXT	3	SSF-A.30	9824 9830	57	10470.5	9964.41	10433	10533	9824 9830	10470.5	9964.41	BES	0.166	0.265	0.354	792	530.64	281.36	33		
16	SHS-256	21	3/8/2015	TI	.TXT	1	SSF-A.2	9834 9836	15	10034.5	9837	10003	10091	9834 9836	10034.5	9837	MFT SN 343	0.146	0.073	0.354	888	0	600	100		
17	SHS-106	23	7/6/2009	TI	.TXT	6	SSF-A.2	9838 9840	8	9678	9247	9646	9742	9838 9840	9678	9247	Zi 1184	0.114	0.065	0.354	1392	1058	334	24		
18	SHS-090	24	10/9/2010	TI	.ARCHIVO	13	SSF-A.3	9842 9844	10	9245	9634	9216	9299	9842 9844	9245	9634	Zi 1184	0.179	0.286	0.385	480	165.6	314.4	65.5		
19	SHS-094H	25	16/3/2002	T	.GEN	C&R	SSF-A.30	9846 9848	988	11446	8955	-	-	9846 9848	9846	8955	-	-	-	2184	589.98	154.32	73			
20	SHS-102H	26	16/12/2001	T	.GEN	C&R	SSF-A.3	9850 9852	0	11869	7974	-	-	9850 9852	9850	7974	-	-	-	2040	0	2040	100			

Anexo 1.2 Base de datos Arenas Shushufindi Norte

SHUSHUFINDI NORTE																											
GENERALIDADES						Datos MD					Datos en TVD			Sensor		Parámetros petrofísicos			Producción								
Número de Pozo	Nombre del Pozo	Número de prueba	Fecha de prueba (dd/mm/yy)	Arena	Tipo de Archivo	Tipo de Prueba	WO #	PVT	Intervalos Perforados (ft)	Pies Perforados (ft)	Profundidad media de perforación (ft)	Profundidad del Sensor (ft)	Aréa (ft ²)	Aréa (ft ²)	Intervalos Perforados (ft)	Profundidad media de perforación (ft)	Profundidad del Sensor (ft)	Tipo de Sensor	Porosidad (VV)	Sw	Well radius (ft)	Producción acumulada (BOPD)	Producción de petróleo (BOPD)	Producción de agua (BOPD)	BSW (%)		
1	SH6-014	2	19/7/2010	T	XLS	BLP	21	SSF-63	9228	9232					9228	9232											
									9246	9254	24	9251	8806	9200	9327	9246	9254	9251	8806	W 1184	0.109	0.093	0.354	816	131	685	84
2	SH6-043	2	22/12/2014	T	GEN	BLP	15	SSF-63	9274	9282					9274	9282											
									9292	9274					9292	9274	9282	8893	9255	9339	9274	9282	9278	8893	W 40291	0.160	0.279
3	SH6-051	4	7/11/2007	T	GEN	BLP	21	SSF-3	9398	9413	15	9405.5	8327	9312	9441	9398	9413	9405.5	8327	Zi 1024	0.173	0.307		552	221	331	60
									9392	9402	10	9397	9264		9392	9402	9397	9264	Zi-1002	0.118	0.351	0.411	312	162	150	48	
4	SH6-056	7	23/4/2014	T	GEN	BLP	20	SSF-3	9392	9398					9392	9398											
									9378	9384	30	9391	8888		9378	9384	9391	8888	W 40204	0.136	0.250	0.411	816	179.52	636.48	78	
5	SH6-057	9	4/2/2008	T	GEN	BLP	17	SSF-3	9392	9398					9392	9398											
									9378	9384	30	9391	8886.7		9378	9384	9391	8886.7	BES	0.136	0.250	0.411	2511	301	2210	88.0	
6	SH6-063	10	15/2/2002	T	GEN	BLP	4	SSF-63	9292	9301					9292	9301											
									9274	9282	25	9295	8902	9260	9323	9292	9301	9295	8902	---	0.120	0.365	0.411	624	187	437	70
7	SH6-077	11	9/9/2015	T	GEN	BLP	12	SSF-63	9241	9266	25	9253.5	8794	9219	9296	9241	9266	9253.5	8794	W 40045	0.135	0.384	0.411	672	221.76	450.24	67
									9278	9285	14	9293.5	8962.28	9270	9337	9278	9285	9293.5	8962.28	BES	0.172	0.235	0.411	1131	249	882	78
8	SH6-087	12	2/2/2017	T	XLS	BLP-BBS	D-6	SSF-63	9302	9309					9302	9309											
									9291	9298	7	9294.5	8185	9288	9361	9291	9298	9294.5	8185	Zi-40046	0.136	0.346	0.411	792	602	190	24
9	SH6-099	13	16/6/2013	T	ARCHIVO	BLP	---	SSF-3	9557	9566	9	9561.5	9542	9925	10004	9557	9566	9561.5	9542	BES	0.133	0.312	0.354	216	179	37	17
									9528	9548					9528	9548	9538.085	8969.71	W 40048	0.133	0.312	0.354	1512	1366	146	10	
10	SH6B-136	15	12/8/2015	T	ARCHIVO	BLP	D-4	SSF-3	9557	9566	9	9561.5	9542	9925	10004	9557	9566	9561.5	9542	BES	0.133	0.312	0.354	216	179	37	17
									9528	9548					9528	9548	9538.085	8969.71	W 40048	0.133	0.312	0.354	1512	1366	146	10	
11	SH6B-245	17	02/12/2017	T	XLS	BLP	D-1	SSF-3	9540	9553	21	9557	8904.09	9628	9693	9540	9553	9558.62	8587.01	BES	0.149	0.244	0.354	1628	228	1400	88
									9520	9528					9520	9528	9330.63	8587.01	BES	0.149	0.244	0.354	1628	228	1400	88	
12	SH6C-206	18	1/11/2017	T	CLI	BLP	2	SSF-3	9837	9852	15	9844.5	9676	9836	9908	9837	9852	9844.5	9676	THCR SN 0981	0.130	0.287	0.354	624	380.64	243.36	38
									9828	9816					9828	9816	9385.035	9358.62	THCR SN 0981	0.130	0.287	0.354	624	380.64	243.36	38	
13	SH6C-206	19	9/6/2014	T	TXT	BLP	-	SSF-3	9698	9723	25	9710.5	9621	9691	9756	9698	9723	9698.5	9621	MHT SN 344	0.119	0.255	0.510	576	294	282	49
									9541	9557	24	9540.5	9259		9541	9557	9320.225	9038.73	MHT SN 300	0.162	0.187	0.354	600	348	252	42	
14	SH6H-228	20	15/10/2013	T	TXT	BLP	1	SSF-63	9524	9532					9524	9532											
									9541	9557	24	9540.5	9231	9521	9598	9541	9557	9320.225	9010.73	W 40204	0.162	0.187	0.354	1104	66	1038	94
15	SH6J-149	22	23/4/2014	T	TXT	BLP	C&P	SSF-3	9688	9698	10	9693	9483	9668	9742	9688	9698	9693	9483	MHT SN 344	0.132	0.113	0.354	672	464	208	31
									9414	9420	16	9422	9085	9382	9495	9414	9420	9422	9085	---	0.183	0.117	0.411	312	75	237	78
16	SH6S-028	24	13/10/2009	T	2.TXT	BLP	3	SSF-3	9889	9879	52	9875	9469			9889	9879	9875	9469	E1464	0.170	0.366		432	203	229	53
									9900	9916					9900	9916	9404.63	8798.4	E1464	0.170	0.366		432	203	229	53	
17	SH6S-111	25	11/1/2010	T	ARCHIVO	Y.XLS	BLP	4	9884	9884					9884	9884											
									9884	9878					9884	9878	9404.63	8669.78	Zi-1184	0.108	0.366	0.290	744	194	550	74	
18	SH6T-098	26	3/11/2012	T	TXT	BLP	4	SSF-63	9688	9701	13	9694.5	9523	9684	9757	9688	9701	9694.5	9523	W 1002	0.101	0.222	0.354	1128	289.44	868.56	77
									10374	10414	40	10394	10277		10374	10414	9132.04	Zi 1012	0.101	0.222	0.354	888	656	222	22		
19	SH6T-109	28	23/1/2010	T	XLS	BLP	6	SSF-63	10374	10414	40	10394	10036	10364	10444	10374	10414	10394	10036	W 1002	0.101	0.222	0.354	576	110	466	81
									9796	9806	11	9802.5	9650	9774	9826	9796	9806	9796.81	9331.8	W 40102	0.144	0.460	0.354	144	80.6	63.4	44
20	SH6T-136	29	22/4/2012	T	GEN	BLP	C&P	SSF-63	10013	10026	19	10020.5	9689	9999	10075	10013	10026	10020.5	9689	W 40345	0.139	0.159	0.354	940	310.8	525.2	63
									10030	10042					10030	10042	9348.314	9018	W 40345	0.139	0.159	0.354	940	310.8	525.2	63	
21	SH6W-205	30	17/4/2015	T	GEN	BLP	2	SSF-3	9934	9947					9934	9947											
									9951	9959	21	9946.5	9565	9924	10090	9934	9947	9401.46	9019.98	BES	0.116	0.220	0.354	2327	1753	964	26
22	SH6Y-145	33	8/11/2014	T	XLS	BLP	4	SSF-3	9934	9947					9934	9947											
									9951	9959	21	9946.5	9565	9924	10090	9934	9947	9401.46	9019.98	BES	0.116	0.220	0.354	2327	1753	964	26
23	SH6Y-209	35	10/24/2013	T	TXT	BLP	-	SSF-3	10619	10627	8	10623	10475	10556	10628	10619	10627	10623	10475	W 40102	0.095	0.394	0.354	140	61.6	78.4	56
									10623	10627					10623	10627	9401.46	9019.98	BES	0.116	0.220	0.354	140	61.6	78.4	56	

ANEXO 2: RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

2.1. Shushufindi Norte

2.1.1. Pozo SHS-014

a. Pozo SHS-014_T (19-07-2010)

Tabla 29. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-014_T (19-07-2010)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

Tabla 30. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-014_T (19-07-2010)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2474,22	7607,26	324,948	15,85	-
Horner	2420,8	7569,75	323,346	15,89	-17,2

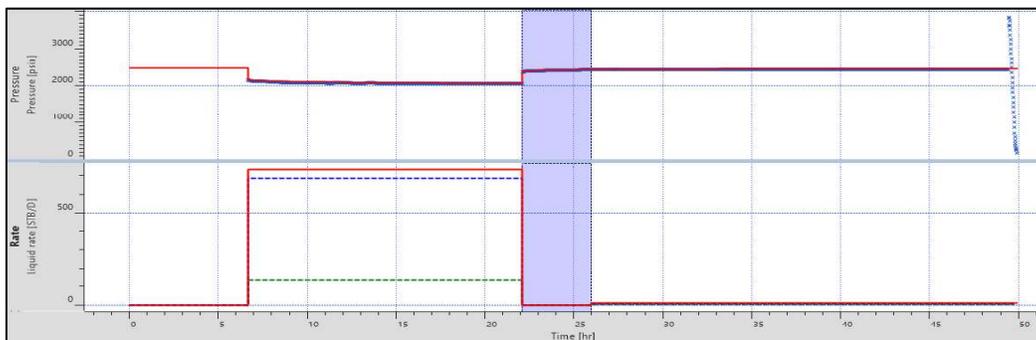


Figura 63. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-014_T (19-07-2010)

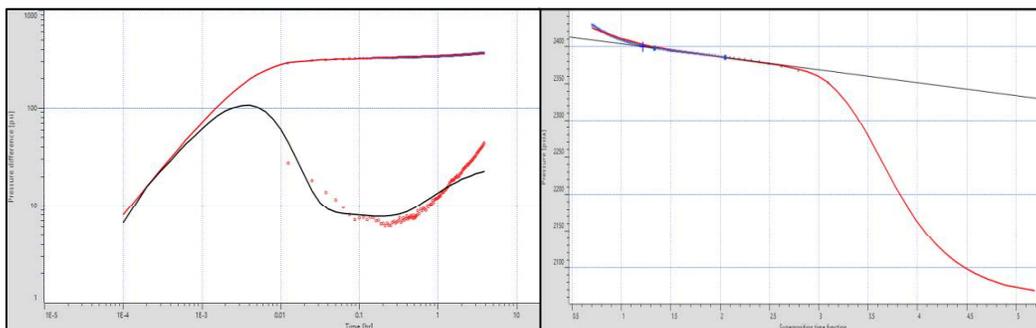


Figura 64. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-014_T (19-07-2010)

2.1.2. Pozo SHS-043

a. Pozo SHS-043_Ti (22-12-2014)

Tabla 31. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-043_Ti (22-12-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 32. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-043_Ti (22-12-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	1683,17	3550,99	423,842	57	-
Horner	1671,79	3547,29	423,4	56,9	-10,39

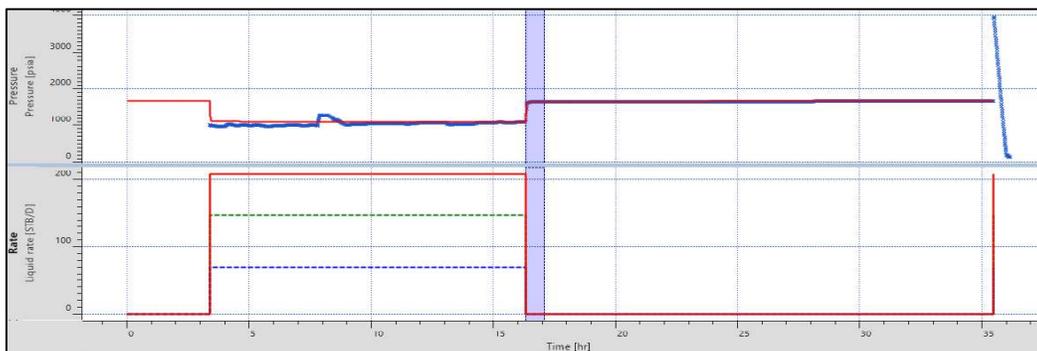


Figura 65. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-043_Ti (12-22-2014)

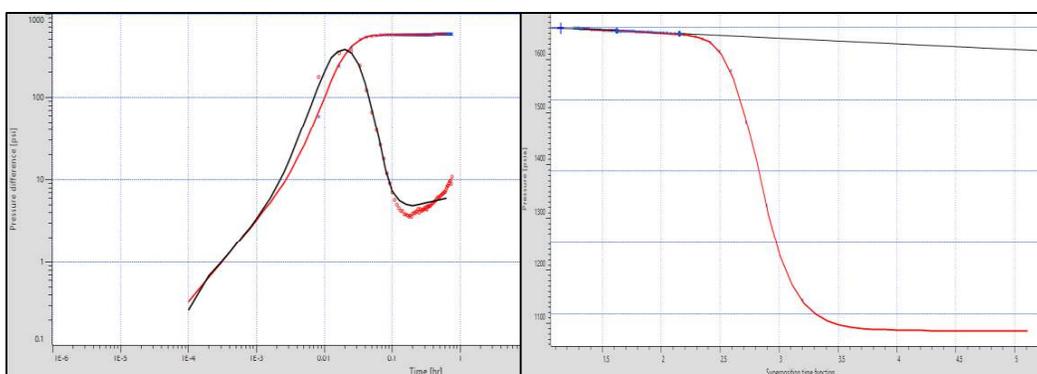


Figura 66. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-043_Ti (12-22-2014)

2.1.3. Pozo SHS-051

a. Pozo SHS-051_T (07-11-2007)

Tabla 33. Modelos Seleccionados. SHS-051_T (07-11-2007)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla / Flujo a presión Constante

Tabla 34. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-051_T (07-11-2007)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq,h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2950,39	1954,62	130,308	40,2689	-
Horner	2970,40	1944,54	129,636	39,98	-34,74

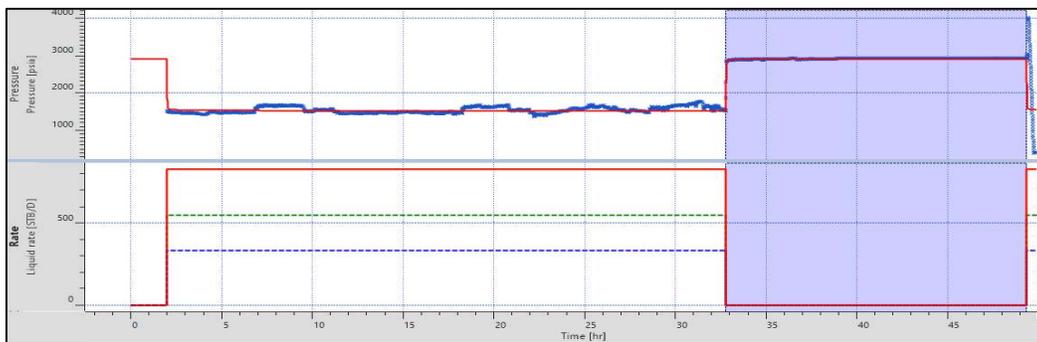


Figura 67. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-051_T (07-11-2007)

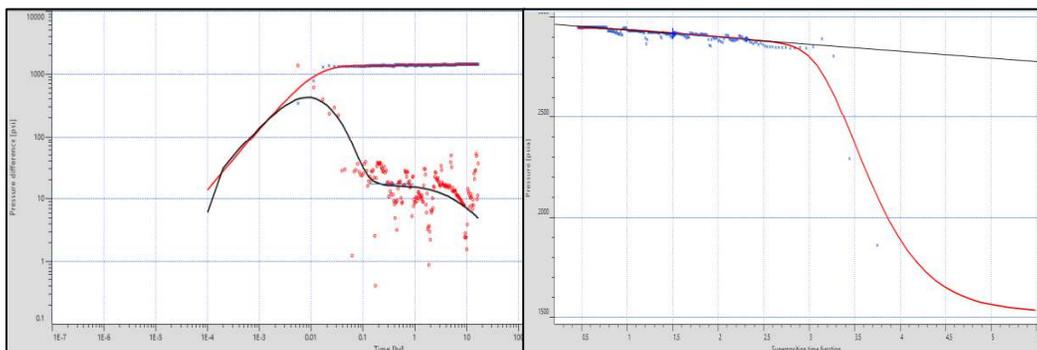


Figura 68. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-051_T (07-11-2007)

Comentario: La prueba presenta un criterio de selección bajo debido a que no muestra una restauración estable. Los datos obtenidos no son 100% confiables.

b. Pozo SHS-051_T (03-01-2009)

Tabla 35. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-051_T (03-01-2009)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 36. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-051_T (03-01-2009)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2975,63	1244,1	124,41	39,59	-
Horner	3009,38	1266,7	126,67	49,36	-28,16

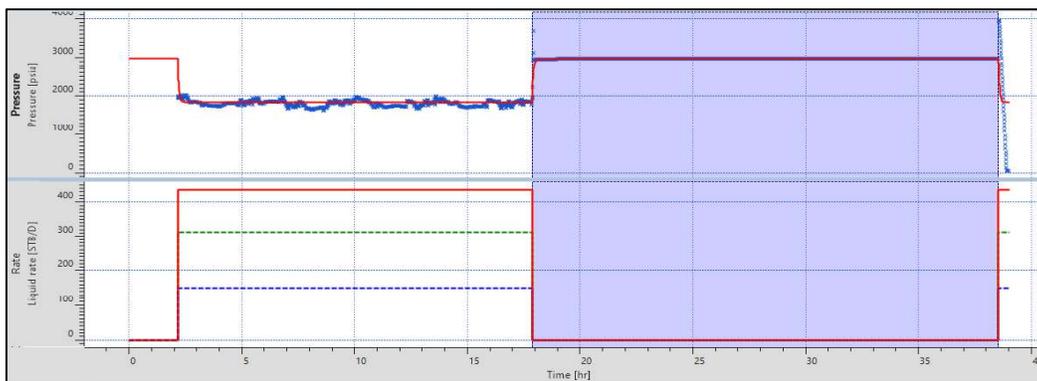


Figura 69. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-051_T (03-01-2009)

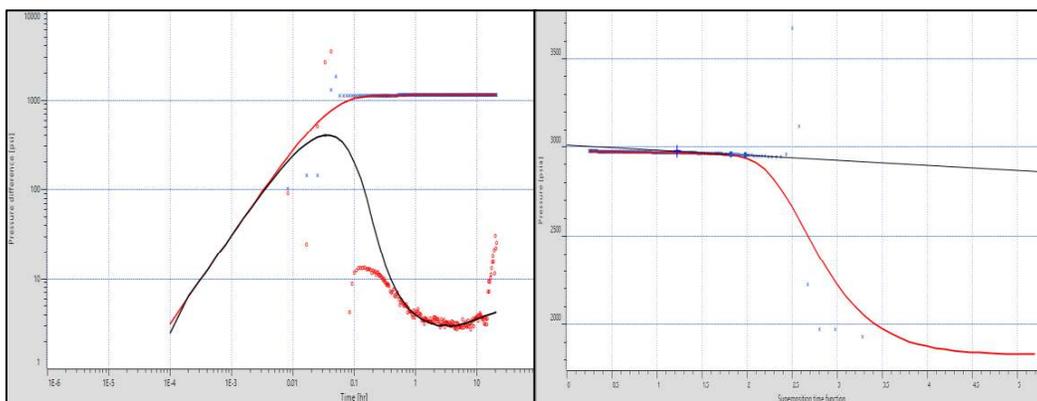


Figura 70. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-051_T (03-01-2009)

c. Pozo SHS-051_Ti (09-06-2013)

Tabla 37. Modelos Seleccionados. SHS-051_Ti (09-06-2013)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

Tabla 38. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. SHS-051_Ti (09-06-2013)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2828,59	822,699	54,84	58,9	-
Horner	2855,99	831,85	55,45	59,33	-26,709

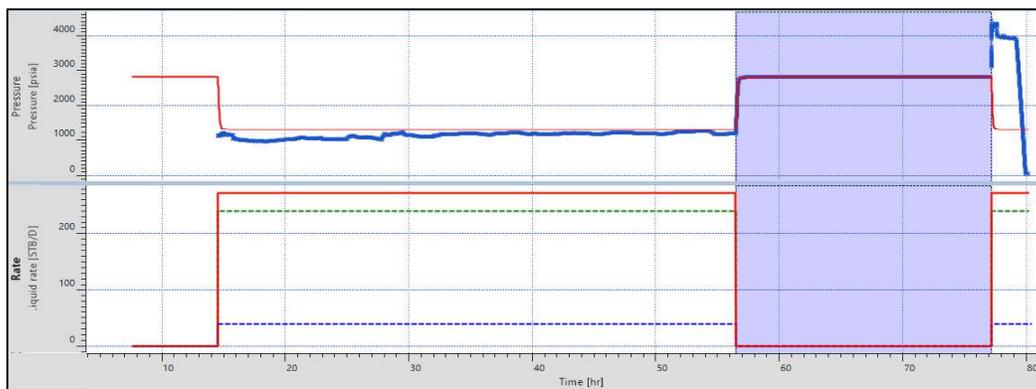


Figura 71. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-051_Ti (09-06-2013)

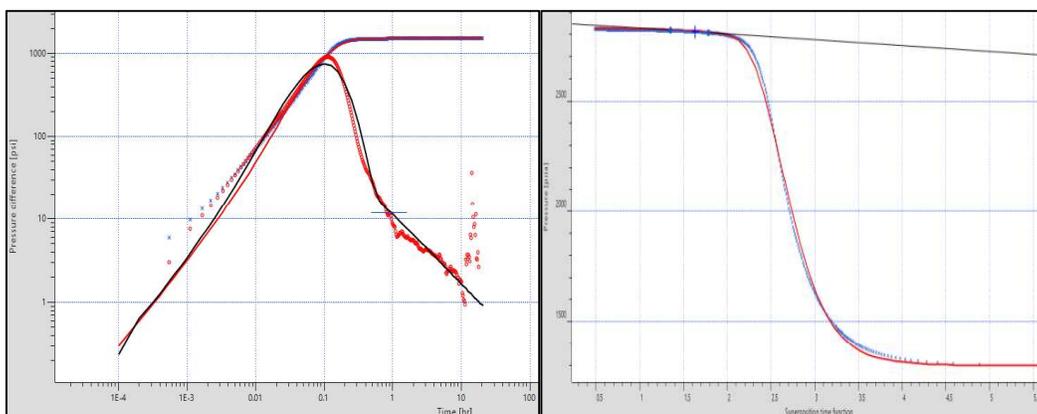


Figura 72. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-051_Ti (09-06-2013)

d. Pozo SHS-051_Ti (14-06-2013)

Tabla 39. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-051_Ti (14-06-2013)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Infinito

Tabla 40. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-051_Ti (14-06-2013)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2823,11	330,27	22,018	2,29	-
Horner	3015,16	337,278	22,48	4,47	-140,291

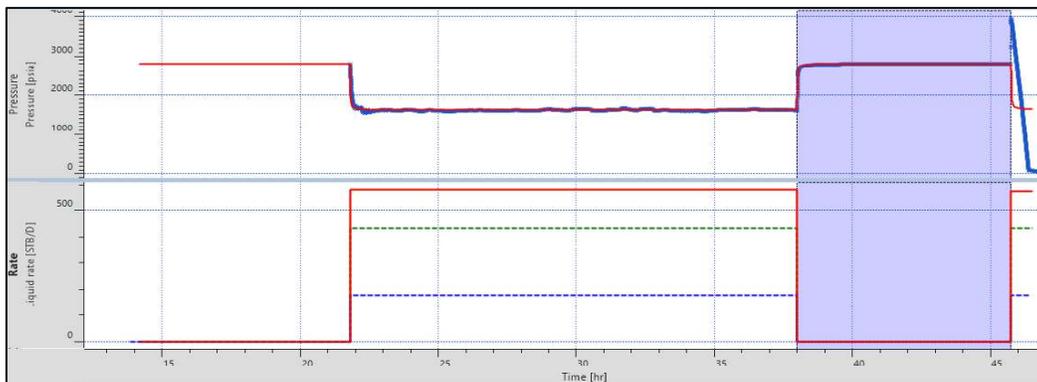


Figura 73. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-051_Ti (14-06-2013)

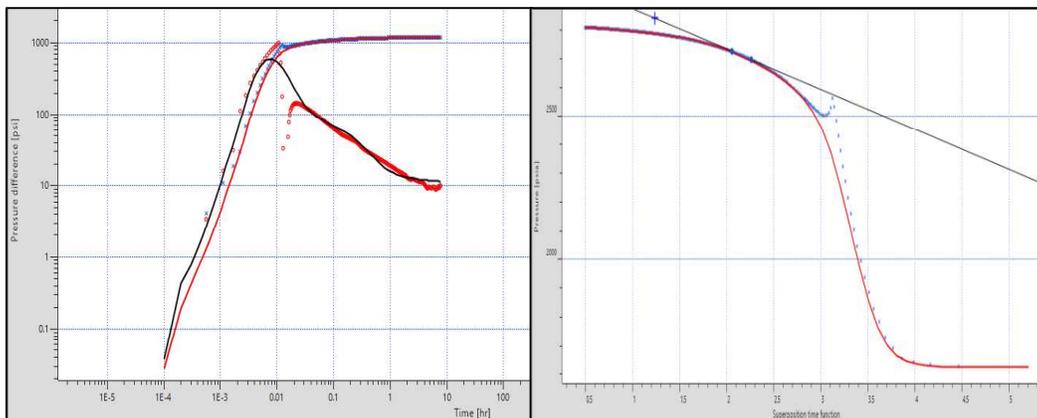


Figura 74. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-051_Ti (14-06-2013)

2.1.4. Pozo SHS-056

a) Pozo SHS-056_T (23-04-2014)

Tabla 41. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-056_T (23-04-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Fallas paralelas

Tabla 42. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-056_T (23-04-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2557,97	5408,95	180,298	66,39	-
Horner	2561,54	5350,57	178,352	66,14	-10,809

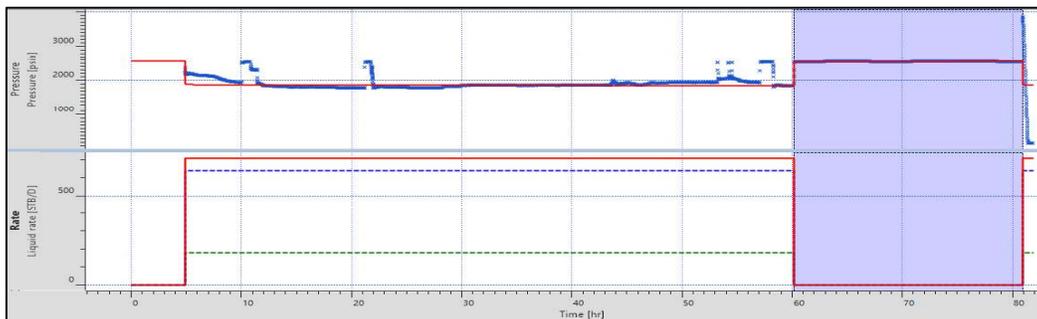


Figura 75. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-056_T (23-04-2014)

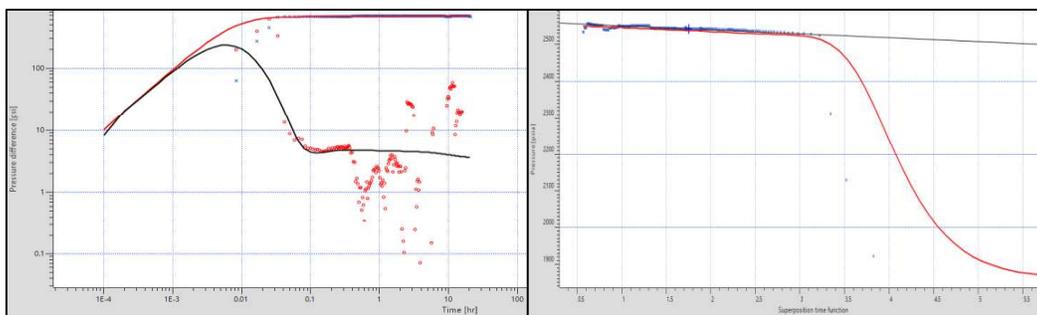


Figura 76. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-056_T (23-04-2014)

Comentario: Se considera de criterio “bajo” debido a que el periodo fluyente no está estabilizado y en la restauración existen cambios de presión que pueden ser causadas por manipulación en superficie o segregación de gas. No se pueden determinar límites.

2.1.5. Pozo SHS-057

a) Pozo SHS-057_T (04-02-2008)

Tabla 43. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-057_T (04-02-2008)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Fallas paralelas

Tabla 44. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-057_T (04-02-2008)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	1947,36	930,462	25,846	8,214	-
Horner	1805,2	901,215	25,033	7,724	-49,87 -191,11

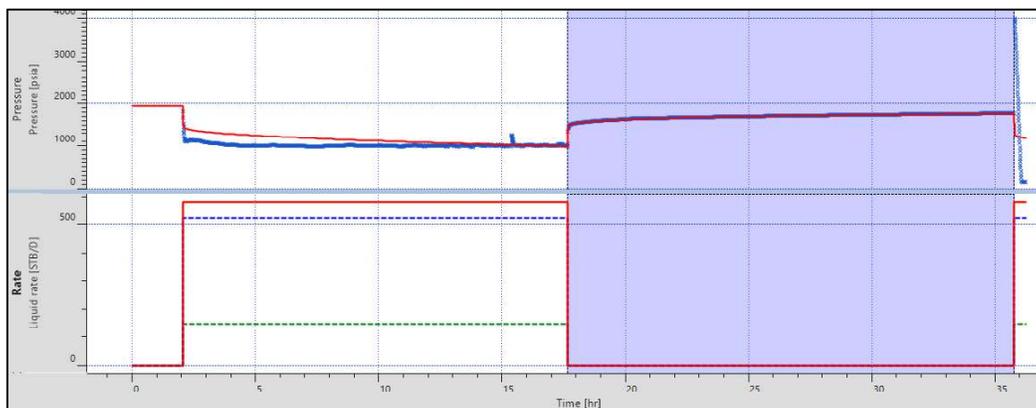


Figura 77. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-057_T (04-02-2008)

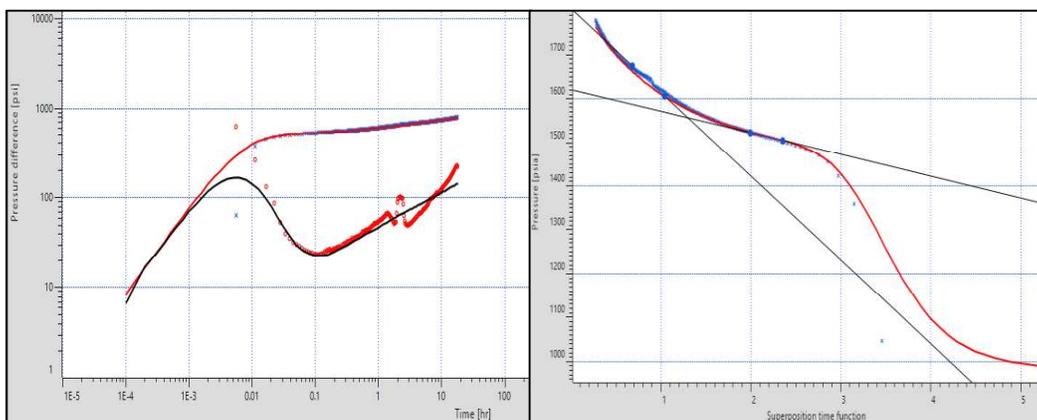


Figura 78. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-057_T (04-02-2008)

2.1.6. Pozo SHS-063

a) Pozo SHS-063_Ti (15-02-2002)

Tabla 45. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-063_Ti (15-02-2002)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Fallas paralelas

Tabla 46. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-063_Ti (15-02-2002)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2283,90	3624,19	144,968	3,0018	-
Horner	2241,17	3665,74	146,63	3,1010	-26,1554

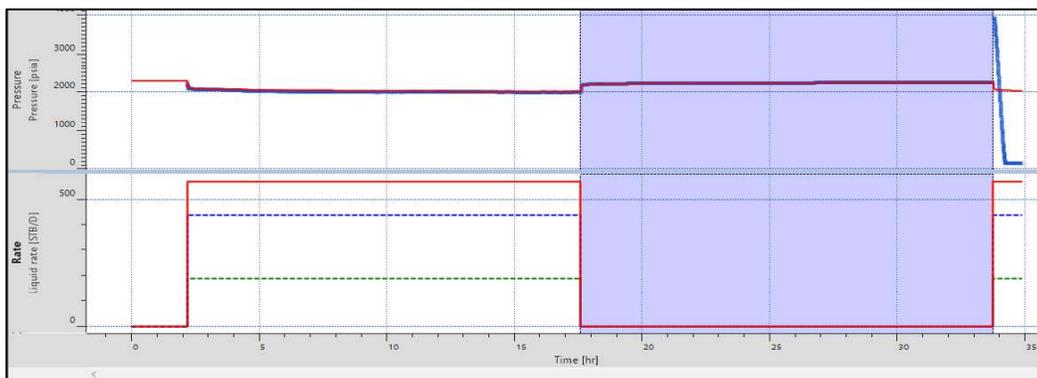


Figura 79. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-063_Ti (15-02-2002)

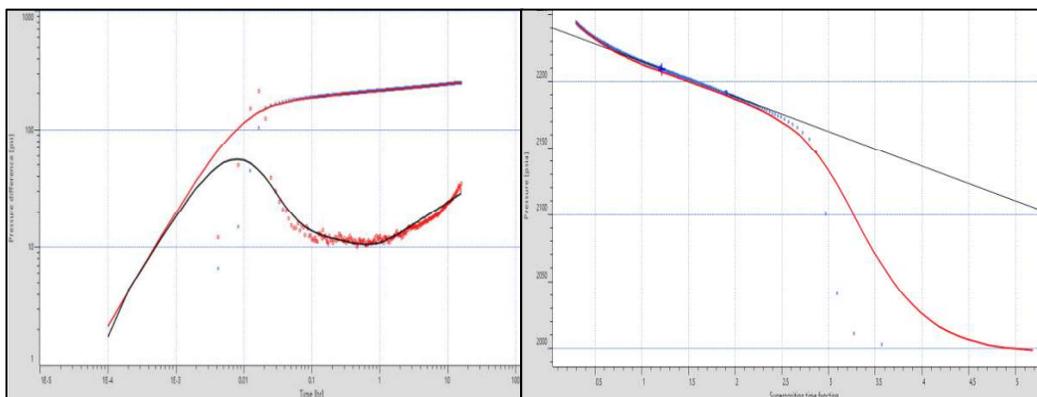


Figura 80. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-063_Ti (15-02-2002)

2.1.7. Pozo SHS-077

a) Pozo SHS-077_Ti (09-05-2015)

Tabla 47. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-077_Ti (09-05-2015)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 48. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-077_Ti (09-05-2015)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2125,7	3536,12	141,445	26,708	-
Horner	2097,79	3488,29	139,532	26,54	-29,721

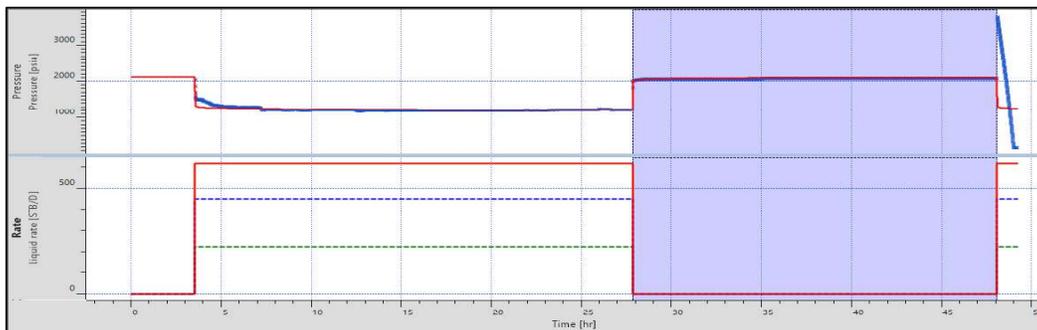


Figura 81. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-077_Ti (09-05-2015)

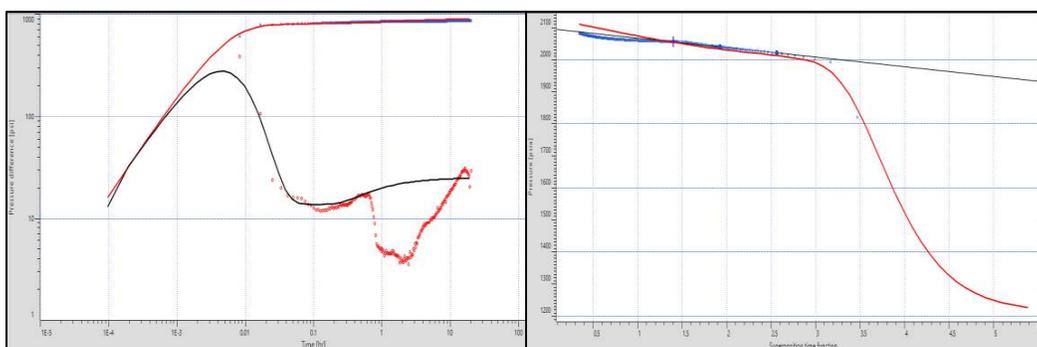


Figura 82. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-077_Ti (09-05-2015)

Comentario: Caída brusca en la curva logarítmica debido a falla en standing valve luego de identificar flujo radial. Se suponen los límites del reservorio de acuerdo a la tendencia de la curva.

2.1.8. Pozo SHS-087

a) Pozo SHS-087_Ti (02-02-2017)

Tabla 49. Modelo Seleccionado. Pozo SHS-087_Ti (02-02-2017)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Infinito

Tabla 50. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-087_Ti (02-02-2017)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2046,34	24895	1659,67	0	-
Horner	2068,15	25354,4	1690,29	0,21	-115,759

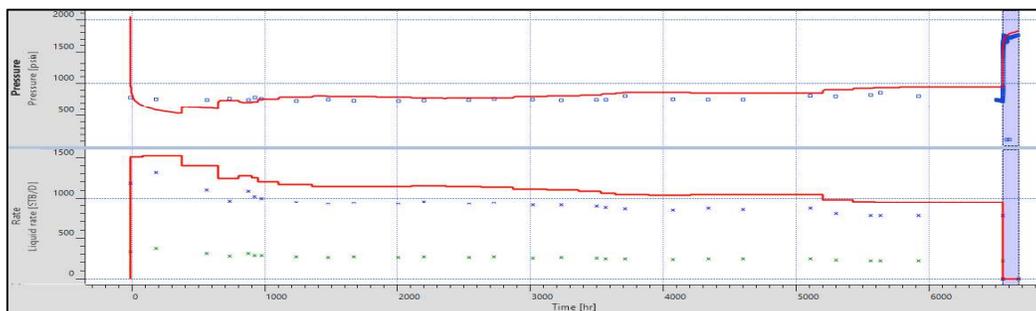


Figura 83. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-087_Ti (02-02-2017)

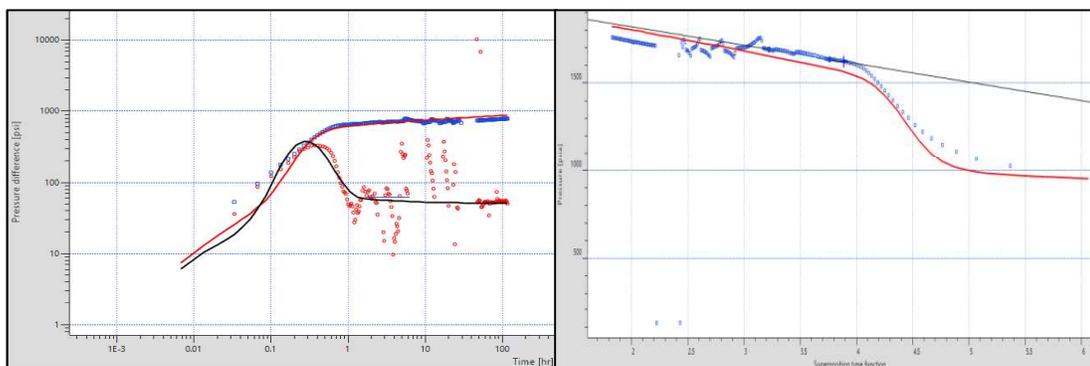


Figura 84. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-087_Ti (02-02-2017)

Comentario: Prueba tomada con BES, no se identifica claramente flujo radial. La prueba presenta un criterio de selección bajo debido a que no muestra una restauración estable. Los datos obtenidos no son 100% confiables.

2.1.9. Pozo SHS-099

a) Pozo SHS-099_Ti (16-06-2012)

Tabla 51. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-099_Ti (16-06-2012)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla / Flujo a presión constante

Tabla 52. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-099_Ti (16-06-2012)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2390,94	1109,09	158,442	19,239	-
Horner	2480,38	1162,51	166,073	20,148	-53,4046

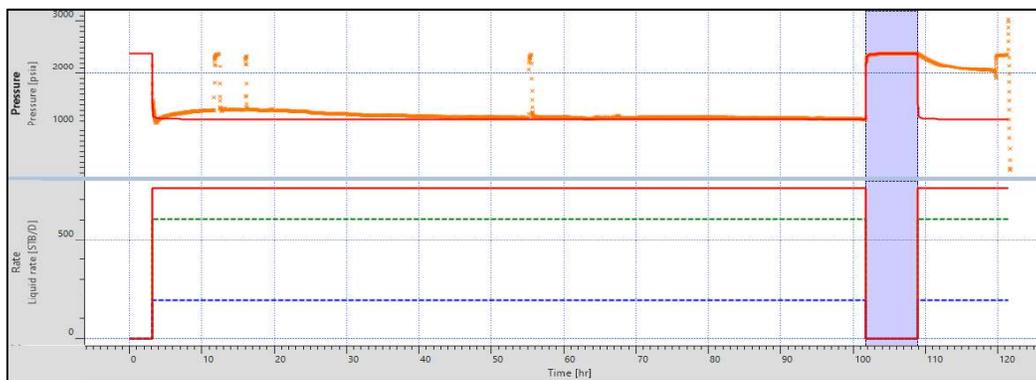


Figura 85. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-099_Ti (16-06-2012)

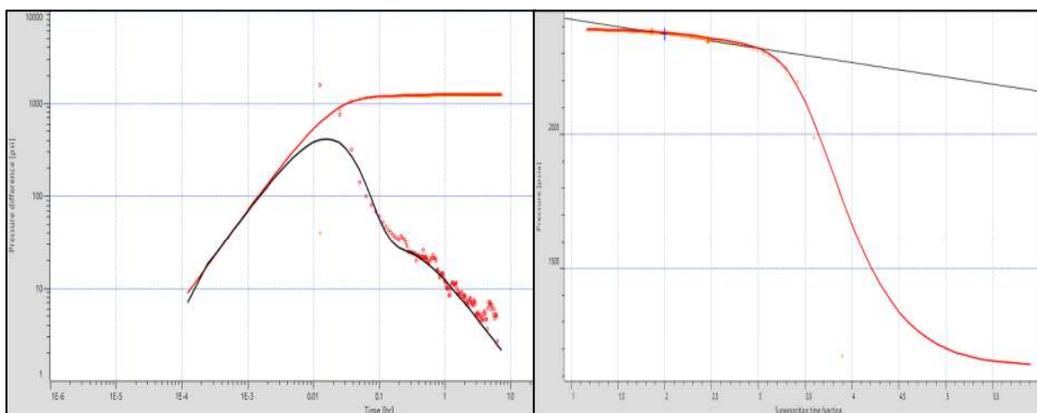


Figura 86. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-099_Ti (16-06-2012)

2.1.10. Pozo SHSB-136

a) Pozo SHSB-136_Ti (16-05-2013)

Tabla 53. Modelo Seleccionado. Pozo SHSB-136_Ti (16-05-2013)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Rectangular

Tabla 54. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSB-136_Ti (16-05-2013)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2496,67	1889,2	94,4598	4,55	-
Horner	2576,13	1867,69	93,384	4,42	-85,8433

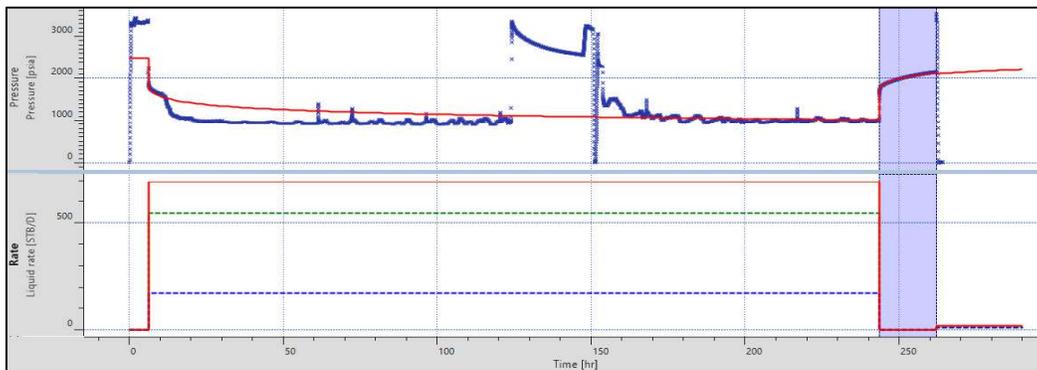


Figura 87. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSB-136_Ti (05-16-2013)

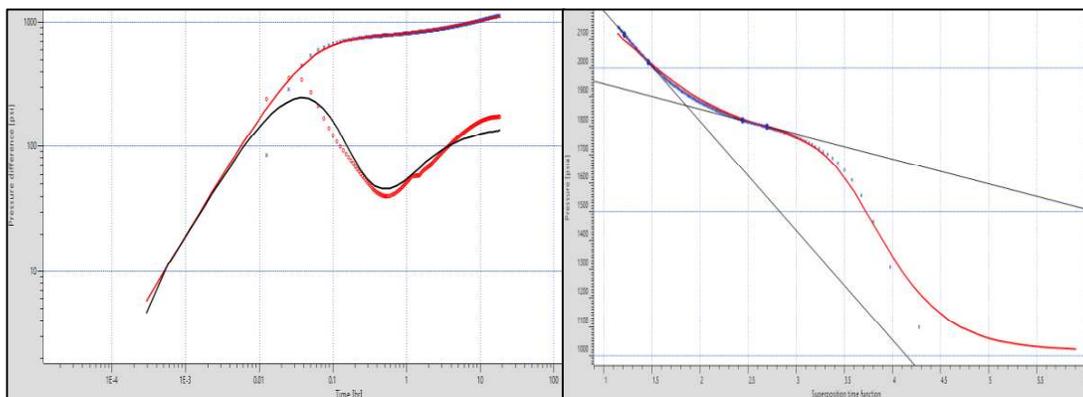


Figura 88. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSB-136_Ti (05-16-2013)

2.1.11. Pozo SHSC-206

a) Pozo SHSC-206_Ti (01-01-2017)

Tabla 55. Modelos Seleccionados. Pozo SHSC-206_Ti (01-01-2017)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 56. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSC-206_Ti (01-01-2017)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2095,13	1180,36	78,69	5,13	-
Horner	2150,29	1196,84	79,78	5,40	-41,2372

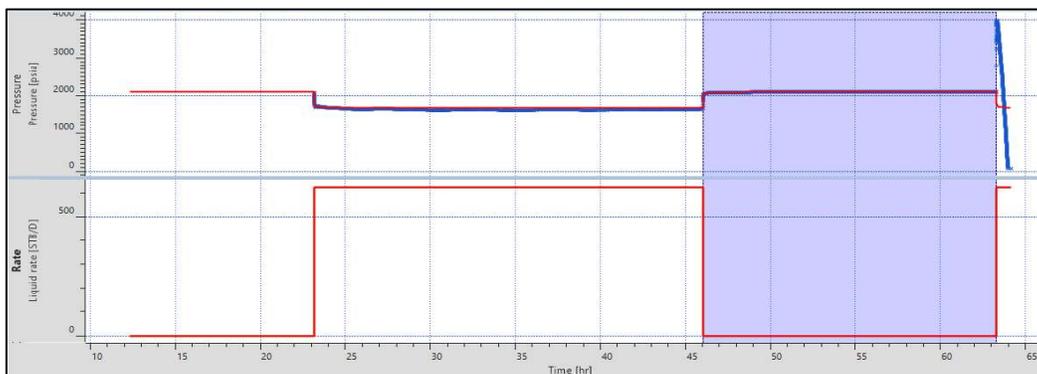


Figura 89. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSC-206_Ti (01-01-2017)

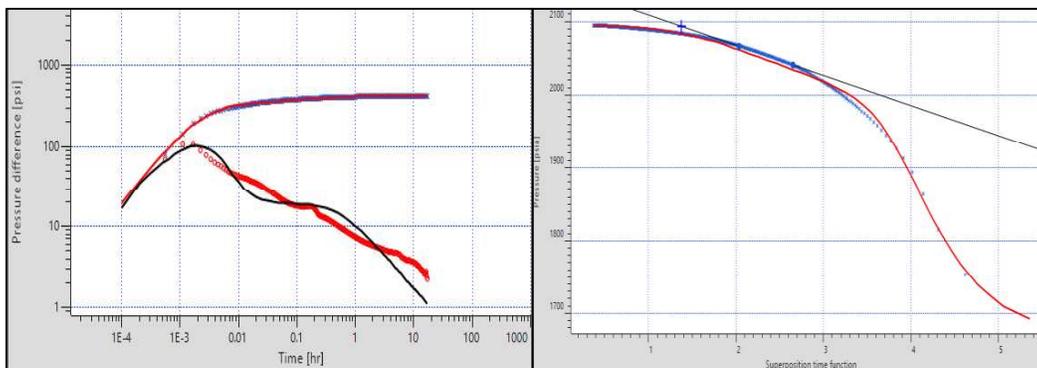


Figura 90. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSC-206_Ti (01-01-2017)

2.1.12. Pozo SHSC-208

a) Pozo SHSC-208_Ti (09-06-2014)

Tabla 57. Modelo Seleccionado. Pozo SHSC-208_Ti (09-06-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Radial Compuesto
Límite	Infinito

Tabla 58. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSC-208_Ti (09-06-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2379,59	603,368	24,134	0,102	-
Horner	2458,23	617,393	24,695	0,163	-72,049

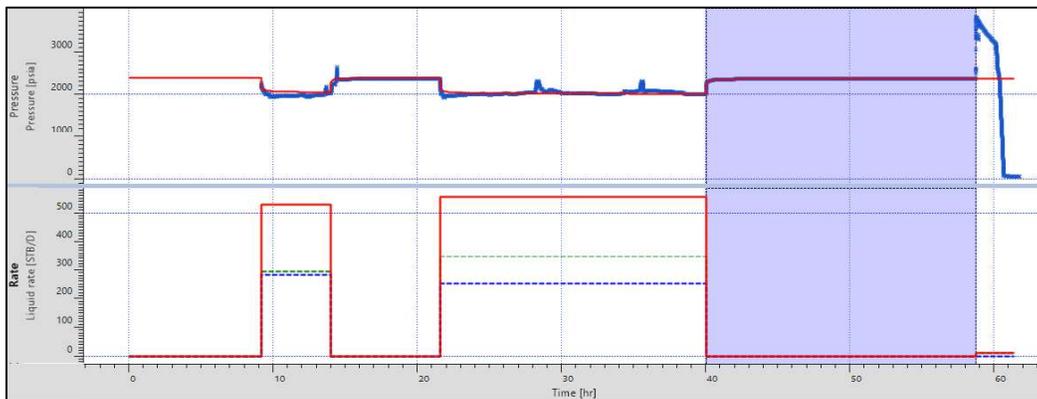


Figura 91. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSC-208_Ti (09-06-2014)

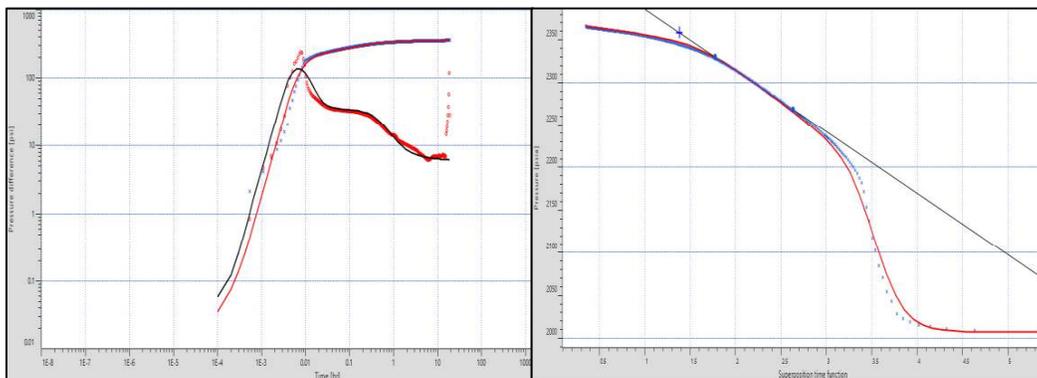


Figura 92. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSC-208_Ti (09-06-2014)

2.1.13. Pozo SHSH-238

a) Pozo SHSH-238_Ti (15-10-2013)

Tabla 59. Modelos Seleccionados. Pozo SHSH-238_Ti (15-10-2013)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad pseudoestable
Límite	Falla

Tabla 60. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSH-238_Ti (15-10-2013)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2273,98	7155,18	298,133	2,47	-
Horner	2247,98	6673,86	278,078	1,99	-26,923

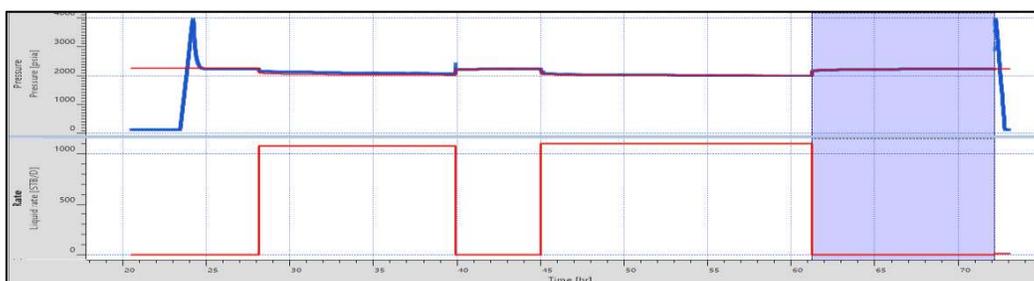


Figura 93. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSH-238_Ti (15-10-2013)

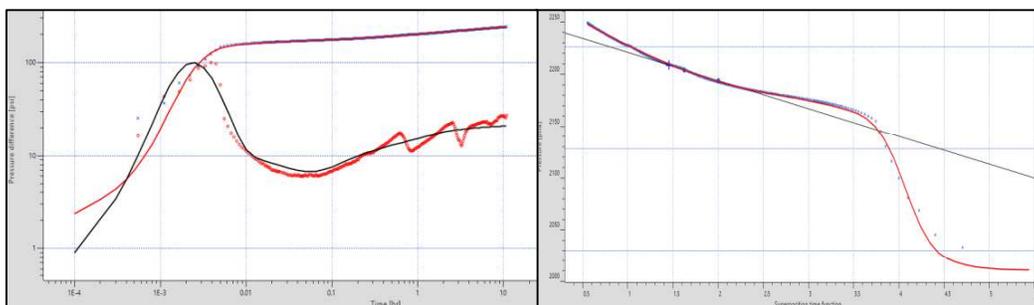


Figura 94. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSH-238_Ti (15-10-2013)

Comentario: En el gráfico logarítmico se nota un comportamiento de la derivada irregular, debido a disturbios en las mediciones de presión. Se suponen los límites del reservorio de acuerdo a la tendencia de la curva. Se justifica el modelo de reservorio debido a que los punzados se realizaron al tope de la arena existiendo posible comunicación con la arena T superior.

b) Pozo SHSH-238_Ti (12-10-2014)

Tabla 61. Modelos Seleccionados. Pozo SHSH-238_Ti (12-10-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad pseudoestable
Límite	Falla

Tabla 62. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSH-238_Ti (12-10-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2276,14	4988,64	207,86	9,252	-
Horner	2270,46	4947,08	206,12	9,217	-14,459

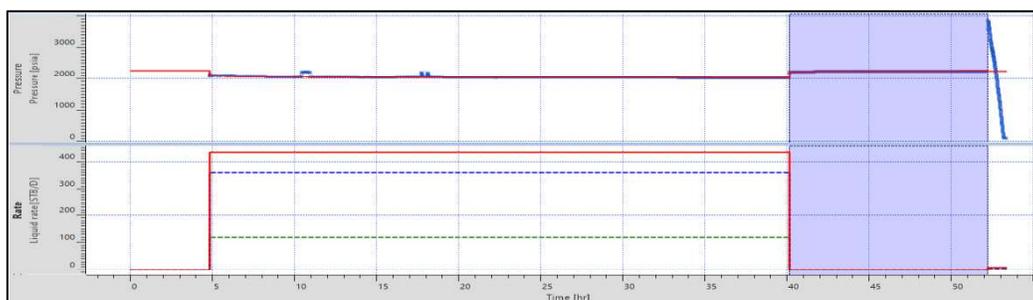


Figura 95. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSH-238_Ti (12-10-2014)

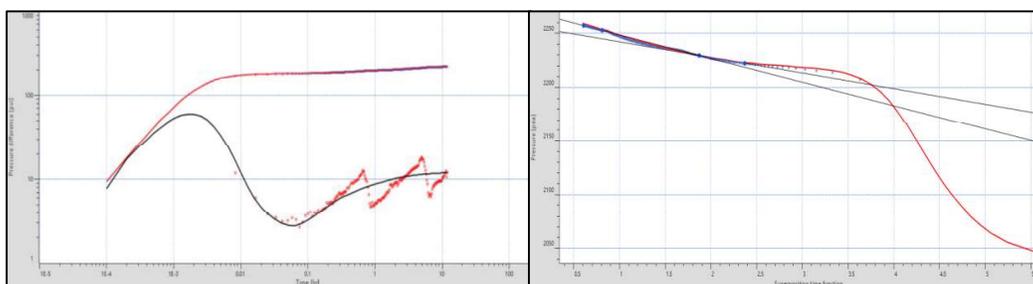


Figura 96. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSH-238_Ti (12-10-2014)

Comentario: En el gráfico logarítmico se nota un comportamiento de la derivada irregular, debido a disturbios en las mediciones de presión. Se recomendaría dejar al pozo por un tiempo mayor de cierre a fin de determinar el modelo de frontera con precisión. Se justifica el modelo de reservorio debido a que los punzados se realizaron al tope de la arena existiendo posible comunicación con la arena T superior.

2.1.14. Pozo SHSJ-149

a) Pozo SHSJ-149_Ti (23-04-2014)

Tabla 63. Modelos Seleccionados. Pozo SHSJ-149_Ti (23-04-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla / Flujo a presión constante

Tabla 64. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSJ-149_Ti (23-04-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2482,88	2692,35	269,235	13,972	-
Horner	2536,48	2729,17	272,917	13,955	-25

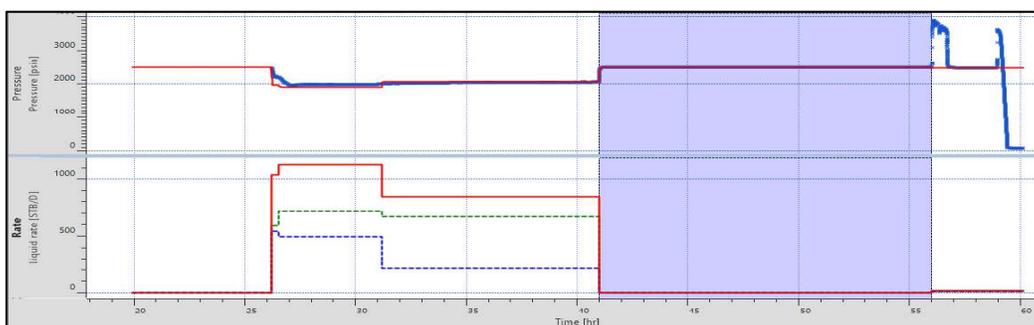


Figura 97. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSJ-149_Ti (23-04-2014)

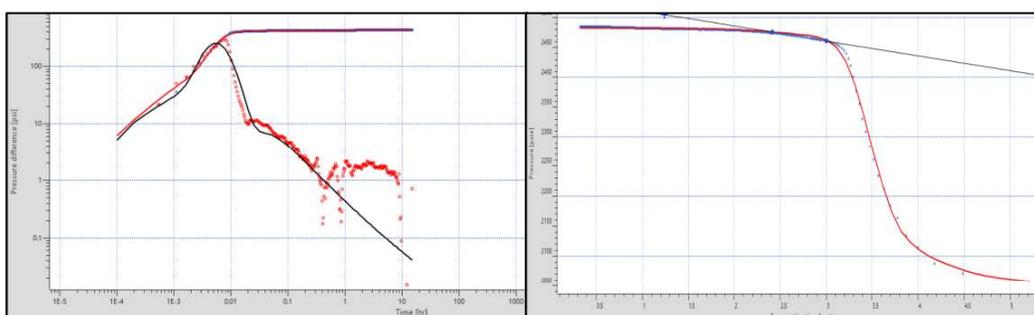


Figura 98. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSJ-149_Ti (23-04-2014)

Comentario: Los datos muestran bastante ruido, lo que disminuye la confiabilidad de la interpretación, especialmente hacia el final de la prueba donde se observa mayor dispersión. Debido a esto es posible una interpretación ignorando el comportamiento tardío del Build'up.

2.1.15. Pozo SHSS-052B

a) Pozo SHSS-052B_Ti (29-04-2014)

Tabla 65. Modelos Seleccionados. Pozo SHSS-052B_Ti (29-04-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla / Presión constante

Tabla 66. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSS-052B_Ti (29-04-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2554,62	558,412	34,9008	20,51	-
Horner	2585,05	548,488	34,28	20,28	-34,0991

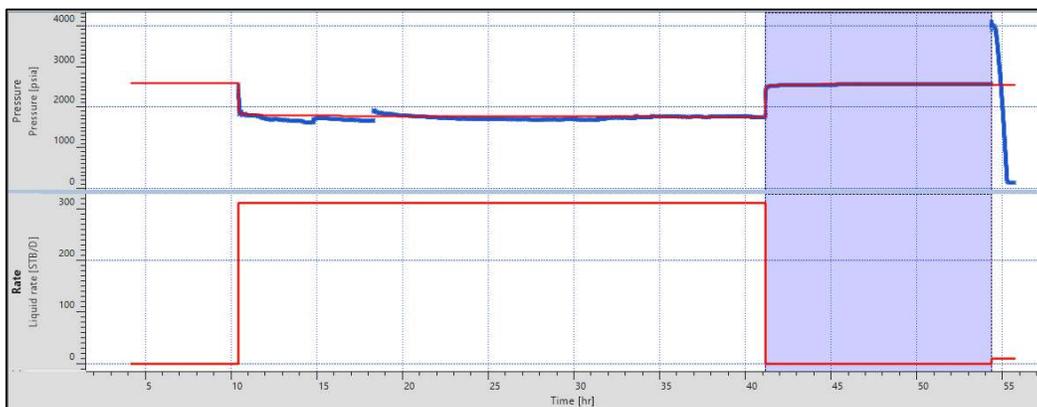


Figura 99. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSS-052B_Ti (29-04-2014)

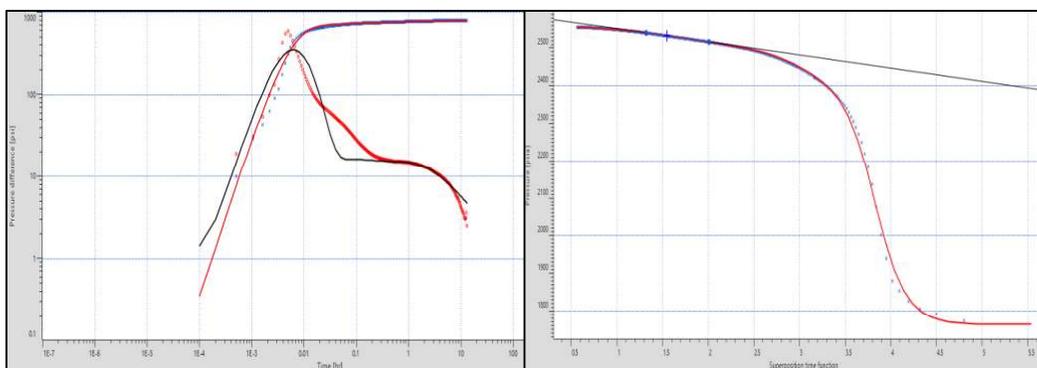


Figura 100. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSS-052B_Ti (29-04-2014)

2.1.16. Pozo SHSS-111

a) Pozo SHSS-11_Ti (11-01-2010)

Tabla 67. Modelos Seleccionados. Pozo SHSS-111_Ti (11-01-2010)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla/Presión constante

Tabla 68. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSS-111_Ti (11-01-2010)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2363,31	529,503	10,182	6,404	-
Horner	2401,42	560,102	10,771	7,072	-90,549

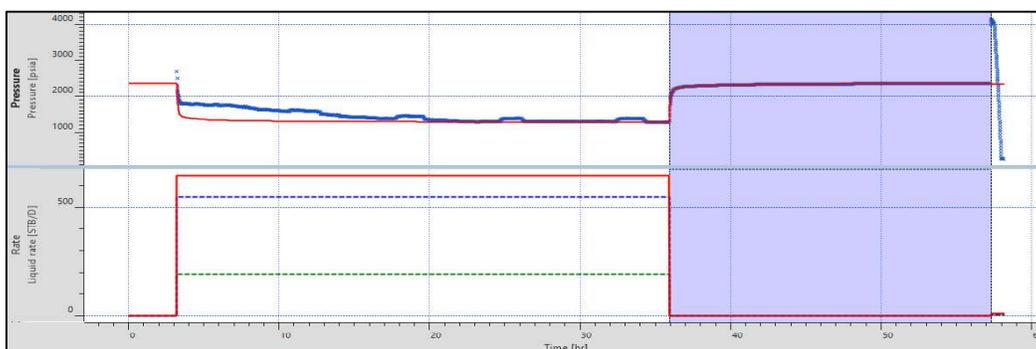


Figura 101. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSS-111_Ti (11-01-2010)

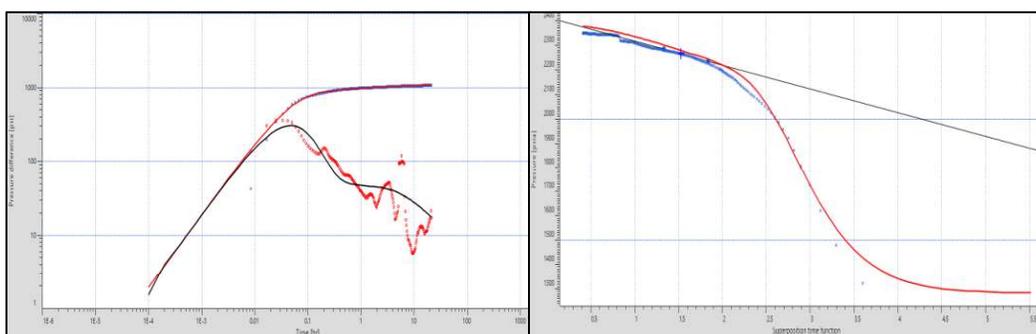


Figura 102. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSS-111_Ti (11-01-2010)

Comentario: La gran caída de presión observada entre la presión final de cierre y la presión fluente, se debe principalmente a la baja permeabilidad del yacimiento.

2.1.17. Pozo SHST-098

a) Pozo SHST-098_Ti (03-11-2012)

Tabla 69. Modelos Seleccionados. Pozo SHST-098_T (03-11-2012)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad pseudoestable
Límite	Falla

Tabla 70. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHST-098_T (03-11-2012)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2400,27	22839,1	1756,86	11,34	-
Horner	2396,53	22842,1	1757,08	11,48	-8,2122

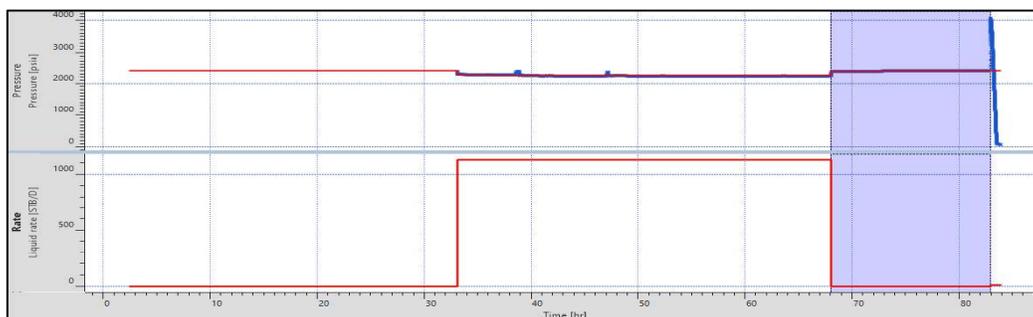


Figura 103. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHST-098_T (03-11-2012)

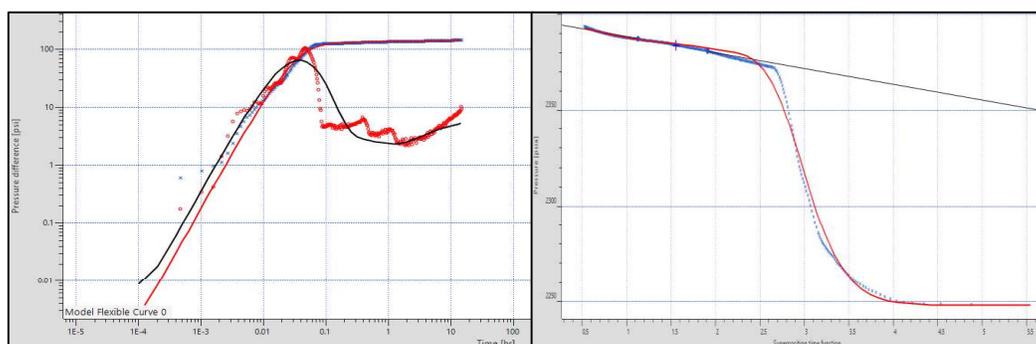


Figura 104. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHST-098_Ti (03-11-2012)

Comentario: Se justifica el modelo de reservorio debido a que los punzados se realizaron al tope de la arena existiendo posible comunicación con la arena T superior.

2.1.18. Pozo SHST-109

a) Pozo SHST-109_Ti (21-04-2006)

Tabla 71. Modelos Seleccionados. Pozo SHST-109_Ti (21-04-2006)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble Permeabilidad
Límite	Rectangular

Tabla 72. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHST-109_Ti (21-04-2006)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2332,93	11903,7	297,592	19	-
Horner	2272,37	11851,1	296,278	18,97	-11,938

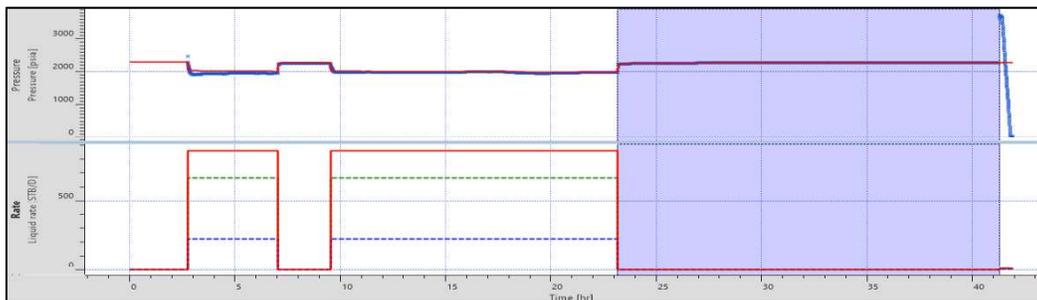


Figura 105. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHST-109_Ti (21-04-2006)

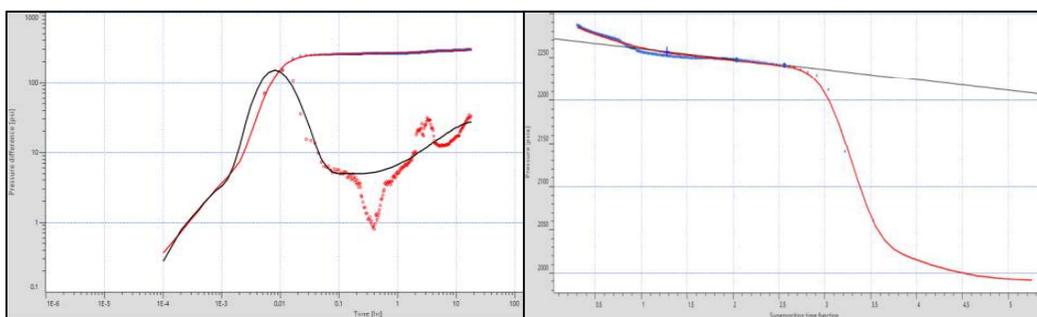


Figura 106. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHST-109_Ti (21-04-2006)

Comentario: De acuerdo al comportamiento observado tanto en el gráfico logarítmico como en el de Horner, se puede indicar que existe influencia de una doble permeabilidad tal como se observa en el gráfico de la derivada en la

parte de la hendidura, que es un comportamiento típico de este modelo de flujo en el reservorio. En los registros eléctricos se observa la presencia de intercalaciones de lutitas lo que no permiten el flujo continuo, ejerciendo un sello parcial; lo cual justifica la selección del modelo con la geología.

b) Pozo SHST-109_Ti (23-01-2010)

Tabla 73. Modelos Seleccionados. Pozo SHST-109_Ti (23-01-2010)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Rectangular

Tabla 74. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHST-109_Ti (23-01-2010)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2384,39	4267,17	106,679	18,685	-
Horner	2361,30	4226,77	105,669	18,601	-20,1425

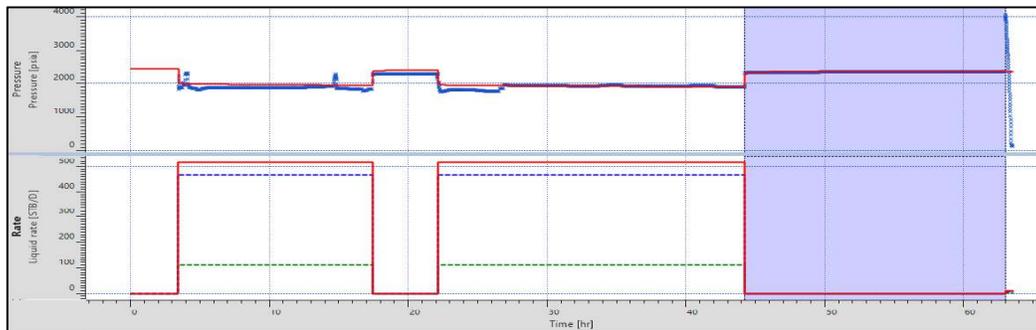


Figura 107. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHST-109_Ti (23-01-2010)

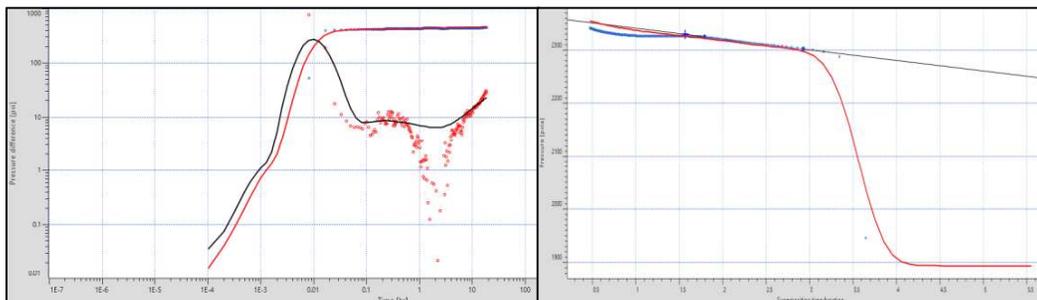


Figura 108. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHST-109_Ti (23-01-2010)

Comentario: Se observa que el flujo del reservorio se ajusta a un modelo de doble permeabilidad, característico de una depresión en la curva de la derivada (forma de “V”).

2.1.19. Pozo SHST-116

a) Pozo SHST-116_Ts (22-04-2012)

Tabla 75. Modelos Seleccionados. Pozo SHST-116_Ti (22-04-2012)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 76. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHST-116_Ti (22-04-2012)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	1536,41	288,829	26,257	6,086	-
Horner	1503,37	287,77	26,16	5,997	-75,001

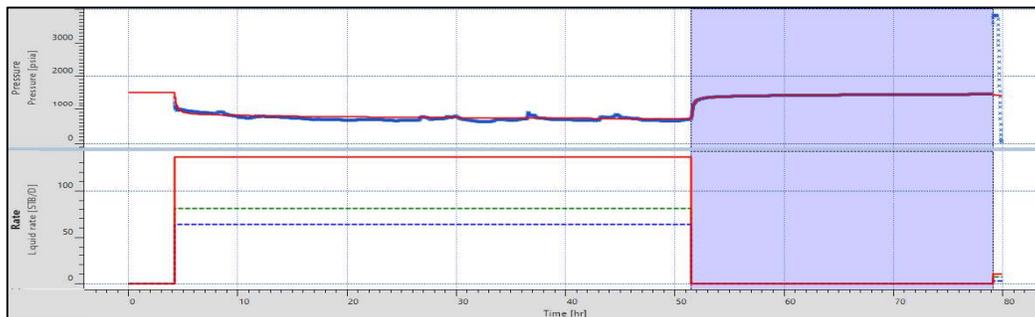


Figura 109. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHST-116_Ti (22-04-2012)

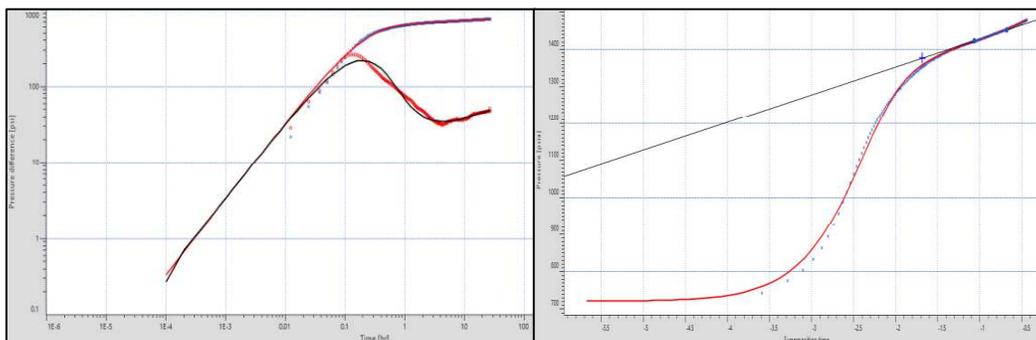


Figura 110. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHST-116_Ti (22-04-2012)

2.1.20. Pozo SHSW-205

a) Pozo SHSW-205_Ti (17-04-2015)

Tabla 77. Modelos Seleccionados. Pozo SHSW-205_Ti (17-04-2015)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad pseudoestable
Límite	Falla / Flujo a presión constante

Tabla 78. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSW-205_Ti (17-04-2015)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2242,17	1257,71	66,195	10	-
Horner	2338,49	1343,91	70,73	11	-45,605

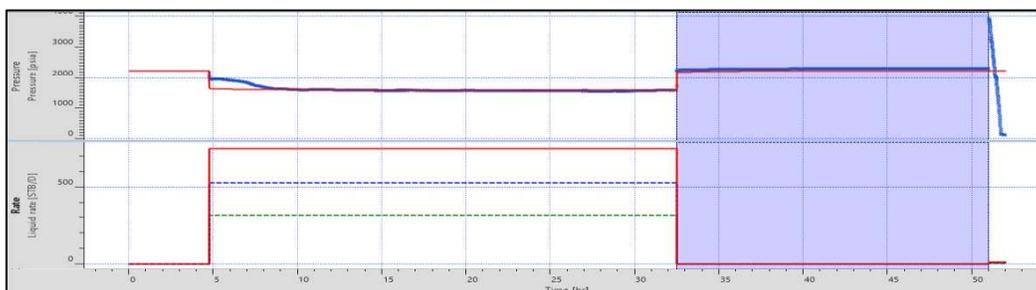


Figura 111. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSW-205_Ti (17-04-2015)

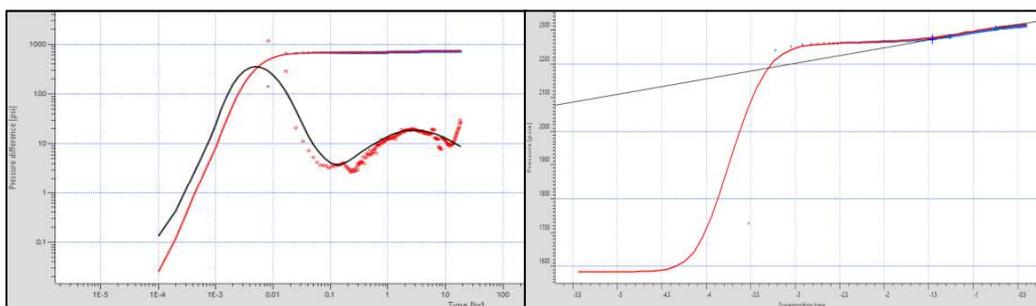


Figura 112. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSW-205_Ti (17-04-2015)

Comentario: De acuerdo al comportamiento observado tanto en el gráfico logarítmico, el modelo que mejor se ajusta es el de una doble porosidad. En los registros eléctricos se observa la presencia de intercalaciones de lutitas lo cual justifica la selección del modelo con la geología.

2.1.21. Pozo SHSY-145

a) Pozo SHSY-145_Ti (05-08-2013)

Tabla 79. Modelos Seleccionados. Pozo SHSY-145_Ti (05-08-2013)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Radial compuesto
Límite	Falla

Tabla 80. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (05-08-2013)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2264,1	1512,61	72,0289	-1,15	-
Horner	2201,45	1315,02	62,62	-1,8	-49,581

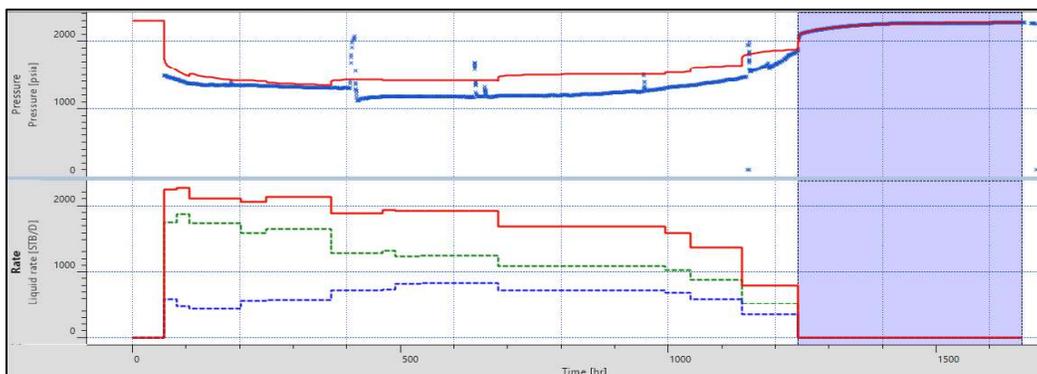


Figura 113. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSY-145_Ti (05-08-2013)

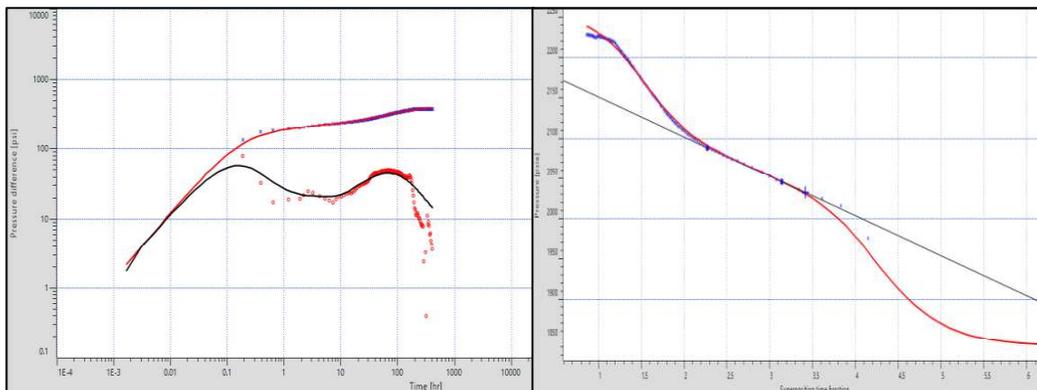


Figura 114. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (05-08-2013)

b) Pozo SHSY-145_Ti (14-08-2013)

Tabla 81. Modelos Seleccionados. Pozo SHSY-145_Ti (14-08-2013)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Falla

Tabla 82. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (14-08-2013)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2404,64	2145,23	102,154	12,362	-
Horner	2423,66	2150,38	102,399	13,9	-24,9614



Figura 115. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSY-145_Ti (14-08-2013)

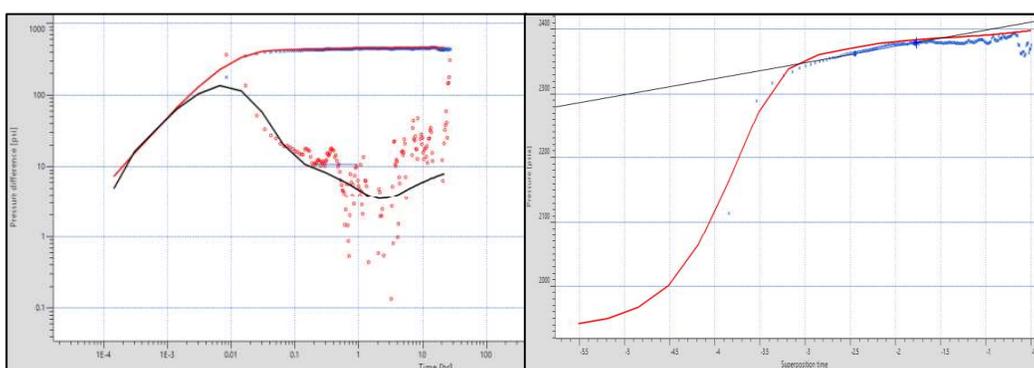


Figura 116. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (14-08-2013)

Comentario: La prueba presenta un criterio de selección bajo debido a que no muestra una restauración estable, lo cual disminuye la confiabilidad de la interpretación.

c) Pozo SHSY-145_Ti (08-11-2014)

Tabla 83. Modelos Seleccionados. Pozo SHSY-145_Ti (08-11-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Infinito

Tabla 84. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (08-11-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2382,52	5532,55	263,445	64	-
Horner	2384,89	5206,37	247,922	60,54	-10,657

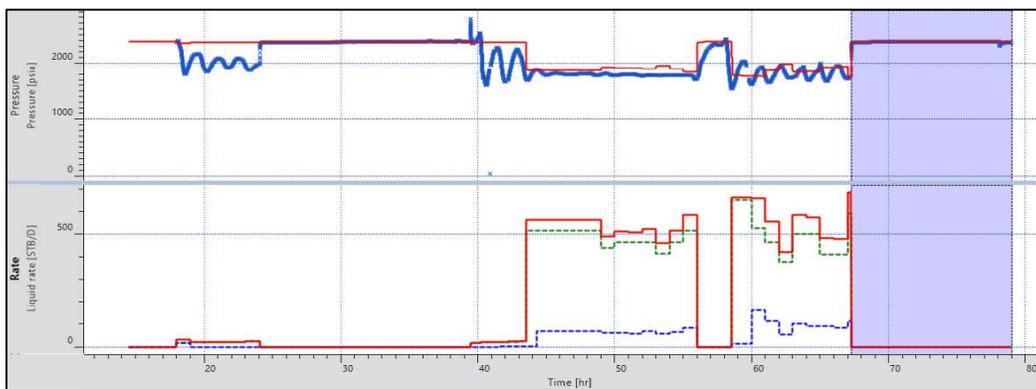


Figura 117. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSY-145_Ti (08-11-2014)

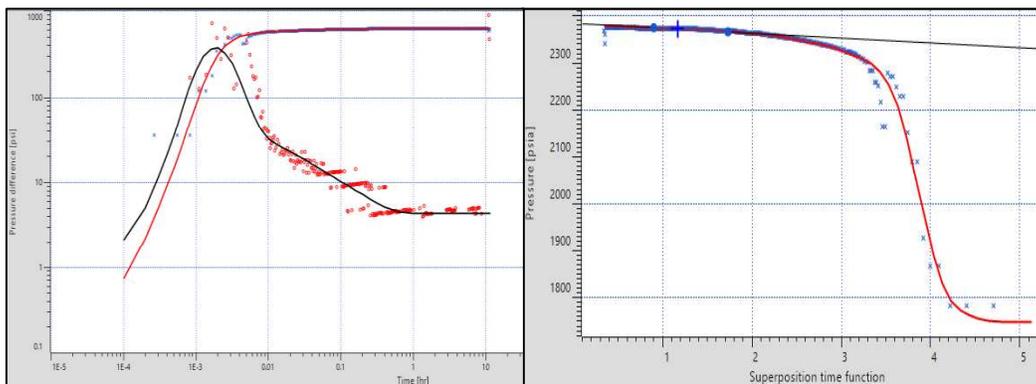


Figura 118. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (08-11-2014)

d) Pozo SHSY-145_Ti (11-10-2014)

Tabla 85. Modelos Seleccionados. Pozo SHSY-145_Ti (10-11-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Infinito

Tabla 86. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (10-11-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2345,11	4396,97	209,38	37	-
Horner	2346,47	4370,44	208,11	34,75	-9,8094

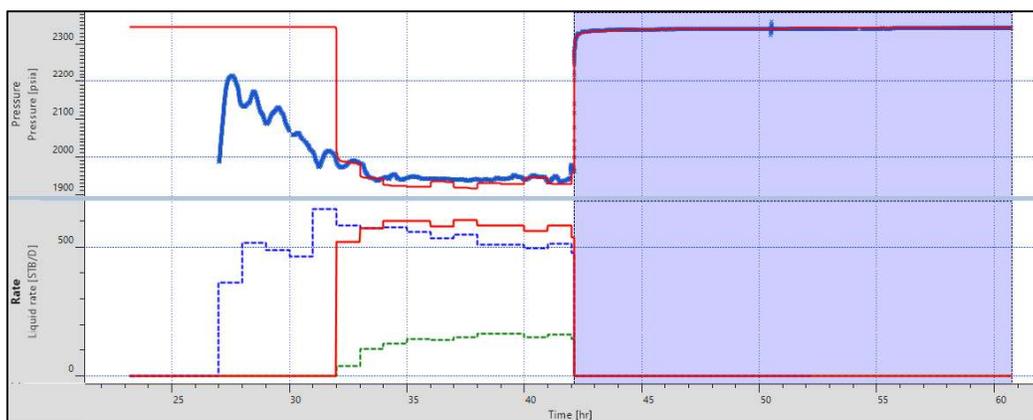


Figura 119. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSY-145_Ti (10-11-2014)

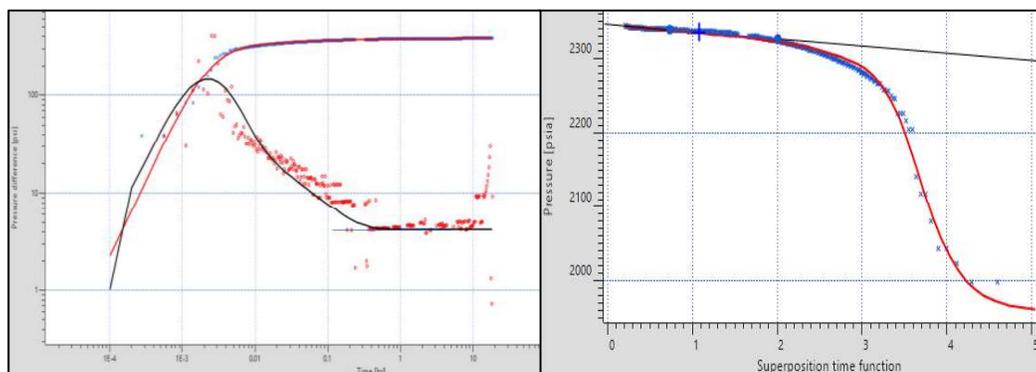


Figura 120. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSY-145_Ti (10-11-2014)

2.2. Shushufindi Central

2.2.1. Pozo SHS-019

a. Pozo SHS-019_T (25-06-2007)

Tabla 87. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-019_T (25-06-2007)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 88. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. .
Pozo SHS-019_T (25-06-2007)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2341,7	2630,66	164,416	14,51	-
Horner	2339,26	2691,64	168,228	15,04	-38,552

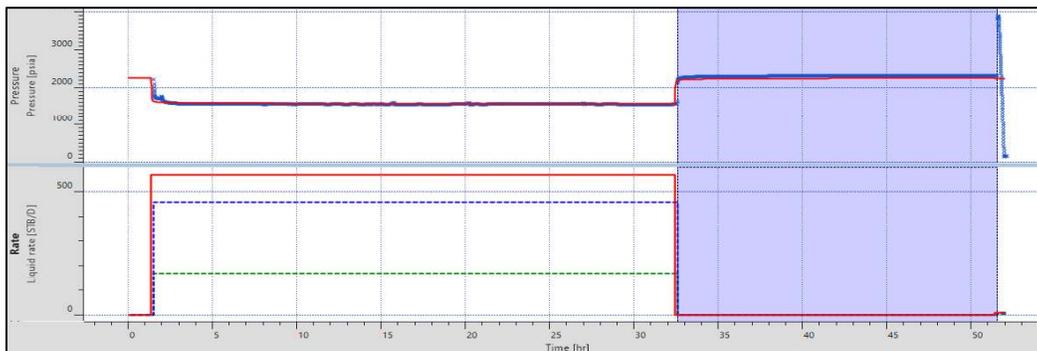


Figura 121. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-019_T (25-06-2007)

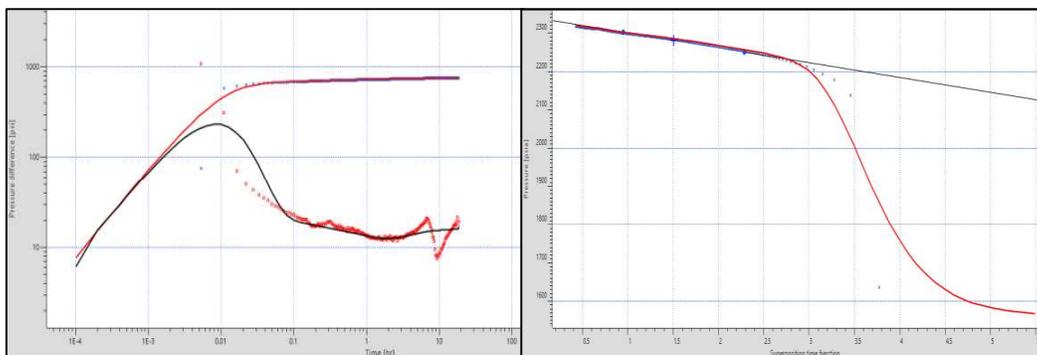


Figura 122. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-019_T (25-06-2007)

2.2.2. Pozo SHS-074

a. Pozo SHS-074_Ti (06-04-2002)

Tabla 89. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-074_Ti (06-04-2002)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

Tabla 90. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-074_Ti (06-04-2002)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2364,98	9445,02	314,834	16,215	-
Horner	2314,53	9421,36	314,045	15,957	-22,2482

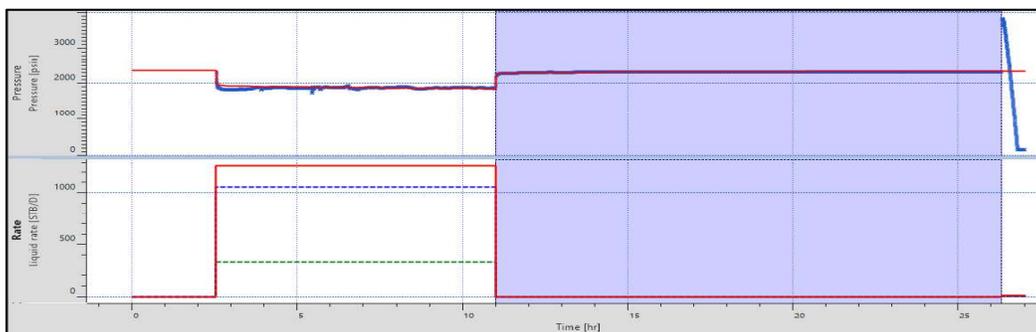


Figura 123. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-074_Ti (06-04-2002)

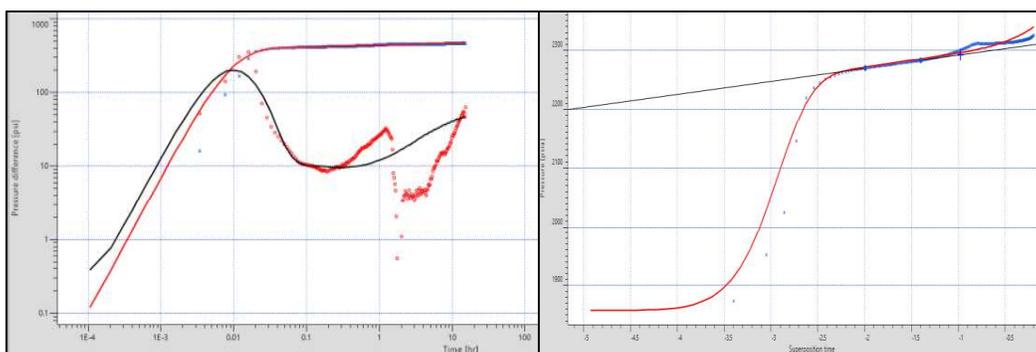


Figura 124. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-074_Ti (06-04-2002)

Comentario: Caída brusca en la curva logarítmica debido a falla en standing valve luego de identificar flujo radial. Se suponen los límites del reservorio de acuerdo a la tendencia de la curva.

2.2.3. Pozo SHS-080

a. Pozo SHS-080_Ti (15-05-2002)

Tabla 91. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-080_Ti (05-13-2002)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 92. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-080_Ti (05-13-2002)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2274,80	49995,6	861,994	50,282	-
Horner	2273,04	47470,2	818,453	47,48	-3,809

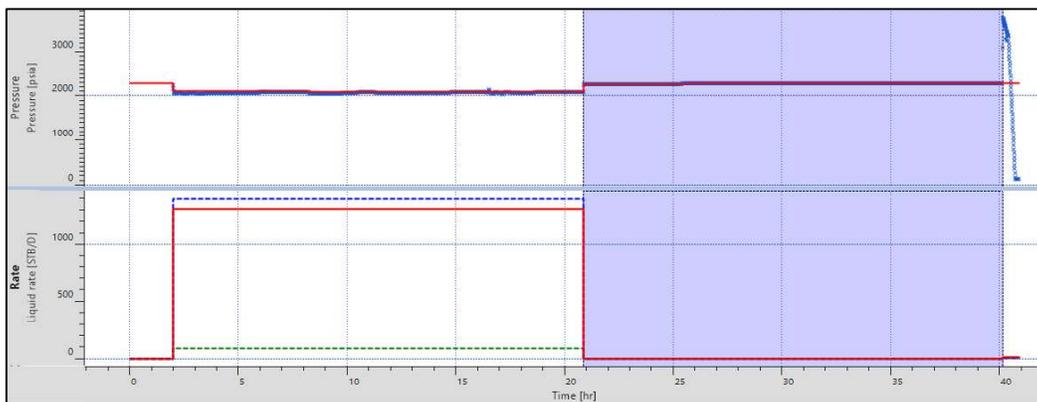


Figura 125. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-080_Ti (05-13-2002)

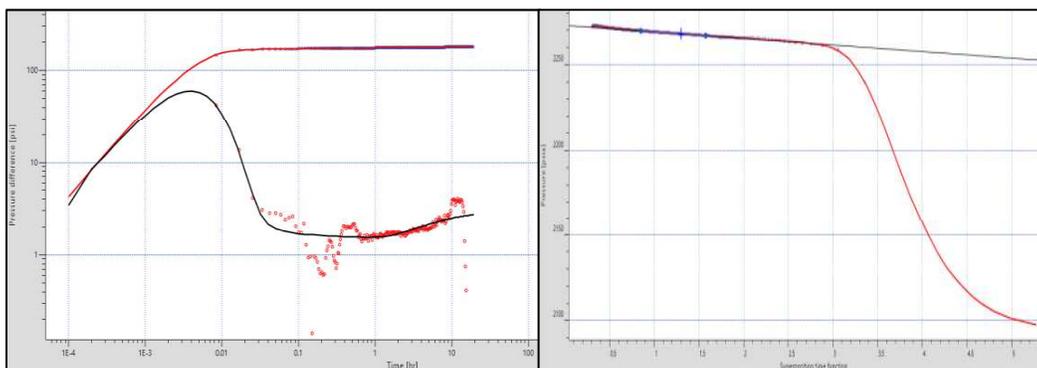


Figura 126. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-080_Ti (05-13-2002)

2.2.4. Pozo SHS-105

a. Pozo SHS-105_Ti (12-07-2002)

Tabla 93. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-105_Ti (12-07-2002)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Fallas paralelas

Tabla 94. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-105_Ti (12-07-2002)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	1605,68	205,008	10,2504	0	-
Horner	1505,44	180,323	9,016	-0,7	-162,742

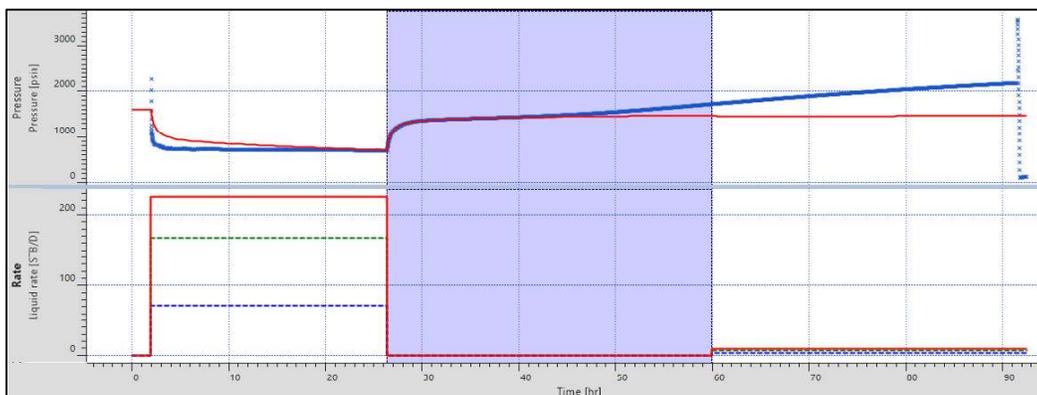


Figura 127. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-105_Ti (12-07-2002)

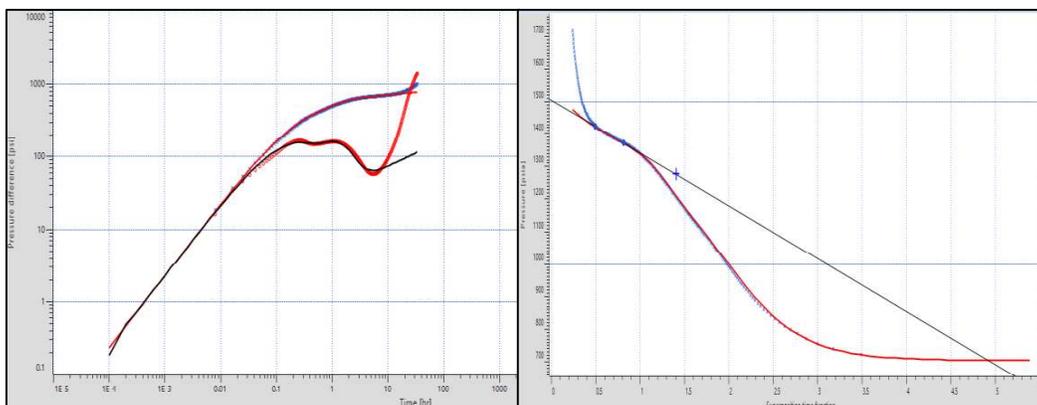


Figura 128. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-105_Ti (12-07-2002)

2.2.5. Pozo SHS-295

a. Pozo SHS-295_T (08-04-2015)

Tabla 95. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-295_T (08-04-2015)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad pseudoestable
Límite	Falla

Tabla 96. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-295_T (08-04-2015)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2172,67	3683,81	131,56	1,984	-
Horner	2170,73	3890,82	138,95	2,65	-19,794

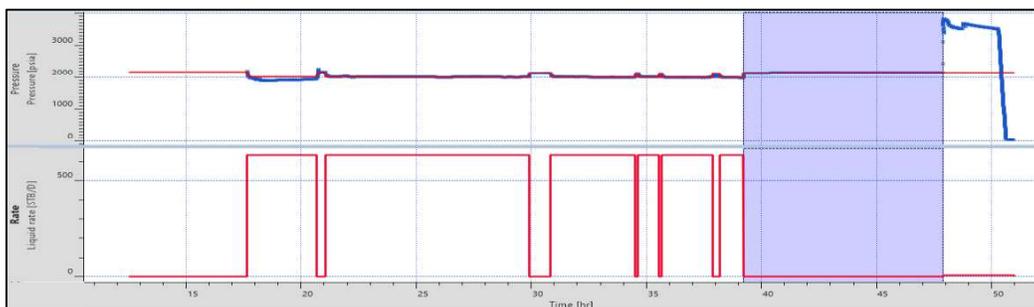


Figura 129. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-295_T (08-04-2015)

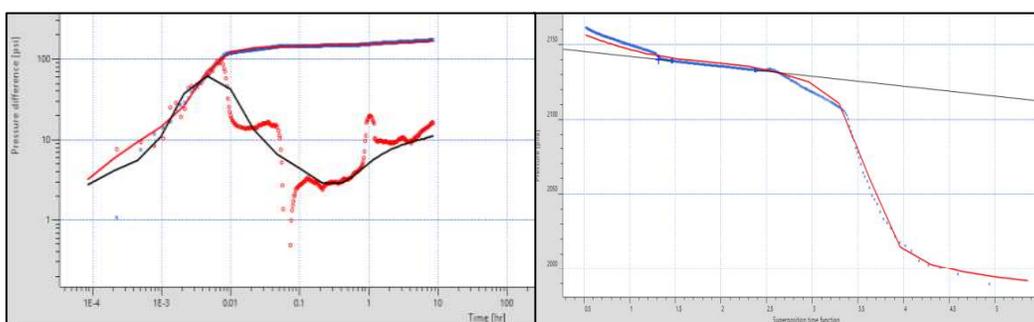


Figura 130. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-295_T (08-04-2015)

Comentario: La prueba presenta un criterio de selección bajo debido a que no muestra una restauración estable, lo cual disminuye la confiabilidad de la interpretación. Se justifica la selección del modelo de reservorio debido a que la prueba fue tomada para la arena T inferior en conjunto con T superior.

2.2.6. Pozo SHSF-140

a. Pozo SHSF-140_TI (16-03-2013)

Tabla 97. Modelos Seleccionados. Pozo SHSF-140_TI (16-03-2013)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla / Flujo a presión constante

Tabla 98. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSF-140_TI (16-03-2013)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2434,84	4586,49	176,403	0,342	-
Horner	2465,40	4641,65	178,525	0,354	-28,4164

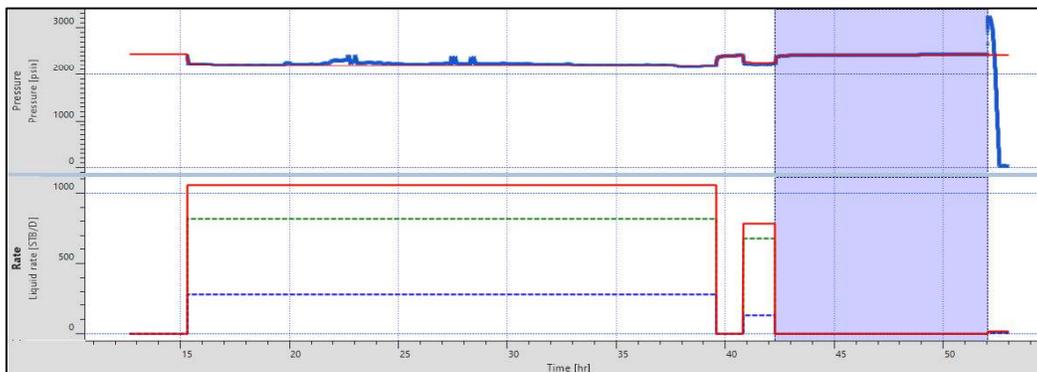


Figura 131. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSF-140_TI (16-03-2013)

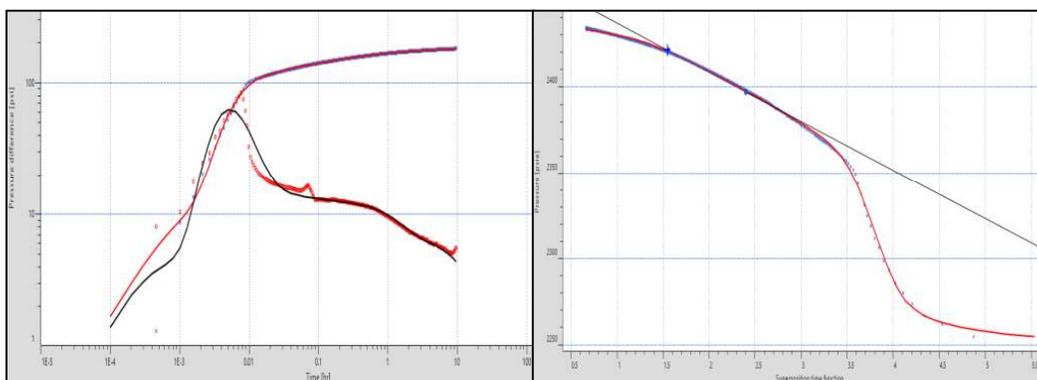


Figura 132. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSF-140_TI (16-03-2013)

b. Pozo SHSF-140_Ti (14-01-2016)

Tabla 99. Modelos Seleccionados. Pozo SHSF-140_Ti (14-01-2016)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad pseudoestable
Límite	Falla

Tabla 100. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSF-140_Ti (14-01-2016)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	1998,88	1641,29	63,126	3,759	-
Horner	1069,50	1648,11	63,389	4,851	-77,618

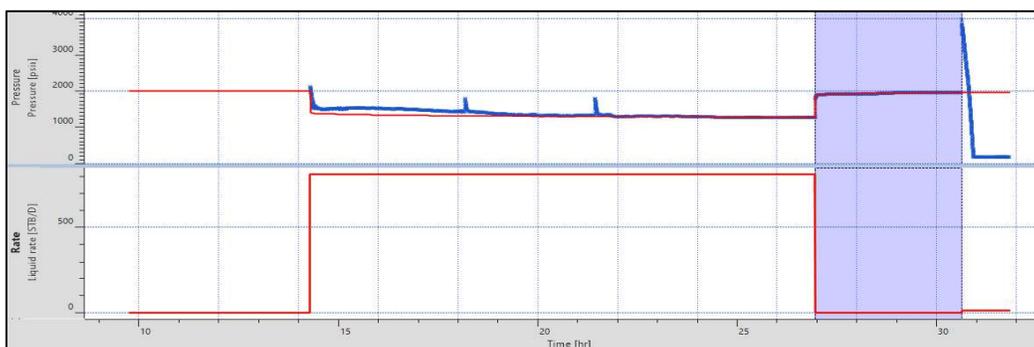


Figura 133. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSF-140_Ti (14-01-2016)

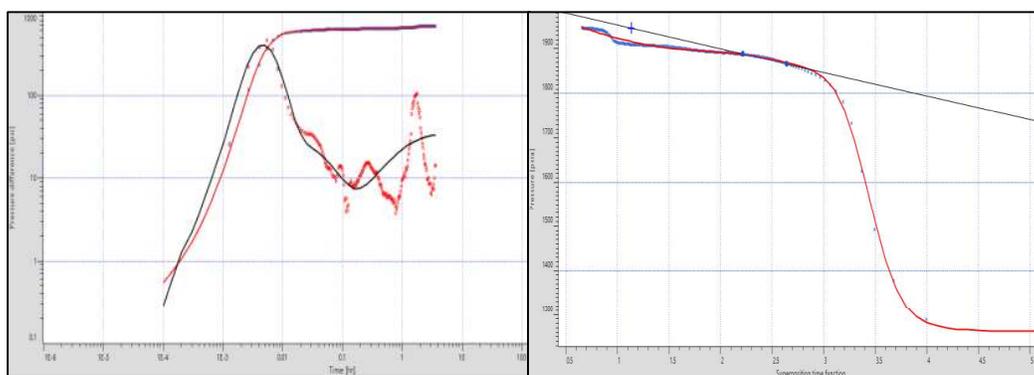


Figura 134. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSF-140_Ti (14-01-2016)

Comentario: La prueba presenta un criterio de selección bajo y no es conclusiva debido a que identifica claramente el flujo radial y no muestra una restauración estable, lo cual disminuye la confiabilidad de la interpretación.

2.2.7. Pozo SHSG-118

a. Pozo SHSG-118_Ti (13-11-2008)

Tabla 101. Modelos Seleccionados. Pozo SHSG-118_Ti (13-11-2008)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de Fallas

Tabla 102. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSG-118_Ti (13-11-2008)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2571,09	3293,43	274,452	2,1	-
Horner	2475,97	3283,27	273,606	1,996	-42,106

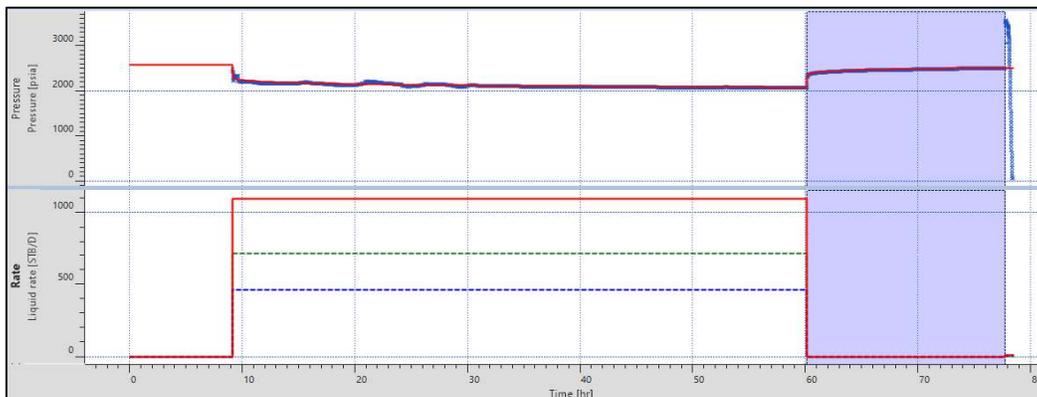


Figura 135. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSG-118_Ti (13-11-2008)

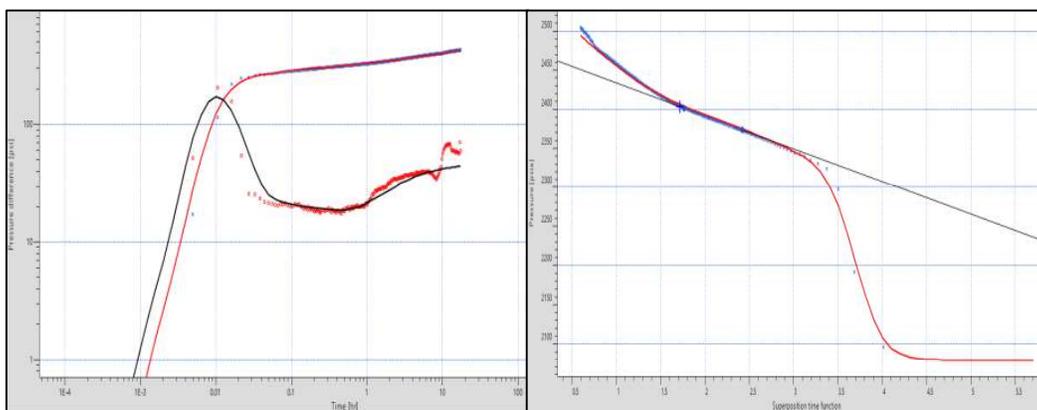


Figura 136. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSG-118_Ti (13-11-2008)

2.2.8. Pozo SHSI-119

a. Pozo SHSI-119_Ti (15-01-2017)

Tabla 103. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-119_Ti (15-01-2017)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Infinito

Tabla 104. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-119_Ti (15-01-2017)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	1961,82	1018,96	36,391	6,617	-
Horner	1944,55	1600,31	57,153	4,645	-86,0124

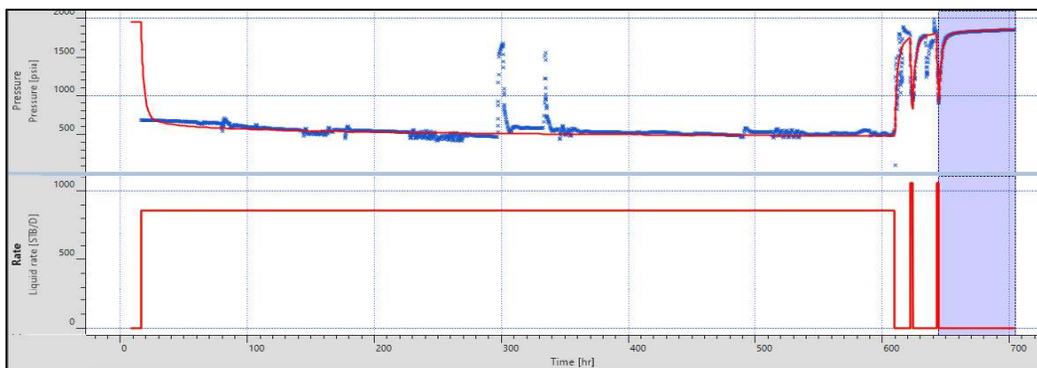


Figura 137. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-119_Ti (15-01-2017)

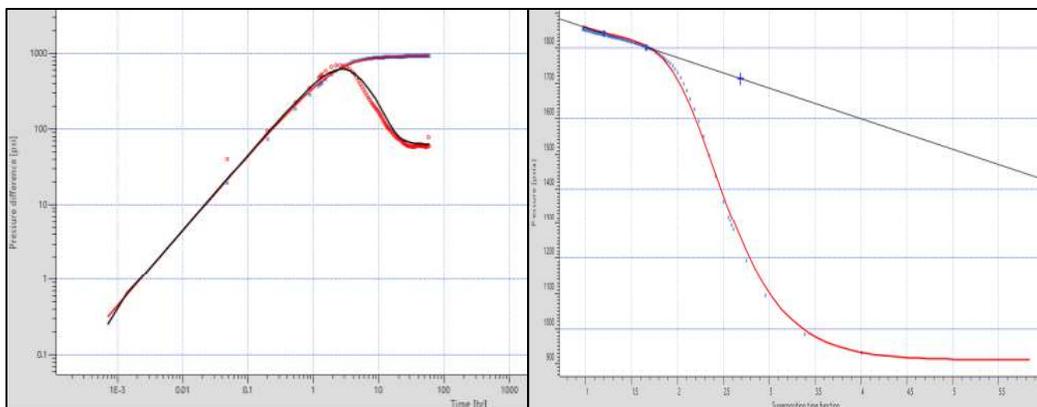


Figura 138. Gráfico Logarítmico (Derivada) y gráfico semilogarítmico (Horner). Pozo SHSI-119_Ti (15-01-2017)

b. Pozo SHSI-119_Ti (31-01-2017)

Tabla 105. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-119_Ti (31-01-2017)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

Tabla 106. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-119_Ti (31-01-2017)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	1996,83	3239	107,967	4,705	-
Horner	1943,71	3217,60	107,253	4,594	-66,871

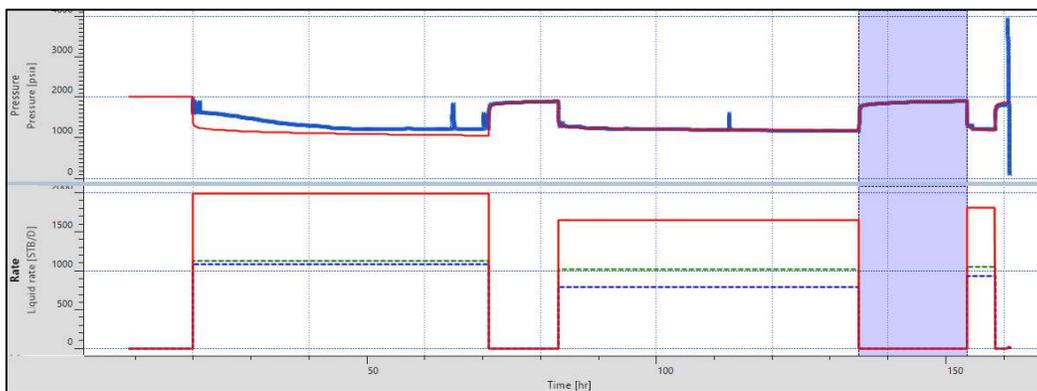


Figura 139. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-119_Ti (31-01-2017)

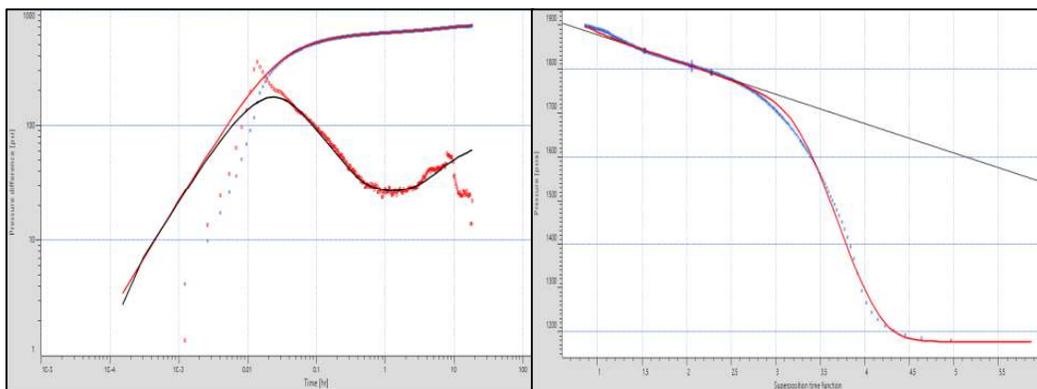


Figura 140. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-119_Ti (31-01-2017)

2.3. Pozo SHSI-133

a. Pozo SHSI-133_Ti (26-01-2011)

Tabla 107. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-133_Ti (26-01-2011)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad pseudoestable
Límite	Falla / Flujo a presión constante

Tabla 108. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-133_Ti (26-01-2011)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2464,23	4786,07	239,303	-0,51	-
Horner	2487,18	4769,98	238,499	0,269	-28,8977

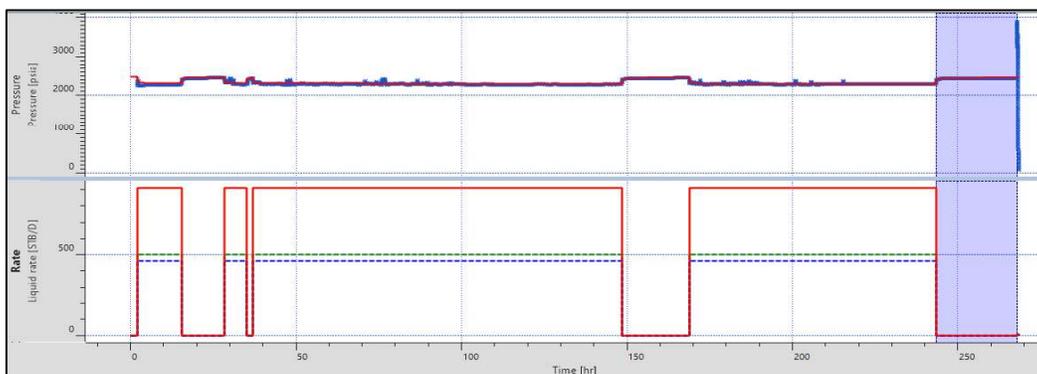


Figura 141. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-133_Ti (26-01-2011)

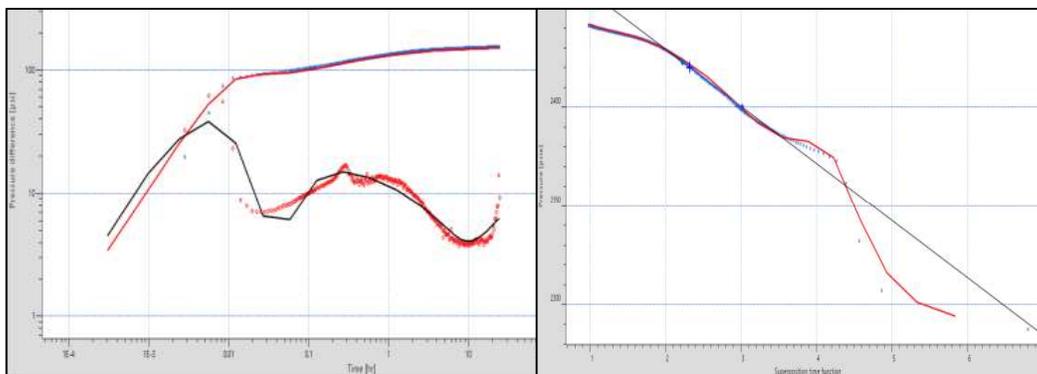


Figura 142. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-133_Ti (26-01-2011)

2.3.1. Pozo SHSI-162

a. Pozo SHSI-162_Ti (22-11-2011)

Tabla 109. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-162_Ti (22-11-2011)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Fallas Paralelas

Tabla 110. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (22-11-2011)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2303,25	5851,14	225,04	0,70	-
Horner	2201,96	5860,50	225,40	0,29	-13,06 -129,97

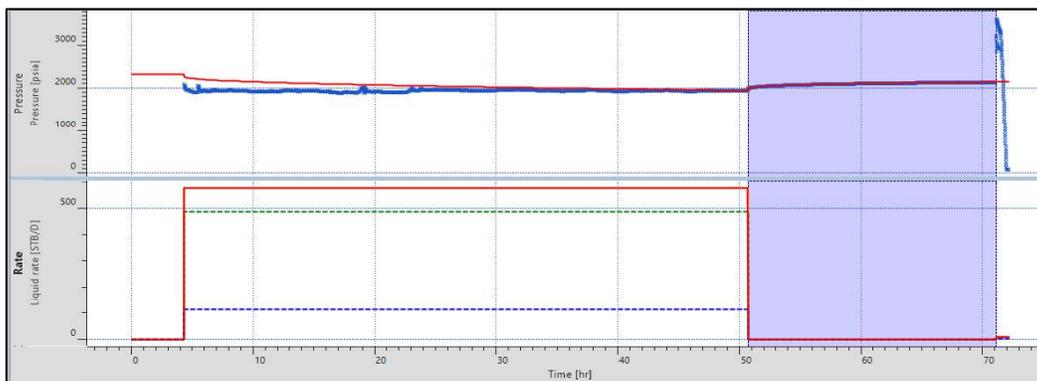


Figura 143. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-162_Ti (22-11-2011)

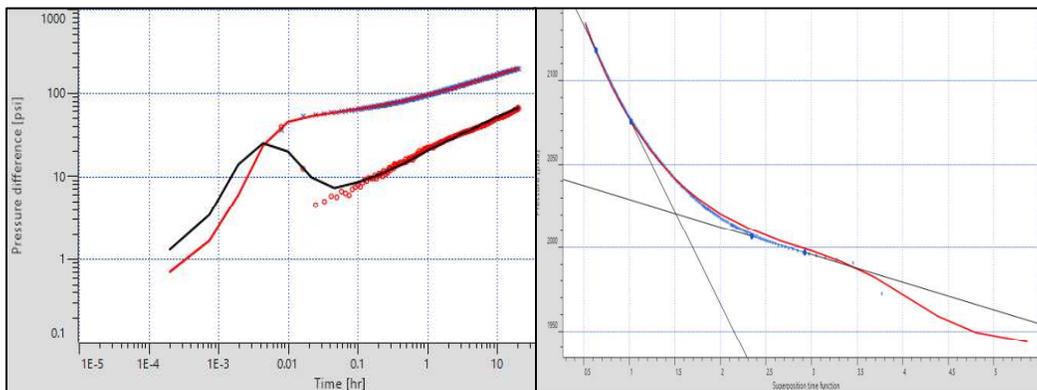


Figura 144. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (22-11-2011)

b. Pozo SHSI-162_Ti (05-12-2014)

Tabla 111. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-162_Ti (05-12-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

Tabla 112. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (05-12-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2058,83	2662,34	102,39	14,51	-
Horner	1912,29	2534,31	97,473	13,56	-31,08

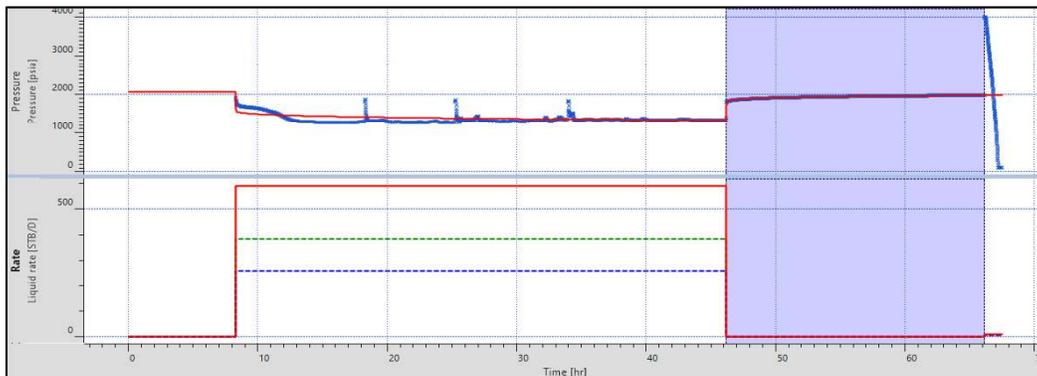


Figura 145. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-162_Ti (05-12-2014)

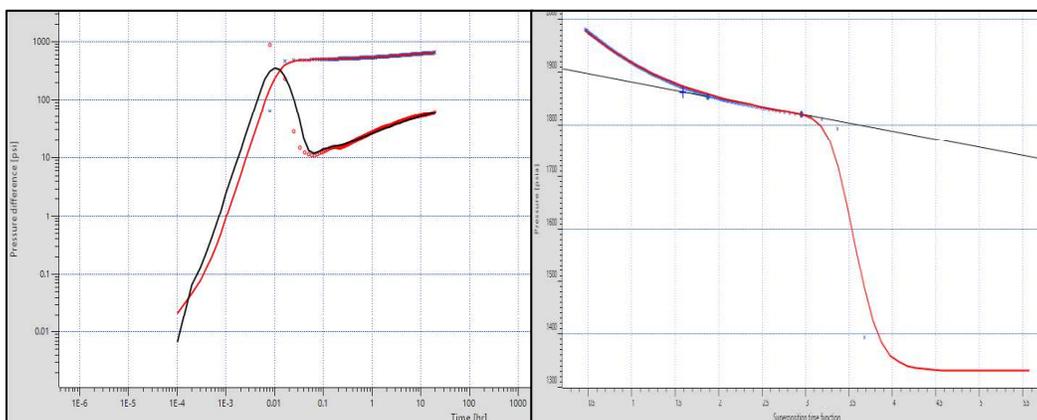


Figura 146. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (05-12-2014)

c. Pozo SHSI-162_Ti (13-12-2014)

Tabla 113. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-162_Ti (13-12-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de Fallas

Tabla 114. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (13-12-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2107,74	4230,89	74,22	11,36	-
Horner	1974,6	4167,26	73,10	11,95	-20,59

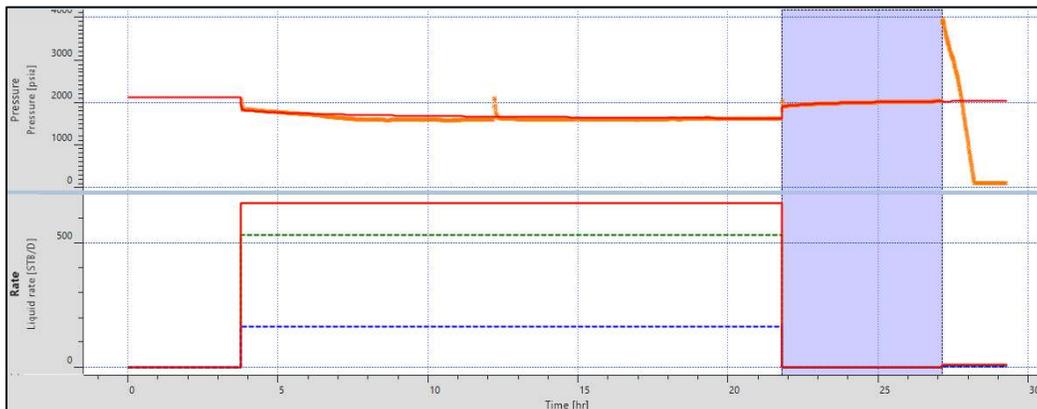


Figura 147. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-162_Ti (13-12-2014)

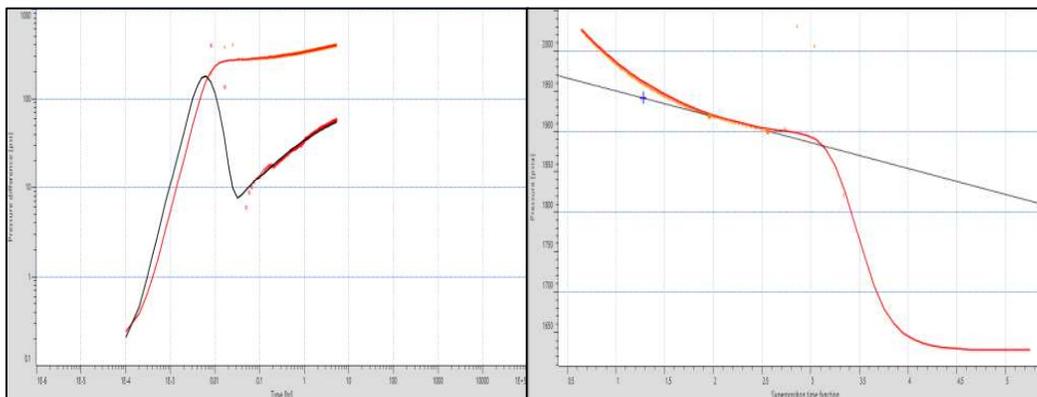


Figura 148. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-162_Ti (13-12-2014)

2.3.2. Pozo SHSI-164

a. Pozo SHSI-164_Ti (18-06-2014)

Tabla 115. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-164_Ti (18-06-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 116. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-164_Ti (18-06-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2426,36	110094,2	593,77	35,56	-
Horner	2398,8	10043,3	590,78	35,08	-9,11

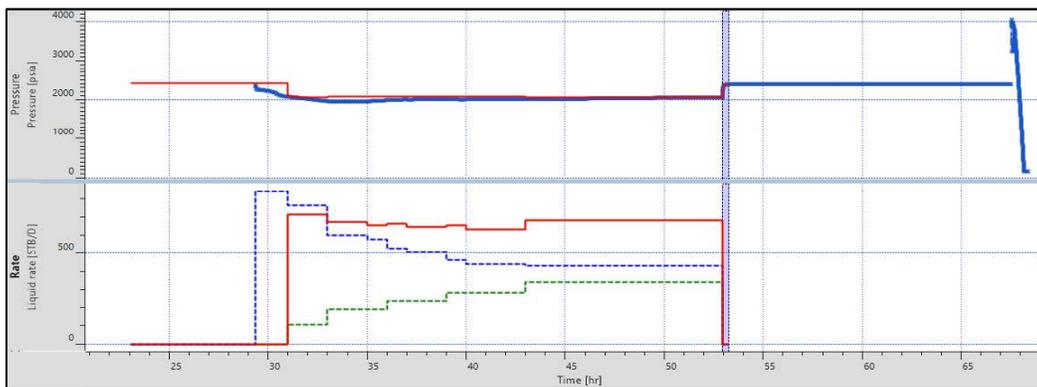


Figura 149. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-164_Ti (18-06-2014)

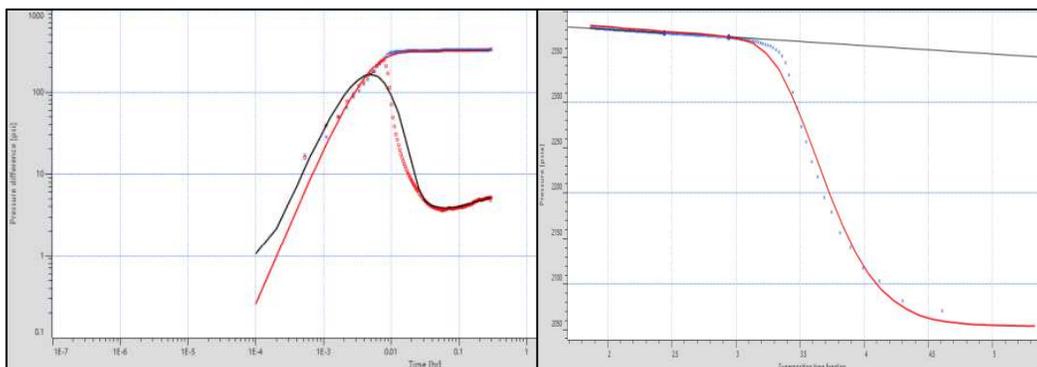


Figura 150. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-164_Ti (18-06-2014)

2.3.3. Pozo SHSI-256

a. Pozo SHSI-256_Ti (01-08-2015)

Tabla 117. Modelos Seleccionados. Pozo SHSI-256_Ti (01-08-2015)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 118. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSI-256_Ti (01-08-2015)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2265,27	9139,1	609,273	0,12	-
Horner	2260,39	8993,82	599,588	0,21	-8,17

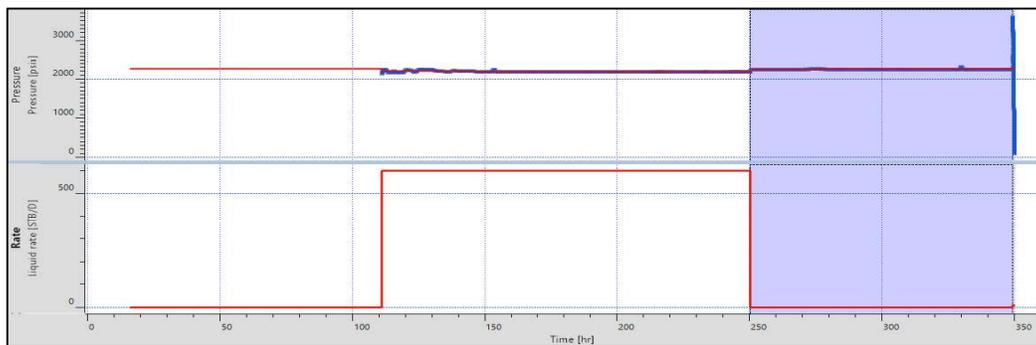


Figura 151. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSI-256_Ti (01-08-2015)

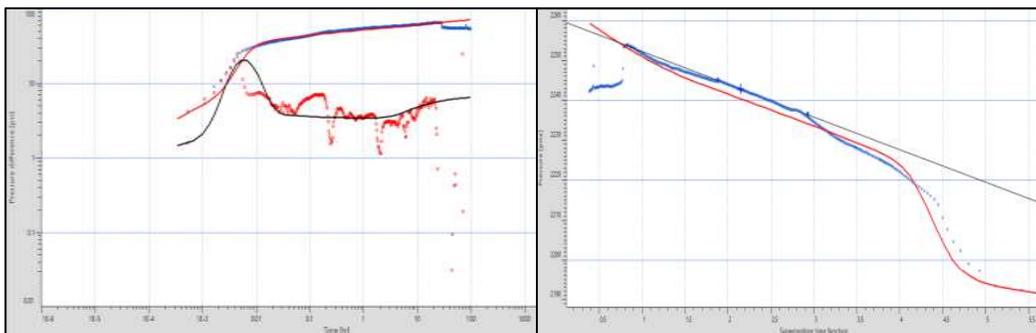


Figura 152. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSI-256_Ti (01-08-2015)

Comentario: La prueba presenta un criterio de selección bajo debido a que no muestra una restauración estable, no se identifica claramente flujo radial, lo cual disminuye la confiabilidad de la interpretación.

2.3.4. Pozo SHSK-106

a. Pozo SHSK-106_Ti (11-09-2008)

Tabla 119. Modelos Seleccionados. Pozo SHSK-106_Ti (11-09-2009)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla / Flujo a presión constante

Tabla 120. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSK-106_Ti (11-09-2009)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2512,9	964,974	120,622	-0,75	-
Horner	2548,12	959,734	119,96	-0,85	-175,38 -26,24

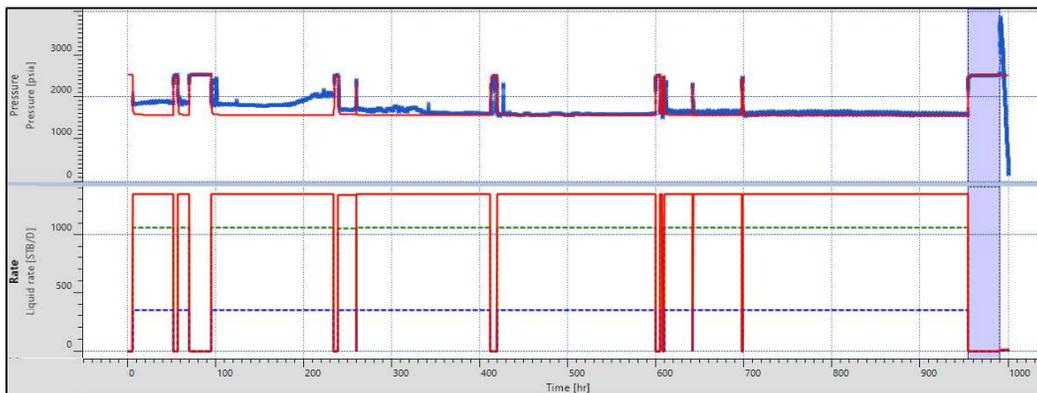


Figura 153. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSK-106_Ti (11-09-2009)

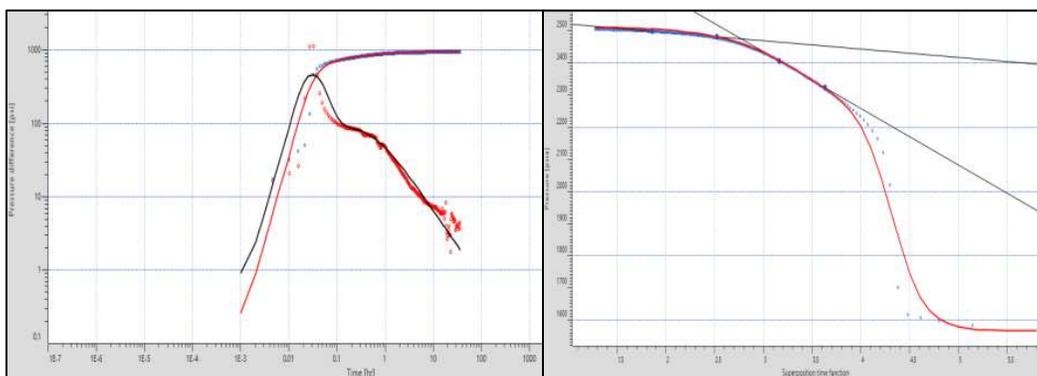


Figura 154. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSK-106_Ti (11-09-2009)

b. Pozo SHSK-106_Ti (07-06-2009)

Tabla 121. Modelos Seleccionados. Pozo SHSK-106_Ti (07-06-2009)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Circular

Tabla 122. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSK-106_Ti (07-06-2009)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2412,39	596,09	74,512	2,056	-
Horner	2528,25	595,16	74,395	2,034	-89,33

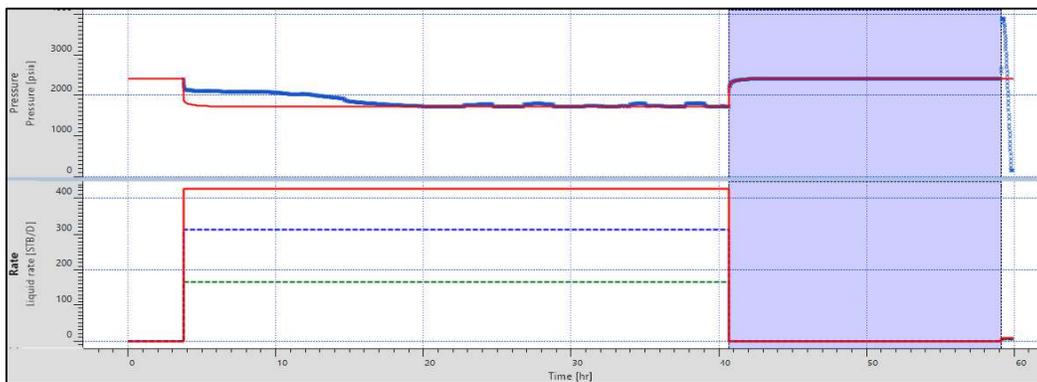


Figura 155. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSK-106_Ti (07-06-2009)

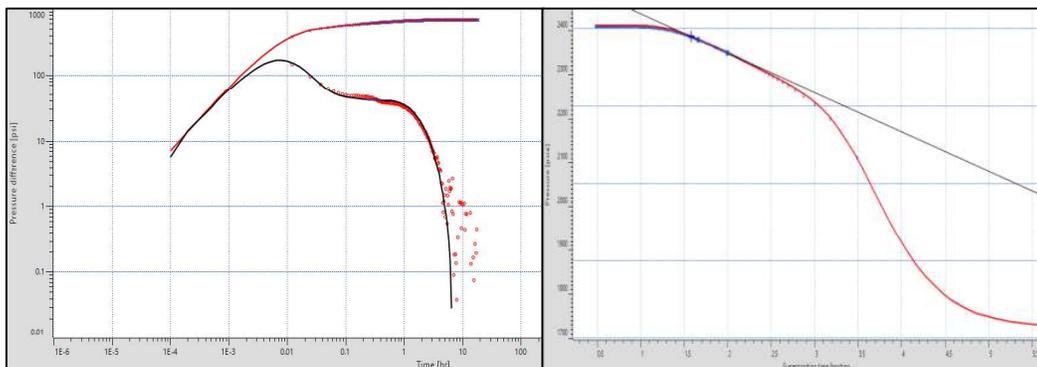


Figura 156. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSK-106_Ti (07-06-2009)

2.3.5. Pozo SHSV-090

a. Pozo SHSV-090_Ti (10-06-2010)

Tabla 123. Modelos Seleccionados. Pozo SHSV-090_Ti (10-06-2010)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Infinito

Tabla 124. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSV-090_Ti (10-06-2010)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2501,18	3583,08	358,308	15,86	-
Horner	2566,95	3491,09	349,109	15,25	-37,609

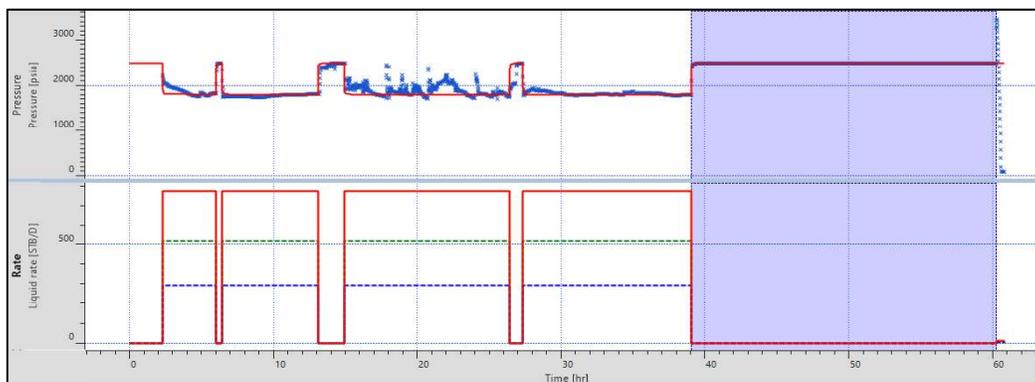


Figura 157. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSV-090_Ti (10-06-2010)

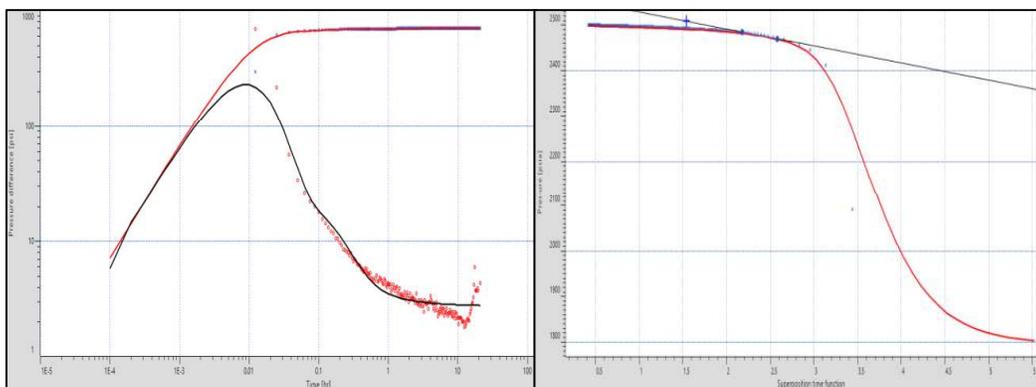


Figura 158. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSV-090_Ti (10-06-2010)

3. Shushufindi Sur

3.1. Pozo SHS-023

a) Pozo SHS-023_Ti (02-02-2002)

Tabla 125. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-23_Ti (02-02-2002)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad pseudoestable
Límite	Falla

Tabla 126. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-23_Ti (02-02-2002)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2399,15	20395,9	318,686	76,56	-
Horner	2397,72	20321,9	317,529	76,48	-5,214

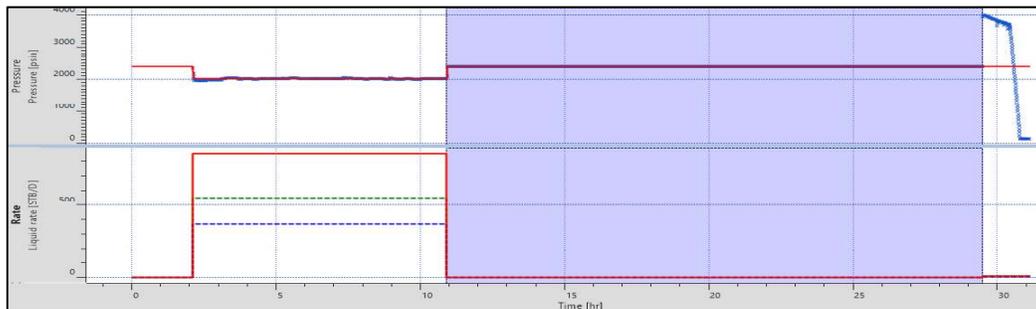


Figura 159. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-23_Ti (02-02-2002)

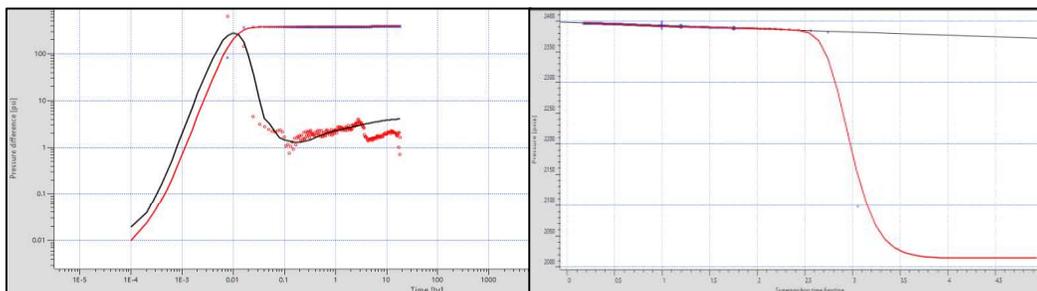


Figura 160. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-23_Ti (02-02-2002)

Comentario: Se justifica el modelo de reservorio debido a que los punzados se realizaron al tope de la arena existiendo posible comunicación con la arena T superior.

3.2. Pozo SHS-045B

a) Pozo SHS-045B_Ts (09-03-2013)

Tabla 127. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-045B_Ts (09-03-2013)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 128. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-045B_Ts (09-03-2013)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2367,62	2068,85	57,468	9,34	-
Horner	2368,26	2334,47	64,846	11,5	-33,335

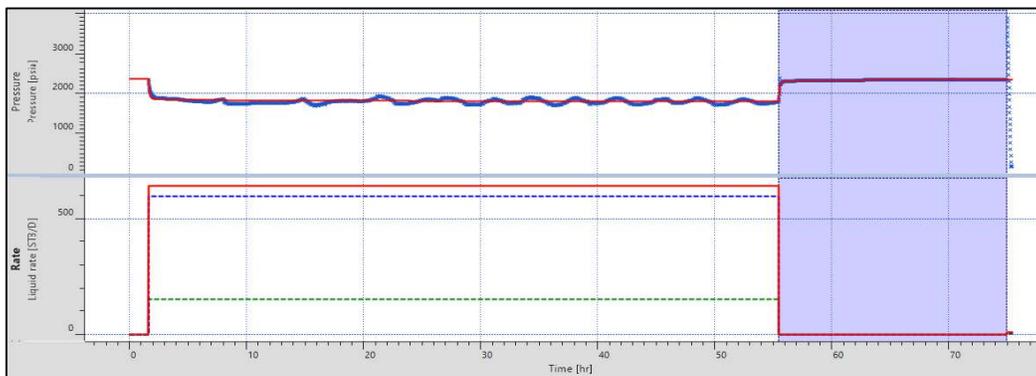


Figura 161. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-045B_Ts (09-03-2013)

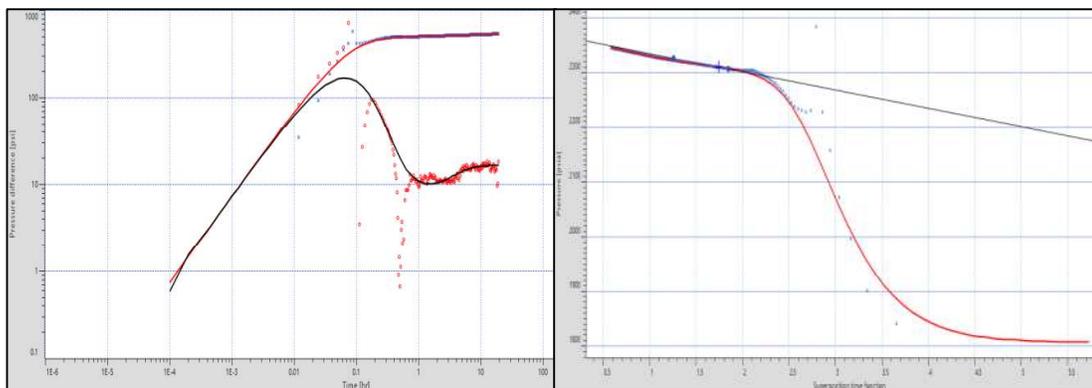


Figura 162. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-045B_Ts (09-03-2013)

3.3. Pozo SHS-079

a) Pozo SHS-079_T (25-12-2013)

Tabla 129. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-79_T (25-12-2013)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Infinito

Tabla 130. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-79_T (25-12-2013)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2439,21	16342	333,51	9,23	-
Horner	2439,63	15815,6	322,76	8,77	-7,12

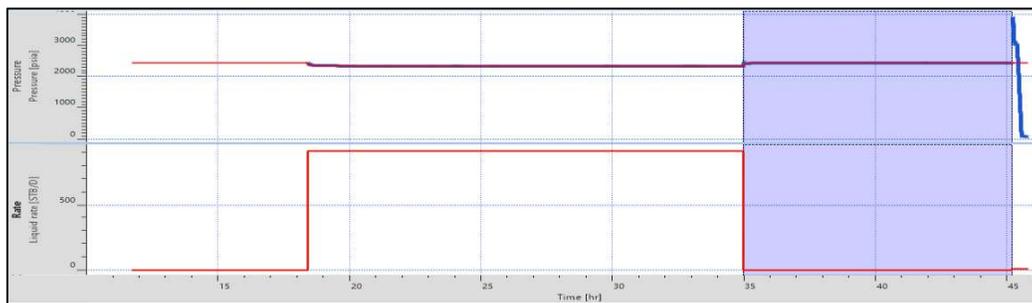


Figura 163. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-79_T (25-12-2013)

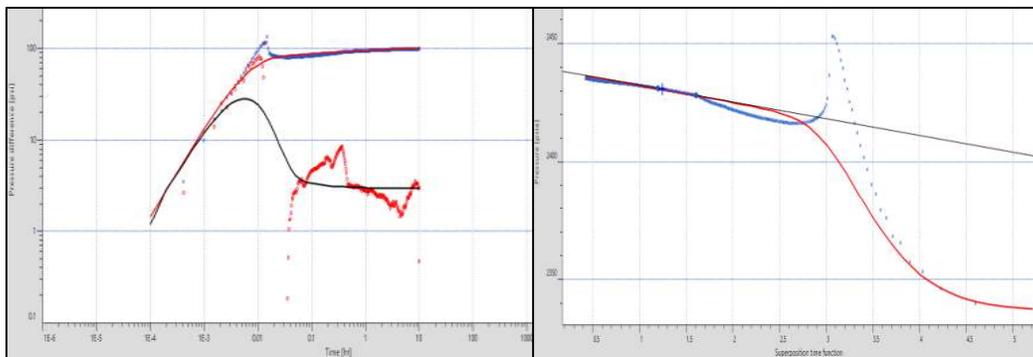


Figura 164. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-79_T (25-12-2013)

Comentario: La prueba presenta un criterio de selección bajo y es no conclusiva debido a que no hubo un cierre efectivo. Los datos obtenidos no son 100% confiables.

3.4. Pozo SHS-095

a) Pozo SHS-095_Ts (18-12-2014)

Tabla 131. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-095_Ts (18-12-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Falla

Tabla 132. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-095_Ts (18-12-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2025,50	530,642	29,48	1,18	-
Horner	2101,38	514,68	28,59	1,63	-114,096

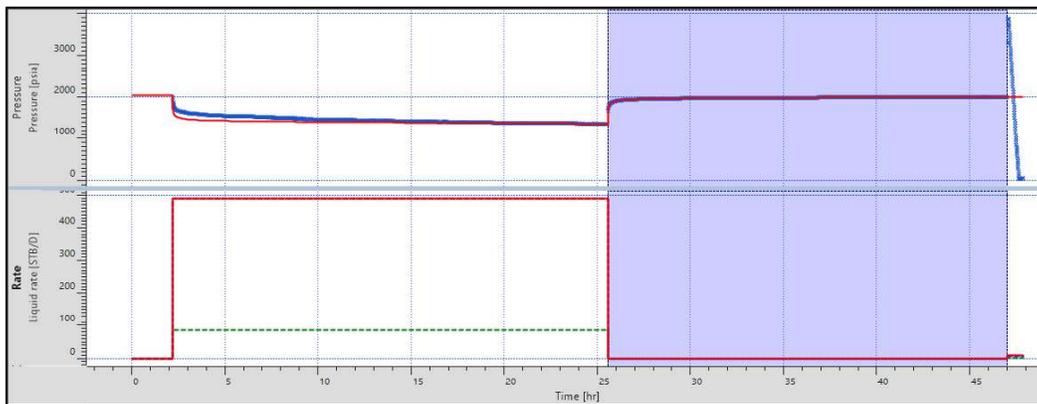


Figura 165. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-095_Ts (18-12-2014)

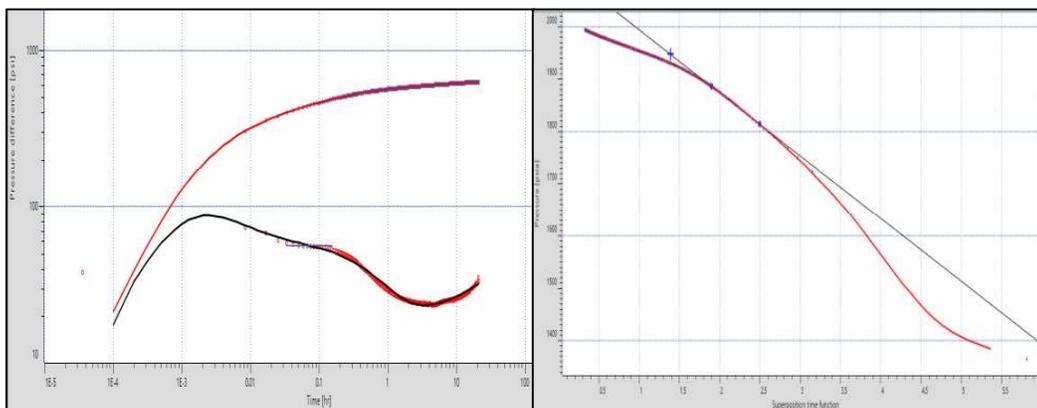


Figura 166. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-095_Ts (18-12-2014)

b) Pozo SHS-095_Ts (06-02-2017)

Tabla 133. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-095_Ts (06-02-2017)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Rectangular

Tabla 134. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-095_Ts (06-02-2017)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	1577,77	471,05	26,169	4,698	-
Horner	1535,97	455,39	25,299	4,216	-150,393

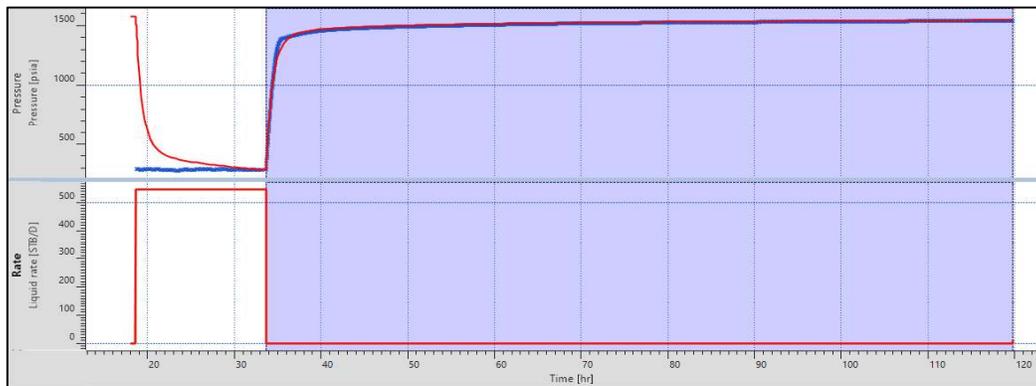


Figura 167. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-095_Ts (06-02-2017)

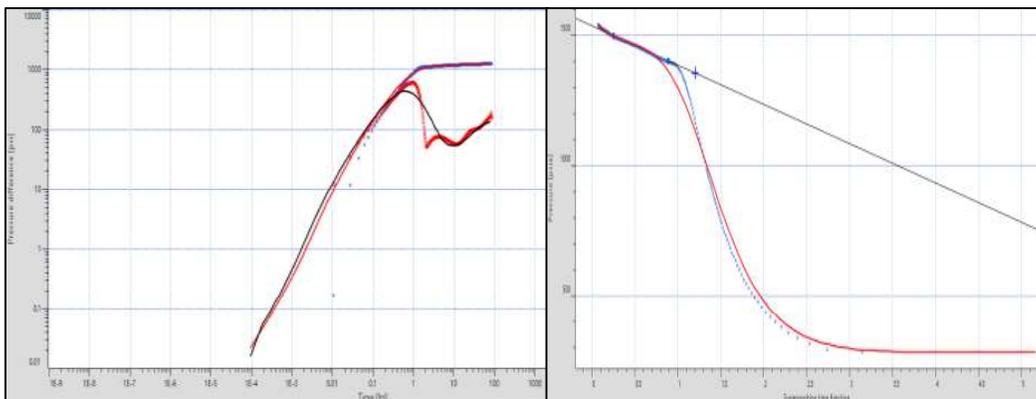


Figura 168. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-095_Ts (06-02-2017)

3.5. Pozo SHS-097

a) Pozo SHS-097_Ti (07-12-2008)

Tabla 135. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-097_Ti (07-12-2018)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 136. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-097_Ti (07-12-2018)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2556,91	8029,30	267,643	12,31	-
Horner	2543,69	7704,12	256,804	11,57	-27,228

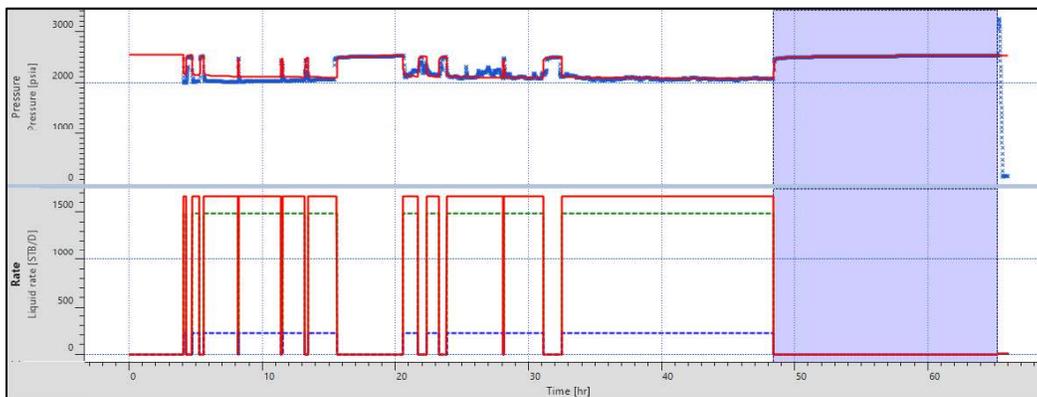


Figura 169. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-097_Ti (07-12-2018)

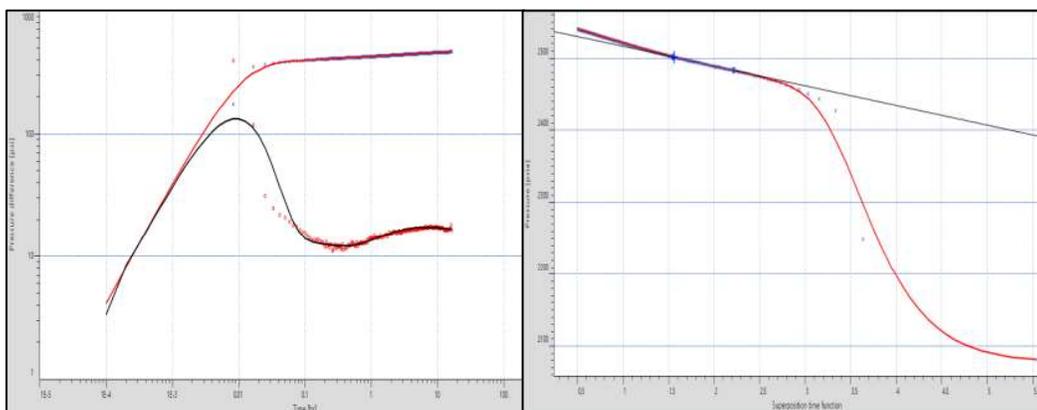


Figura 170. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-097_Ti (07-12-2018)

b) Pozo SHS-097_Ti (12-06-2015)

Tabla 137. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-97_Ti (12-06-2015)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad pseudoestable
Límite	Falla

Tabla 138. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-97_Ti (12-06-2015)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2285,34	7014,14	233,805	16,32	-
Horner	2285,17	7824,61	260,82	19,07	-15,58

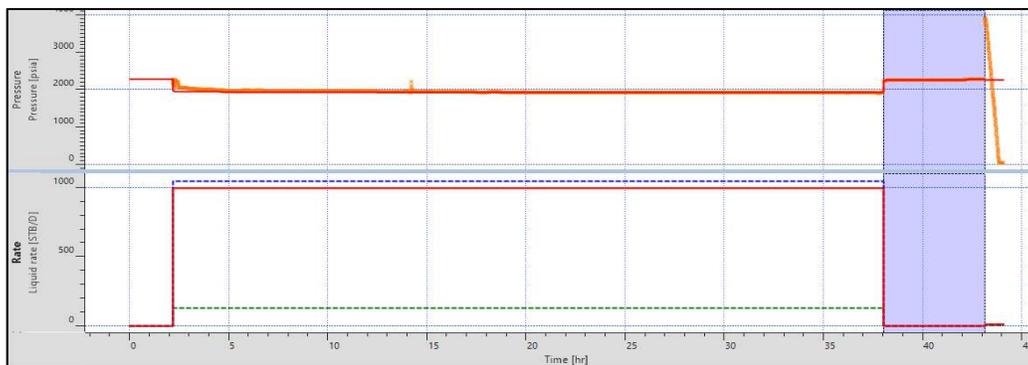


Figura 171. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-97_Ti (12-06-2015)

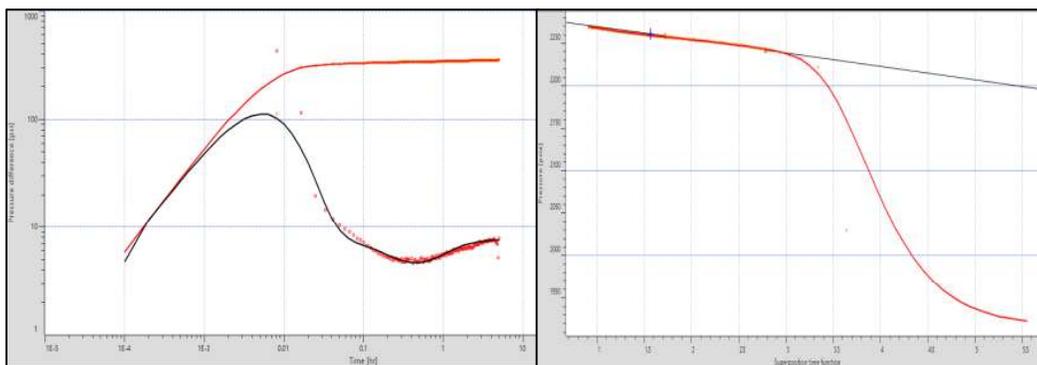


Figura 172. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-97_Ti (12-06-2015)

Comentario: Se justifica el modelo de reservorio debido a que los punzados se realizaron al tope de la arena existiendo posible comunicación con la arena T superior.

3.6. Pozo SHSA-122

a) Pozo SHSA-122_T (15-11-2008)

Tabla 139. Modelos Seleccionados. Pozo SHSA-122_T (15-11-2008)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Falla

Tabla 140. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSA-122_T (15-11-2008)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2560,37	44227,5	1842,41	22,39	-
Horner	2561,58	44042,4	1835,1	22,48	-5,608

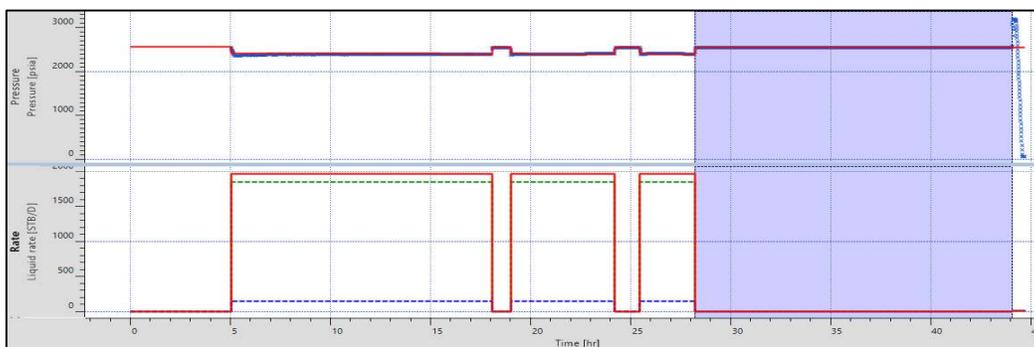


Figura 173. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSA-122_T (15-11-2008)

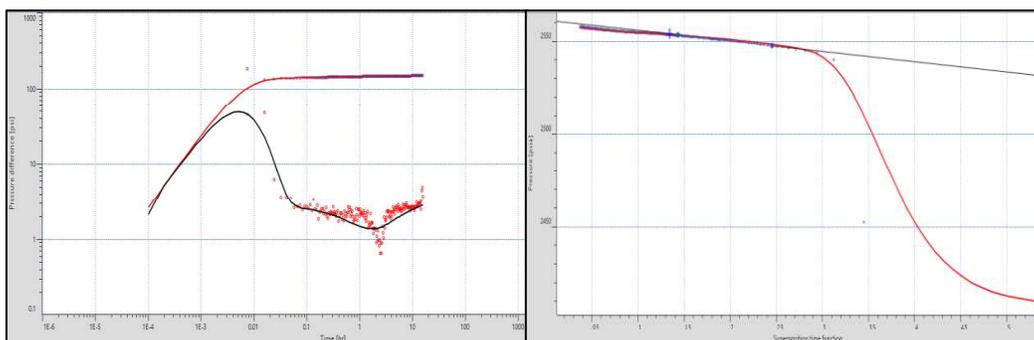


Figura 174. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSA-122_T (15-11-2008)

Comentario: Se justifica la selección del modelo de reservorio debido a que la prueba fue tomada para la arena T inferior en conjunto con T superior.

b) Pozo SHSA-122_T (18-12-2015)

Tabla 141. Modelos Seleccionados. Pozo SHSA-122_T (18-12-2015)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Falla

Tabla 142. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSA-122_T (18-12-2015)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2195	4582,92	190,955	54,348	-
Horner	2211,95	4558,49	189,937	55,008	-14,828

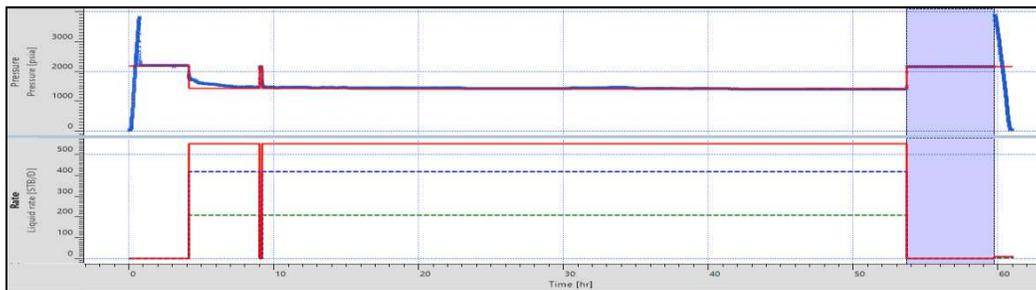


Figura 175. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSA-122_T (18-12-2015)

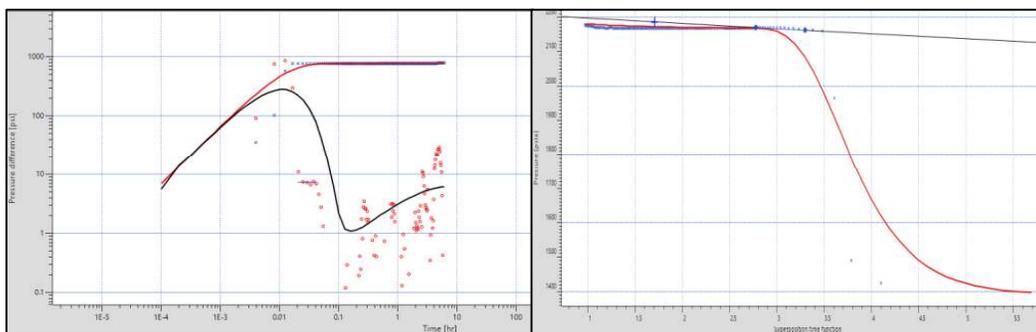


Figura 176. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSA-122_T (18-12-2015)

Comentario: La prueba presenta un criterio de selección bajo debido a que no muestra una restauración estable y tampoco se identifica claramente el flujo radial. Los datos obtenidos no son 100% confiables. Se justifica la selección del modelo de reservorio debido a que la prueba fue tomada para la arena T inferior en conjunto con T superior.

3.7. Pozo SHSD-007

a) Pozo SHSD-007_T (16-07-2009)

Tabla 143. Modelos Seleccionados. Pozo SHSD-007_T (16-07-2009)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Falla

Tabla 144. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSD-007_T (16-07-2009)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2506,18	54211,5	3384,22	96,01	-
Horner	2506,66	53600,02	3350,02	87,02	-2,51

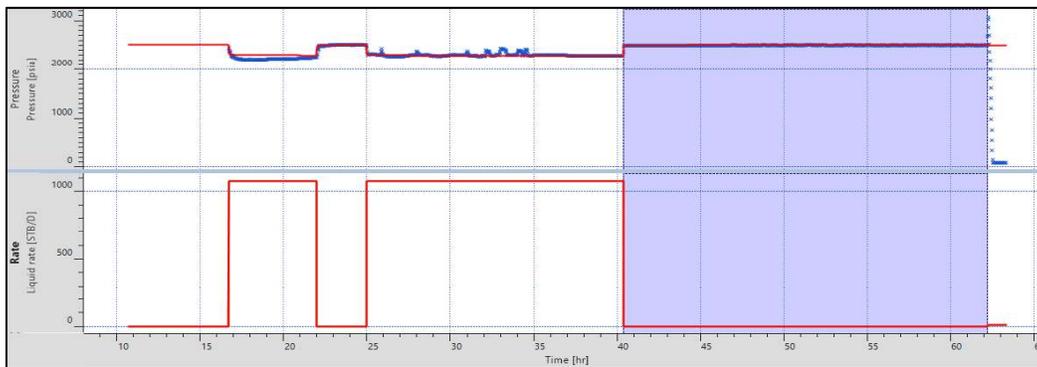


Figura 177. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSD-007_T (16-07-2009)

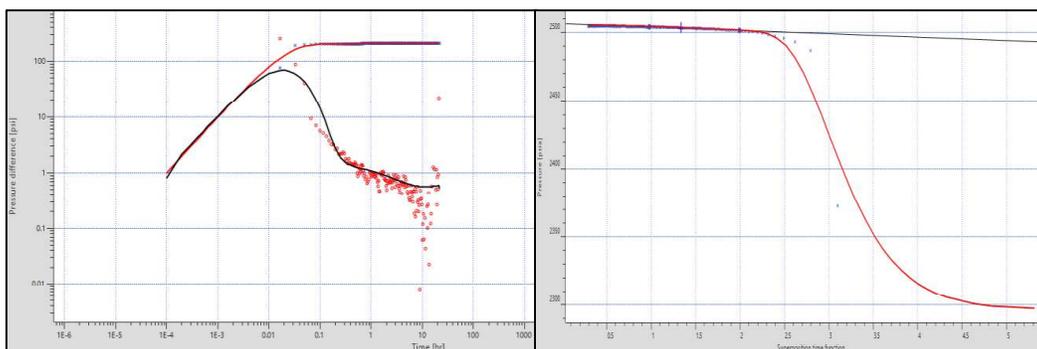


Figura 178. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSD-007_T (16-07-2009)

Comentario: Se justifica la selección del modelo de reservorio debido a que la prueba fue tomada para la arena T inferior en conjunto con T superior.

3.8. Pozo SHSD-104

a) Pozo SHSD-104_Ti (02-07-2008)

Tabla 145. Modelos Seleccionados. Pozo SHSD-104_Ti (02-07-2008)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla / Flujo a presión constante

Tabla 146. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSD-104_Ti (02-07-2008)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2625,84	5590,32	254,106	9,9	-
Horner	2643,45	5333,14	242,416	9,16	-40,14

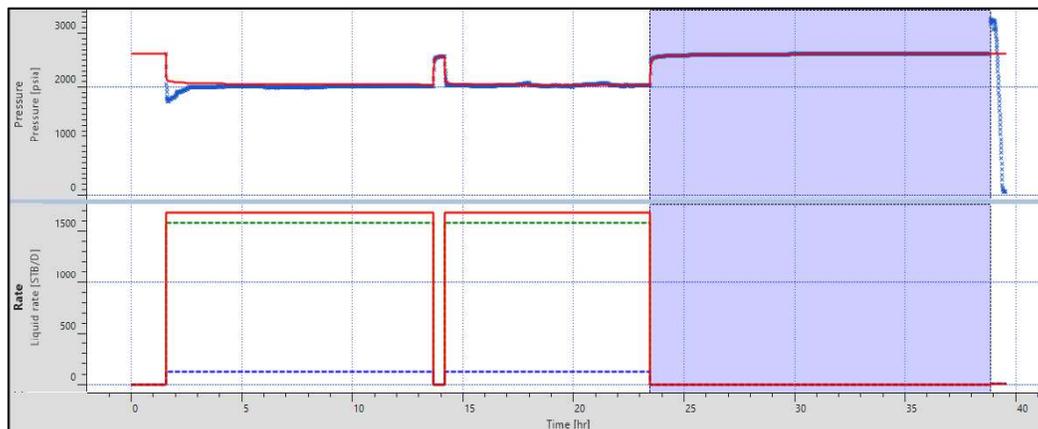


Figura 179. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSD-104_Ti (02-07-2008)

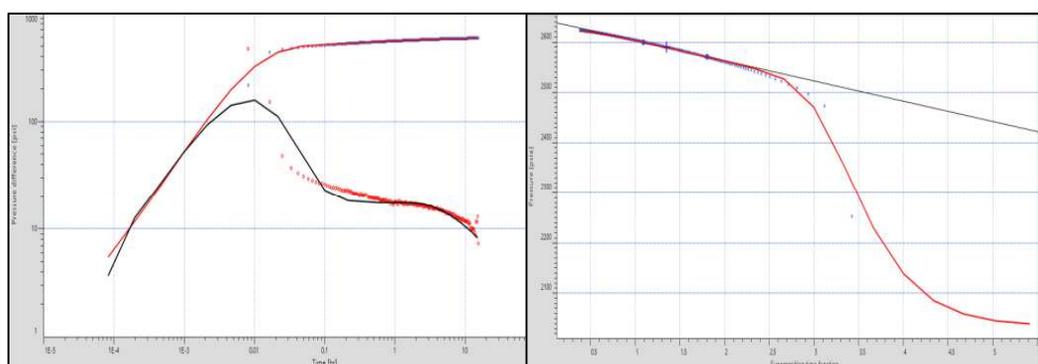


Figura 180. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSD-104_Ti (02-07-2008)

b) Pozo SHSD-104_Ti (16-12-2009)

Tabla 147. Modelos Seleccionados. Pozo SHSD-104_Ti (16-12-2009)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Infinito

Tabla 148. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSD-104_Ti (16-12-2009)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2468,21	7345,68	333,89	140,32	-
Horner	2468,65	7219,51	328,159	137,85	-9,3739

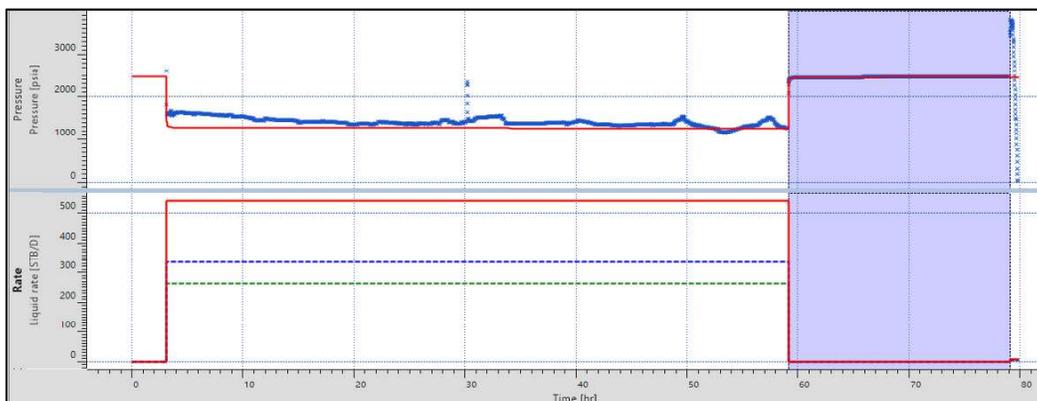


Figura 181. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSD-104_Ti (16-12-2009)

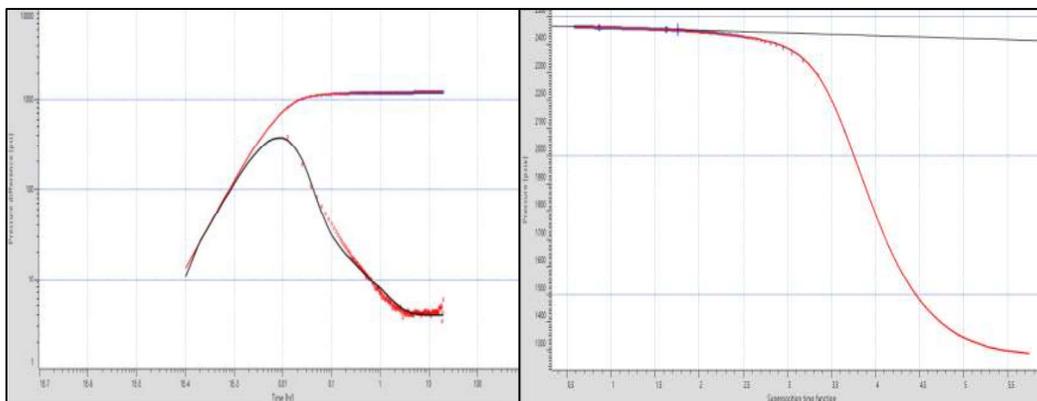


Figura 182. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSD-104_Ti (16-12-2009)

3.9. Pozo SHSD-217

a) Pozo SHSD-217_Ts (23-09-2015)

Tabla 149. Modelos Seleccionados. Pozo SHSD-217_Ts (23-09-2015)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Falla

Tabla 150. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSD-217_Ts (23-09-2015)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2189,73	2489,52	92,204	-3,84	-
Horner	2105,02	2500,84	92,623	-3,65	-88,016

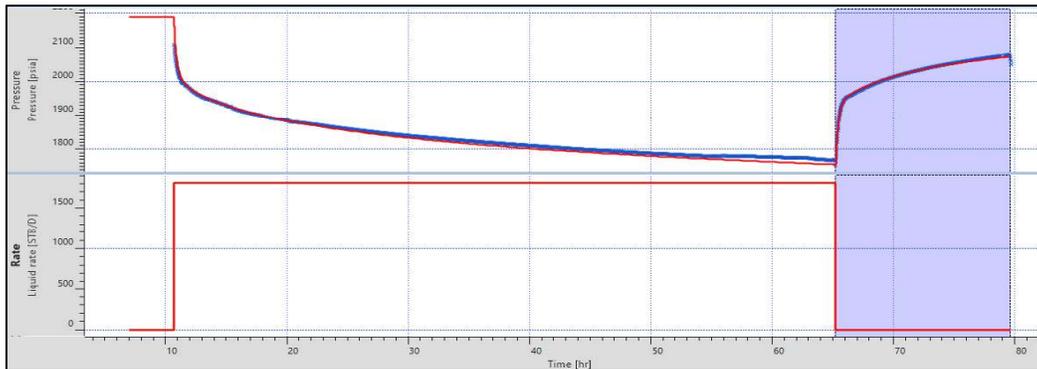


Figura 183. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSD-217_Ts (23-09-2015)

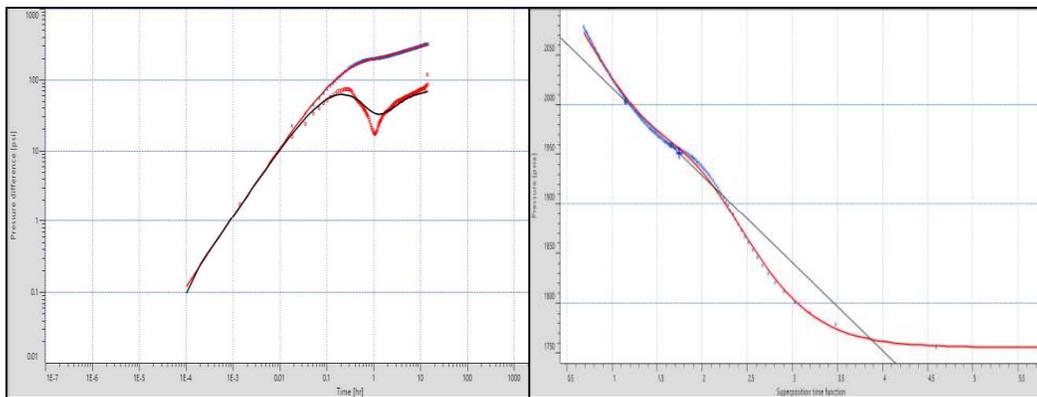


Figura 184. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSD-217_Ts (23-09-2015)

3.10. Pozo SHSL-225

a) Pozo SHSL-225_T (09-08-2015)

Tabla 151. Modelos Seleccionados. Pozo SHSL-225_T (09-08-2015)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Falla

Tabla 152. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSL-225_T (09-08-2015)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2276,42	3325,53	133,021	45,96	-
Horner	2283,23	3320,44	132,818	47,56	-16,966

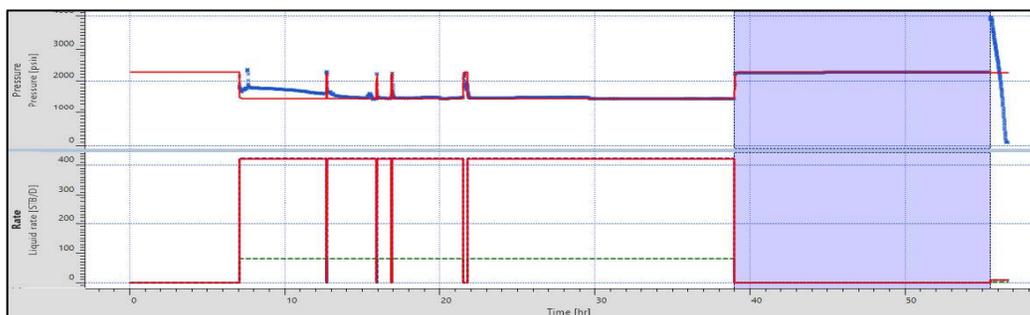


Figura 185. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSL-225_T (09-08-2015)

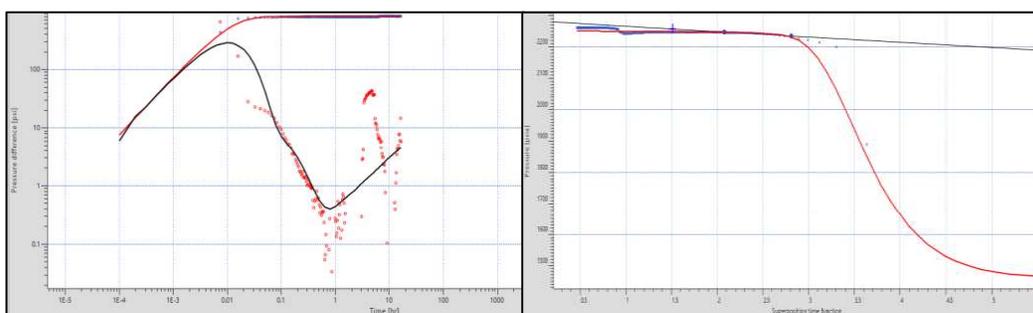


Figura 186. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSL-225_T (09-08-2015)

Comentario: La manifestación de la derivada en la restauración con subidas y bajadas es típica de segregación gravitacional entre el petróleo y el gas. Se justifica la selección del modelo de reservorio debido a que la prueba fue tomada para la arena T inferior en conjunto con T superior.

4. Shushufindi Sur Oeste

4.1. Pozo SHS-024

a) Pozo SHS-024_T (08-01-2010)

Tabla 153. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-024_T (08-01-2010)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Fallas paralelas

Tabla 154. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-024_T (08-01-2010)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2719,15	7463,77	373,188	16,44	-
Horner	2723,35	7481,12	374,056	16,46	-13,688

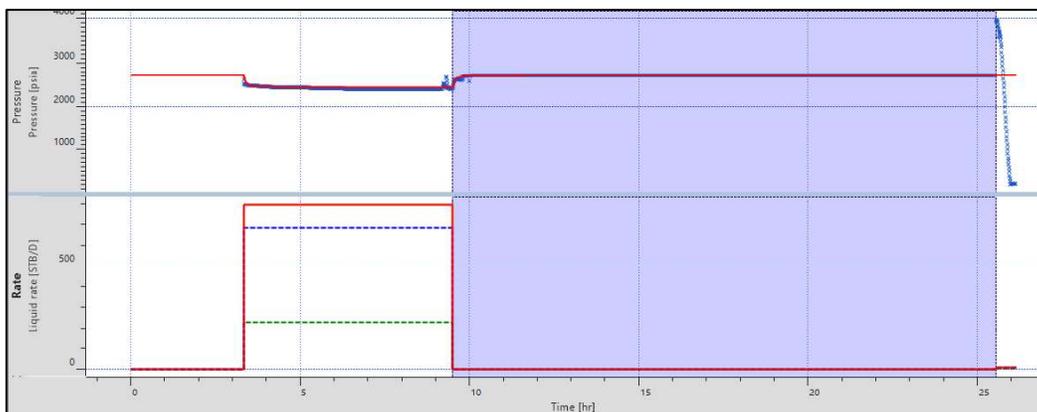


Figura 187. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-024_T (08-01-2010)

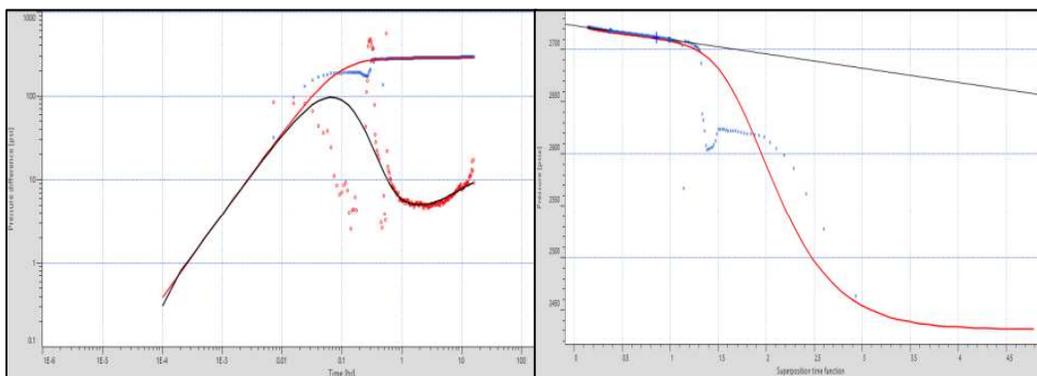


Figura 188. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-024_T (08-01-2010)

b) Pozo SHS-024_T (05-01-2017)

Tabla 155. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-024_T (05-01-2017)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Infinito

Tabla 156. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-024_T (05-01-2017)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2350	36481,6	1824,08	36,81	-
Horner	2350,02	36776,4	1838,82	36,37	-15,7335

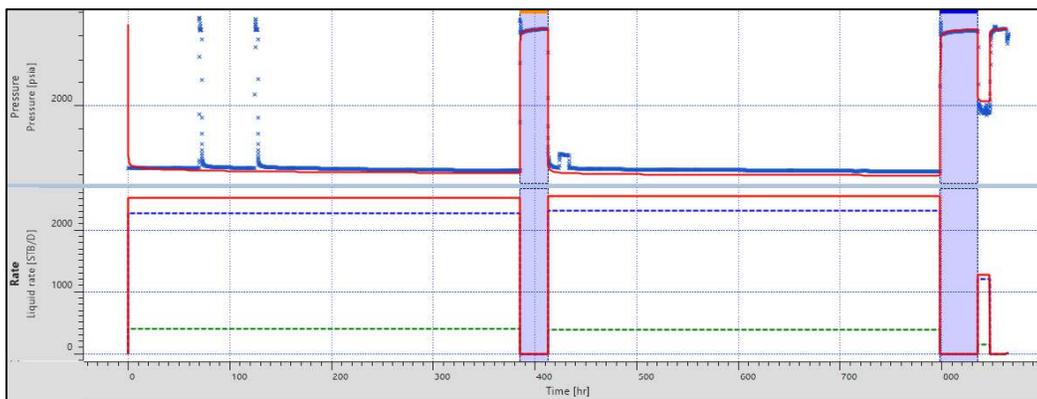


Figura 189. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-024_T (05-01-2017)

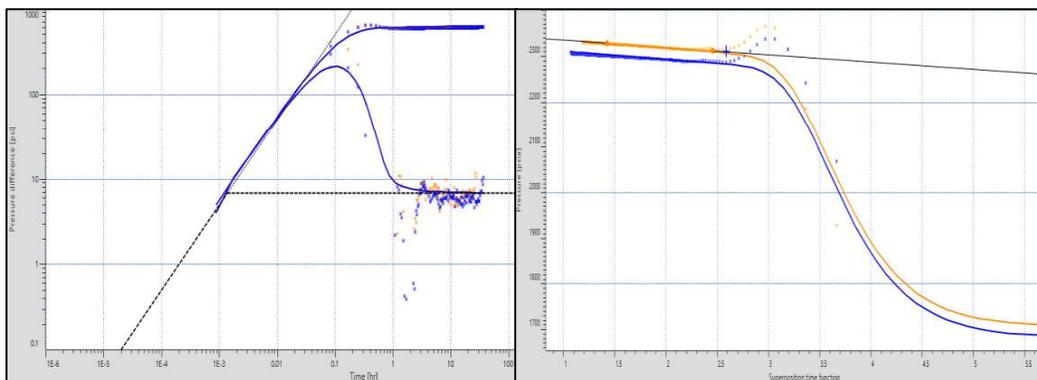


Figura 190. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-024_T (05-01-2017)

c) Pozo SHS-024_T (07-02-2017)

Tabla 157. Modelos Seleccionados. Pozo SHS-024_T (07-02-2017)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 158. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHS-024_T (07-02-2017)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2318,73	18452	922,6	30,03	-
Horner	2306,08	18436,9	921,84	29,95	-18,1435

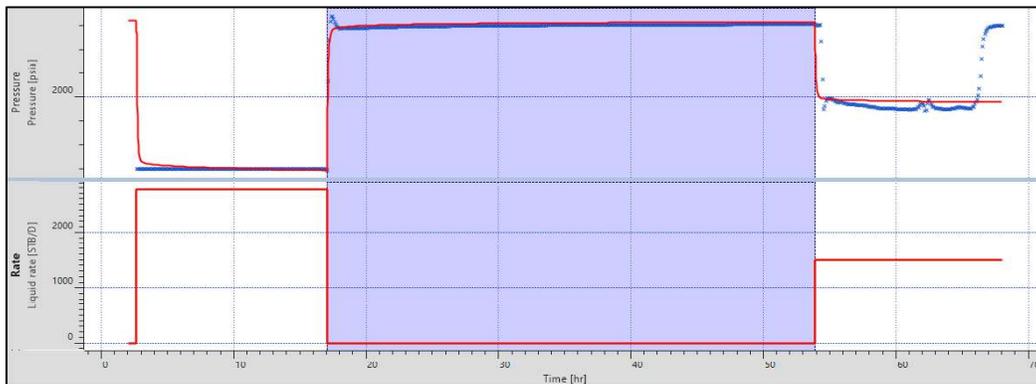


Figura 191. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHS-024_T (07-02-2017)

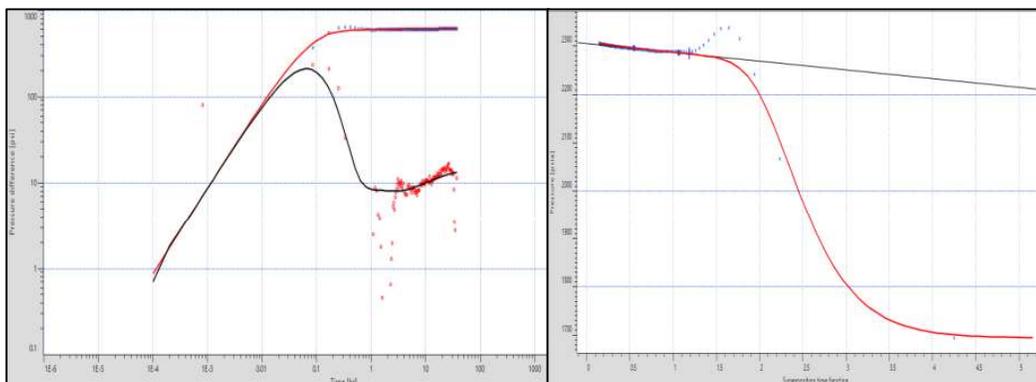


Figura 192. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHS-024_T (07-02-2017)

4.2. Pozo SHSM-026

a) Pozo SHSM-026_T (16-06-2008)

Tabla 159. Modelos Seleccionados. Pozo SHSM-26_T (16-06-2008)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Fallas paralelas

Tabla 160. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSM-26_T (16-06-2008)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2027,4	761,311	25,377	-1,72	-
Horner	200,64	747,336	24,911	-1,81	-101,508

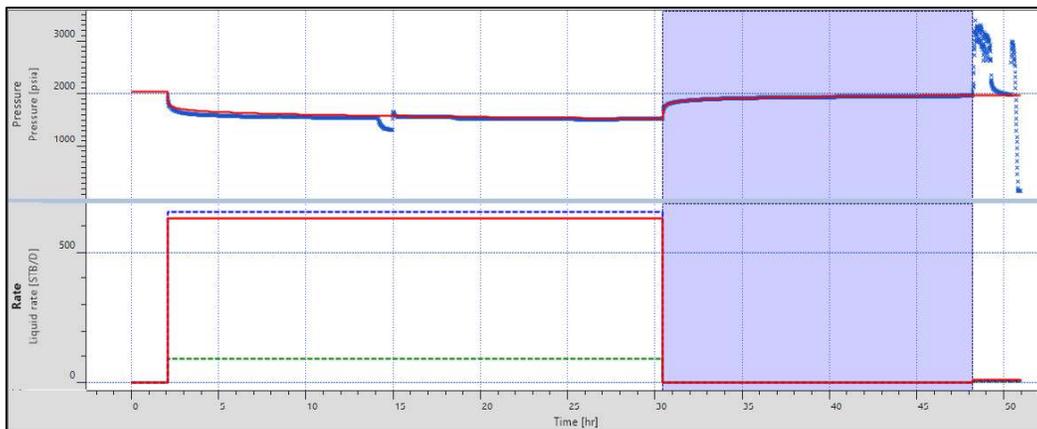


Figura 193. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSM-26_T (16-06-2008)

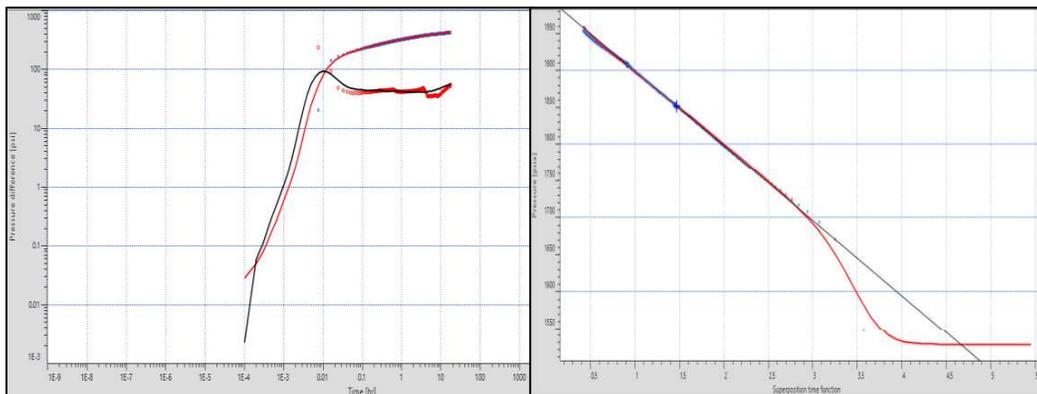


Figura 194. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSM-26_T (16-06-2008)

b) Pozo SHSM-026_T (27-05-2009)

Tabla 161. Modelos Seleccionados. Pozo SHSM-026_T (27-05-2009)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Falla

Tabla 162. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSM-026_T (27-05-2009)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2513,92	1338,32	44,61	1,411	-
Horner	2514,66	1457,44	48,58	2,278	-84,3406

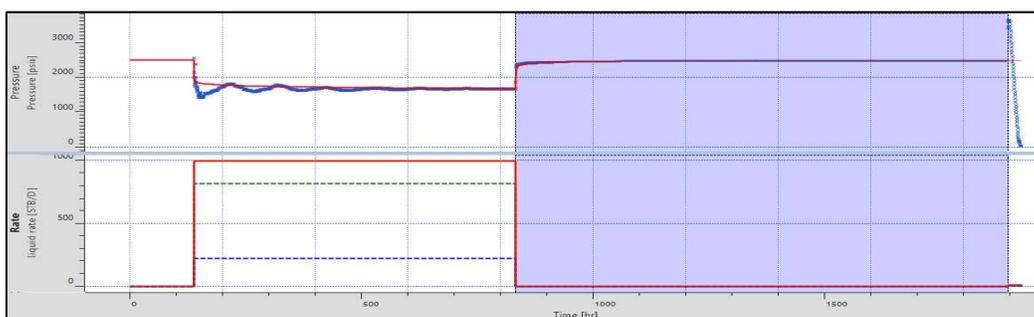


Figura 195. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSM-026_T (27-05-2009)

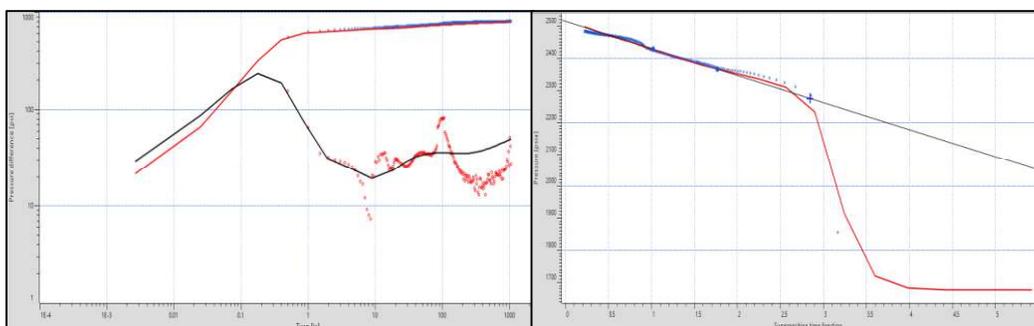


Figura 196. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSM-026_T (27-05-2009)

Comentario: Se evidencia efecto de descompresibilidad del fluido debido a la columna del tubing y variaciones de la presión en los tiempos iniciales que pueden acreditarse a flujo intermitente. Se justifica la selección del modelo de reservorio debido a que la prueba fue tomada para la arena T inferior en conjunto con T superior.

4.3. Pozo SHSM-127

a) Pozo SHSM-127_Ti (04-03-2012)

Tabla 163. Modelos Seleccionados. Pozo SHSM-127_Ti (04-03-2012)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla

Tabla 164. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSM-127_Ti (04-03-2012)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2656,21	28341,5	3542,68	48,009	-
Horner	2655,73	28094	3511,75	47,533	-3,667

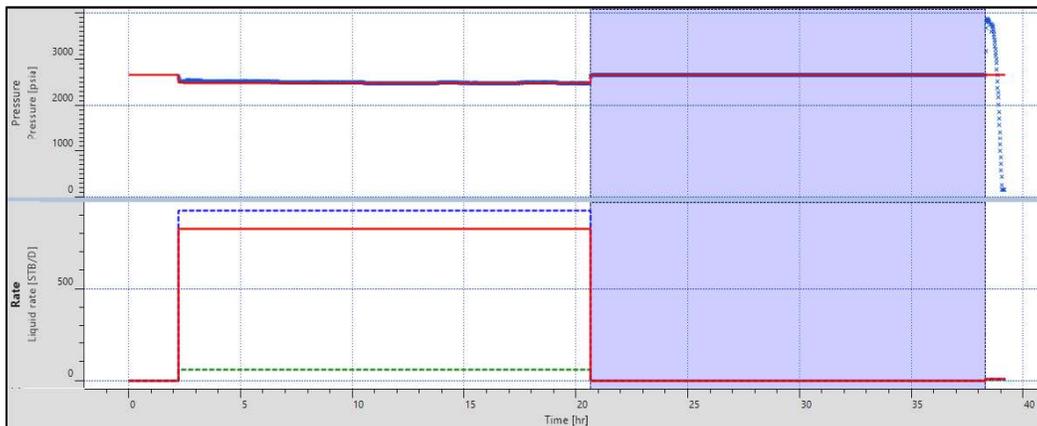


Figura 197. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSM-127_Ti (04-03-2012)

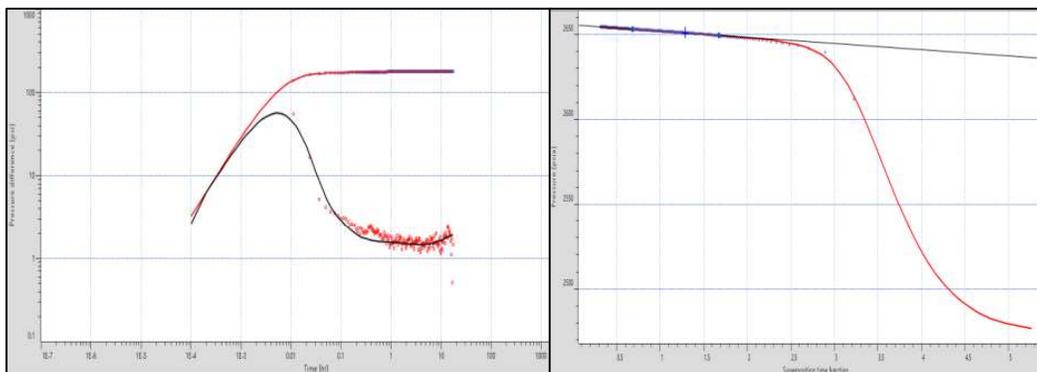


Figura 198. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSM-127_Ti (04-03-2012)

4.4. Pozo SHSP-113

a) Pozo SHSP-113_Ti (01-06-2014)

Tabla 165. Modelos Seleccionados. Pozo SHSP-113_Ti (01-06-2014)

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble porosidad transiente
Límite	Infinito

Tabla 166. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSP-113_Ti (01-06-2014)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2761,76	1043,72	65,2327	-0,63	-
Horner	2763,64	1055,38	65,9615	-0,63	-90,1205

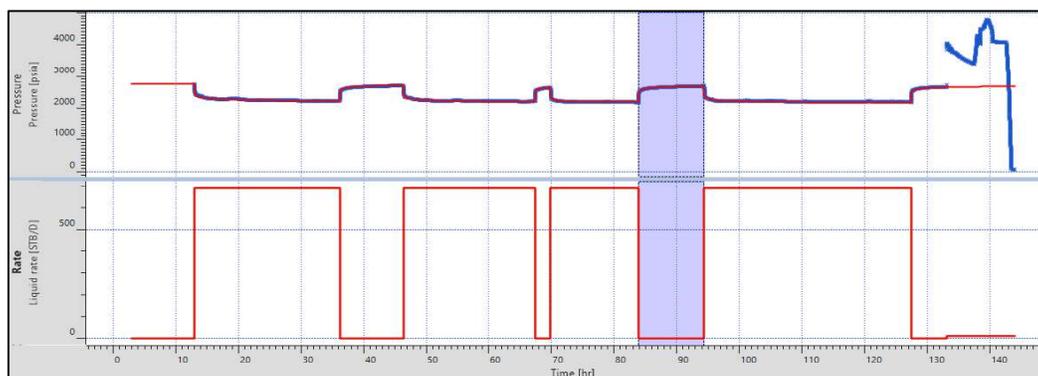


Figura 199. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSP-113_Ti (01-06-2014)

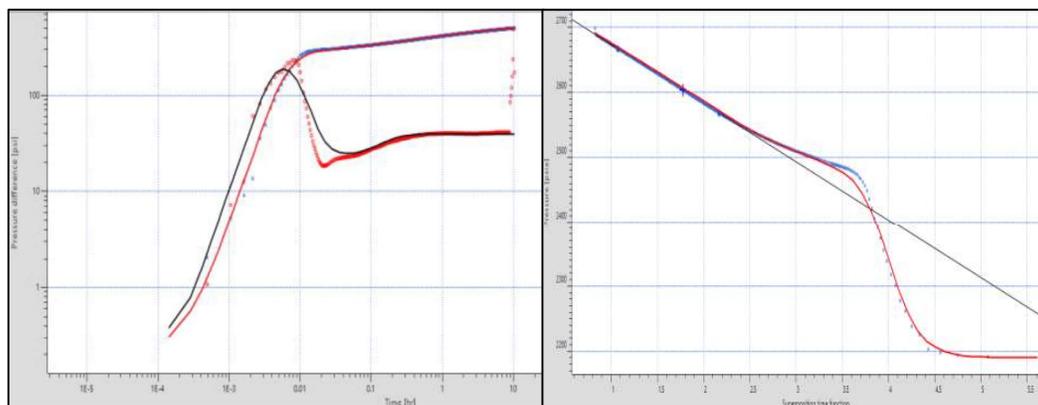


Figura 200. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSP-113_Ti (01-06-2014)

4.5. Pozo SHSO-175S1

a) Pozo SHSO-175S1_Ti (27-06-2012)

Tabla 167. Modelos Seleccionados. Pozo SHSO-175S1_Ti (27-06-2012)

Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical con entrada limitada
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla / Flujo a presión constante

Tabla 168. Resultados obtenidos del análisis de la gráfica de la derivada y de Horner. Pozo SHSO-175S1_Ti (27-06-2012)

Método	Parámetros				
	Pi (psia)	k_eq.h (md.ft)	k_eq (md)	Daño	Pendiente (Psi-ciclo)
Derivada	2850,76	481	16,033	6,13	-
Horner	2907,78	488,314	16,277	6,288	-85,585

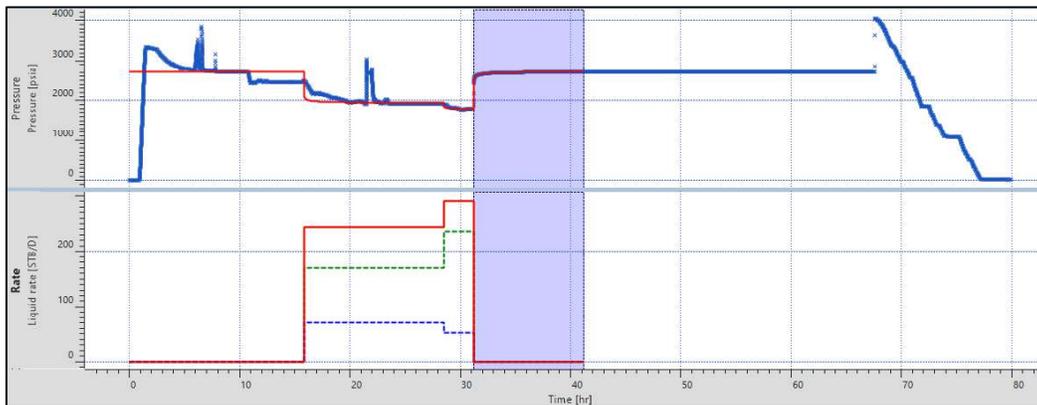


Figura 201. Ajuste de historia de producción y presión. Pozo SHSO-175S1_Ti (27-06-2012)

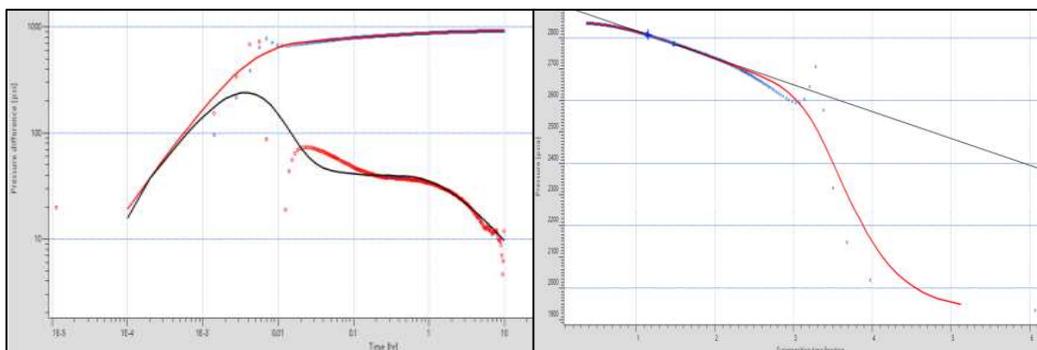


Figura 202. Gráfico de la derivada y gráfico de Horner. Pozo SHSO-175S1_Ti (27-06-2012)

ANEXO 3: FLUJO DE TRABAJO SAPHIR NL v5.10.03

Anexo 3.1 KAPPA Workstation



Anexo 3.1 Referencias de tiempo y espacio

Create a new document

Main doc options

References Information Units Comments

Time reference

Reference time (t=0) 6/4/2015 0:00:00

Time zone (UTC-05:00) Bogotá, Lima, Quito, Rio Branco

Spatial reference

Longitude N/A

Latitude N/A

< Back Next > Cancel

Anexo 2.3 Información básica de la prueba

Main doc options

References Information Units Comments

Type	Content
Company	Petroamazonas EP
Field	Shushufindi
Well	SHS-295
Test name / #	SHS-295_04082015_BUP_T
Test date / time	6/4/2015 0:00:00
Formation interval	9525'-9761'
Perforated interval	9583'-9998'; 9603'-9616' (28') MD
Gauge type / #	TQPR-BA 963
Gauge depth	9491' MD
Analyzed depth	9599,5' MD
Analysis date / time	16/1/2019 0:00:00

< Back Next > Cancel

Anexo 3.3 Parámetros del pozo

Name:

Type: standard interference Minifrac

Reference well:

Test parameters

Well radius: ft

Pay zone: ft

Rock compressibility: psi⁻¹

Porosity:

Top reservoir depth: ft

Reservoir type

Unconventional

Multi-layer 

< Back Next > Cancel

Anexo 3.4 Definición de parámetros PVT

Phases

Reference phase: m(p)

Multiphase linear: Use Perrine Use Kr 

Advanced PVT definition

None Defined 

Parameters

Formation volume factor B: B/STB

Viscosity μ : cp

Total compressibility ct: psi⁻¹

Sw:

< Back Next > Cancel

Anexo 3.6 Selección del modelo

Wellbore storage

None
Constant
Changing

Well model

Finite radius
Infinite conductivity fracture
Finite conductivity fracture
Limited entry
Horizontal
Fractured horizontal

Reservoir model

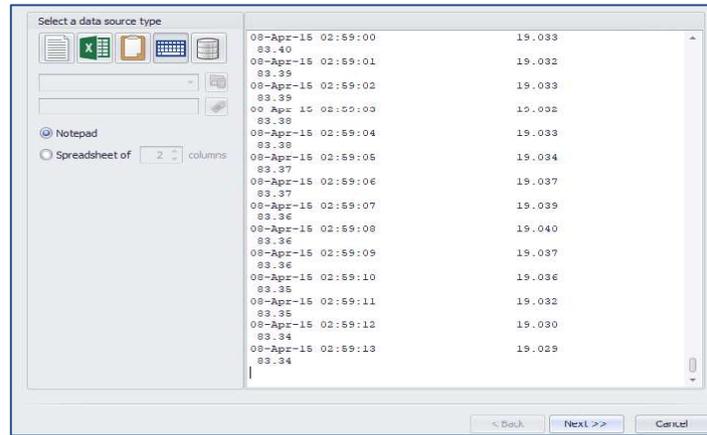
Homogeneous
Double-porosity PSS
Double-porosity transient
Double permeability
Radial composite

Boundary model

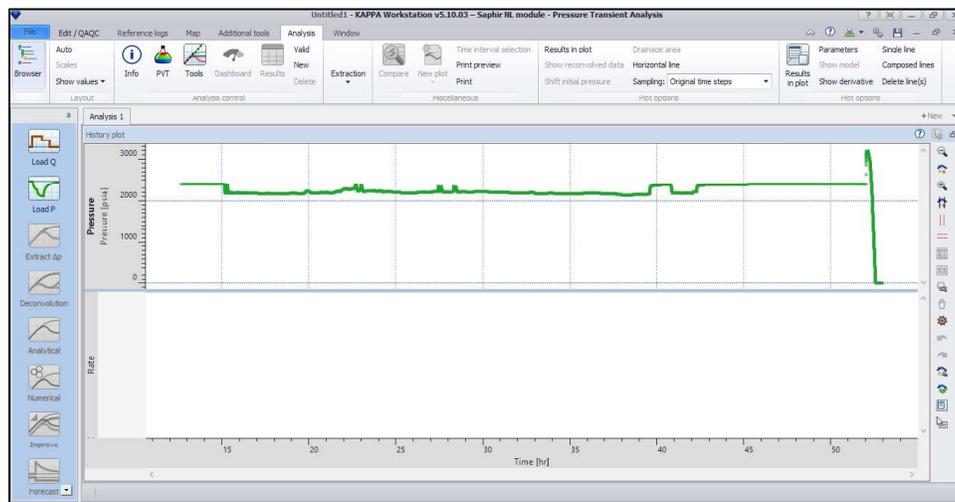
Infinite
Single fault
Leaky fault
Intersecting faults
Channel
Closed (circle)
Rectangle (centered)
Rectangle
Weak constant pressure
Strong constant pressure

Save as template < Back Create Cancel

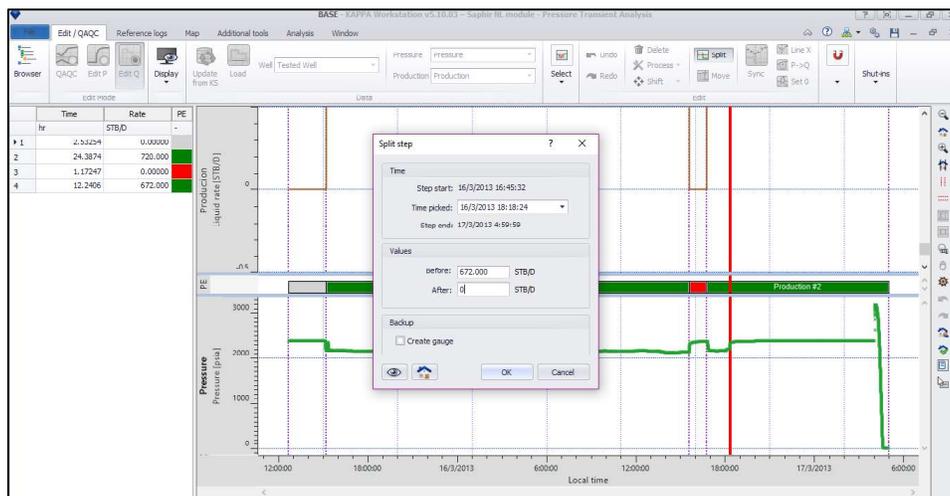
Anexo 3.7. Cargar datos de la prueba



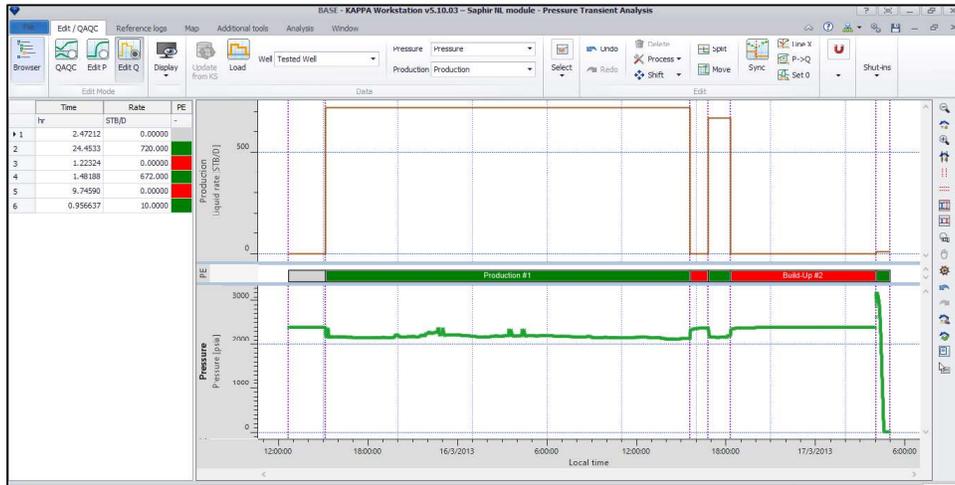
Anexo 3.8 Visualización de la data de presión cargada



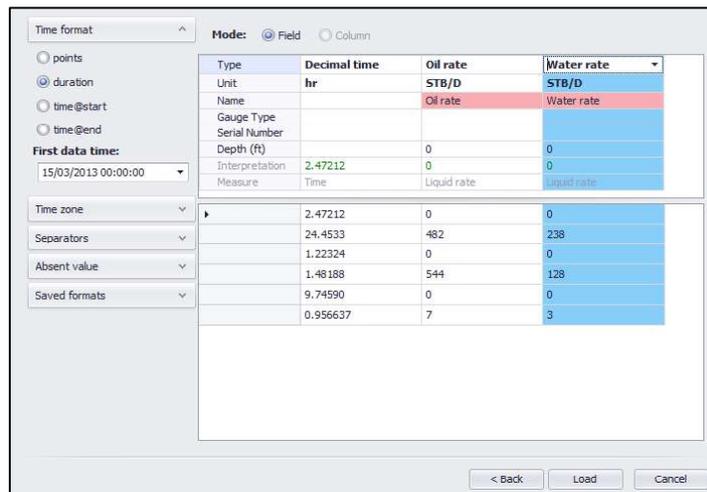
Anexo 3.9 Ingreso de datos de producción



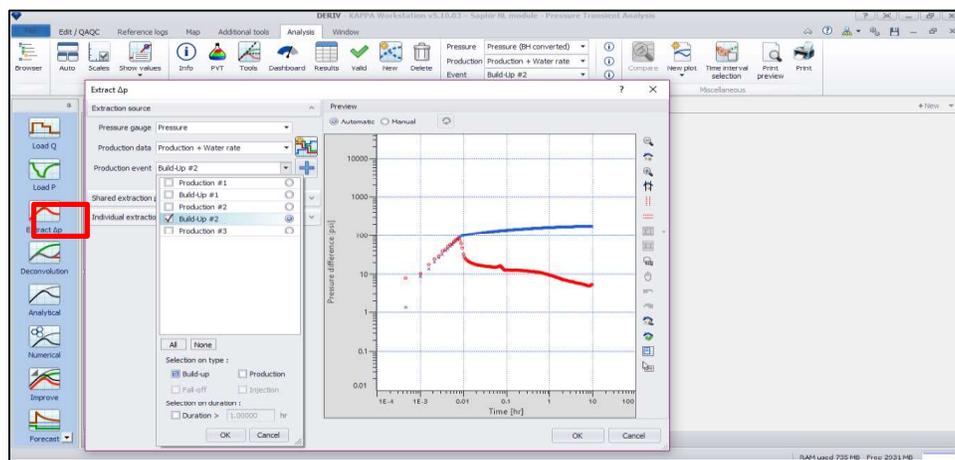
Anexo 3.10 Ajuste de producción con el tiempo



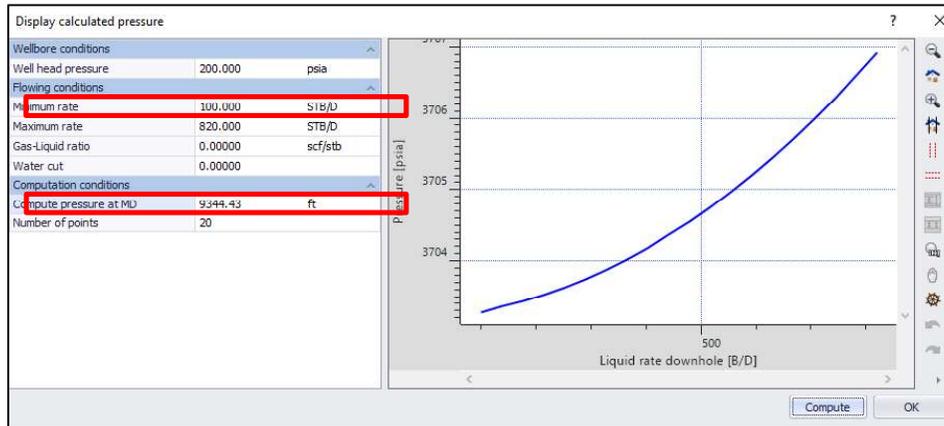
Anexo 5.11 Ingreso de datos de producción de petróleo y agua



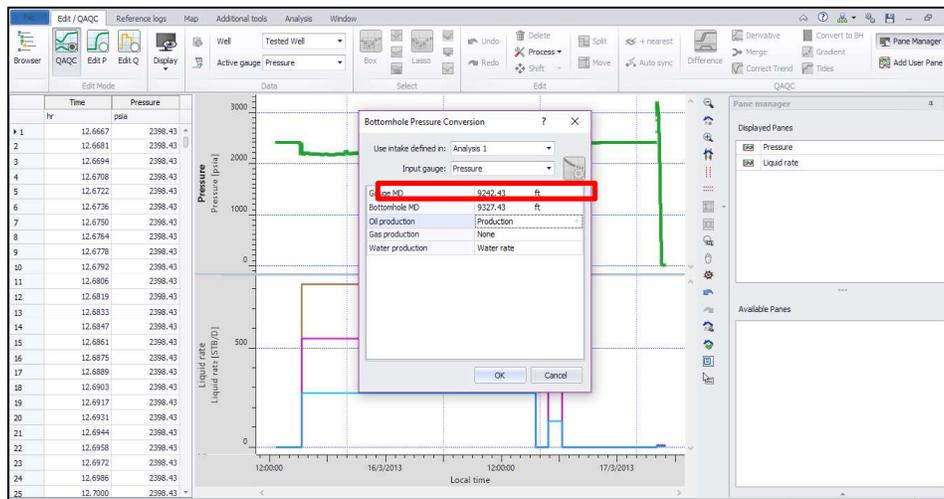
Anexo 3.12 Generación de la curva de la derivada



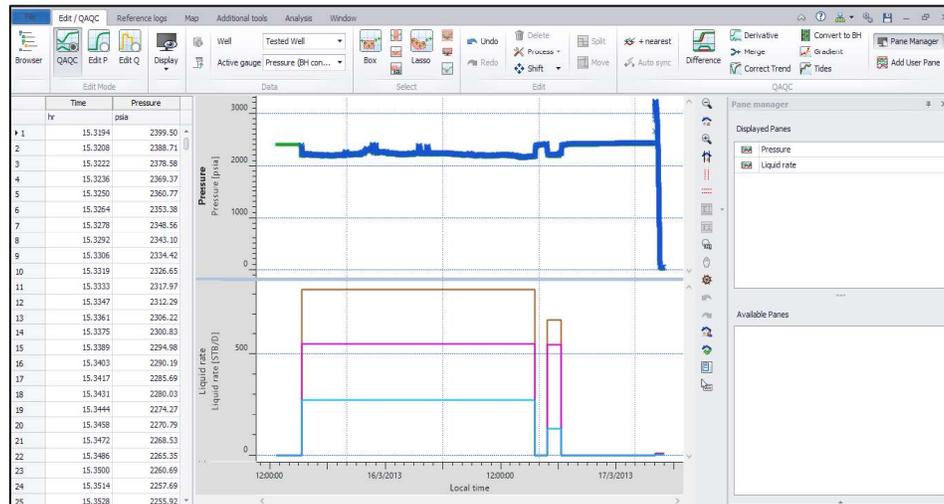
Anexo 3.13 Ingreso de dato de caudal máximo y profundidad de análisis



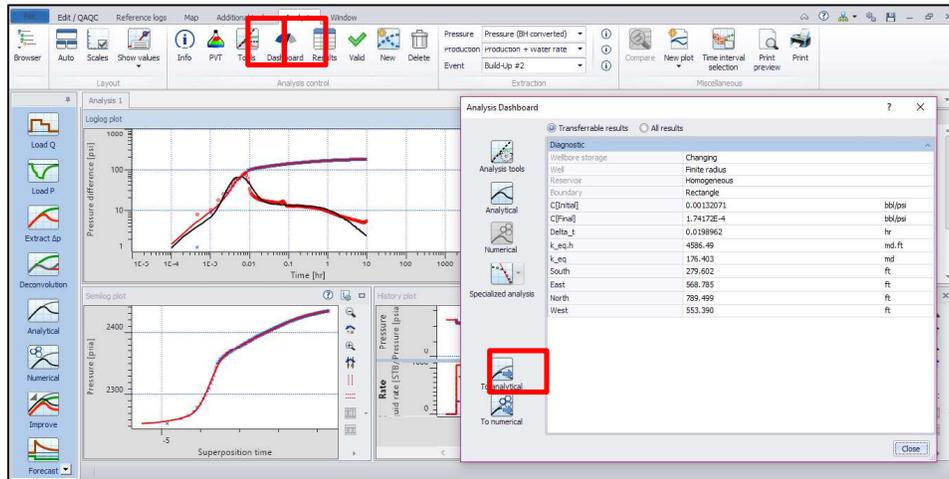
Anexo 3.14 Ingreso de dato de profundidad de sensor



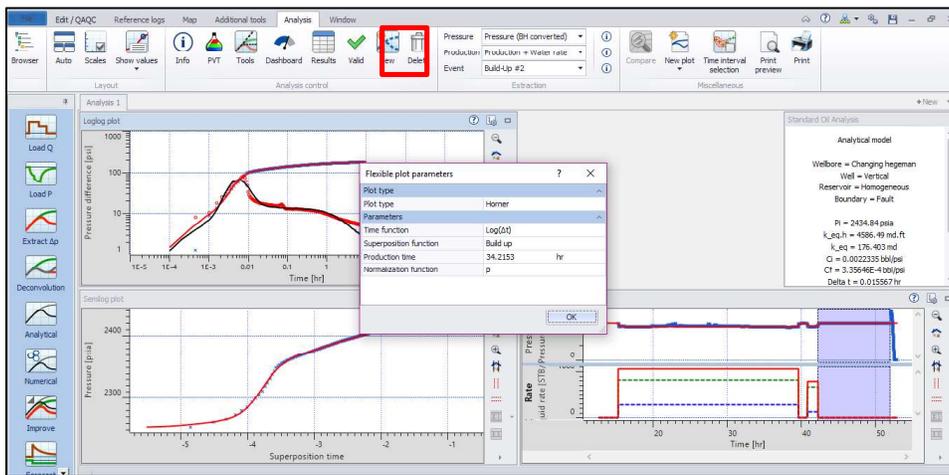
Anexo 3.15 Data corregida a profundidad de análisis



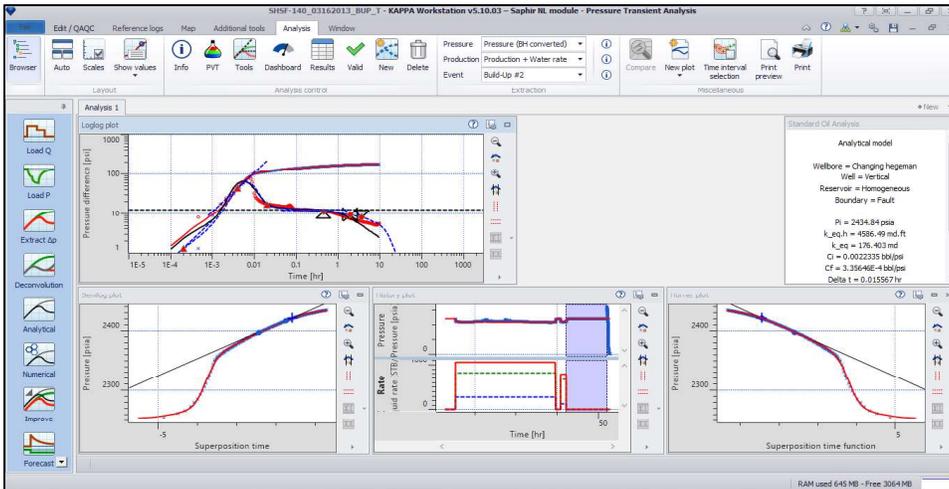
Anexo 3.16 Generación del modelo



Anexo 3.17 Generación del gráfico de Horner



Anexo 3.18 Verificación de resultados



Anexo 4. Mapa Isobárico de la Arena T principal del campo Shushufindi

