

**DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN VERTICAL DEL AGUA DE  
PRODUCCIÓN PARA DEFINIR LA PERFORACIÓN INFILL EN EL ÁREA  
NORTE DEL CAMPO CASTILLA**

**ANGIE KATHERINE HERNÁNDEZ NIÑO**

**JORGE ARIEL HERRERA MARTÍNEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN VERTICAL DEL AGUA DE  
PRODUCCIÓN PARA DEFINIR LA PERFORACIÓN INFILL EN EL ÁREA  
NORTE DEL CAMPO CASTILLA**

**ANGIE KATHERINE HERNÁNDEZ NIÑO**

**JORGE ARIEL HERRERA MARTÍNEZ**

**Trabajo de grado para optar el título de**

**INGENIERO DE PETROLEOS**

**Director:**

**MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUÍMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

*A Dios por ser siempre ese sentimiento de alegría, tranquilidad y serenidad en cada momento de esta etapa de mi vida quien me dio la fe, la esperanza, fortaleza, salud y sabiduría. Espero ser digna por tan valioso esfuerzo.*

*A mis padres, mamá (María E. Niño), Papá (William F. Hernández), la fortuna más grande es tenerlos conmigo y el tesoro más valioso son todos y cada uno de los valores que me inculcaron. Mami, todo lo que soy es gracias a ti! Este es nuestro triunfo.*

*A mi hermanos Dareen y William, son mi motor y espero como hermana mayor darles el ejemplo que se merecen. Los amo.*

*A mi novio Iván, quien se ha convertido en mi mejor amigo, mi mano derecha y mi bastón en momentos que sentí desfallecer. Gracias por llegar a mi vida. Te amo.*

*A mi compañero Jorge Herrera, quien ha sido un amigo incondicional durante este largo camino. Gracias por tu cariño y apoyo. Estarás siempre en mi corazón.*

*Al Ingeniero German Castillo, quien ha sido un gran ejemplo a seguir en mi vida. Gracias por tus consejos y valiosa colaboración.*

*Deseo dedicarles este trabajo a todas las personas que siempre creyeron en mi capacidad, es grato saber la fuerza y determinación que poseemos cuando queremos alcanzar algo.  
Gracias Familia!*

**Angie Katherine Hernández N.**

## DEDICATORIA

*En primer lugar a Dios, fuente de todas las cosas quien me llena de energía y sabiduría para llevar a cabo todas las actividades propuestas. Su Amor incondicional ha forjado lo que he sido, lo que soy, y lo que seré a través del tiempo. Te mantendré siempre presente en  
unidad con el universo entero.*

*A mis padres Jorge E. Herrera R, y Ana E. Martínez B, quienes con su gran amor y apoyo incondicional han hecho de mí una gran persona, dispuesta a seguir el ejemplo de vida que me han mostrado. Estoy muy agradecido por tan inmenso apoyo.*

*A mis Hermanas, Sandra, Yarlenis, Gloria, y Solangie quienes han contribuido en gran manera durante todo el proceso de estudio. Cuentan con mi apoyo en todo momento.*

*A mi compañera de tesis, Angie Hernández, gran persona, gran amiga durante toda la carrera, te aprecio inmensamente y sabes que cuentas conmigo incondicionalmente.*

*A nuestro Director Fernando Calvete, y Codirector German Castillo, quienes fueron la base para iniciar y concluir este proyecto tan enriquecedor.*

*Al señor Daniel Céspedes, amigo de la familia, persona ejemplar, quien en muchas maneras ha servido de gran apoyo para hacer realidad la meta propuesta. Gracias por todo su apoyo y colaboración.*

*A las señoritas Sofía Vesga, Luz Sánchez, Carolina Rubio, grandes amistades que en una u otra manera han aportado en mi formación como persona.*

# Jorge Ariel Herrera Martínez.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores presentan sus más sinceros agradecimientos a:

A DIOS por habernos ayudado durante estos años, el sacrificio fue grande pero Él siempre nos dio la fuerza necesaria para continuar y lograrlo.

A nuestros familiares por ser parte de nuestra inspiración y aliento constante, gracias por su amor y comprensión incondicional.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por su valiosa y reconocida formación.

Al MSc. Fernando Enrique Calvete, por su apoyo, orientación e impulsarnos hacia una excelencia profesional. Nunca lo olvidaremos.

Al MSc. German Castillo Salamanca, por su tiempo, apoyo y orientación incondicional en el desarrollo de este proyecto, especialmente gracias por transmitirnos su sabiduría y valiosa colaboración. Fue la mejor elección pues nos ha servido como ejemplo y deseamos contar siempre con su amistad.

Al Ingeniero Andrés Zarate por su colaboración y sus conocimientos que nos sirvieron de gran ayuda.

A todas y cada una de las personas que de manera directa o indirecta aportaron a nuestras vidas para cumplir una de nuestras metas. Hay mucho camino por recorrer.

Mil gracias.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION .....	21
1. MARCO TEORICO.....	22
1.1 REGISTROS PLT.....	22
1.1.1 Herramientas y principios del PLT.....	23
1.1.2 Tipos de registros PLT .....	25
1.2 PERFORACION INFILL .....	27
1.3 CONIFICACIÓN Y DIGITACIÓN .....	32
2. GENERALIDADES CAMPO CASTILLA.....	40
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	40
2.2 GEOLOGÍA .....	41
2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS .....	45
2.4 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO .....	46
2.5 PROPIEDADES DEL AGUA .....	47
2.6 MARCADORES GEOLÓGICOS CAMPO CASTILLA .....	47
3. DETERMINACIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE AGUA.....	49
3.1 DOCUMENTACIÓN Y REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....	49
3.2 SELECCIÓN Y ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN .....	50
4. ANALISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	55
4.1 CAN01.....	56
4.2 CAN02.....	60
4.3 CAN03.....	64
4.4 CAN05.....	68

4.5	CAN06.....	72
4.6	CAN07.....	76
4.7	CAN08.....	80
4.8	CAN09.....	84
4.9	CAN10.....	88
4.10	CAN11.....	92
4.11	CAN14.....	96
4.12	CAN15.....	100
4.13	CAN16.....	104
4.13	CAN17.....	108
4.14	CAN18.....	112
4.15	CAN19.....	116
4.16	CAN20.....	120
4.17	CAN21.....	124
4.18	CAN23.....	128
4.19	CAN27.....	132
4.20	CAN36.....	136
4.21	CAN37.....	140
4.22	CAN39.....	144
4.23	CAN40.....	148
4.24	CAN122.....	156
4.25	CAN123.....	160
4.26	CAN136.....	164
5.	DISTRIBUCIÓN VERTICAL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	168
5.1	DISTRIBUCIÓN 1.....	174
5.2	DISTRIBUCIÓN 2.....	182
6.	MODELO DE PERFORACION INFILL.....	191
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	197
	BIBLIOGRAFIA.....	199
	ANEXOS.....	201



## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Clasificación de los registros PLT .....	25
Figura 2. Mejoras de la discontinuidad por la perforación de un pozo infill.....	28
Figura 3. Modificación del patrón .....	29
Figura 4. Esquema fenómenos de conificación y canalización.....	32
Figura 5. Sistema en equilibrio sin fenómeno de conificación.....	34
Figura 6. Gráficas de Chan para 3 casos de irrupción de aguas.....	38
Figura 7. Ubicación Campo Castilla .....	39
Figura 8. Esquema seccional transversal de la cuenca de los llanos orientales.....	40
Figura 9. Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales .....	42
Figura 10. Secuencia depositacional del Campo Castilla .....	43
Figura 11. Campo Castilla OFM.....	50
Figura 12. Area norte Campo Castilla pozos activos.....	51
Figura 13. Area norte Campo Castilla pozos con registros PLT .....	52
Figura 14. Area seleccionada para el análisis.....	53
Figura 15. Estado mecánico CAN01 .....	55
Figura 16. Curvas de Chan CAN01 Formación K1 inferior.....	56
Figura 17. Curvas de Chan CAN01 Formación K2.....	56
Figura 18. PLT CAN01.....	57
Figura 19. Estado mecánico CAN02 .....	59
Figura 20. Curvas de Chan CAN02 Formación K1 inferior.....	60
Figura 21. Curvas de Chan CAN02 Formación K2.....	60
Figura 22. PLT CAN02.....	61
Figura 23. Estado mecánico CAN03 .....	63
Figura 24. Curvas de Chan CAN03 Formación K1 inferior.....	64
Figura 25. Curvas de Chan CAN03 Formación K2.....	64
Figura 26. PLT CAN03.....	65
Figura 27. Estado mecánico CAN05 .....	67
Figura 28. Curvas de Chan CAN05 Formación K1 inferior.....	68
Figura 29. Curvas de Chan CAN05 Formación K2.....	68
Figura 30. PLT CAN05.....	69
Figura 31. Estado mecánico CAN06 .....	71
Figura 32. Curvas de Chan CAN06 Formación K2.....	72
Figura 33. PLT CAN06.....	73

Figura 34. Estado mecánico CAN07 .....	75
Figura 35. Curvas de Chan CAN07 Formación K1 inferior .....	76
Figura 36. Curvas de Chan CAN07 Formación K2.....	76
Figura 37. PLT CAN07.....	77
Figura 38. Estado mecánico CAN08 .....	79
Figura 39. Curvas de Chan CAN08 Formación K1 inferior .....	80
Figura 40. Curvas de Chan CAN08 Formación K2.....	80
Figura 41. PLT CAN08.....	81
Figura 42. Estado mecánico CAN09 .....	83
Figura 43. Curvas de Chan CAN09 Formación K1 inferior .....	84
Figura 44. Curvas de Chan CAN09 Formación K2.....	84
Figura 45. PLT CAN09.....	85
Figura 46. Estado mecánico CAN10 .....	87
Figura 47. Curvas de Chan CAN10 Formación K1 inferior .....	88
Figura 48. Curvas de Chan CAN10 Formación K2.....	88
Figura 49. PLT CAN10.....	89
Figura 50. Estado mecánico CAN11 .....	91
Figura 51. Curvas de Chan CAN11 Formación K1 inferior .....	92
Figura 52. Curvas de Chan CAN11 Formación K2.....	92
Figura 53. PLT CAN11.....	93
Figura 54. Estado mecánico CAN14 .....	95
Figura 55. Curvas de Chan CAN14 Formación K2.....	96
Figura 56. PLT CAN14.....	97
Figura 57. Estado mecánico CAN15 .....	99
Figura 58. Curvas de Chan CAN15 Formación K2.....	100
Figura 59. PLT CAN15.....	101
Figura 60. Estado mecánico CAN16 .....	103
Figura 61. Curvas de Chan CAN16 Formación K2.....	104
Figura 62. PLT CAN16.....	105
Figura 63. Estado mecánico CAN17 .....	107
Figura 64. Curvas de Chan CAN17 Formación K2.....	108
Figura 65. PLT CAN17.....	109
Figura 66. Estado mecánico CAN18 .....	111
Figura 67. Curvas de Chan CAN18 Formación K1 inferior .....	112
Figura 68. Curvas de Chan CAN18 Formación K2.....	112
Figura 69. PLT CAN18.....	113
Figura 70. Estado mecánico CAN19 .....	115
Figura 71. Curvas de Chan CAN19 Formación K1 inferior .....	116
Figura 72. Curvas de Chan CAN19 Formación K2.....	116
Figura 73. PLT CAN19.....	117
Figura 74. Estado mecánico CAN20 .....	119
Figura 75. Curvas de Chan CAN20 Formación K1 inferior .....	120

Figura 76. Curvas de Chan CAN20 Formación K2.....	120
Figura 77. PLT CAN20.....	121
Figura 78. Estado mecánico CAN21 .....	123
Figura 79. Curvas de Chan CAN21 Formación K1 inferior.....	124
Figura 80. Curvas de Chan CAN21 Formación K2.....	124
Figura 81. PLT CAN21.....	125
Figura 82. Estado mecánico CAN23 .....	127
Figura 83. Curvas de Chan CAN23 Formación K2.....	128
Figura 84. PLT CAN23.....	129
Figura 85. Estado mecánico CAN27 .....	131
Figura 86. Curvas de Chan CAN27 Formación K2.....	132
Figura 87. PLT CAN27.....	133
Figura 88. Estado mecánico CAN36 .....	135
Figura 89. Curvas de Chan CAN36Formación K1 inferior .....	136
Figura 90. Curvas de Chan CAN36 Formación K2.....	136
Figura 91. PLT CAN36.....	137
Figura 92. Estado mecánico CAN37 .....	139
Figura 93. Curvas de Chan CAN37 Formación K1 inferior.....	140
Figura 94. Curvas de Chan CAN37 Formación K2.....	140
Figura 95. PLT CAN37.....	141
Figura 96. Estado mecánico CAN39 .....	143
Figura 97. Curvas de Chan CAN39 Formación K1 inferior .....	144
Figura 98. Curvas de Chan CAN39 Formación K2.....	144
Figura 99. PLT CAN39.....	145
Figura 100. Estado mecánico CAN40 .....	147
Figura 101. Curvas de Chan CAN40Formación K2.....	148
Figura 102. PLT CAN40.....	149
Figura 103. Estado mecánico CAN42 .....	151
Figura 104. Curvas de Chan CAN42Formación K2.....	152
Figura 105. PLT CAN42.....	153
Figura 106. Estado mecánico CAN122 .....	155
Figura 107. Curvas de Chan CAN122 Formación K2.....	156
Figura 108. PLT CAN122.....	157
Figura 109. Estado mecánico CAN123 .....	159
Figura 110. Curvas de Chan CAN123 Formación K1 inferior.....	160
Figura 111. PLT CAN123.....	161
Figura 112. Estado mecánico CAN136 .....	163
Figura 113. Curvas de Chan CAN136 Formación K2.....	164
Figura 114. PLT CAN136.....	165
Figura 115. Ejemplo grafico sección transversal.....	167
Figura 116. Ejemplo grafico sección transversal con marcadores.....	169
Figura 117. Distribución transversal definida .....	171

Figura 118. Escala de colores.....	172
Figura 119. Cross section horizontal CAN02-CAN36-CAN40 .....	173
Figura 120. Cross section horizontal CAN03-CAN01-CAN07 .....	174
Figura 121. Cross section horizontal CAN05-CAN08-CAN41 .....	175
Figura 122. Cross section horizontal CAN06-CAN15-CAN19 .....	176
Figura 123. Cross section horizontal CAN07-CAN09-CAN11 .....	177
Figura 124. Cross section horizontal CAN16-CAN18-CAN27 .....	178
Figura 125. Cross section horizontal CAN20-CAN21-CAN37 .....	179
Figura 126. Cross section horizontal CAN23-CAN14-CAN17- CAN39.....	180
Figura 127. Cross section vertical CAN03-CAN123-CAN122 .....	181
Figura 128. Cross section vertical CAN06-CAN14 .....	182
Figura 129. Cross section vertical CAN10-CAN11 .....	183
Figura 130. Cross section vertical CAN16-CAN15-CAN17- CAN17 .....	184
Figura 131. Cross section vertical CAN18-CAN19-CAN37-CAN40 .....	185
Figura 132. Cross section vertical CAN20-CAN02-CAN27 .....	186
Figura 133. Cross section vertical CAN21-CAN08-CAN09 .....	187
Figura 134. Cross section vertical CAN23-CAN05 .....	188
Figura 135. Cross section vertical CAN27-CAN42-CAN39 .....	189
Figura 136. Distribución 1 – Pozos infill .....	191
Figura 137. Distribución 2 – Pozos infill .....	192
Figura 138. Mapa pozos candidatos perforación infill .....	193
Figura 139. Mapa de burbujas producción acumulada formación K2 .....	195
Figura 140. Mapa de burbujas producción acumulada formación K1 inf .....	195

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento .....	44
Tabla 2. Características del yacimiento y crudo Campo Castilla .....	45
Tabla 3. Formaciones Campo Castilla .....	47
Tabla 4. Marcadores CAN01 .....	168
Tabla 5. Estratos a perforar por pozo infill .....	194

## ANEXO

	<b>Pág.</b>
Anexo 1. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN01 .....	200
Anexo 2. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN02 .....	201
Anexo 3. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN03 .....	202
Anexo 4. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN05 .....	203
Anexo 5. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN06 .....	204
Anexo 6. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN07 .....	205
Anexo 7. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN08 .....	206
Anexo 8. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN09.....	207
Anexo 9. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN10.....	208
Anexo 10. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN11.....	209
Anexo 11. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN14.....	210
Anexo 12. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN15.....	211
Anexo 13. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN16.....	212
Anexo 14. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN17.....	213
Anexo 15. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN18.....	214
Anexo 16. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN19.....	213
Anexo 17. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN20.....	216
Anexo 18. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN21.....	217
Anexo 19. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN23.....	218
Anexo 20. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN27.....	219
Anexo 21. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN36.....	220
Anexo 22. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN37.....	221
Anexo 23. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN39.....	222
Anexo 24. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN40.....	223
Anexo 25. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN42.....	224
Anexo 26. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN122.....	225
Anexo 27. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN123.....	226
Anexo 28. Porcentaje de aportes agua y aceite CAN136.....	227

## RESUMEN

### TÍTULO

DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA DEFINIR LA PERFORACIÓN INFILL EN EL ÁREA NORTE DEL CAMPO CASTILLA.<sup>1</sup>

### AUTORES

ANGIE KATHERINE HERNÁNDEZ NIÑO\*\*

JORGE ARIEL HERRERA MARTÍNEZ\*\*

### PALABRAS CLAVES

Agua de producción, Perforación Infill, Campo Castilla, Registros PLT's.

### DESCRIPCION

Las altas tasas de producción en el Campo Castilla han venido generando de igual manera una excesiva producción de agua no deseada, constituyendo así un problema serio. Estas altas tasas de agua hacen que las operaciones de producción se tornen más críticas, ineficientes y costosas llegando incluso al cierre de algunos pozos víctimas de la conificación y canalización del agua allí presente; por tal razón es de vital importancia el retardar o controlar la producción de este fluido para mantener la comercialidad del campo. La presencia de este líquido durante la producción está sujeta a situaciones relacionadas con el estado mecánico de los pozos, trabajos de estimulación, métodos de recuperación secundaria, y políticas de producción llevadas a cabo inadecuadamente sin tener en cuenta de manera óptima la distribución de este fluido a nivel del subsuelo en la zona de interés. Los registros PLT's son el principal método de evaluación con el cual podemos diagnosticar problemas de este tipo en cuanto a anomalías en las tasas de producción de los diferentes fluidos.

El presente proyecto se realiza con el fin de establecer la distribución del agua de producción de manera vertical en el área norte del Campo Castilla, mediante la interpretación y análisis de los registros PLT's realizados en esta zona, y así poder determinar las arenas preferenciales invadidas por agua, y su posible desplazamiento, lo cual nos dará las bases necesarias para tomar decisiones comerciales que marcarán la diferencia entre proseguir con determinado trabajo correctivo o continuar con el desarrollo completo de un campo. Esto será de gran ayuda para el desarrollo de futuros trabajos de perforación infill y demás actividades operacionales con el fin de incrementar el factor de recobro.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Director MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

## ABSTRACT

### TITLE

DETERMINATION OF WATER PRODUCTION DISTRIBUTION TO DEFINE INFILL DRILLING IN FIELD NORTH AREA CASTILLA.<sup>2</sup>

### AUTHORS

ANGIE KATHERINE HERNÁNDEZ NIÑO\*\*

JORGE ARIEL HERRERA MARTÍNEZ\*\*

### KEYWORDS

Production water, Infill Drilling, Castilla Field, PLT's Records.

### DESCRIPTION

The high rates of production in Castilla field have been generating equally excessive production of unwanted water, thus constituting a serious problem. These high rates of water make production operations become more reviews, inefficient and costly even to the closure of some wells victims of water coning and channeling there present, for this reason it is of vital importance to delay or control the production of this fluid to keep the commerciality of the field. The presence of this fluid during production is subject to situations related to the mechanical condition of the wells , stimulation jobs , secondary recovery methods , production policies and inadequately implemented regardless optimally this fluid distribution ground level in the area of interest. PLT's records are the primary method of assessment with which we can diagnose problems such as abnormalities in the production rates of the different fluids.

This project is carried out in order to establish the distribution of water in a vertical production in the northern area of Castilla Field , through the interpretation and analysis of records PLT 's done in this area , so you can determine preferential sands invaded by water, and its possible displacement , which will give us the necessary basis for making business decisions that make the difference between continuing to pursue certain corrective work or continue to the full development of a field. This will greatly help the development of future infill drilling and other operational activities in order to increase the recovery factor.

---

<sup>2</sup> Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Director MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

## INTRODUCCION

La perforación *Infill* es una técnica que ha llamado la atención de la comunidad profesional desde antes de los años 70. Dadas las circunstancias apropiadas puede competir con las técnicas de recobro mejorado, con base al factor de recobro por una menor inversión y menores costos de operación. La perforación infill es una técnica en la cual se perforan nuevos pozos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo, con esto poder obtener una mejora en las eficiencias de barrido vertical y areal, mejorar la continuidad y disminuir el límite económico del proyecto.

La alta demanda de hidrocarburos y los pocos hallazgos llevan a buscar nuevas técnicas y a investigar cómo aprovechar al máximo las reservas ya existentes. Es por esto que todos los esfuerzos de los ingenieros, geólogos, geofísicos, y demás profesionales involucrados en las actividades de exploración y explotación de un campo productor de petróleo, deben estar encaminados a este propósito.

Este proyecto entregará un estudio de las zonas invadidas por agua inapropiadas para completar y realizar perforación Infill en el área norte del Campo Castilla.

En primer lugar se realizará un mapeo de la distribución vertical del agua de producción por subunidades mediante el análisis de registros PLT, modelamiento de la dinámica del agua y correlaciones para predecir la presencia del fenómeno de conificación en los pozos. En base a los resultados se planteará el esquema más conveniente para llevar a cabo la perforación infill, con lo cual se espera incrementar el factor de recobro y evitar los problemas asociados a la excesiva producción de agua en este campo. Finalmente, se concluye y se hace recomendaciones las cuales son el resultado del desarrollo de este proyecto.

## 1. MARCO TEORICO

### 1.1 REGISTROS PLT

El objetivo principal de los registros PLT "Producción Logging Tools" que traduce al español "Herramientas de Registros de Producción", es el análisis del sistema de movimiento de los fluidos, definiendo sistema como el tipo de régimen de flujo en el pozo. El registro de Producción es un método que mide y registra el flujo de fluidos, o el efecto del flujo de fluidos al colocar los instrumentos de medición a varias profundidades en una operación de producción o inyección de pozo. En un estado simple, un registro de producción localiza la fuente de entrada o salida de los fluidos, identifica la composición del fluido, y cuantifica el fluido mediante medidas de tasas. La principal diferencia entre Registros de Producción y otros tipos de registros, tales como open-hole o cased-hole logs, es que los Registros de Producción son corridos mientras el pozo está bajo una acción activa o dinámica, mientras que los otros miden un grupo de parámetros ajustados usualmente bajo condiciones estáticas.

Los registros de producción PLT se hacen necesarios en la medida en que los campos petroleros pasan a recuperación secundaria y terciaria. En estas etapas avanzadas de la producción, la eficiencia de barrido del yacimiento es a menudo crítica y los registros de producción son uno de los pocos medios disponibles para determinar la distribución vertical de los fluidos inyectados o producidos. Así mismo, la perforación y el adecuado completamiento del pozo es vital para el desempeño eficiente del reservorio y, una vez más, el registro de producción es el principal método de evaluación del pozo. Básicamente los registros de producción proporcionan información al cliente para que este pueda maximizar la

recuperación de hidrocarburos de sus yacimientos. Inicialmente el registro PLT se realiza para dar un perfil a la producción, pero durante la vida del yacimiento, el registro se utiliza generalmente para diagnosticar problemas tales como: producción de hidrocarburos por debajo de lo esperado, o producción excesiva de algún fluido no deseado. Al diagnosticar los problemas y cuantificar la producción de múltiples fases, el cliente puede tener bases para tomar decisiones comerciales<sup>3</sup>. La información de los registros de producción puede ser la diferencia entre proseguir con el trabajo correctivo o continuar con el desarrollo de un campo completo.

## 1.1.1 Herramientas y principios del PLT

Un registro de Producción busca medir las cantidades de fluido en movimiento al igual que las características de la densidad, presión y temperatura de flujo para obtener una caracterización dinámica del yacimiento y determinar problemas asociados al movimiento dentro y en los alrededores del pozo.

El Dr. McKinley ha propuesto las siguientes cinco categorías de registros de producción, en cuya clasificación también se da un orden aproximadamente cronológico de la evolución de la herramienta:

1. Diagnosticar problemas de producción y reparto de producción o inyección.
2. Supervisar la colocación del cemento.
3. Monitoreo de la corrosión.
4. Monitoreo de contactos y depósito de fluidos.
5. Selección de las zonas de recompletación.

---

<sup>3</sup> BAYONA, KAREN. REY, JULIÁN. MARIÑO, ALEX. Registros de producción (PLT). (2012).

La primera categoría utiliza las herramientas que siguen el movimiento del líquido dentro o fuera del revestimiento del pozo. Las herramientas que respondan a la velocidad del fluido, o el tipo de fluido, pruebas de temperatura, detección de ruido, los trazadores radiactivos (RTS), los estudios mecánicos, medición de caudal y densidad del fluido o pruebas de capacitancia son todas técnicas utilizadas para el diagnóstico de flujo y la asignación.

La tercera categoría utiliza herramientas especializadas, incluyendo herramientas mecánicas tipo pinza y herramientas de inspección electromagnética de espesor (ETT). Las pinzas mecánicas pueden evaluar la corrosión interna de la carcasa y medir la forma de la carcasa y las herramientas electromagnéticas de inspección responden a los cambios en el espesor del metal, ya sea dentro o fuera de la carcasa que contiene la herramienta; pueden ser del tipo de corrientes parásitas o el tipo de pérdida de flujo, o una combinación de los dos. Estas herramientas electromagnéticas hacen mediciones indirectas que pueden estar relacionados a la pérdida de metal a través de la calibración.

Las dos últimas categorías, el seguimiento de contactos de fluidos en las formaciones y la selección de zonas de completamiento, involucran a varios registros de pozo tipo nucleares. Los registros de rayos gamma, los registros de neutrones, y varios registros de neutrones pulsados son de uso común.

La mayoría de herramientas de registro de producción son en general equipos con una carcasa magnética de cuello (CCL) como parte de la cadena de herramientas. El control de presión se convierte en una consideración de seguridad importante al iniciar la sesión con la presión de cabeza de pozo. Algunas herramientas de

registro de producción van de 0,75 a 0,875 pulgadas de diámetro para facilitar la toma del registro en el espacio anular entre los tubos y carcasa.

Con el fin de optimizar la producción de un pozo, los registros de producción deben determinar cuáles son los líquidos que fluyen, sus propiedades específicas y qué tan rápido es cada uno de los fluidos en movimiento. Para determinar cada uno de estos parámetros es necesario que se registren una combinación parámetros tales como rayos gamma, presión, temperatura, espesor, densidad del fluido, hidráulica y medidores de flujo<sup>4</sup>.

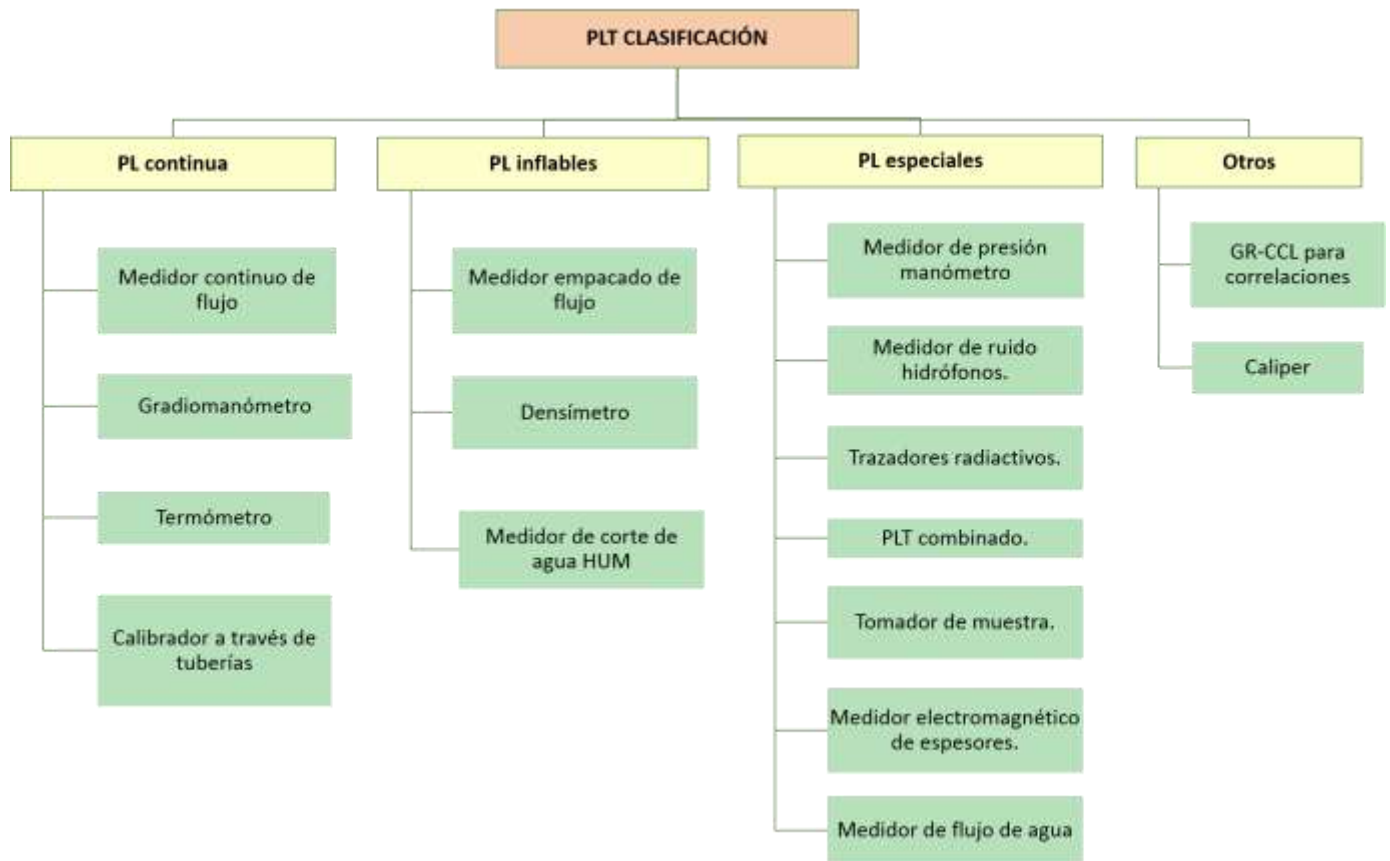
## 1.1.2 Tipos de registros PLT

Podemos encontrar cuatro tipos de registros de producción, el determinar cuál se va a usar depende de lo que se desea calcular: es importante en la interpretación y aplicación de los registros de producción, el comprender correctamente el funcionamiento y principio de medición de las herramientas básicas como de las complementarias que se corren en un pozo productor o inyector, de donde se toman los datos necesarios para obtener resultados satisfactorios en la evaluación de un pozo. En la figura 5 podemos apreciar la clasificación de los registros PLT.

---

<sup>4</sup> BAYONA, KAREN. REY, JULIÁN. MARIÑO, ALEX. Registros de producción (PLT). (2012).

**Figura 1.** Clasificación Registros PLT



Fuente: Lazarte H. ESP OIL “Interpretación de registros de producción” 2004.

Mediante los registros de producción se pueden realizar las siguientes labores:

- ❖ Evaluación temprana para lograr un diseño de completamiento eficiente.
- ❖ Detección de cambios en el comportamiento de los fluidos.
- ❖ Detectar zonas que toman fluidos.
- ❖ Identificar canalización en el cemento.
- ❖ Determinar perforaciones taponadas.
- ❖ Determinación de zonas productoras o receptoras de fluidos.

- ❖ Evaluación de la eficiencia en el proceso de inyección.
- ❖ Control sobre los procesos de producción.
- ❖ Guía para el diseño de proyectos de recuperación secundaria y terciaria.

Dentro de la evaluación del rendimiento de un pozo se pueden conocer:

- ❖ Contribución de cada zona.
- ❖ Tipos y porcentajes de fluidos por zonas.
- ❖ Medidas de temperatura y presión.
- ❖ Flujos cruzados o pérdida de fluidos en zonas de bajas presiones.

Dentro de los análisis de problemas mecánicos se pueden detectar:

- ❖ Fisuras en el revestimiento.
- ❖ Fisuras en tubería de producción.
- ❖ Escapes a través de empaquetaduras.
- ❖ Comunicación entre zonas por el espacio anular.

## 1.2 PERFORACION INFILL

La perforación Infill es una técnica de perforación de nuevos pozos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo. Ésta juega un papel importante ya que contribuye a un mayor recobro ya sea por inyección de agua, de CO<sub>2</sub> o demás métodos de recobro. La perforación Infill resulta en una aceleración de la producción para el caso de un yacimiento homogéneo, pero no

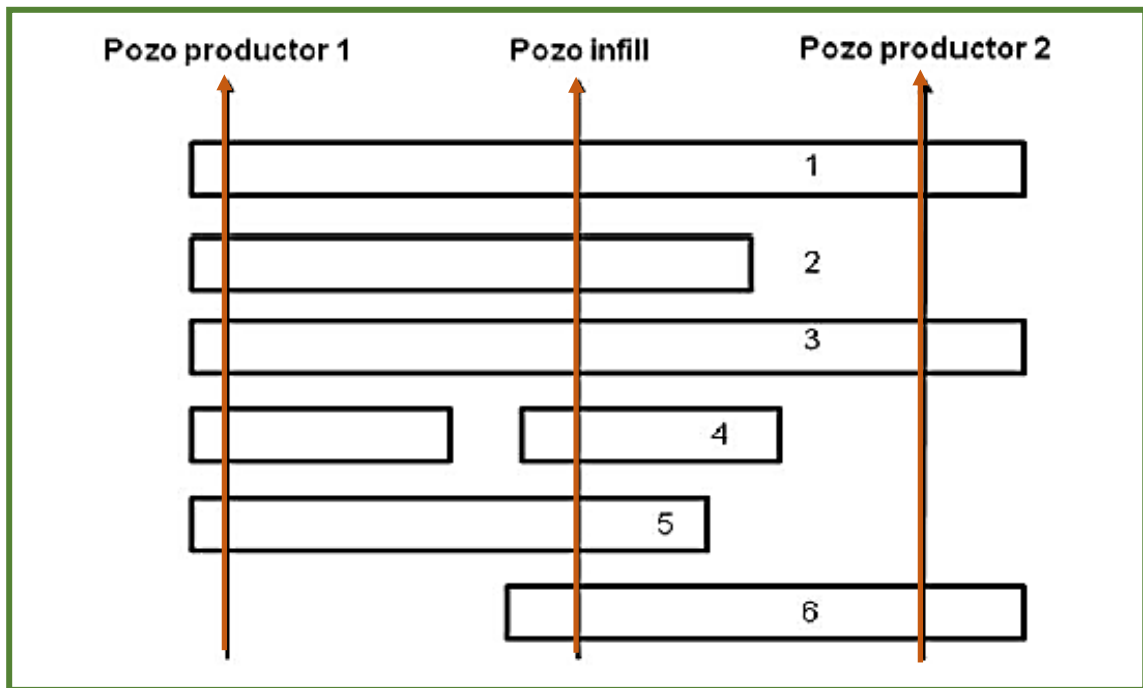
incrementará las reservas, sin embargo, reservas adicionales pueden ser obtenidas en yacimientos heterogéneos con poca continuidad<sup>5</sup>, en los cuales se pueden localizar zonas no drenadas que mediante la implementación de esta técnica podrán ser perforadas y posteriormente producidas mediante algún método de recobro. La heterogeneidad y la discontinuidad entre estratos son características específicas del yacimiento las cuales disminuyen su potencial productivo. Pueden ser atenuadas con la aplicación de la técnica de perforación Infill, reduciendo el espaciamiento mediante la perforación de nuevos pozos que se verá reflejado en un aumento de la conectividad entre inyectores y productores. En la figura 6 puede verse un corte transversal a la formación, haciéndose notoria la discontinuidad y la heterogeneidad del yacimiento. Por medio de la perforación de un pozo Infill se acelera la producción ya que produce de los estratos 1, 2, 3, 5, 6; los cuales son producidos por los pozos 1 y 2. El mayor aporte del pozo Infill es el incremento de las reservas al poner a producir la arena 4, una arena que a causa de la naturaleza del yacimiento no se había encontrado.

Actualmente la perforación Infill es considerada una técnica muy importante en la industria, la cual debe tenerse en cuenta en campos maduros, debido a la gran demanda de crudo y los pocos descubrimientos de yacimientos nuevos y de buena cantidad de reservas. El incremento de las reservas de campos ya existentes y la aceleración de la producción son soluciones a este problema que afecta la industria del petróleo y demás industrias involucradas.

**Figura 2.** Mejoras de la discontinuidad por la perforación de pozo infill.

---

<sup>5</sup> THAKUR, G.C. y SATTER, A. "Integrated Waterflood asset Management". Tulsa: Pennwell Book, 1998.



Fuente: Modificado por los autores de "Integrated Waterflood asset Management".

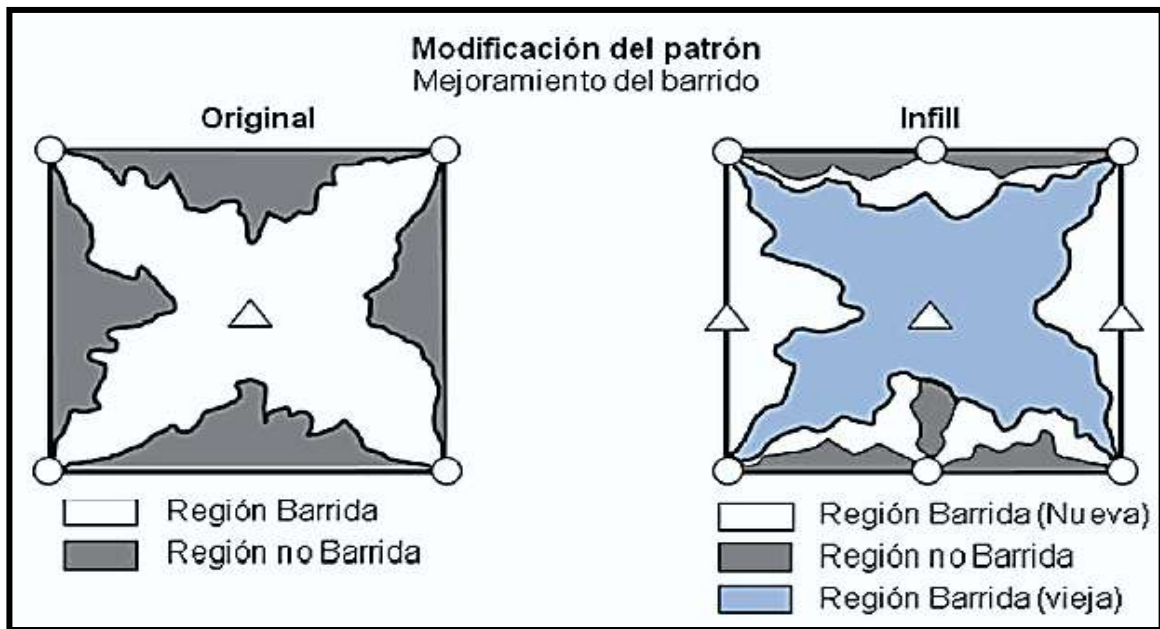
Algunos factores que contribuyen al incremento del recobro después de la perforación son los siguientes:

- ❖ Mejora en el barrido areal.
- ❖ Mejora en el desequilibrio de inyección debido a la heterogeneidad areal.
- ❖ Mejora en el barrido vertical.
- ❖ Mejora en la Continuidad lateral entre zonas.
- ❖ Reducción del límite económico.

En la mejora de la eficiencia de barrido areal, el crudo retenido en las esquinas o zonas donde no hay inundación es desplazado inmediatamente debido al cambio de los patrones de inyección, es decir, perforando nuevos pozos y cambiando pozos productores por inyectores para invertir las líneas de flujo, y así tener una mayor eficiencia de barrido areal y vertical. La figura 7 muestra la mejora del

barrido con el cambio del patrón. La perforación Infill puede mejorar el desequilibrio de inyección debido a la heterogeneidad, mediante la disminución del espaciamiento entre pozos y variación de los patrones de inyección.

**Figura 3.** Modificación del Patrón.



Fuente: Modificado por los autores de "Integrated Waterflood asset Management".

La conectividad lateral puede mejorarse mediante la perforación de un pozo Infill entre dos pozos ya existentes, abriendo una nueva zona entre ellos, dando como resultado un incremento en el recobro. La aceleración en la producción, debido a la perforación Infill, acarrea grandes beneficios económicos, permite alcanzar uno de los objetivos más perseguidos por las compañías, que es la obtención de ganancias en el menor tiempo posible, debido a los altos costos que implica la producción de crudo. Con la aceleración de la producción se reducen las

operaciones y sus costos debido a que se produce en un menor tiempo y se reducen los cortes de agua significativamente<sup>6</sup>.

Muchos factores deben ser considerados para la selección de un proyecto de perforación Infill, algunos de estos son:

- ❖ Desempeño producción/inyección.
- ❖ Descripción del yacimiento.
- ❖ Diseño del proyecto de perforación Infill.
- ❖ Evaluación económica.

Un modelo integrado de yacimiento requiere de un amplio conocimiento de geología, geofísica, propiedades de los fluidos, flujo de fluidos, mecanismos de recobro, perforación y completamiento de pozos, además de la historia de producción del pozo. Todo esto, juega un papel importante en el diseño de la metodología más apropiada para el proyecto de perforación Infill en un campo maduro. Algunas de las características del yacimiento pueden ser útiles para evaluar la aplicabilidad de la técnica de perforación Infill. Con base en resultados positivos, obtenidos de varios proyectos hechos en campos maduros alrededor del mundo, se han establecido ciertos rangos para las propiedades del yacimiento. Estos valores sirven de guía en la elección de campos viables para la implementación de un programa de perforación de pozos Infill, para lo cual es necesario desarrollar un modelo integrado de yacimiento como se dijo con anterioridad teniendo en cuenta la siguiente información del campo:

- ❖ Profundidad, ft 4300 a 7000
- ❖ Espesor neto, ft 12 a 500
- ❖ Permeabilidad, md 0.7 a 27
- ❖ Porosidad, % 7 a 19

---

<sup>6</sup> RODRÍGUEZ, RUBÉN. BERNAL, JOSÉ. "Metodología para la perforación de pozo infill en un campo maduro con ambiente de depositación fluvial. Aplicación campo colorado". 2009.

- ❖ Saturación de agua, % 20 a 45

Estos rangos corresponden a valores experimentales, pero campos con valores fuera de los rangos no necesariamente serán descartados como candidatos potenciales para la implementación de un programa de perforación de pozos Infill.

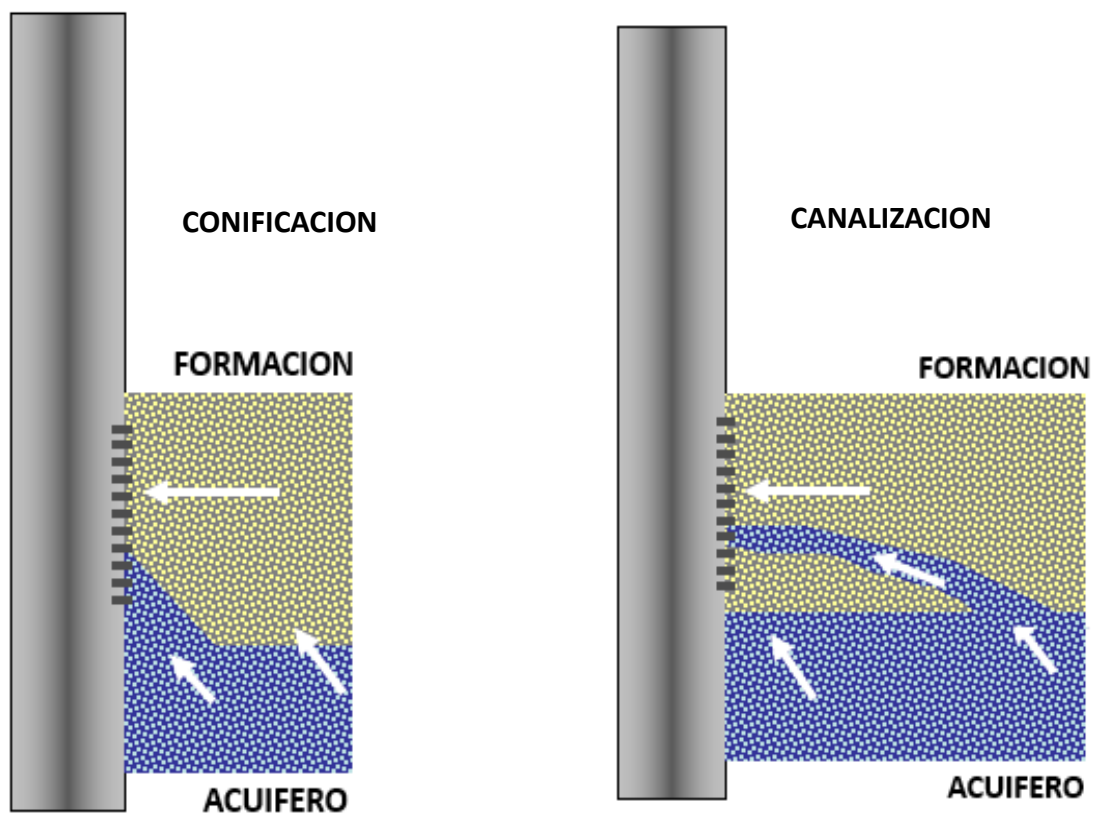
### 1.3 CONIFICACIÓN Y DIGITACIÓN

La producción prematura de agua es a menudo el resultado de conificación y/o digitación cerca de un pozo productor cuando el agua proviene del nivel de agua libre generalmente en la dirección vertical. Por lo tanto, un cono de agua toma lugar en la parte más baja del intervalo completado del pozo. La producción de un pozo causa una caída de presión en ese punto del yacimiento. Si la presión en la cara del pozo es suficientemente baja, el pozo está completado directamente sobre el contacto agua petróleo y no hay barreras de flujo vertical, entonces habrá conificación. Por otra parte, si la producción de agua ocurre en la vida temprana de un yacimiento sin buzamiento donde el contacto se vuelve inestable y el agua fluye más rápido que el crudo debido a su baja viscosidad y a la permeabilidad horizontal, este fenómeno se llama digitación o lengüeteo.

Estos fenómenos son muy importantes porque causan un decremento en la rentabilidad del proyecto en diversas formas. Primero, la productividad de crudo se reduce debido a efectos de permeabilidad relativa, segundo, los costos de levantamiento aumentan como resultado de un fluido promedio más pesado y la inyección y/o acondicionamiento de agua es sustancialmente cara. Tercero, la eficiencia de recobro se reduce porque el límite económico del corte de agua se alcanza con petróleo remanente producible en el área de drene del pozo.

Estos fenómenos son muy comunes durante la producción de un yacimiento. El proceso de digitación es incluso esperado a que ocurra en una formación completamente homogénea y es debida a fuerzas hidrodinámicas que ocurren en el flujo de fluidos. El problema de conificación ocurre en virtud a la permeabilidad vertical y al exceso de producción que causa que el gradiente de presión sea mayor a la fuerza gravitatoria. En general, cuando el pozo está cerca al contacto agua petróleo, el agua se mueve verticalmente causando la conificación. Si el contacto agua petróleo se halla lejos y existe producción prematura de agua ocurre el fenómeno conocido como digitación.

**Figura 4.** Esquema Fenómenos Conificación y Canalización.



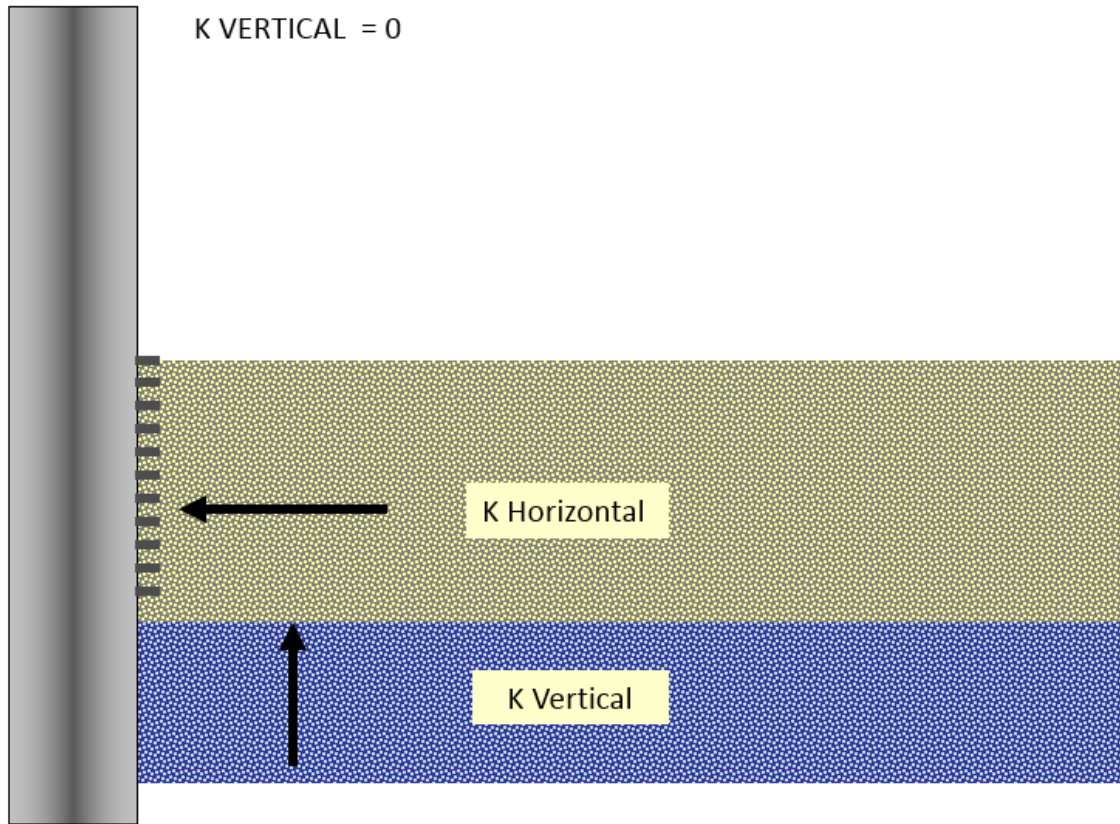
Fuente: Modificado por los autores de “Tecnología para Control de Producción de Agua”. 2010.

En general, el fenómeno de la conificación depende de los siguientes factores:

- ❖ Permeabilidad efectiva del aceite o gas (fluido de interés).
- ❖ Viscosidad del aceite o gas.
- ❖ Diferencia de densidades (entre aceite y agua o aceite y gas).
- ❖ Razón de penetración de la zona productora (para pozos verticales).
- ❖ Longitud horizontal (para pozos horizontales).
- ❖ Permeabilidad vertical.

El primer parámetro de importancia que afecta la conificación es la viscosidad del aceite. En yacimientos de aceite pesado los problemas de conificación pueden ser más graves que en yacimientos de aceite liviano. Generalmente los yacimientos de aceite pesado presentan altas permeabilidades, por lo tanto las razones de movilidad ( $k/\mu$ ) presentadas por los aceites pesados pueden ser comparables a las razones que presentan los aceites livianos en un yacimiento con baja permeabilidad. Entre mayor sea la diferencia de densidades menor será la tendencia a conificar. Otro parámetro importante es la permeabilidad vertical, si esta es cero quiere decir que no habrá flujo en la dirección vertical y no existirán problemas de conificación, si es igual a la permeabilidad horizontal se puede esperar una tendencia máxima a que exista conificación. Figura 9.

**Figura 5.** Sistema en Equilibrio sin Presencia de Conificación.



Fuente: Modificado por los autores de “Tecnología para Control de Producción de Agua”. 2010.

Para evitar la conificación en yacimientos con presencia de un acuífero activo, los pozos verticales son cañoneados y los horizontales perforados en la parte superior de la zona productora. Si el yacimiento presenta capa de gas y no hay acuífero, los pozos son completados lo más lejos posible del contacto gas-aceite. Por último si el yacimiento presenta simultáneamente capas de gas y acuífero los pozos son completados hacia el centro de la zona productora o más abajo de este punto hacia el contacto agua-aceite; esto debido a que la tendencia a conificar es inversamente proporcional a la viscosidad de los fluidos a conificarse y directamente proporcional a la viscosidad del fluido que se desea producir. La

diferencia de densidades entre el gas y el aceite es más grande que la existente entre el agua y el aceite por lo cual el gas tiene una menor tendencia a conificar que el agua. Sin embargo, la viscosidad del gas es mucho menor que la del agua, y para la misma caída de presión en un yacimiento dado, la tasa de flujo de gas será más alta que la tasa de flujo de agua.

El problema de la intrusión de agua también puede solucionarse mediante la inyección de polímeros o geles y el uso de herramientas mecánicas, pero esta es una solución costosa e imperfecta que solo puede retardar el ascenso del agua sin llegar a suprimirlo totalmente.

En la búsqueda de la solución del problema de la conificación se hace factible encontrar la tasa máxima a la cual se mantenga el balance entre las fuerzas dinámicas y viscosas con las gravitacionales, es decir cuando se presente un cono estable y el ápice del cono esté lo más cerca posible de la cara del pozo. A ésta tasa se le conoce como tasa crítica y se define como la mayor tasa a la cual sólo se produce el fluido de interés. Muchas veces el valor de esta tasa es tan pequeño que la producción resulta antieconómica y se hace necesario producir a una tasa mayor con las consecuencias que esta decisión conlleva. Al producir a una tasa mayor que la crítica no se va a presentar una irrupción inmediata del cono sino que éste evoluciona con el tiempo hasta alcanzar las perforaciones. El tiempo transcurrido entre el inicio de la producción y la irrupción del cono en el pozo se conoce como tiempo de intrusión. Después de este tiempo la producción será conjunta; el desarrollo de la producción después del tiempo de intrusión se conoce como comportamiento post-intrusión. El conocimiento de la tasa crítica de producción, el tiempo de intrusión y el comportamiento post-intrusión permiten una

ilustración acerca del diseño de las facilidades de superficie así como de las diferentes políticas de producción<sup>7</sup>.

La presencia del agua durante la producción no solamente está relacionada con el fenómeno de la conificación, también está sujeta a diferentes situaciones relacionadas con:

- *El estado mecánico de los pozos;* Los trabajos de cementación deficientes que permiten comunicación entre zonas. El cañoneo de zonas de agua producto de una errónea interpretación de registros y fallas en la medición durante el posicionamiento del cañón.
- *Trabajos de estimulación;* Un mal trabajo de acidificación o la inducción de fracturas verticales.
- *Métodos de recuperación secundaria;* La inyección de fluidos (agua, vapor y gas, principalmente) tanto para desplazar como para mantener la presión del yacimiento que pueden ocasionar la digitación de dichos fluidos con su posterior irrupción en los pozos productores.
- *Políticas de producción;* Los esquemas de producción a altas tasas, lo cual produce una mayor caída de presión cerca de la cara del pozo acelerando la irrupción de los fluidos no deseados.
- *Condiciones naturales del yacimiento;* La presencia de zonas de acuífero.

---

<sup>7</sup> NIÑO, José Rafael. RINCÓN, Alexander. "Simulación analítica y numérica de los fenómenos de conificación y cresting en los pozos vertical Apiay 16 y horizontal Guatiquia 3H".2000.

Una metodología de diagnóstico eficiente para saber de qué forma se manifiesta el agua a los pozos productores que se ha vuelto muy popular en la industria petrolera es la aplicación de las Curvas de Chan. La metodología es muy sencilla y sólo requiere de datos de producción: relación agua-petróleo (RAP).

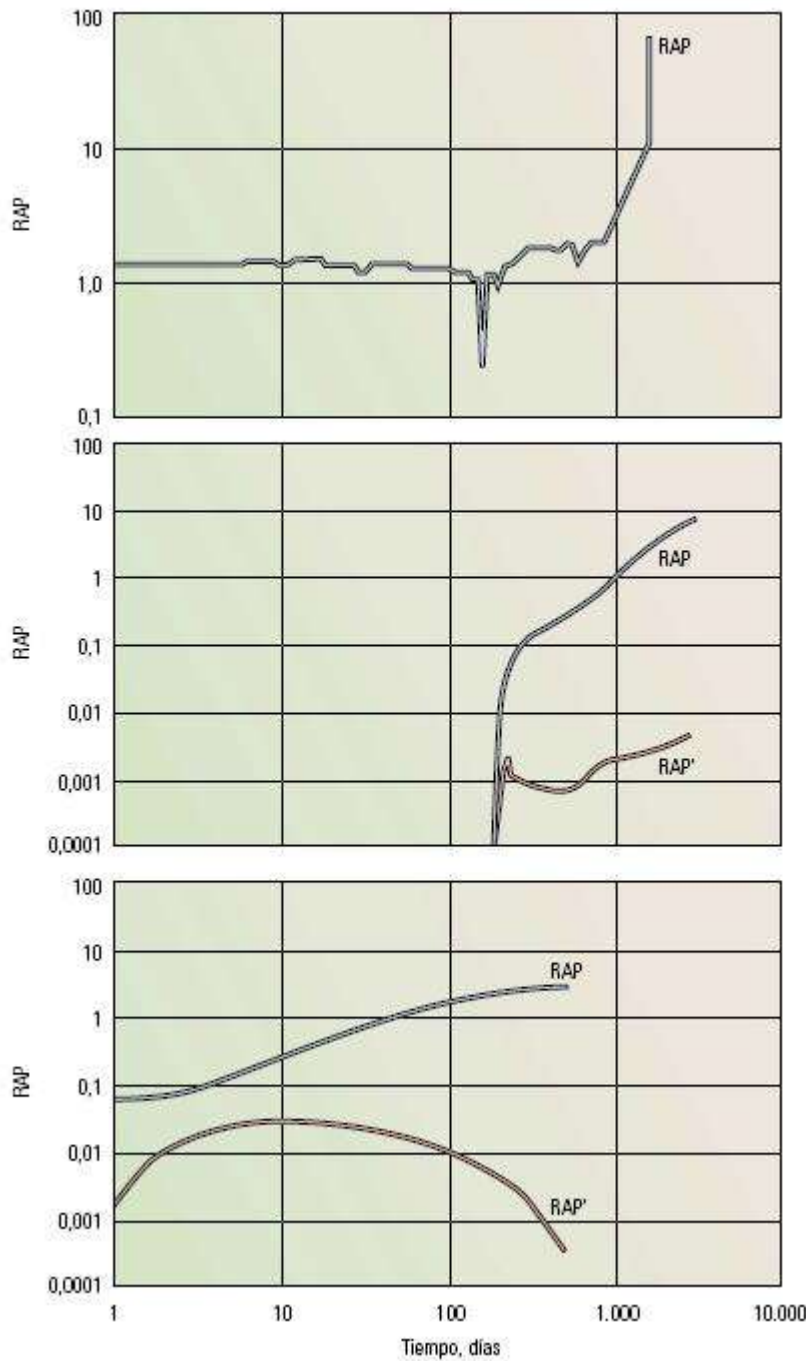
Para aplicar este método se procede a graficar la RAP y la derivada de RAP versus el tiempo en un gráfico log-log. De acuerdo con la figura 10, se observan básicamente tres tipos de comportamientos: una trayectoria de flujo abierta (gráfica de arriba) muestra un incremento muy rápido del RAP. Este perfil indica la existencia de flujo a través de una falla, una fractura o canal detrás del revestidor, que puede ocurrir en cualquier momento de la historia del pozo. El flujo de agua marginal (gráfica del centro) por lo general muestra un rápido aumento en el momento de invasión seguido de una línea recta. En el caso de múltiples capas, la línea puede presentar una línea escalonada dependiendo los contrastes de la permeabilidad de la capa. Un aumento gradual de la RAP (gráfica de abajo) indica la conificación de agua temprana en la vida del pozo. Normalmente se nivela entre una RAP de 1 y 10, y la pendiente de la RAP disminuye. Una vez que se estabiliza el cono de agua, la curva de RAP comienza a semejarse a la del flujo marginal.

Las curvas de Chan no solo sirven para detectar la procedencia del agua en los pozos, sino también para el gas, simplemente graficando la RGP y la pendiente de la RGP versus el tiempo. Estas gráficas permiten determinar de cierta manera la conificación del gas y una evaluación superficial de la eficiencia de barrido del gas sobre el petróleo<sup>8</sup>.

**Figura 6.** Graficas de Chan para tres casos de irrupción de aguas.

---

<sup>8</sup> SCHLUMBERGER "Control del agua". Oilfield Review".2000.



FLUJO A TRAVÉS DE UNA FALLA,  
UNA FRACTURA O CANAL DETRÁS  
DEL REVESTIDOR

FLUJO DE AGUA MARGINAL

CONIFICACIÓN DE AGUA

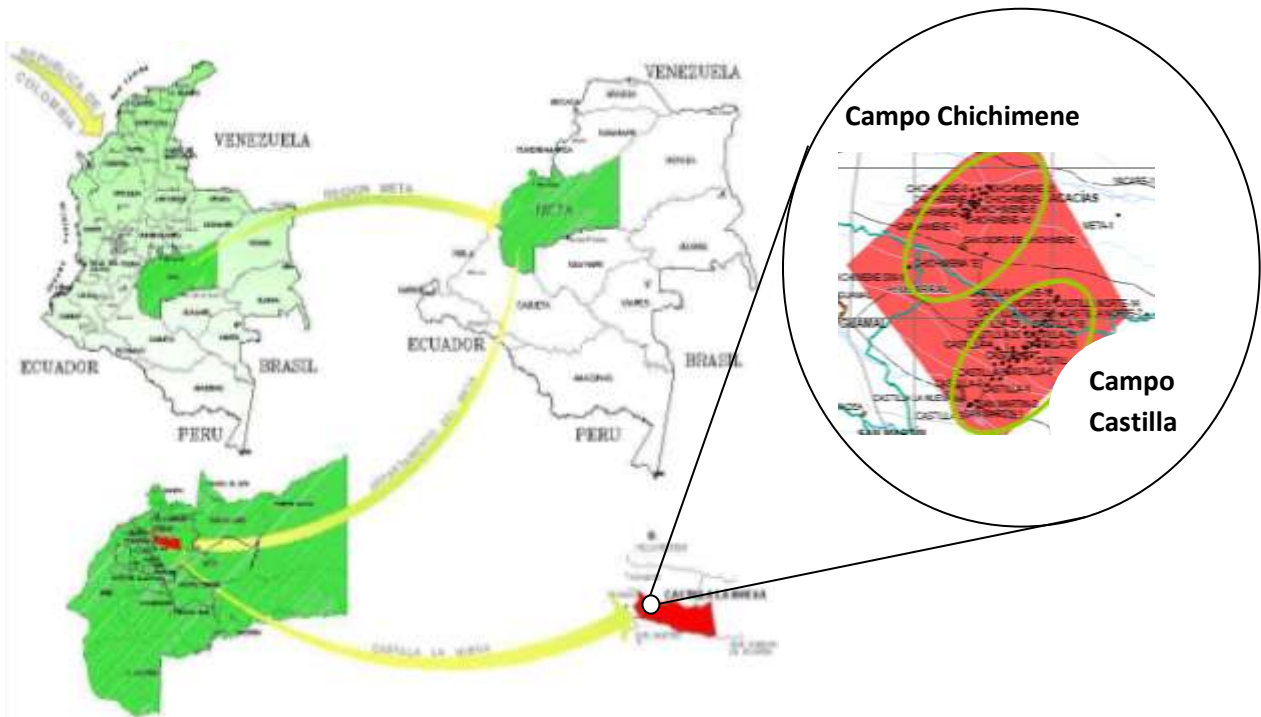
Fuente: SCHLUMBERGER "Control del agua". Oilfield Review".2000.2010.

## 2. GENERALIDADES CAMPO CASTILLA

### 2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Castilla está localizado en el departamento del Meta a 110 Km al sudeste de Bogotá y a 35 km al sur de Villavicencio, en la jurisdicción de los municipios de Castilla La Nueva y Acacias. (Fig. 1)

**Figura 7.** Ubicación Campo Castilla

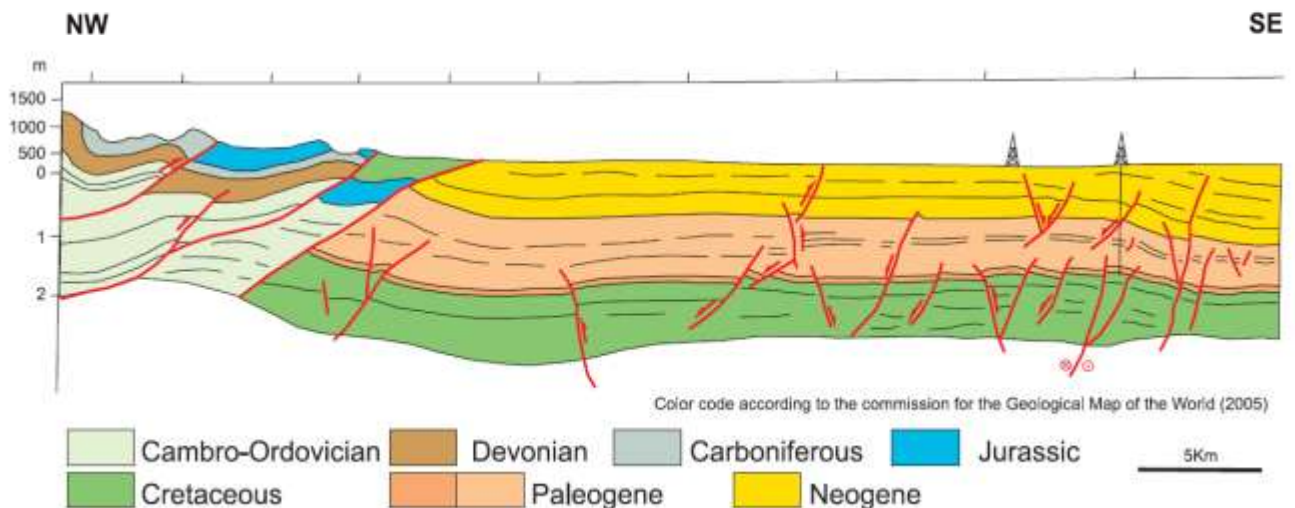


Fuente: Modificado por los autores de “Integrated Study of the Castilla and Chichimene Fields” 2009

## 2.2 GEOLOGÍA

Geológicamente el Campo Castilla hace parte de la Cuenca Llanos, su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60° E, de 4 Km. de ancho y 10 Km. de largo, limitado al Este por una falla inversa. Se encuentra afectado por una serie de fallas normales e inversas con dirección NE-SW, algunas asociadas a la falla principal. Las fallas normales presentan saltos que varían de 30 a 120 pies y las fallas inversas con saltos mucho menores que varían entre 30 y 50 pies. Al parecer las fallas internas que afectan la estructura no presentan carácter sellante, ya que el contacto agua-aceite no presenta cambios abruptos a lado y lado de las fallas, mostrando en general a lo largo del campo una misma inclinación<sup>9</sup>. (Fig. 2).

**Figura 8.** Esquema sección transversal de la cuenca de los llanos orientales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins

BLANCO ARENAS, SANDA LENINT. Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del campo castilla. (2009).

La formación productora en este campo es la Formación Guadalupe del cretáceo, la cual a su vez se divide en 2 unidades: unidad Guadalupe Superior, compuesto por una arena delgada, arcillosa, relativamente discontinua y de menor productividad y la unidad Guadalupe Masivo que es el principal intervalo productor conformado por arenas gruesas y limpias, libres de arcillas. Estas unidades operacionales corresponden a las unidades K1 (Gacheta) y K2 (Une) respectivamente. Además, encontramos en la parte superior la unidad T2.

La unidad K2 (Guadalupe Masivo) está constituida por areniscas cuarzosas y cuarzo feldespático de grano grueso, subredondeado con baja proporción de matriz agilícela y cemento predominantemente silíceo, con algunos niveles de conglomerados arenosos y algunos niveles de limolitas y arcillolitas. Su espesor promedio es de 700 pies (233 metros), además es el principal intervalo productor.

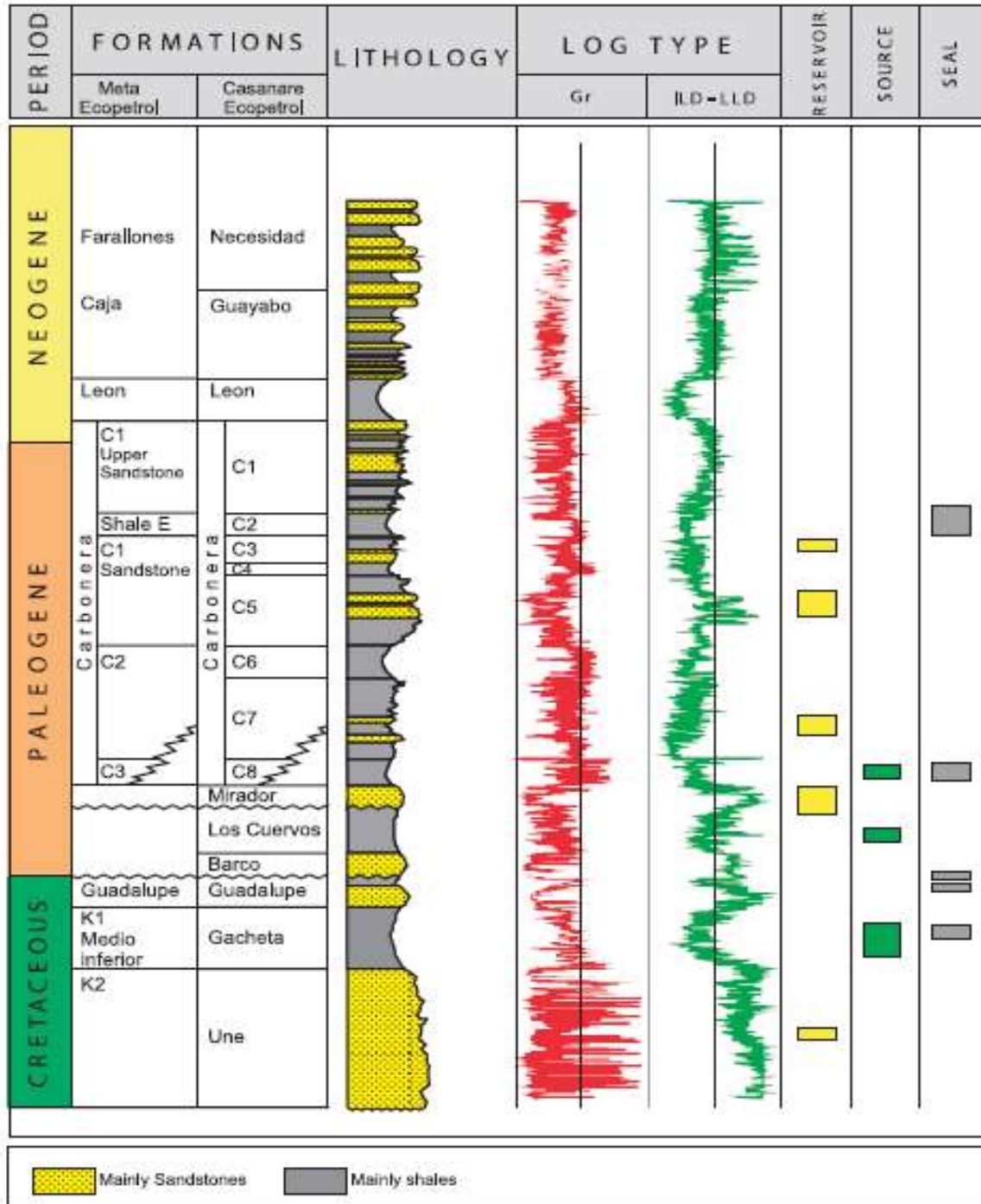
La unidad K1 (Guadalupe Superior) constituida por una arena delgada, arcillosa, relativamente discontinua de menor productividad; presenta mayor temperatura que la K2 probablemente debido su carácter arcilloso. Además se pueden caracterizar tres conjuntos con características similares denominados, de base a techo, K1-3, K1-2 y K1-1, constituida en su parte basal por una intercalación de areniscas, limolitas y arcillolitas con ocasionales mantos de carbón de poco espesor.

Estas unidades operacionales son similares en términos de las características del crudo que contienen, aunque con algunas diferencias en relación con la temperatura, permeabilidad y nivel de producción<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> MENDOZA, MICHAEL. PEÑALOZA JOHN. Mapa piloto de corrosividad de crudos pesados del campo castilla de la superintendencia de operaciones apiay. (2008)

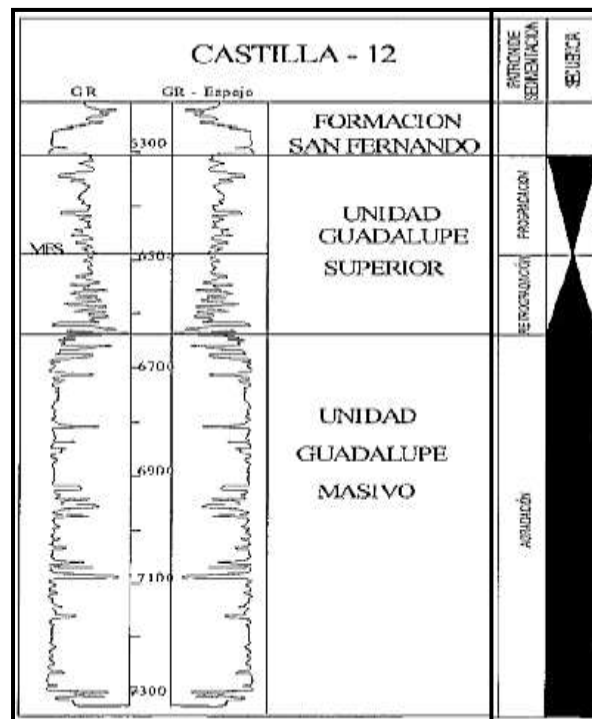
Figura 9. Columna Estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins

En la cuenca de los llanos la unidad operacional K2 (Formación Guadalupe Masivo) con profundidades que varían entre 6000 y 7000 pies ha sido el objetivo principal de producción en los campos de la Superintendencia de Castilla. Su mecanismo de producción es por empuje de agua activo, lo cual ha permitido un mantenimiento natural de la presión del yacimiento, pero también de su alto drenaje y cortes de agua producto de fenómenos de conificación y canalización de los cuales han sido víctimas varios de sus pozos, ocasionando serios problemas económicos operacionales y ambientales haciendo necesario el cierre de los mismos. En este proyecto se trabajara con base a esta formación (K2), ya que es el principal intervalo productor en el cual se están presentando los problemas de conificación y por ende allí será determinada la distribución vertical del agua de producción, y así tener las bases necesarias para aplicar algún trabajo correctivo u operación con el fin de incrementar el factor de recobro.

**Figura 10.** Secuencia Depositacional del Campo Castilla



Fuente: Modificado por los autores de "Implementación de métodos geo estadísticos para el modelamiento de propiedades petrofísicas en yacimientos de depositación fluvial en Colombia"

### 2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

El principal yacimiento productor es el K2, el cual cuenta con una porosidad y permeabilidad promedio de 19% y 1.180 md, respectivamente. Para el yacimiento K2 y basado en la información de registros de los pozos perforados inicialmente, se ha interpretado un contacto agua-petróleo inclinado por efecto de hidrodinamismo<sup>11</sup>. (Tabla 1).

**Tabla 1.** Propiedades Petrofísicas del Yacimiento

PROPIEDAD	FORMACION K2		FORMACION K1	
	Promedio	Rango	Promedio	Rango
Porosidad	19,5%	13,8% - 23,4%	18%	10,8% - 28%
Permeabilidad	1.384 md	465-2.423 md	93 md	1 - 1.667 md
Swirr	10%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar	10%	Se asume la misma que en K2, no hay corazones
Sor	35%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar	35%	Se asume la misma que en K2, no hay corazones

Fuente: ECOPETROL S.A.

<sup>11</sup> BLANCO ARENAS, SAYDA LENNY. Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del campo castilla. (2009).

## 2.4 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO

El Crudo Castilla es un crudo pesado que presenta alrededor de 12° API con 2.4% de azufre, alrededor de 452 ppm de metales pesados como Ni y V, alrededor de 0.1 de TAN, que contiene 83% de cemento asfáltico y 17% de solventes de diferente volatilidad. Esta composición hace que a temperaturas inferiores a 60°C (140°F) sea altamente viscoso, por lo que es conveniente calentarlo entre 70°C (158°F) y 80°C (176°F) para su aplicación en el mezclado con los agregados. Otras características del yacimiento y del crudo castilla se muestran en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Características del Yacimiento y Crudo Castilla

PROPIEDAD	FORMACION K2
Tipo	Asfaltenico Black OH
G.O.R.	40-300 scf/STB
Factor Volumétrico del Aceite	1,061 bbl/STB
Gravedad Específica del Gas	0,906
Gravedad Específica del Petróleo	0,976
Gravedad API a 60 °F	13,7
Viscosidad a Presión de yacimiento	56 cp
Temperatura en Cabeza	141.1-170.57 °F
Presión en Cabeza	40.53-98.89 psig

Fuente: MENDOZA, Michael. PEÑALOZA John. Mapa piloto de corrosividad de crudos pesados del campo castilla de la superintendencia de operaciones Apiay. 2008.

## 2.5 PROPIEDADES DEL AGUA

Se detectó un único contacto agua-petróleo inclinado el cual buza en dirección N35°E con un ángulo de 1.74°, localizado estructuralmente a una profundidad medida por registros EPT, MDss, que oscila en (-5669' a -6030) ft , la zona de transición oscila entre 120 y 140 pies, haciéndose mayor hacia el NE, donde predomina la Unidad K1. Factores como el fenómeno de conificación existente en la Unidad K2. El bajo potencial productor de la Unidad K1 y la alta saturación residual de petróleo, Sor, la cual alcanza el 35%, afectan negativamente el recobro de hidrocarburos. La composición del agua de formación varía a lo largo del yacimiento en sentido lateral y vertical. No ha sido posible identificar una tendencia que logre describir la distribución de estas variaciones. La resistividad del agua de formación medida en forma directa oscila en un rango de 2 – 60 ohm-m y la salinidad varía desde 122 ppm hasta 3246 ppm<sup>12</sup>.

## 2.6 MARCADORES GEOLÓGICOS CAMPO CASTILLA

Marcadores calculados en la posición Norte 918.670 metros y Este 1.0499.160 metros, localización con licencia ambiental tramitada por Chevron.

---

<sup>12</sup> BLANCO ARENAS, SAYDA LENNY. Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del campo castilla. (2009).

**Tabla 3.** Formaciones Campo Castilla

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (Pies)	
	Bajo el Nivel del Mar (TVDSS)	Medida (MD)
Guayabo (Superficie)	1.273	0
León	-420	1.71
Carbonera	-620	1.91
T2	-4.92	6.21
K1	-5000	6.29
K2	-5.39	6.68
OWC	-6.048	7.338
Paleozoico	-6.11	7.4

Fuente: ECOPETROL S.A.

El nivel del terreno se ha estimado en 1.290 pies, de acuerdo con las elevaciones de los pozos vecinos, por tanto debe ser medido por métodos topográficos en la localización del prospecto antes de la perforación para corregir las profundidades medidas de los marcadores geológicos<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> BLANCO ARENAS, SAYDA LENNY. Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del campo castilla. (2009).

## 3. DETERMINACIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE AGUA

### 3.1 DOCUMENTACIÓN Y REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Con el fin de cumplir satisfactoriamente los objetivos del proyecto se hace necesario recurrir a diferentes medios de investigación que proporcionen las herramientas conceptuales necesarias para el desarrollo exitoso de este trabajo. Entre los medios que se han consultado están libros, revistas, proyectos de grado, artículos, informes oficiales de la compañía operadora, la Web, entre otros documentos, referentes a diferentes estudios realizados previamente en el Campo y registros PLT´s tomados.

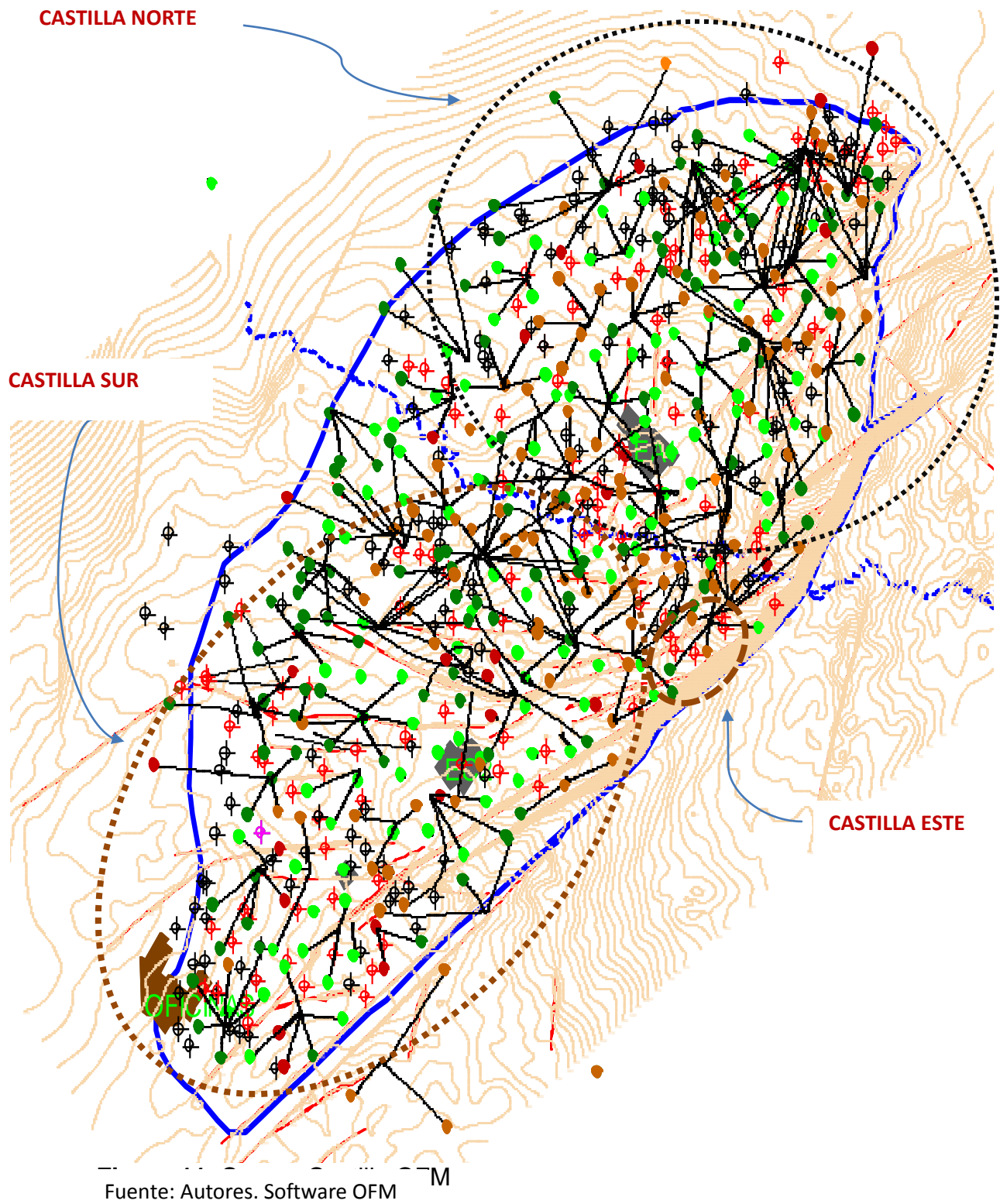
La información más relevante que utilizamos del campo es la siguiente:

- ❖ Información geológica y propiedades del yacimiento.
- ❖ Mapa detallado pozos perforados.
- ❖ Eventos y estado mecánico de pozos.
- ❖ Datos de producción.

## 3.2 SELECCIÓN Y ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN

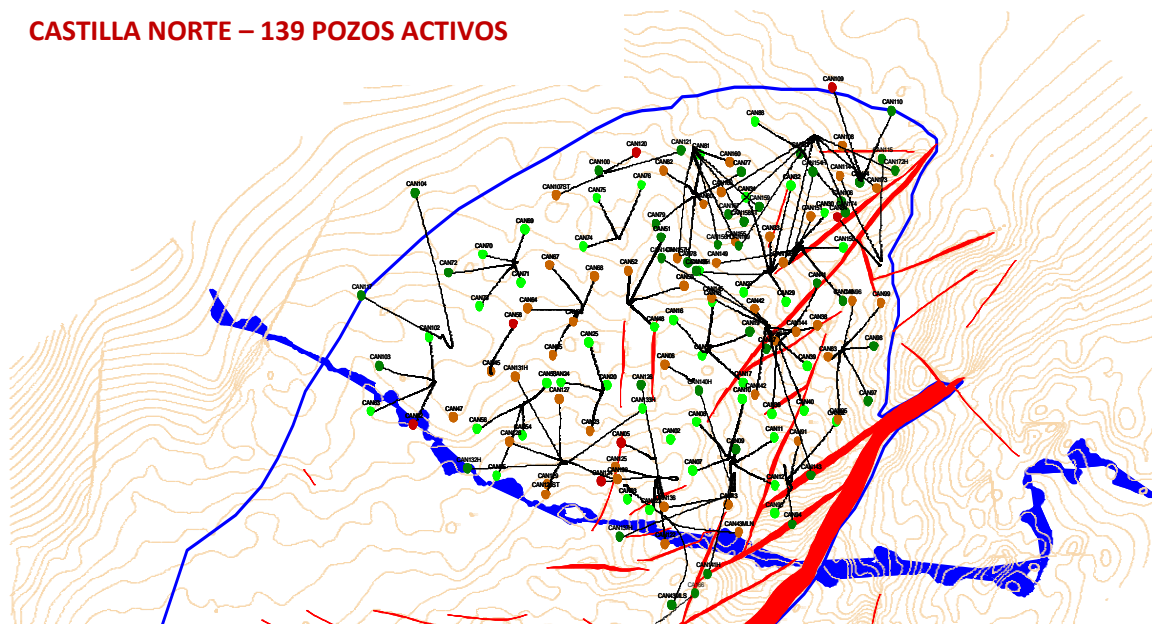
En el proceso de ubicación de áreas prospectivas para la perforación *Infill* es primordial, como primera medida, conocer el campo en el cual se va a realizar el proyecto. Para lo cual se debe contar con un mapa detallado del mismo, donde se encuentren las fallas, los límites del yacimiento, los contactos agua aceite, la ubicación precisa de los pozos y su estado actual especificado por arena. De igual manera se considera como requisito fundamental, para esta metodología, el conocimiento y plena identificación de la distribución de la producción del campo, debido que la evaluación se realizará por arenas o unidades productoras (teniendo presente solo las unidades que, mediante el análisis de la distribución de la producción, se consideren sean las que hayan dado el mayor aporte a la producción del campo) por esta razón es necesario saber cuánto produce cada una por separado. Esta información obtenida del campo debe ser corroborada (verificar que la información sea la correcta) con el fin de evitar resultados erróneos.

Para seleccionar del área de trabajo con la cual se realizan los análisis de distribución de aguas en el área norte del campo castilla, se emplea el software OFM (Oil Field Manager) con el cual se carga la base de datos .mdb del campo castilla. Esta base de datos permite visualizar el mapa completo del campo castilla, con todos los pozos perforados a la fecha junto con información adicional importante a tener en cuenta como lo es la presencia de fallas, ríos, y contornos de la zona que abarca el campo. Este se encuentra dividido en tres sectores básicamente; castilla norte, castilla sur, y castilla este (Figura 11).



Una vez cargado el mapa completo, el enfoque está dirigido hacia la zona de interés (castilla norte) mediante el uso de la opción de filtros que maneja el software OFM. El área norte del Campo Castilla cuenta con 139 pozos activos (Figura 12) con espaciamientos de 40 acres aproximadamente, 26 pozos inactivos, y 136 prospectos que reducen espaciamientos a 20 acres. Del total de pozos activos solo se tuvo en cuenta inicialmente 86 pozos (Figura 13), que son los que cuentan con registros PLT disponibles para su estudio.

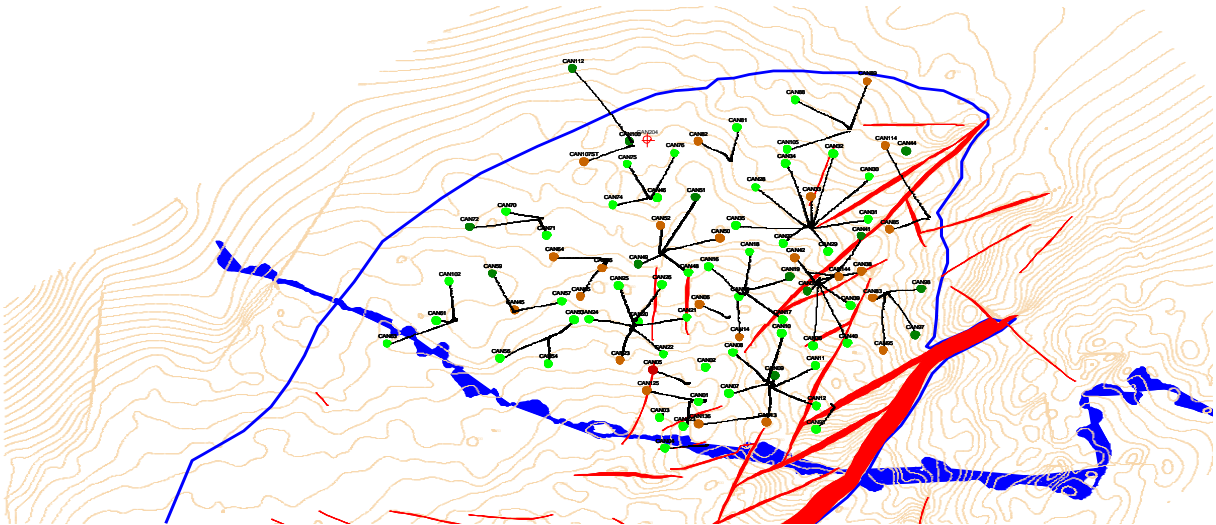
**Figura 12.** Área norte campo castilla pozos activos.



Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 13.** Área norte campo castilla pozos con registros PLT.

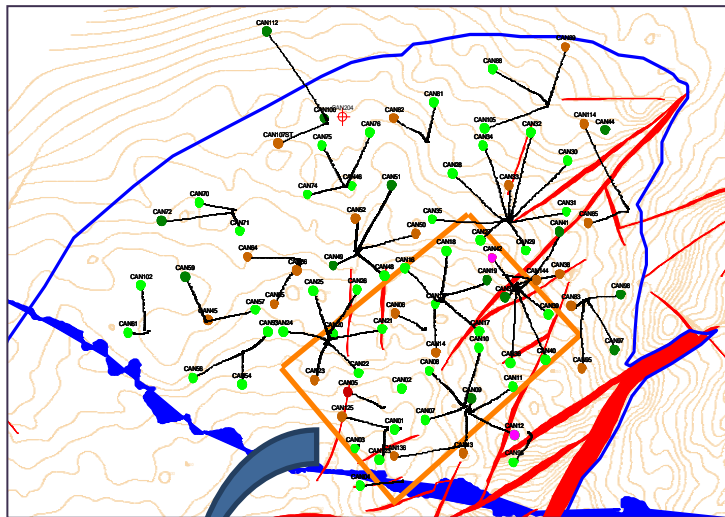
**CASTILLA NORTE - 86 POZOS CON REGISTROS PLT**



Fuente: Autores. Software OFM

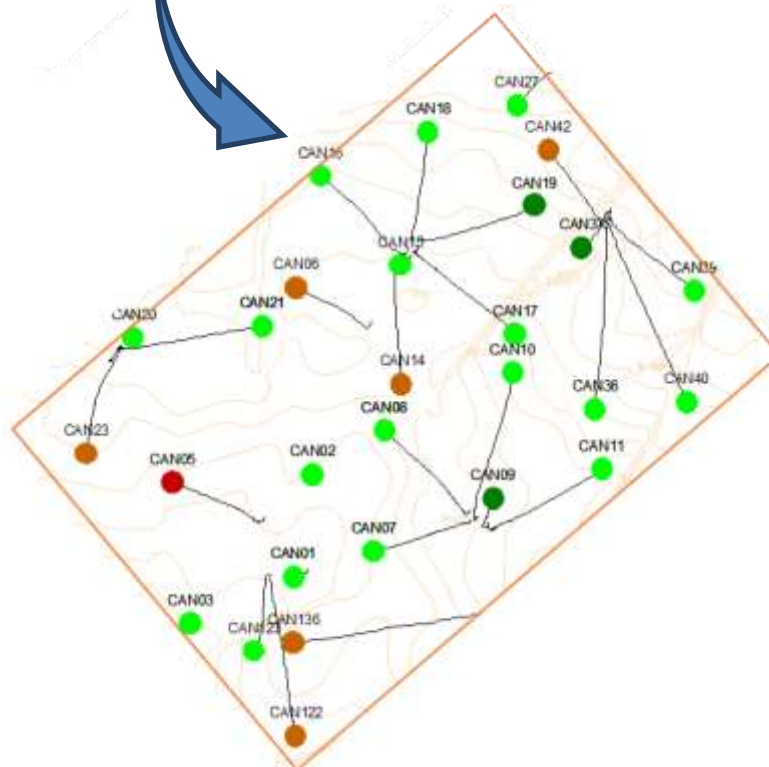
Luego de definir la zona con los pozos que presentan disponibilidad de registros PLT, se selecciona un área de 1000 acres donde se concentra el análisis de distribución de aguas, para poder definir futuros pozos prospecto que contribuyan con el aumento del factor de recobro del campo evitando la excesiva producción de agua. Este sector fue establecido teniendo en cuenta principalmente donde se concentraba la más alta densidad de registros de producción óptimos para el análisis además de la distribución de los pozos, su espaciamiento, su estado de actividad, y antigüedad. Como resultado de la selección, se obtiene un área que abarca 28 pozos distribuidos como se muestra en la Figura 14.

Figura 14. Área seleccionada para el análisis.



**28 POZOS AREA SELECCIONADA**

- CN01
- CN02
- CN03
- CN05
- CN06
- CN07
- CN08
- CN09
- CN10
- CN11
- CN14
- CN15
- CN16
- CN17
- CN18
- CN19
- CN20
- CN21
- CN23
- CN27
- CN36
- CN37
- CN39
- CN40
- CN42
- CN122
- CN123
- CN136



- COMMINGLED
- K1
- K2
- K1INF
- T2

Fuente: Autores. Software OFM

## 4. ANALISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

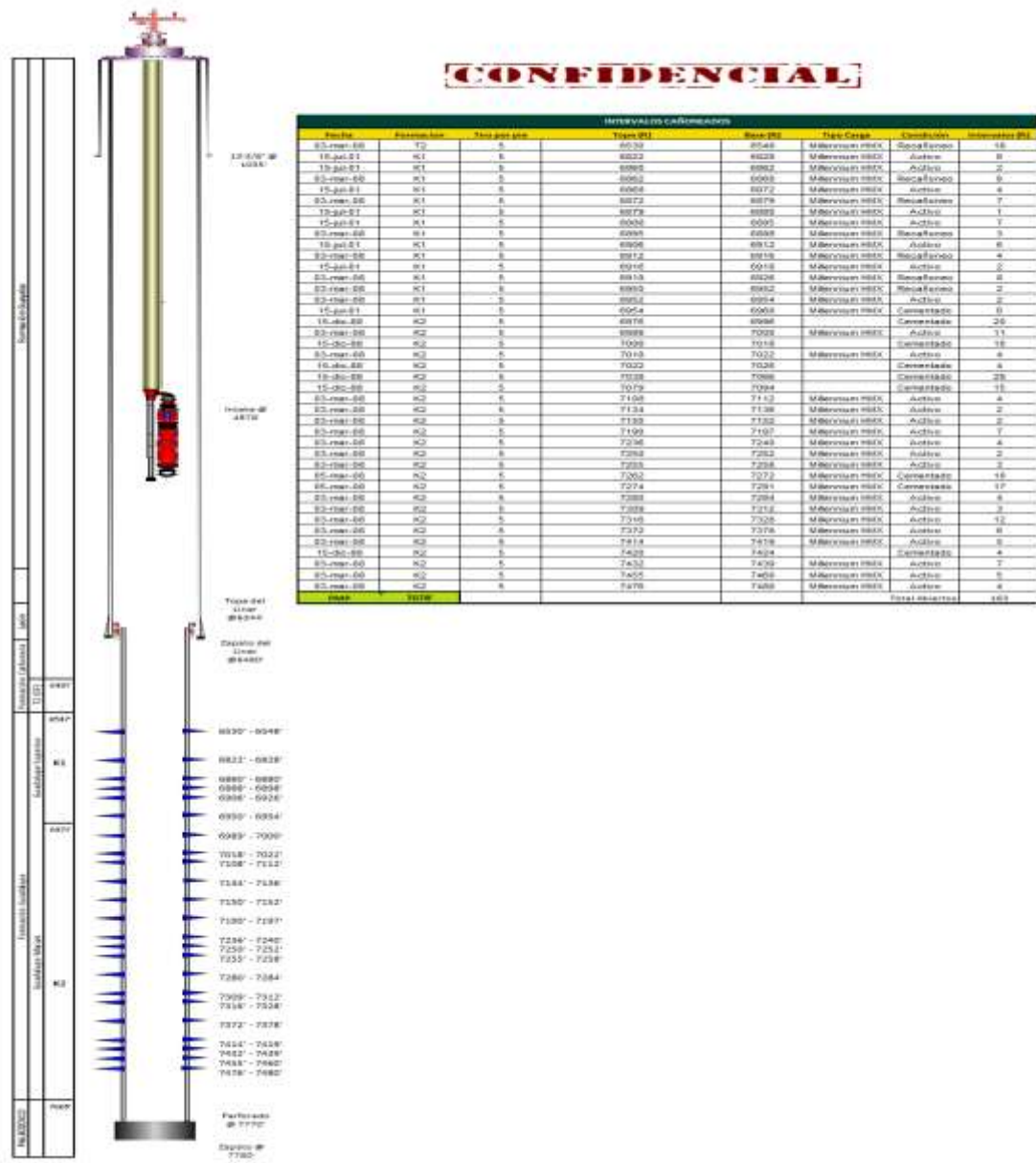
Los pozos seleccionados se analizaron de la siguiente manera:

- Se realiza una revisión de los estados mecánicos de cada uno de los pozos seleccionados del área, teniendo en cuenta los completamientos y el estado de actividad de los pozos, trabajos de workover y reacondicionamientos que hasta la fecha se hayan realizado.
- Por medio de las curvas de Chan obtenidas de la base de datos de OFM se determina si hay un desplazamiento normal de los fluidos, conificación, canalización, presencia de falla o flujo detrás del revestidor.
- Después de realizar este análisis se determina si el PLT que ha sido tomado es óptimo para el análisis requerido. Ya que si se determina que hay un flujo detrás del revestidor o hay presencia de fallas puede ser que el PLT leído no sea el adecuado para determinar caudales de producción.

Para lo cual se muestra a continuación el análisis realizado pozo a pozo del área seleccionada.

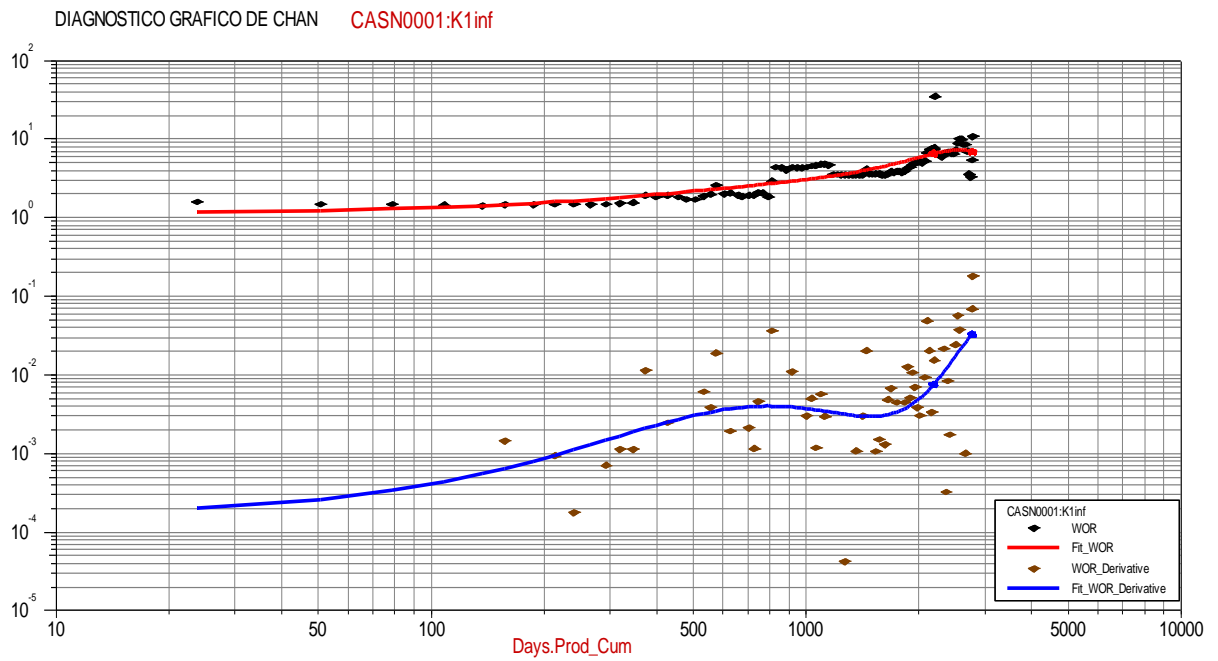
## 4.1 CAN01

Figura 15. Estado mecánico CAN01



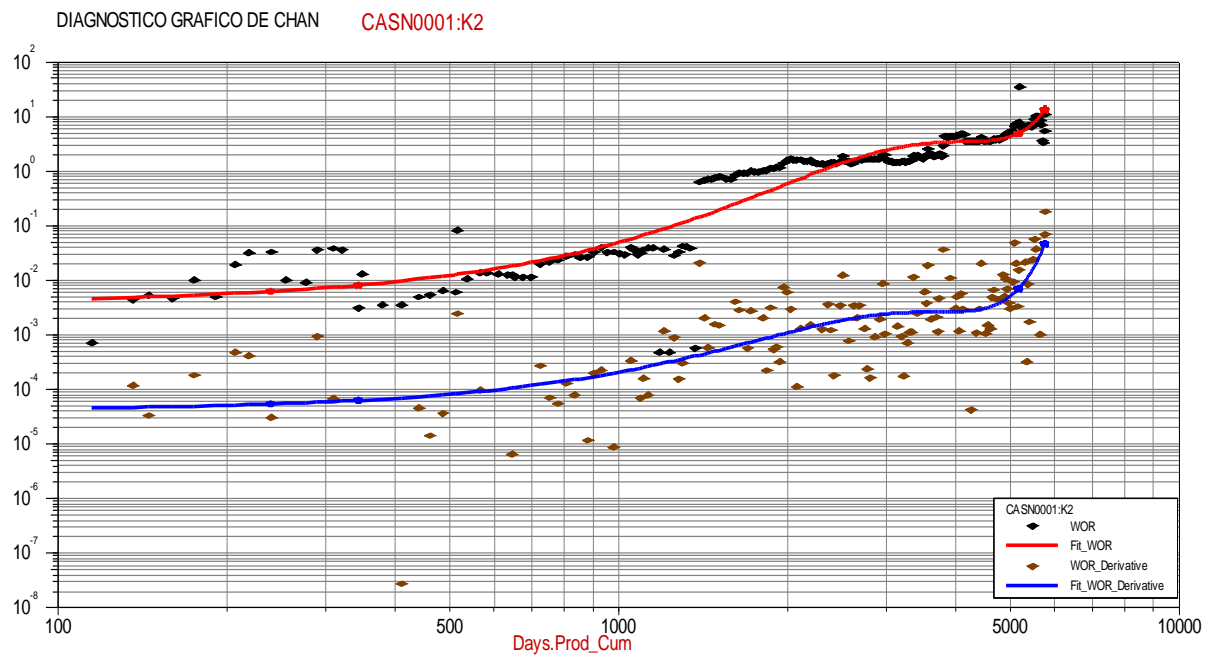
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 16.** Curvas de Chan CAN01 Formacion K1 inferior



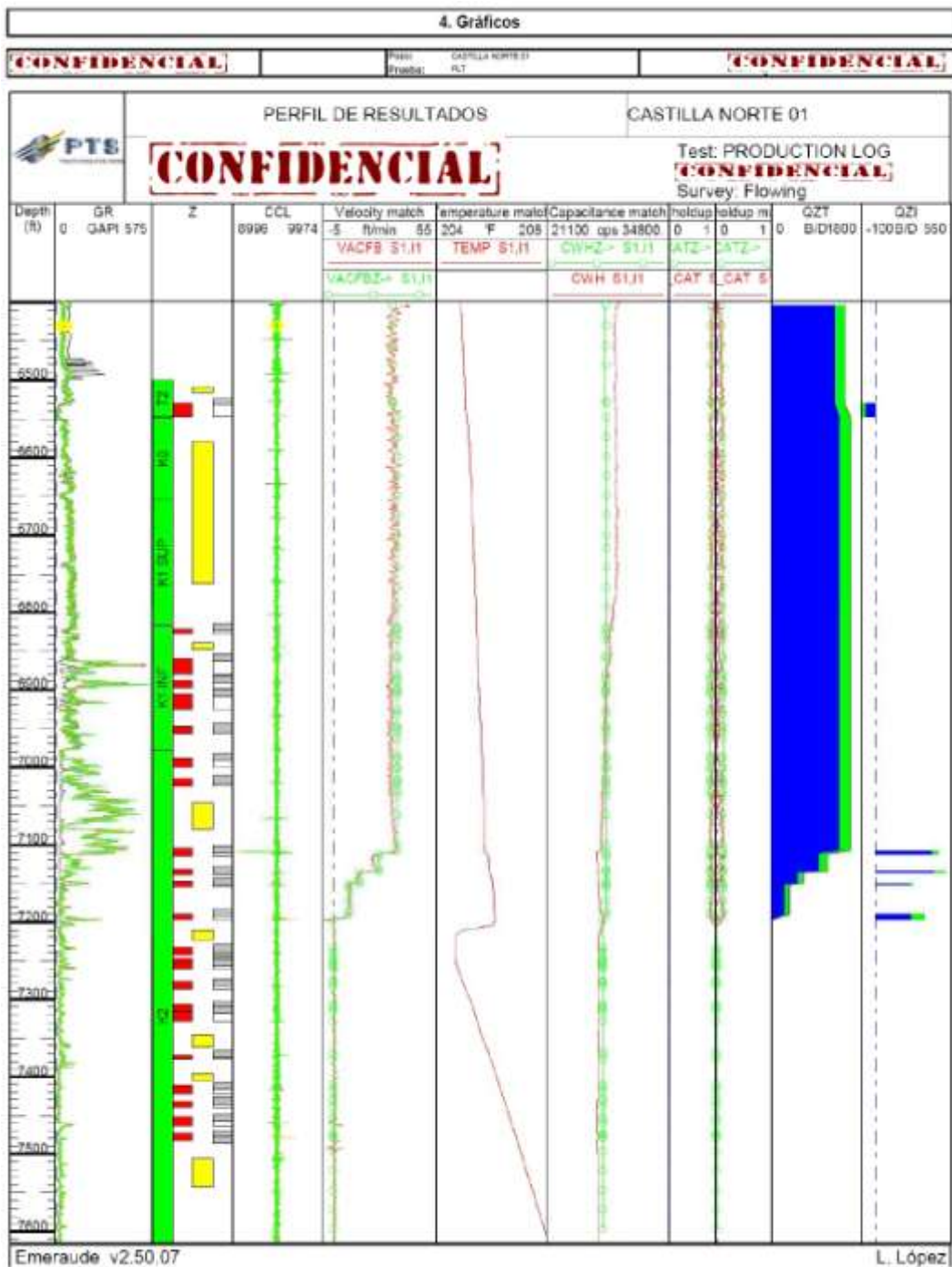
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 17.** Curvas de Chan CAN01 Formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 18. PLT CAN01



Fuente: ECOPETROL SA.

La última prueba de producción fue realizada el día 4 de Septiembre de con una frecuencia BES de 45 Hz y de ella se obtuvieron resultados de 12.7° API de la mezcla y BS&W de 87%.

De los resultados de la interpretación del registro de Producción PLT realizado se obtiene así un corte de Agua del 88%.

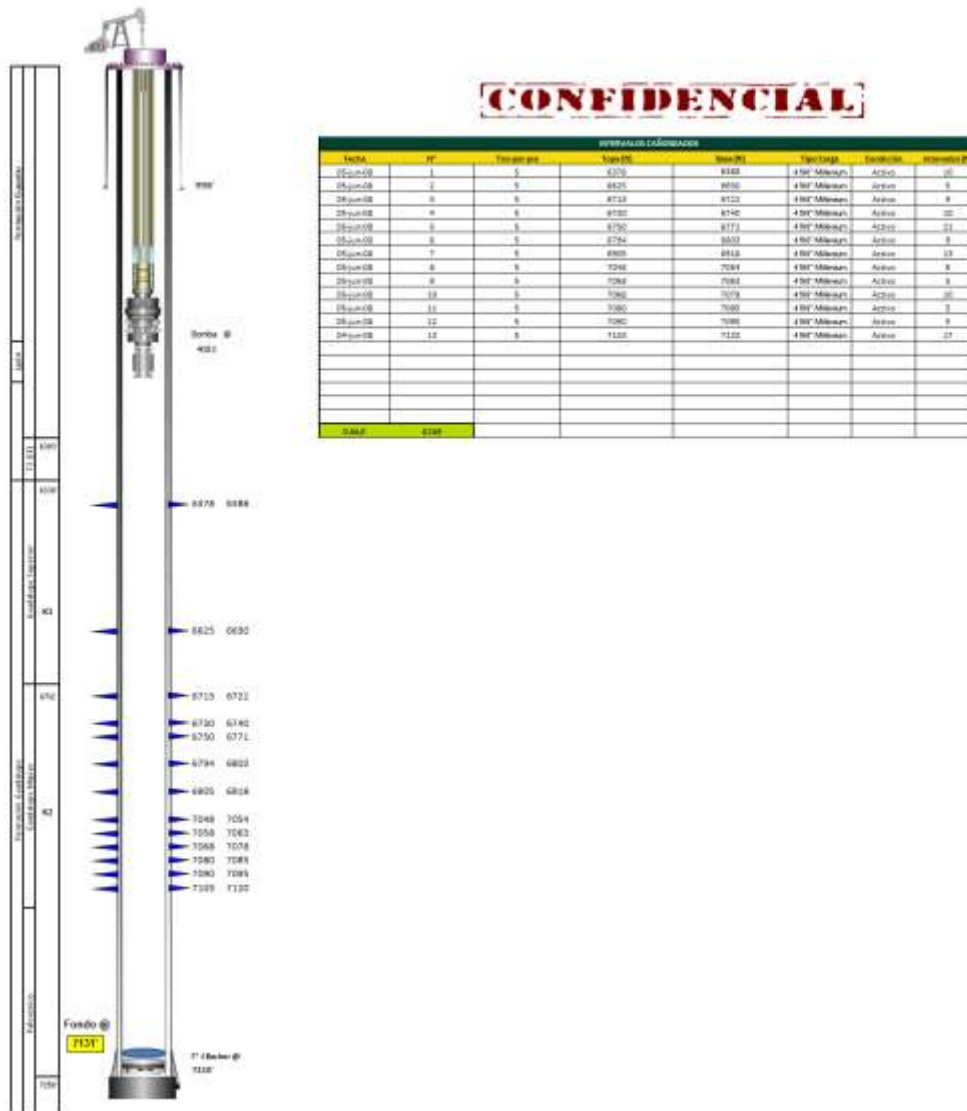
Los intervalos que reportan la producción obtenida en superficie son los del tope de K2. El intervalo ubicado a 6530' - 6548' que está ubicado en la zona T2 está tomando parte de la producción de K2, esta afirmación se puede corroborar con la señal de Temperatura que tiene una leve disminución frente a este intervalo, además de la señal del flowmeter que también disminuye en este punto (Figura 18).

El gradiente dinámico realizado al pozo varía entre 0.403 psi/ft - 0.434 psi/ft confirmando que en el pozo se encuentra una mezcla con mayor cantidad de agua (Figura 15)

De las curvas de Chan se puede determinar que en la formación K1 inferior y en la formación K2 se presenta FLUJO A TRAVÉS DE UNA FALLA O CANAL DETRÁS DEL REVESTIDOR. Por tal motivo es necesario tener en cuenta al realizar el análisis de este pozo, pues esto puede disfrazar los resultados obtenidos (Figuras 16-17).

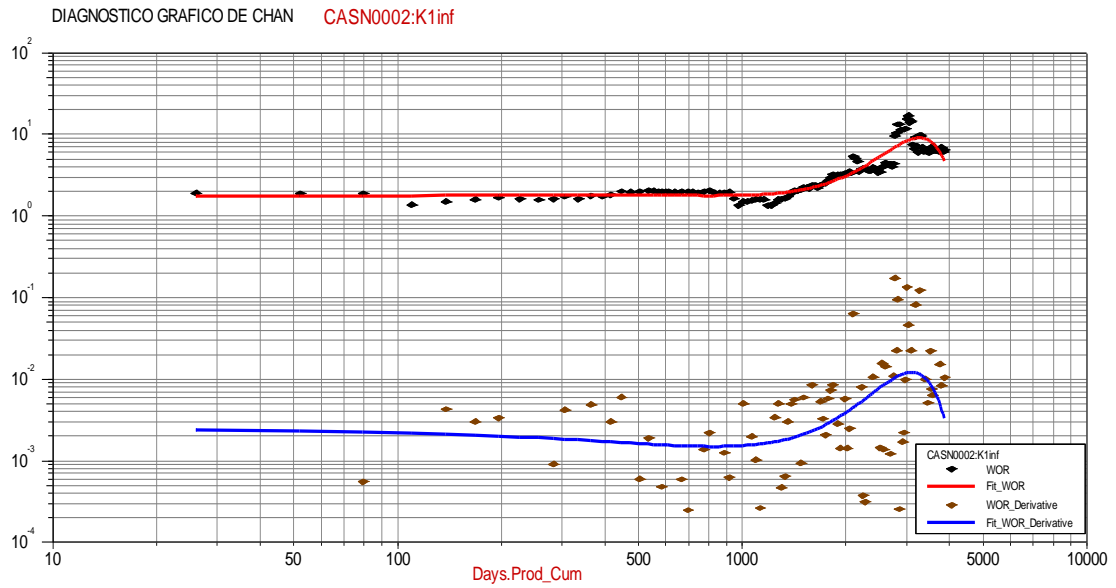
## 4.2 CAN02

Figura 19. Estado mecánico CAN02



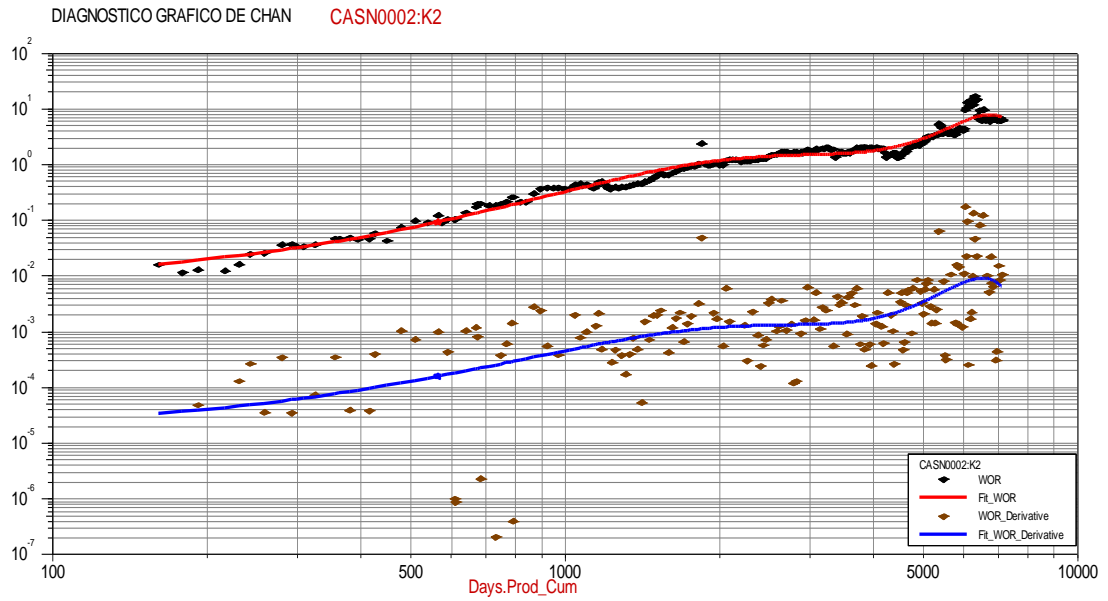
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 20.** Curvas de Chan CAN02 K1 inferior



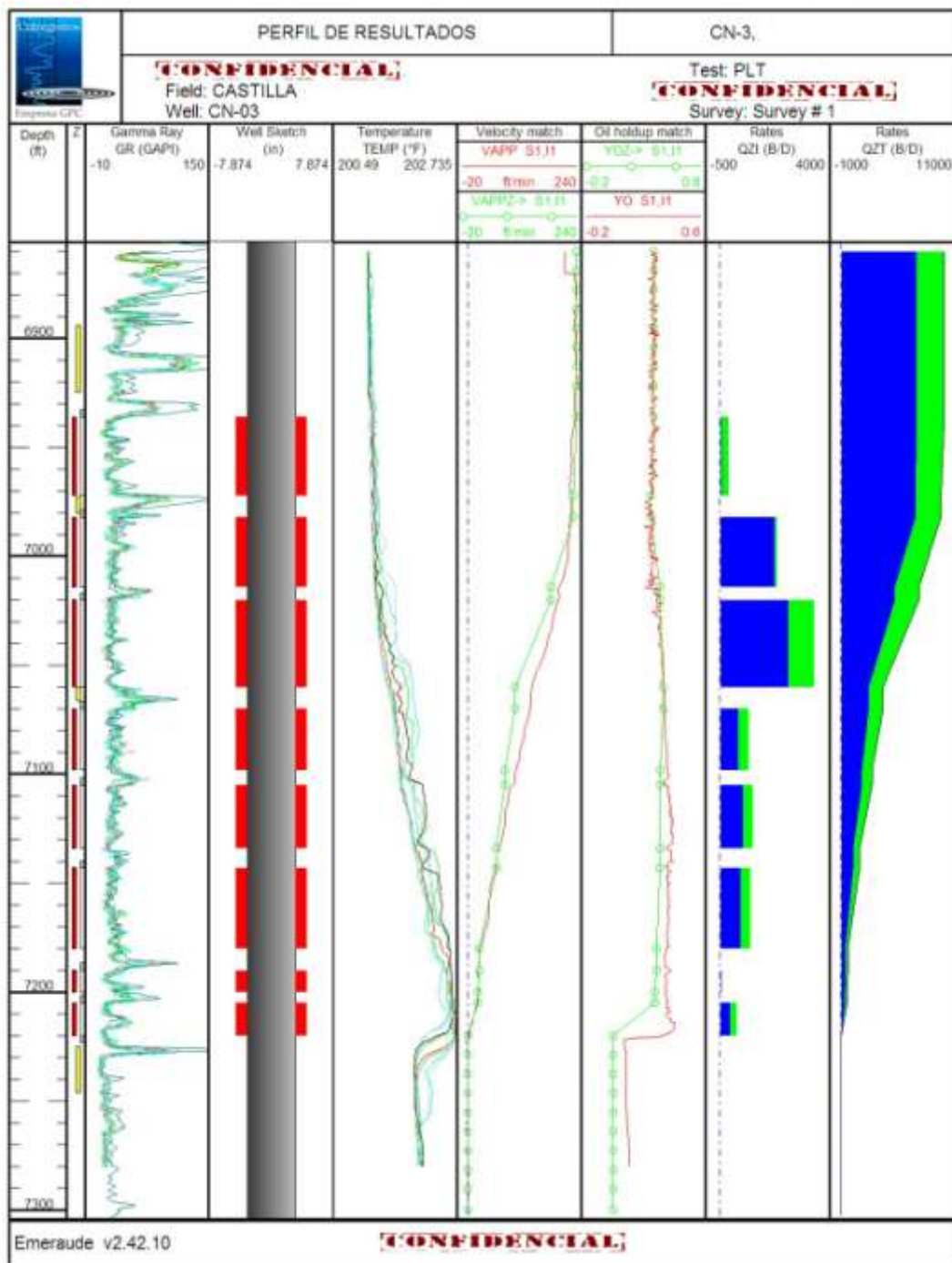
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 21.** Curvas de Chan CAN02 K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 22. PLT CAN02



Fuente: ECOPETROL SA.

El pozo tiene un corte de agua del 51%. La mayor producción de fluidos proviene de la zona del K2, la cual aporta el 95% de la producción total de fluido, el 97% de la producción total de aceite y el 97% de la producción total de agua. Al observar el comportamiento de la lectura de cada herramienta hacia la zona inferior del K2, se puede visualizar la mayor concentración de aceite hacia los intervalos inferiores, con una misma respuesta en las herramientas de identificación de fluidos y temperatura. El intervalo que aporta la mayor cantidad de fluidos se encuentra desde 7170' - 7205' correspondiente al 25% de la producción total de fluidos con un corte de agua del 51%. Hacia la zona del K1 inferior se observa movimiento de fluidos con bajos índices de productividad que no superan los 70 BFPD.

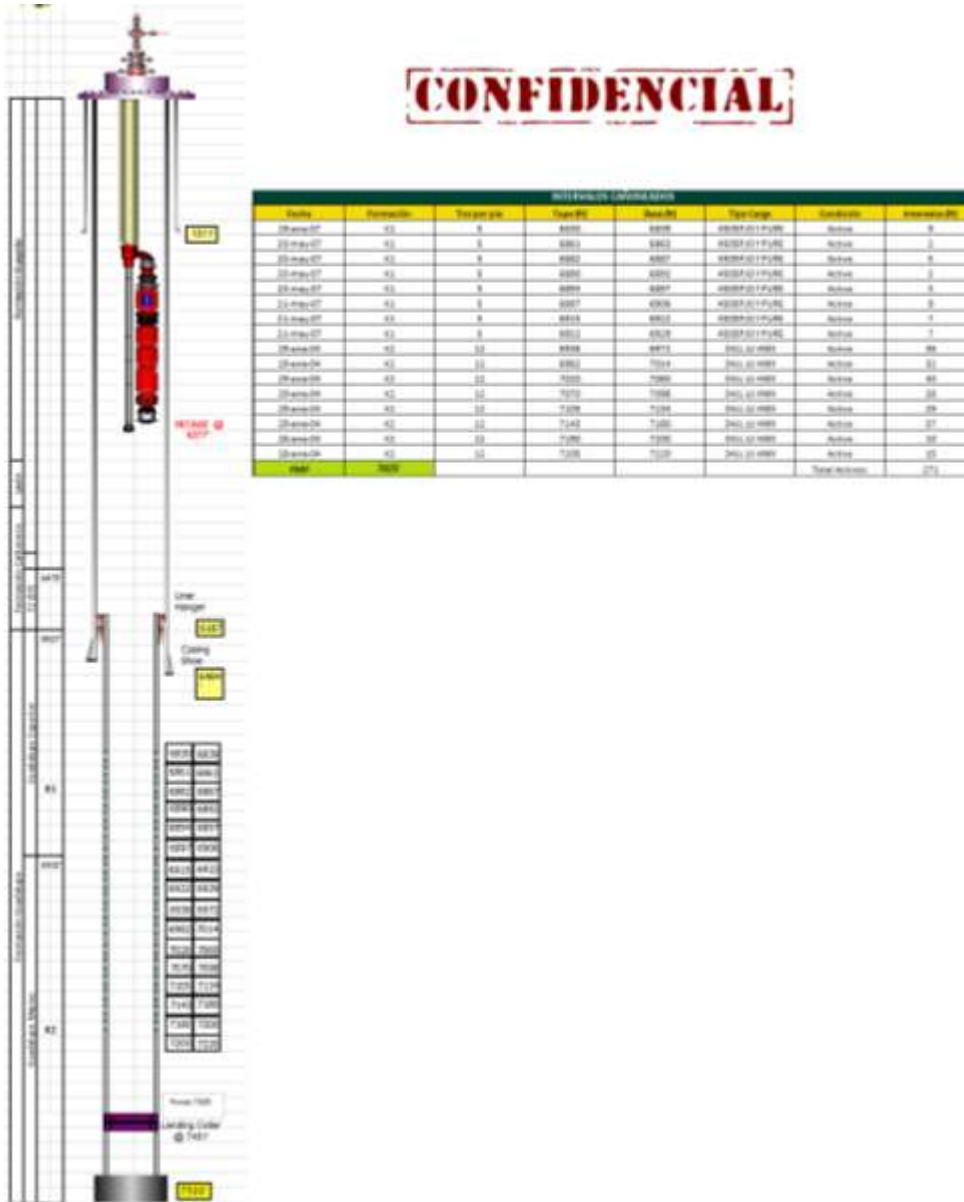
Hacia la profundidad de 7143' se encuentra en el registro de cementación un pico de 22 mV de amplitud, el cual está ubicado justo en la base del intervalo 7110' - 7145', el cual puede estar influenciando la producción de fluidos del intervalo, puesto que al observar el registro capacitancia en este punto, se registra una caída en las cuentas de 700 cps indicando entrada de agua. Hacia 7165' también se observan picos en la amplitud entre 8 y 12 mV con igual respuesta en el registro CWH (Figura 22).

El registro con el pozo cerrado, corresponde a las lecturas con el pozo fluyendo, y confirma la correlación en profundidad (Figura 19).

El análisis de las curvas de Chan determina que en la formación K1 inferior se presenta CONIFICACIÓN (Figura 20), mientras que en la formación K2 hay un DESPLAZAMIENTO NORMAL DEL FLUIDO (Figura 21).

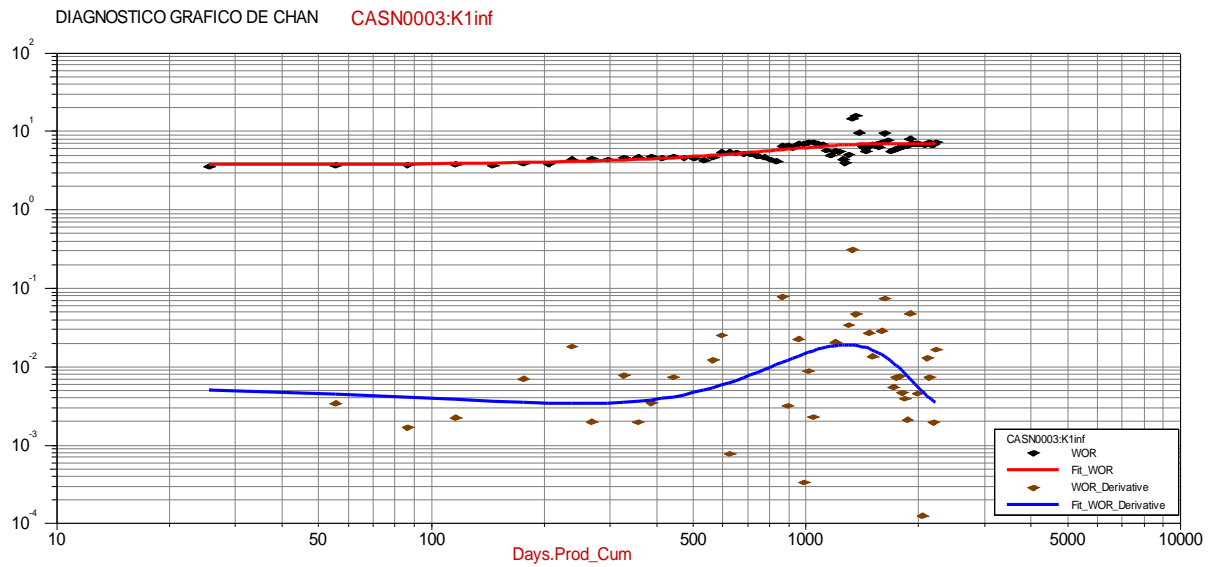
4.3 CAN03

Figura 23. Estado mecánico CAN03



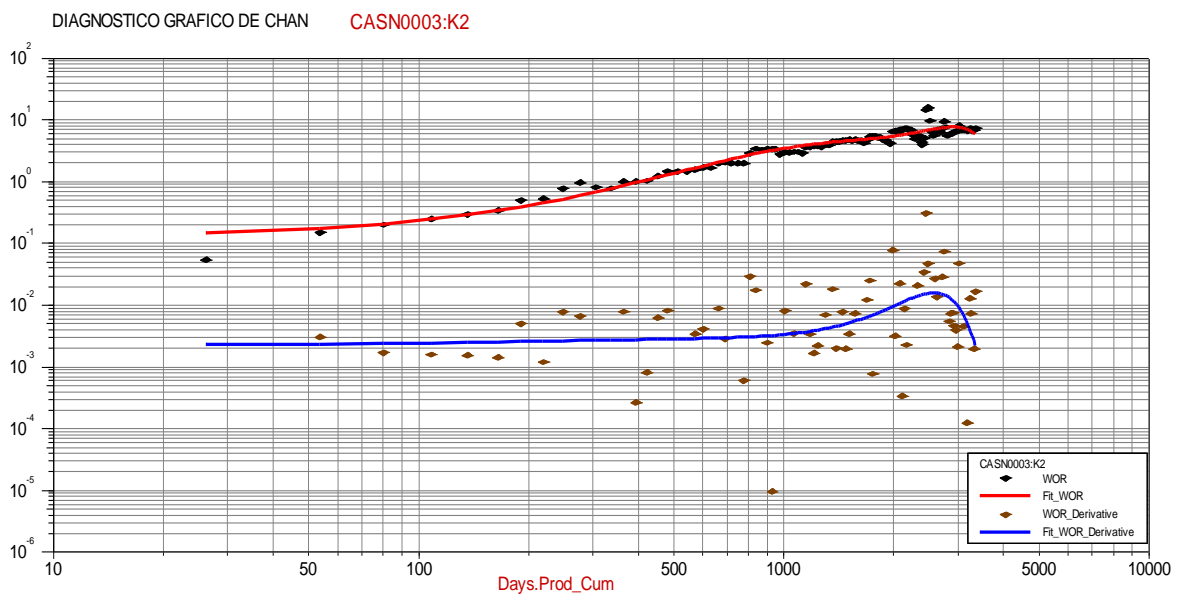
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 24.** Curvas de Chan CAN03 formación K1 inferior



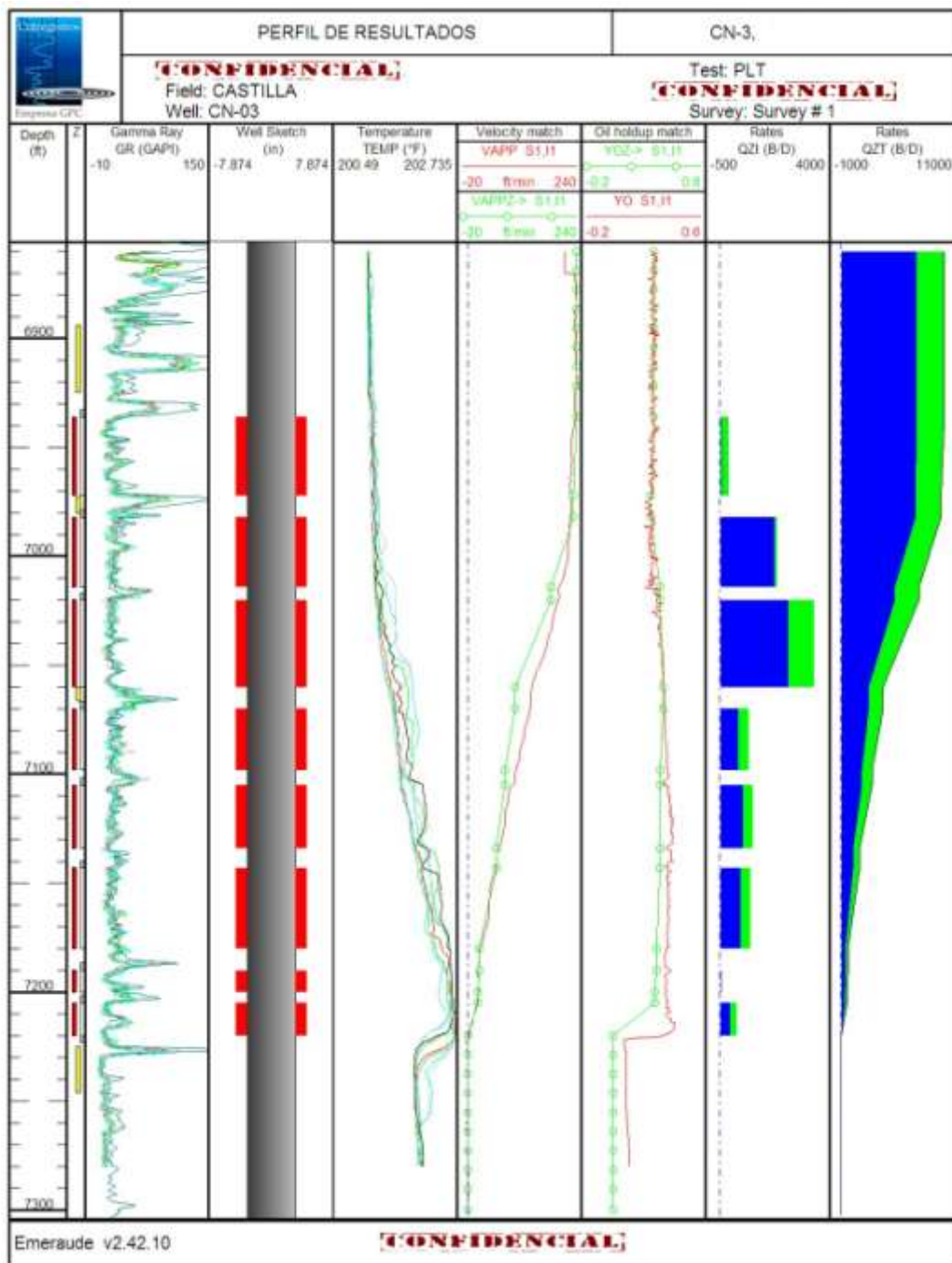
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 25.** Curvas de Chan CAN03 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 26. PLT CAN03



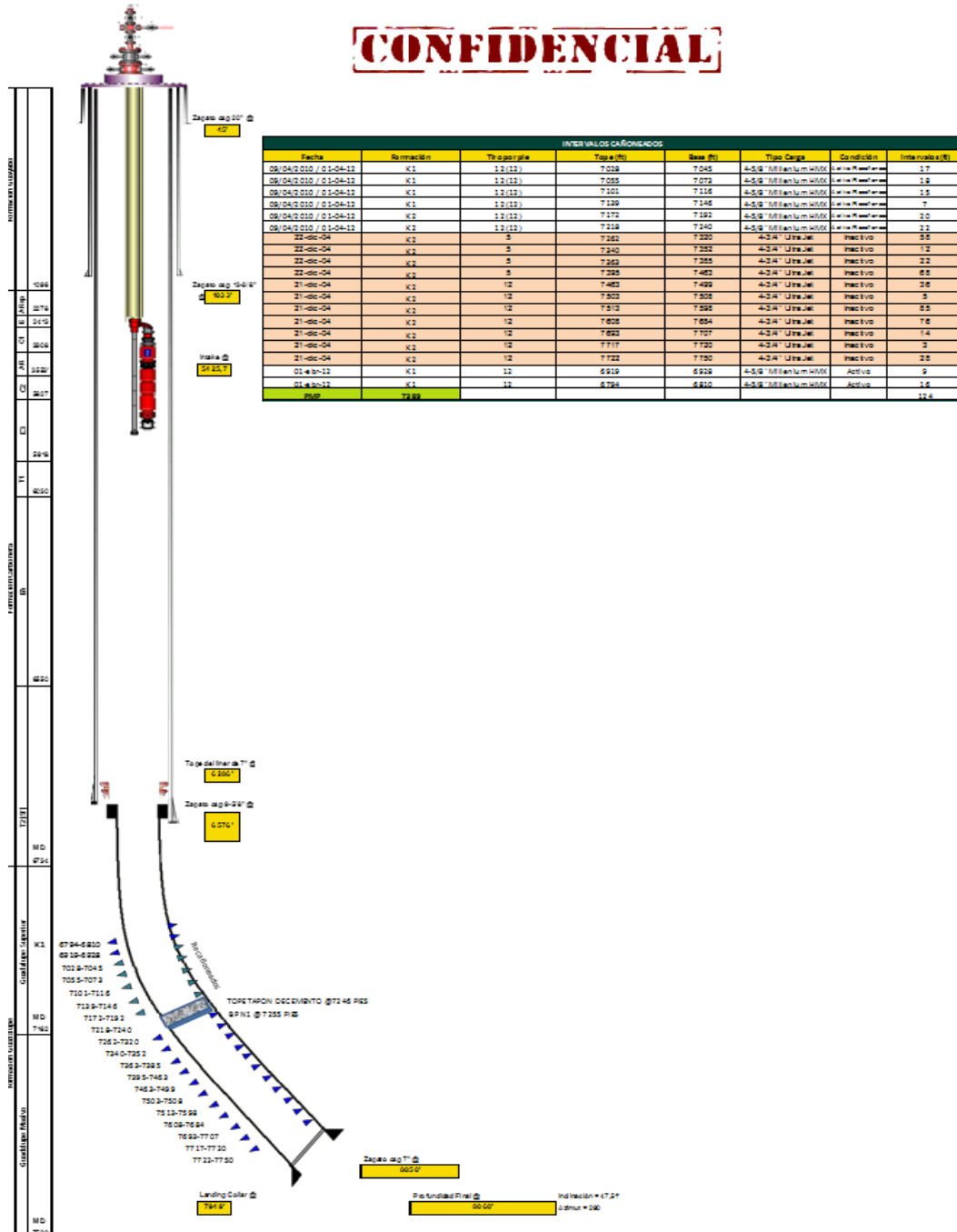
Fuente: ECOPETROL SA.

Para el desarrollo de la operación, se utilizó unidad de Electric Line con mástil acoplado. El equipo de adquisición es Memory control unit de Sondex, Power Supply Sondex, sarta 1 11/16" (Figura 23). Se corrieron en pozo fluyendo pases a 20, 40, 60, 80 ft/min., subiendo y bajando, entre los intervalos en tubería desde 2900 pies a 3000 pies, para medir el flujo total y el corte de agua (Figura 26).

El análisis de las curvas de Chan arroja resultados donde muestra el fenómeno de CONIFICACIÓN para las dos formaciones (K1 inferior y K2)(Figuras 24-25).

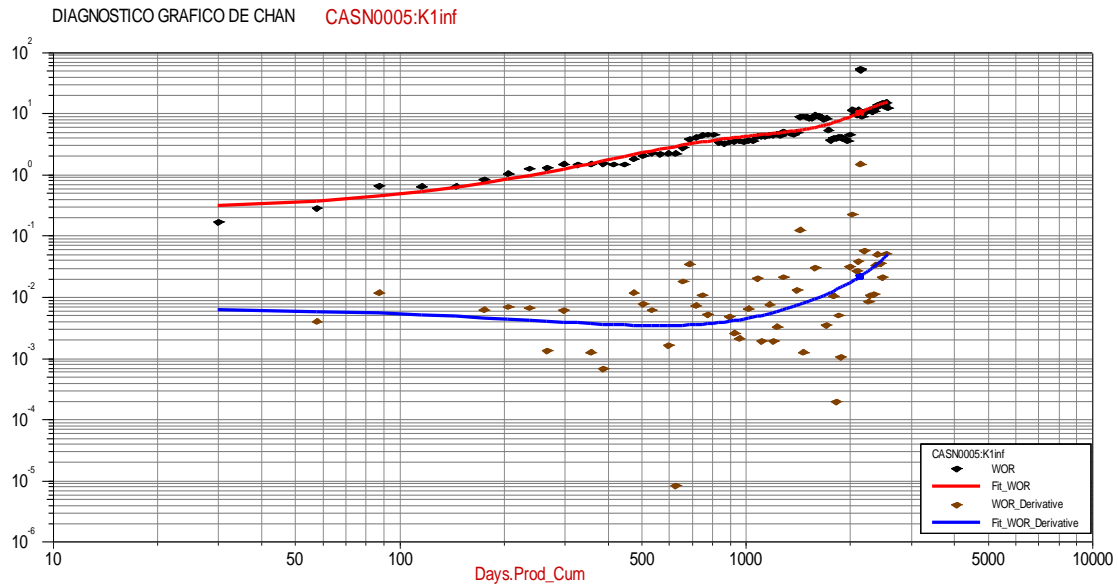
## 4.4 CAN05

Figura 27. Estado mecánico CAN05

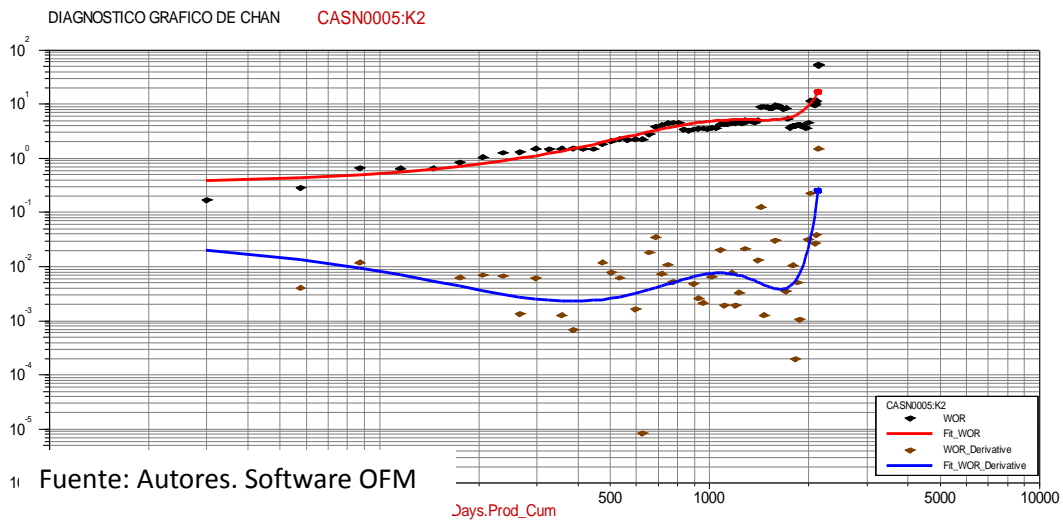


Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 28.** Curvas de Chan CAN05 formación K1 inferior

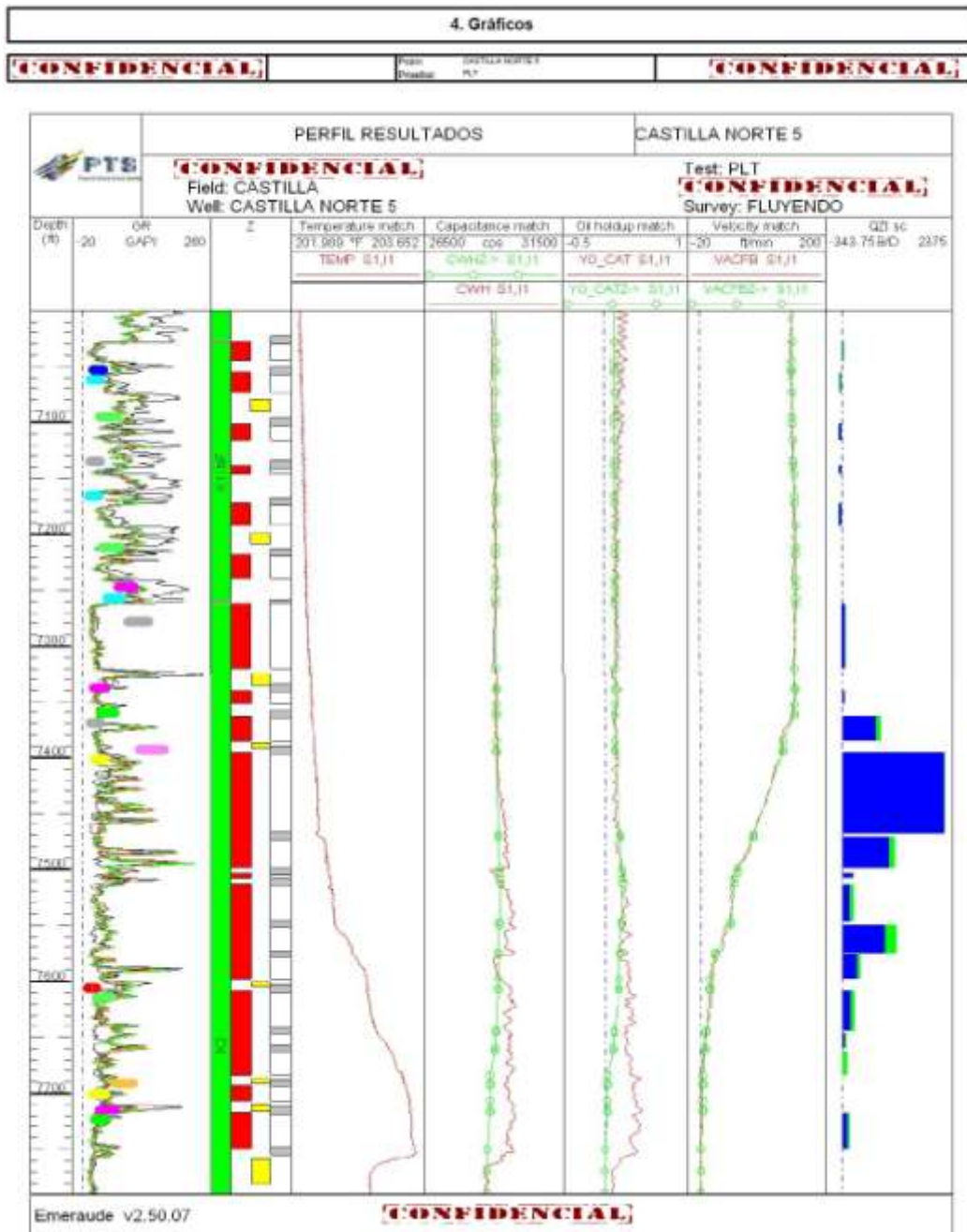


**Figura 29.** Curvas de Chan CAN05 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 30. PLT CAN05



Fuente: ECOPETROL SA.

El pozo produce con un corte de agua del 85%. El pozo se intervino donde se cañonearon arenas del K1 Inferior (7028' -7240'). El 99.6% de la producción total de fluidos proviene del K2, siendo el subintervalo 7395' - 7469' el mayor productor de agua con un BSW de 98%, el cual pertenece a la parte media del intervalo 7363' - 7499'; hacia esta zona se registran anomalías en el Gamma Ray asociado a zonas lavadas. El subintervalo 7549' - 7575' es el mayor productor de aceite con un corte de agua del 79%, zona perteneciente al intervalo 7513' - 7598', intervalo de 85 ft con alteraciones en el Gamma Ray hacia la base (7586'). Hacia los intervalos inferiores del pozo se encuentra el mayor movimiento de fluidos correspondientes entre las lecturas de los sensores, asociados a la mezcla agua-aceite 0.41 Psi/ft - 0.43 psi/ft.

Hacia los intervalos superiores pertenecientes al K1 Inferior, se encuentra una tendencia entre todas las curvas, sin cambios considerables en la pendiente que indiquen la producción de fluidos, pues hacia esta zona se tienen arenas lenticulares de bajo espesor y que además se ven restringidas por el alto caudal proveniente del K2; a excepción del intervalo 7028' - 7045', el cual registra movimiento de fluidos, que a comparación de los demás intervalos pertenecientes a esta zona tiene un draw down mayor (Figuras 27-30).

El análisis de las curvas de Chan arrojan los siguientes resultados:

- Para la formación K1 inferior se presenta el fenómeno de presenta DESPLAZAMIENTO NORMAL DEL FLUIDO (Figura 28).
- Para la formación K2 se presenta COMUNICACIÓN O FLUJO A TRAVES DE UNA FALLA O DETRÁS DEL REVESTIMIENTO (Figura 29).

## 4.5 CAN06

Figura 31. Estado mecánico CAN06



Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 32.** Curvas de Chan CAN06 formación K2

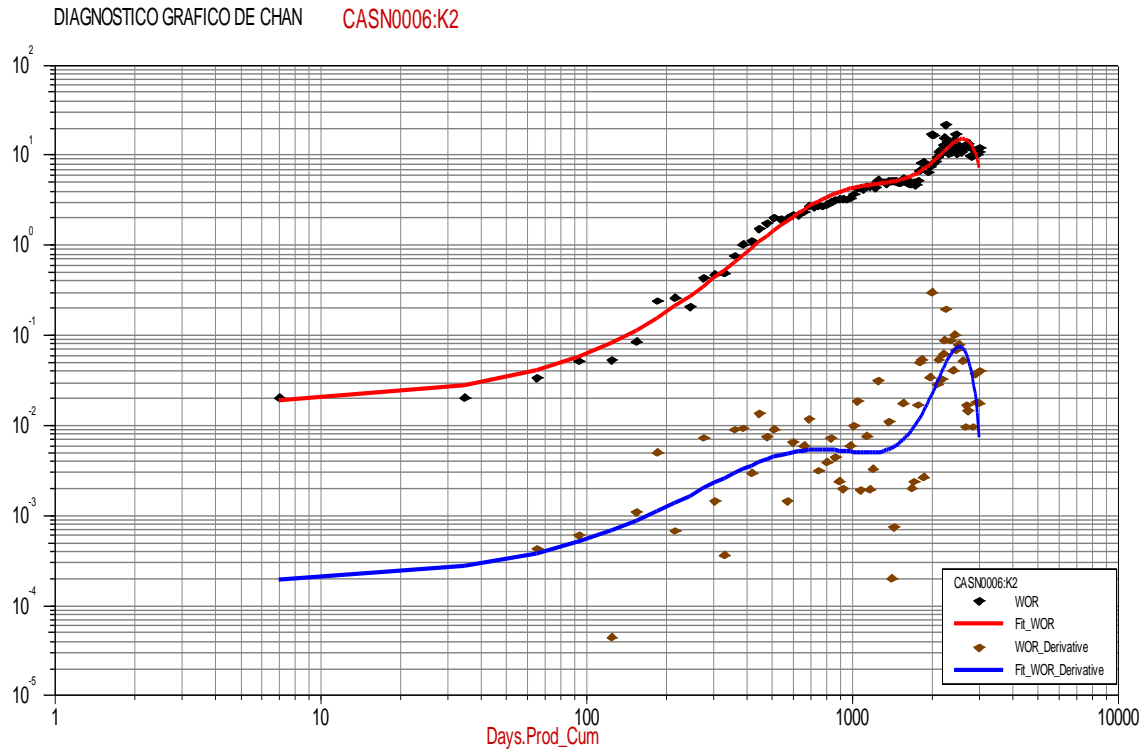
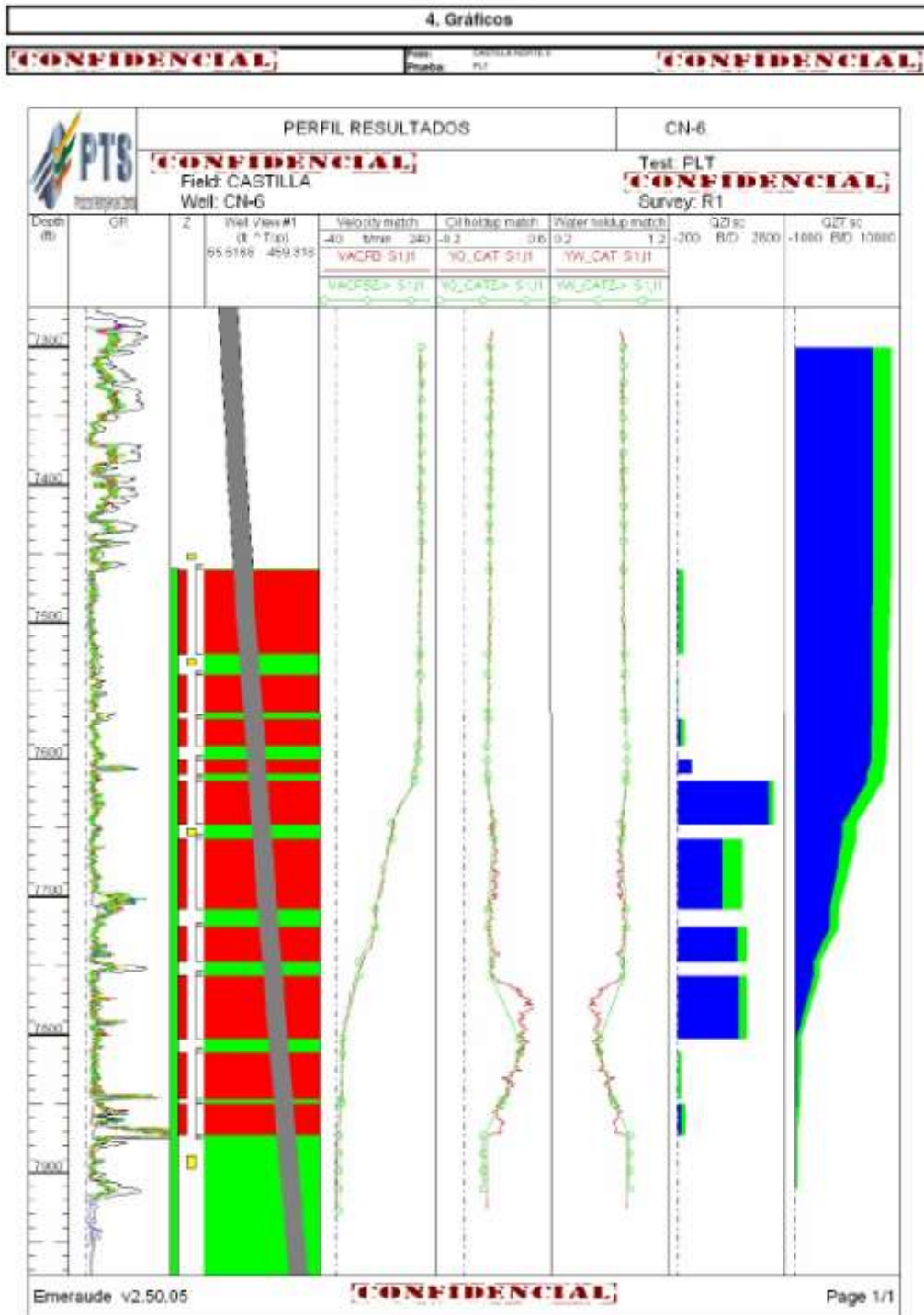


Figura 33. PLT CAN06



Fuente: ECOPETROL SA.

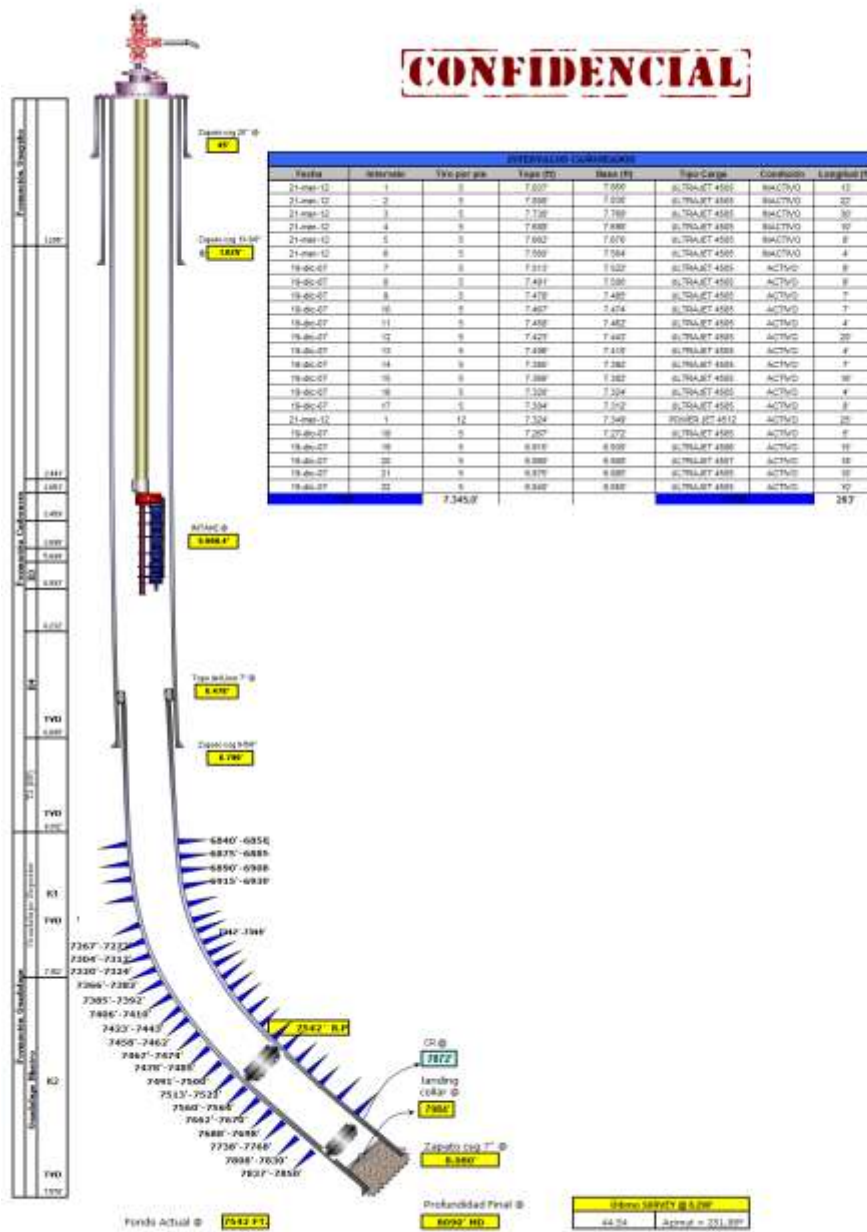
Los intervalos intermedios del pozo comprendidos entre 7616' y 7803' tienen altos cortes de agua aportando grandes volúmenes de esta fase.

En estas zonas se presentan alteraciones del registro de rayos gamma y temperatura, posiblemente relacionadas con daños de cemento (Figuras 31-33).

El análisis de las curvas de Chan dadas para la formación K2 indica que hay CONIFICACIÓN (Figura 32).

## 4.6 CAN07

Figura 34. Estado mecánico CAN07



Fuente: ECOPETROL SA.

Figura 35. Curvas de Chan CAN07 formación K1 inferior

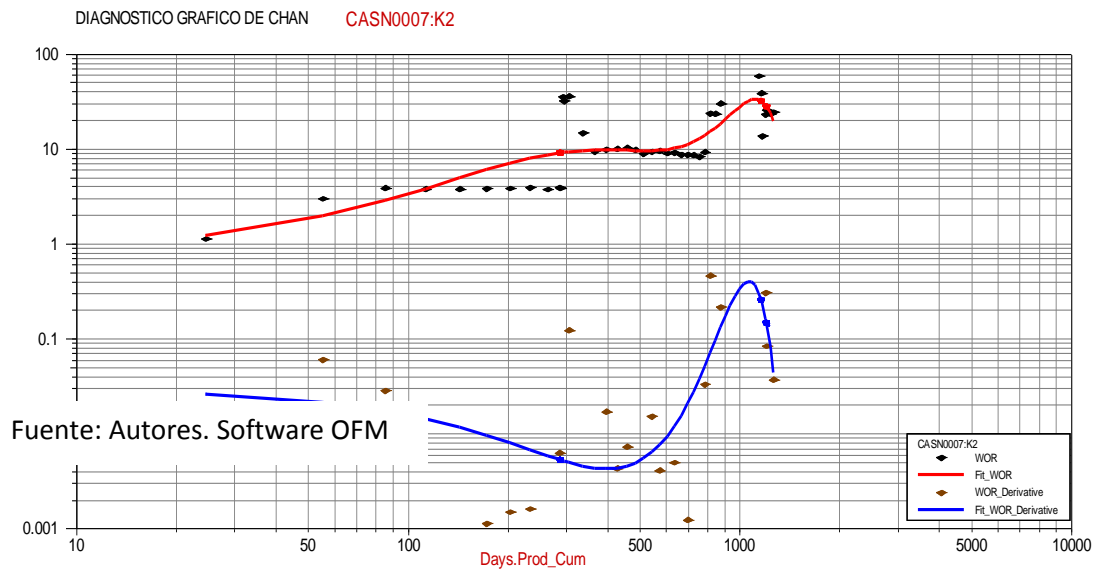
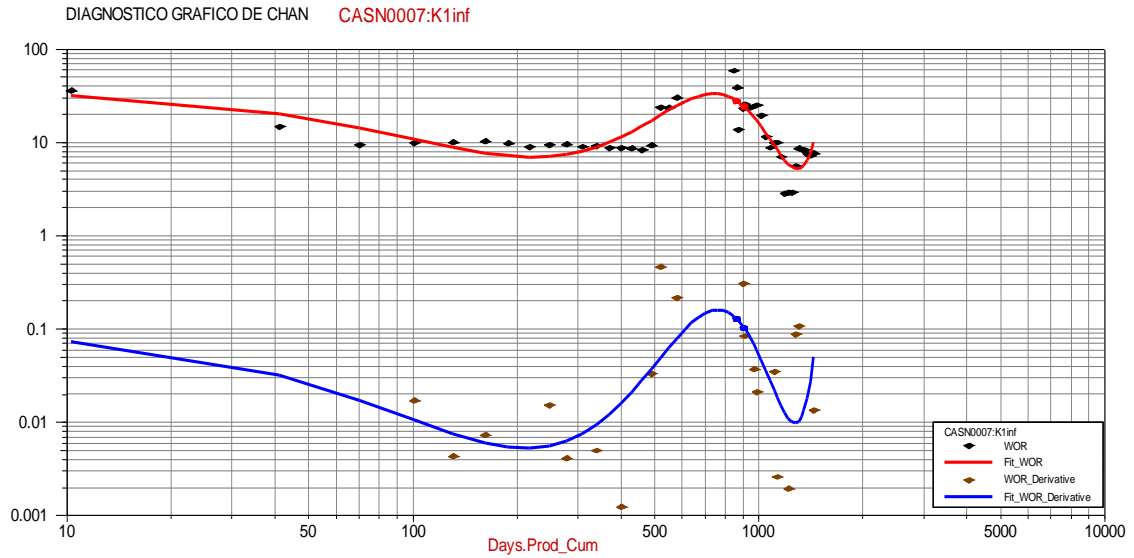
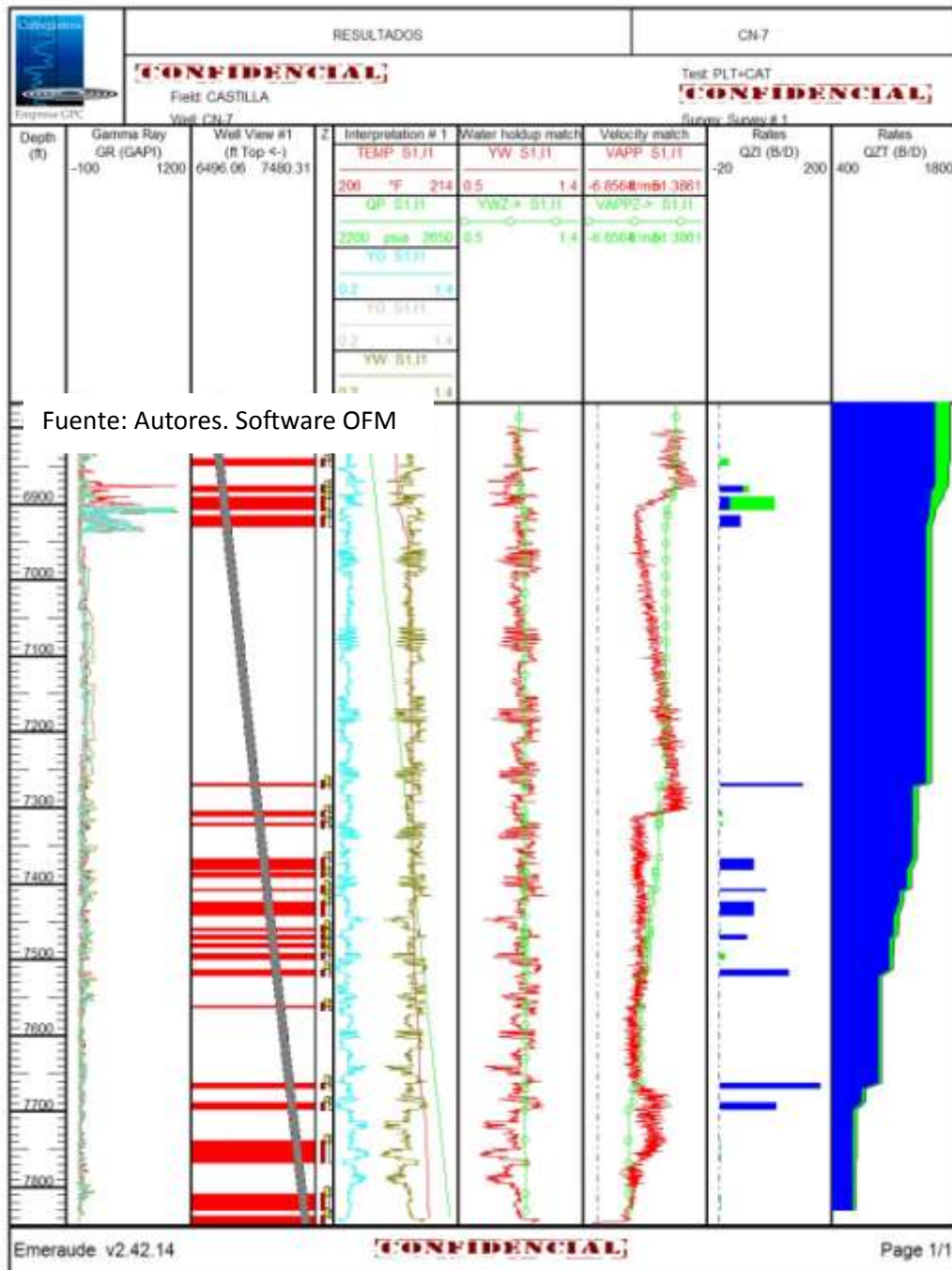


Figura 36. Curvas de Chan CAN07 formación K2

Figura 37. PLT CAN07



Fuente: ECOPETROL SA.

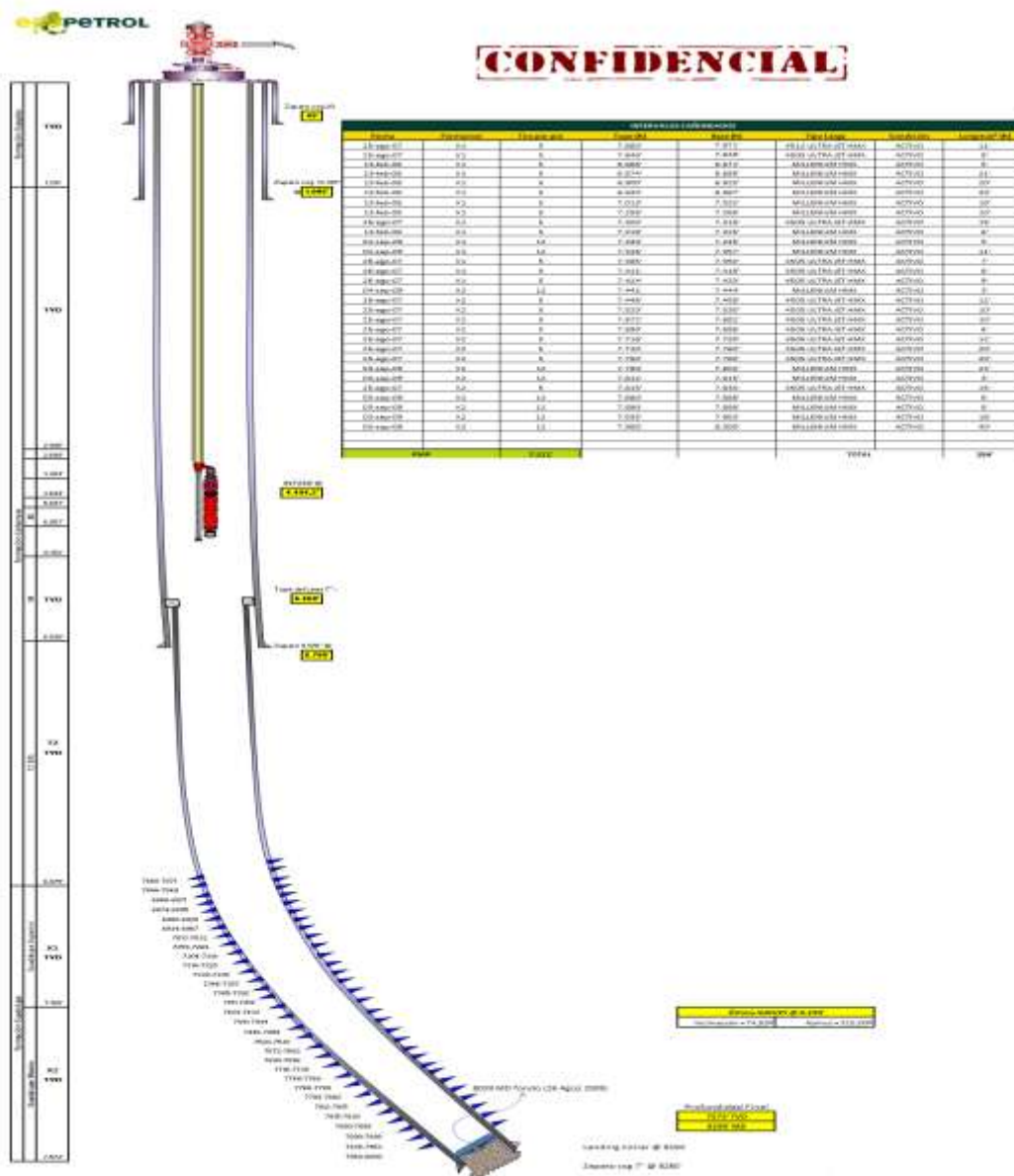
Según los resultados de la interpretación del registro de producción (PLT) realizado, el pozo tiene un corte de agua de 82%.

El pozo fue completado con ocho intervalos en la zona K2, posteriormente se cementaron estos intervalos, se re-cañonearon y adicionalmente se cañonearon 10 intervalos más en la zona KI Inferior y 4 intervalos más en la zona T2. La mayor cantidad tanto de agua como de Crudo obtenido en superficie proviene de la zona K2 con el 88% de la producción total. Por seguridad de la herramienta PLT y con el fin de no comprometer la integridad de la data del Flowmeter, la herramienta encontró una profundidad máxima de 7828' (Figuras 34-37).

El análisis de las curvas de Chan demuestra que hay presencia de CONIFICACIÓN en las dos formaciones cañoneadas (Figuras 35-36).

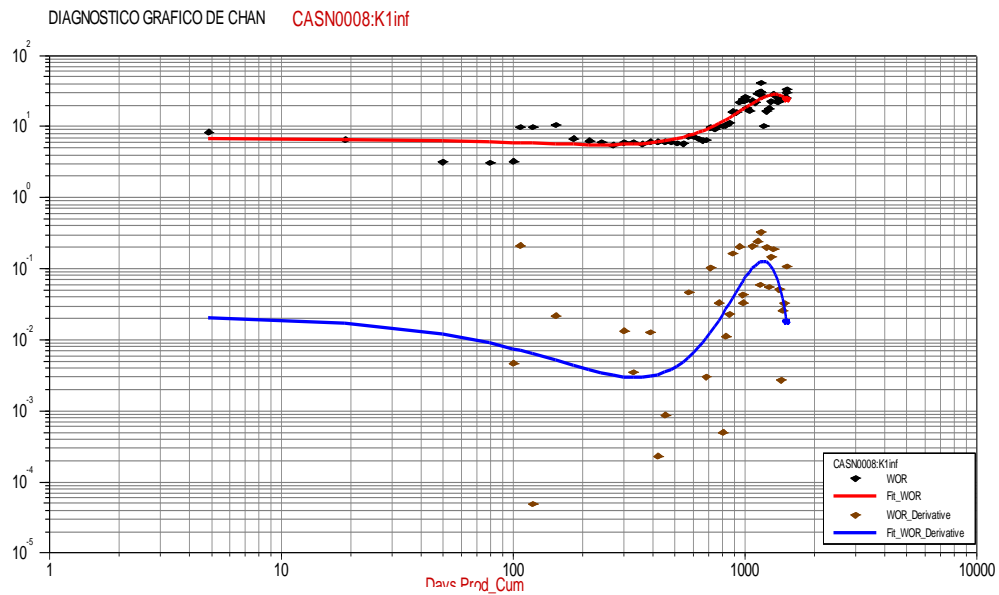
4.7 CAN08

Figura 38. Estado mecánico CAN08



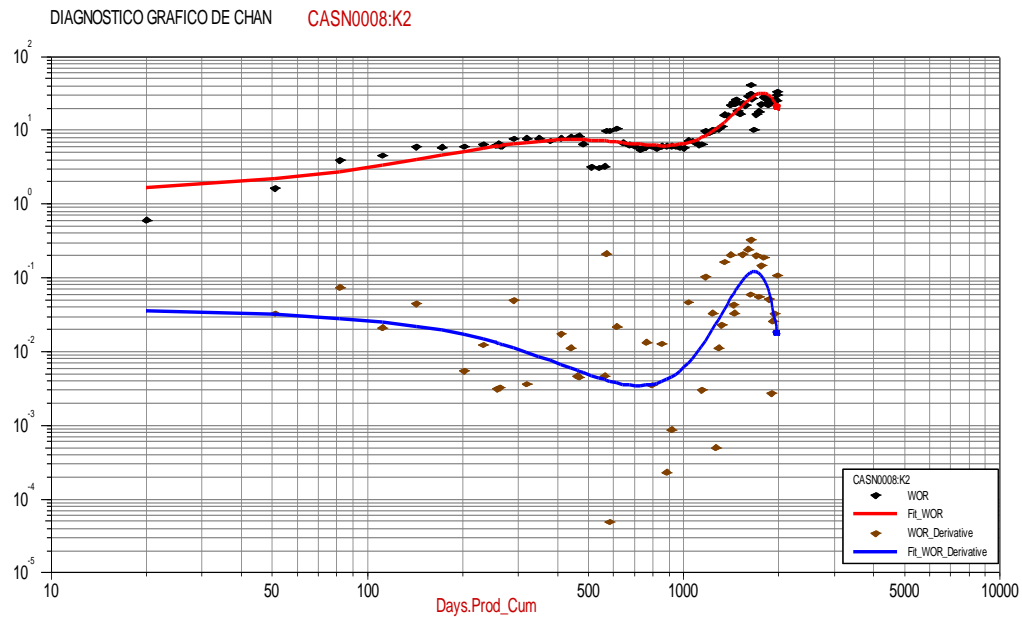
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 39.** Curvas de Chan CAN08 formación K1 inferior



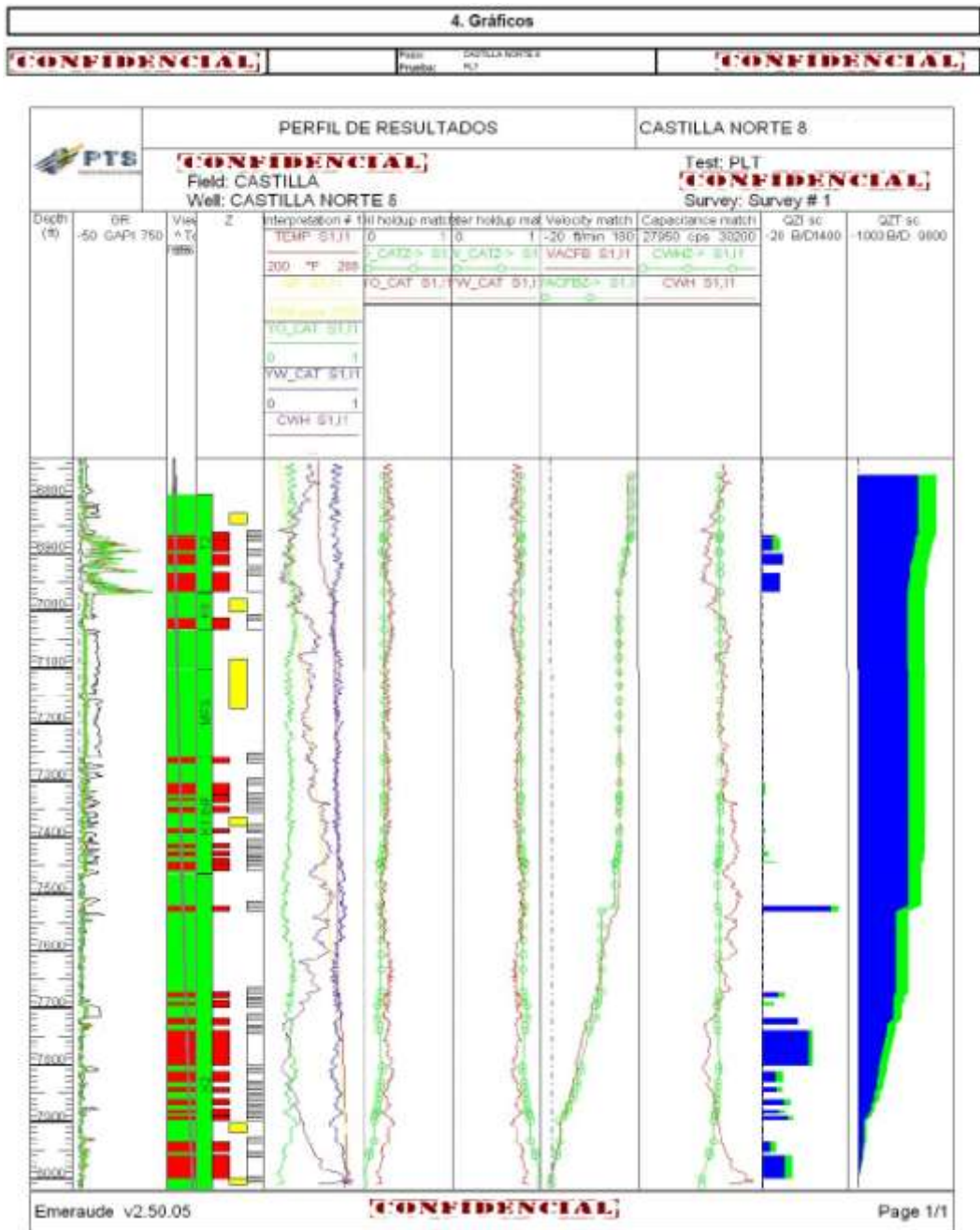
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 40.** Curvas de Chan CAN08 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 41. PLT CAN08



Fuente: ECOPETROL SA.

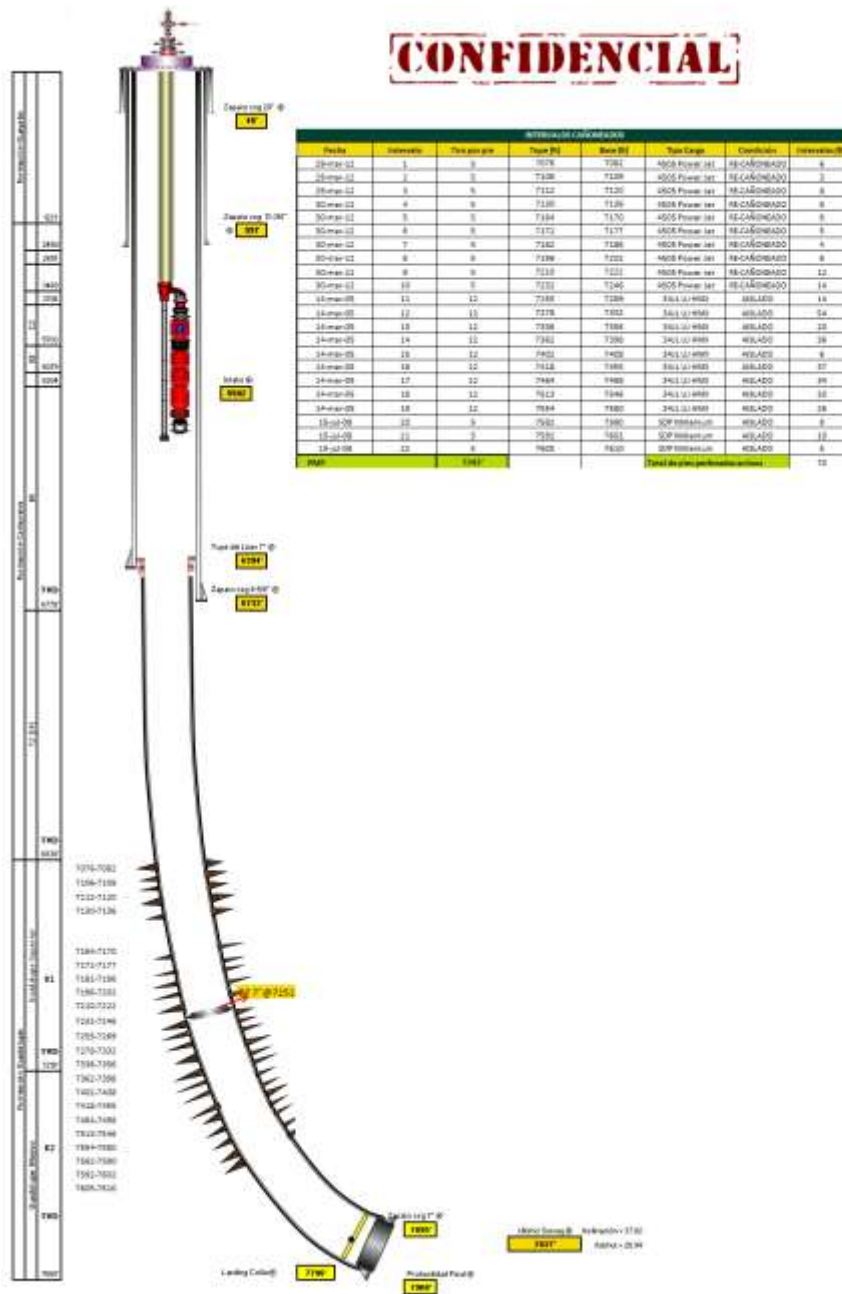
El pozo produce con un corte de agua de! 76%. De las zonas presentes la que más aporta es la formación K2, en K1 inferior el mayor aporte de fluidos es aceite, sin embargo el índice de productividad en esta formación es bajo y está conformado por pequeños paquetes arenosos y en T2 el mayor aporte de fluidos es agua, la cual presenta características radiactivas que causan la anomalía presente en el Gamma Ray a (6860' - 6970').

La temperatura en las corridas del PLT se ven alteraciones a 7490' y a 7600', zonas que no han sido cañoneadas pero que aparentemente tienen movimiento de fluidos, debido a esto se observó el registro de cementación de donde se pudo concluir que hay debilidad en el cemento y puede haber movimiento de fluidos detrás del casing (Figuras 38-41).

La lectura de las curvas de Chan indican que hay fenomeno de CONIFICACION para las dos formaciones de interés, el cual se puede corroborar con los análisis de los registros PLTs corridos. (Figuras 39-40).

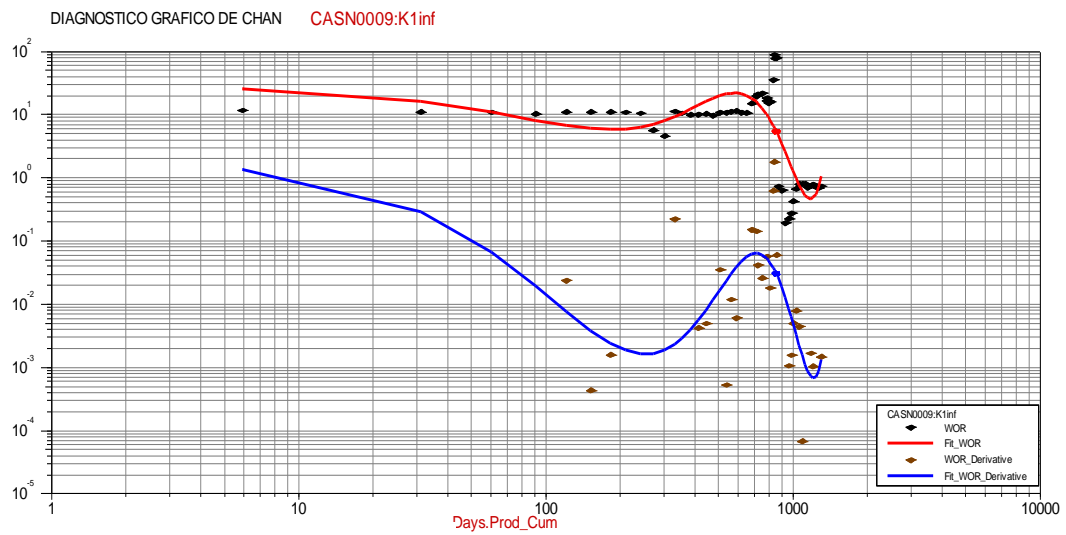
## 4.8 CAN09

Figura 42. Estado mecánico CAN09



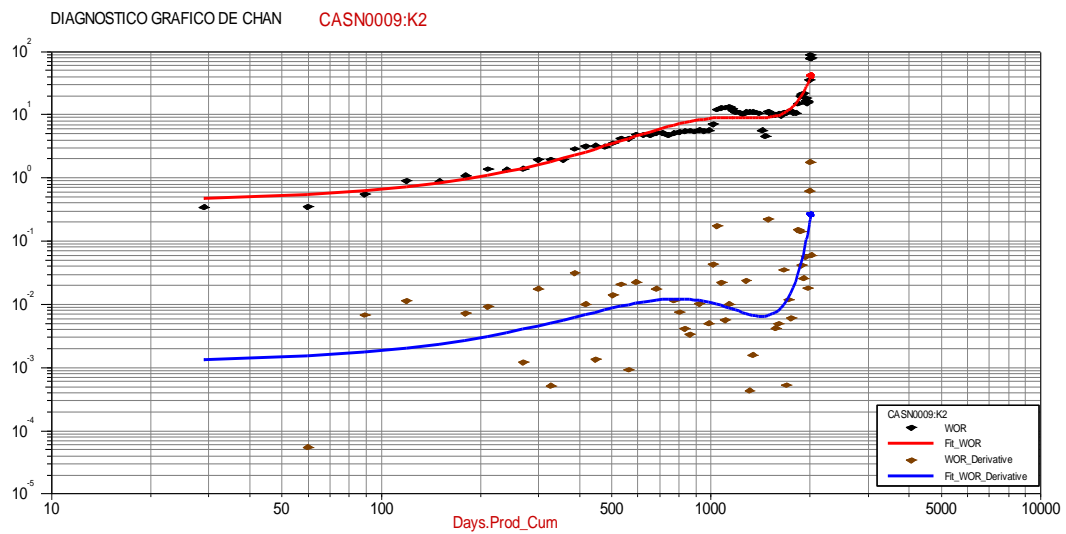
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 43.** Curvas de Chan CAN09 formación K1 inferior



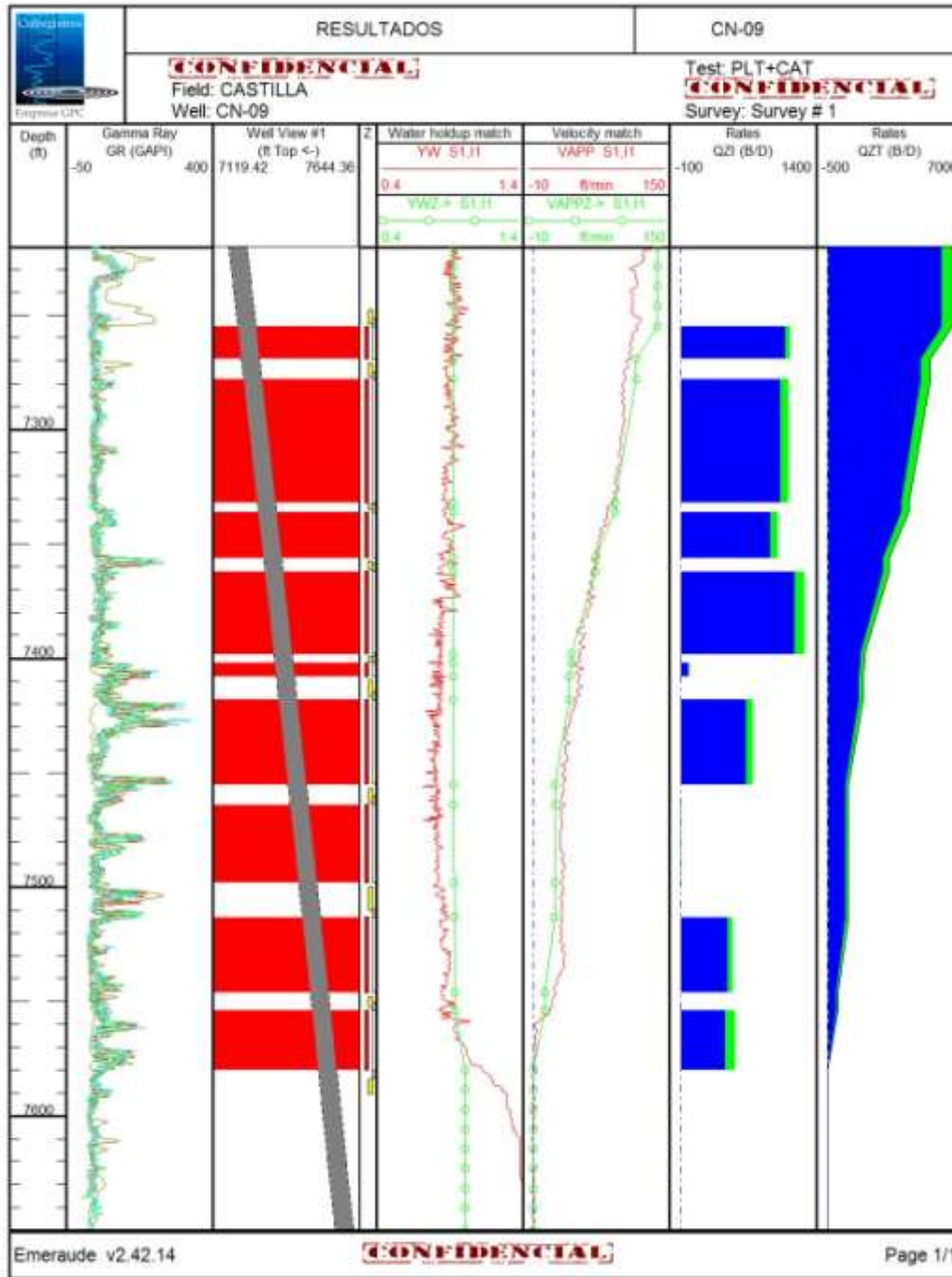
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 44.** Curvas de Chan CAN09 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 45. PLT CAN09



Emeraude v2.42.14

**CONFIDENTIAL**

Page 1/1

Fuente: ECOPETROL SA.

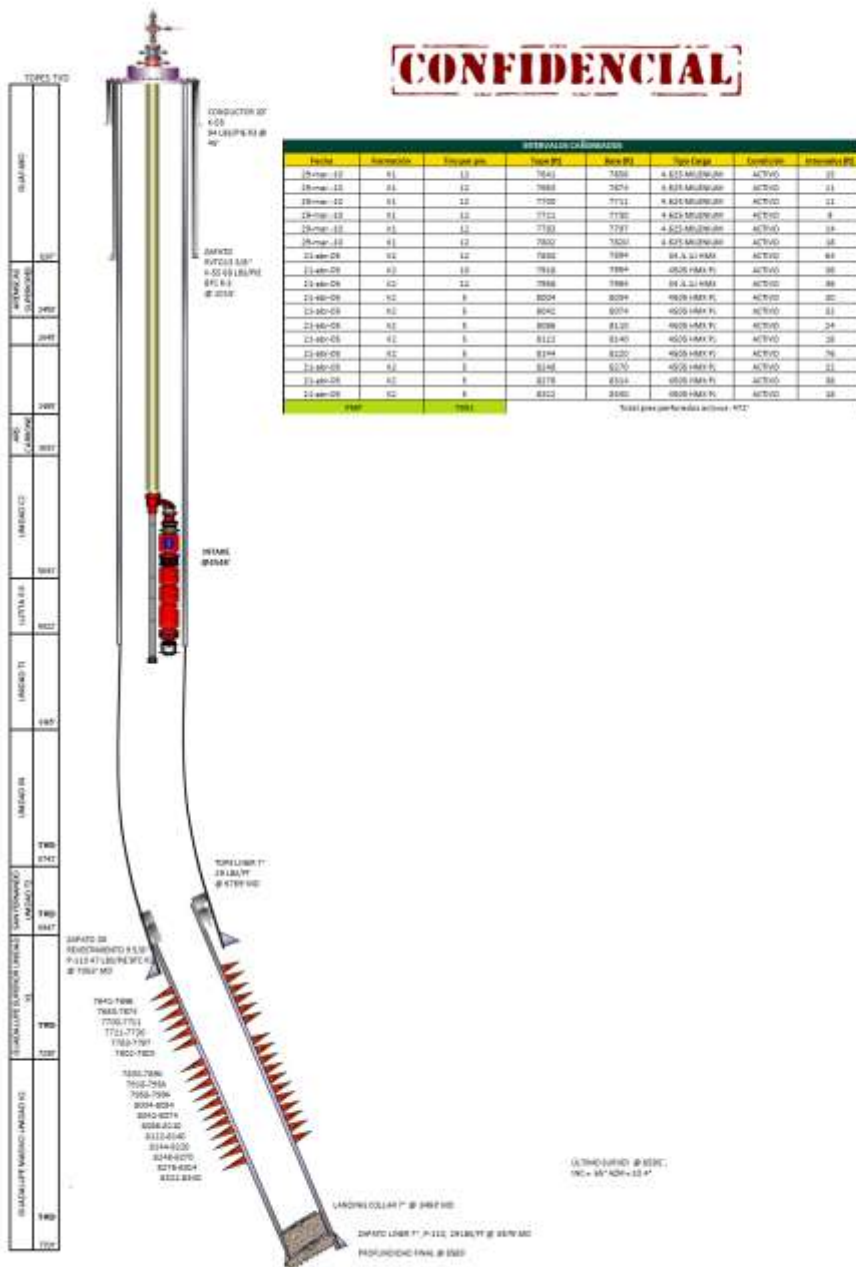
De acuerdo a los resultados obtenidos del PLT los intervalos que más producen agua son 7362'-7398' . Este a su vez es el que más produce crudo.(Figuras 42-45).

De acuerdo a los resultados obtenidos de las curvas de Chan se puede inferir que:

- Para la formación K1 inferior se está presentando el fenómeno de CONIFICACIÓN (Figura 43).
- Para la formación K2 se observa que puede presentarse ya sea la presencia de FALLA O PÉRDIDA DE FLUIDO POR DETRÁS DEL REVESTIDOR (Figura 44).

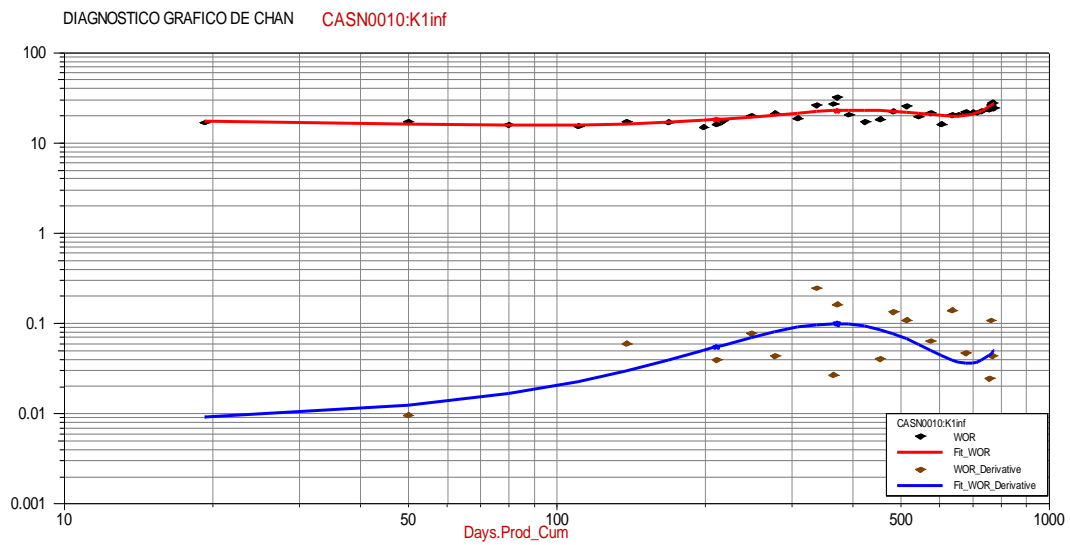
## 4.9 CAN10

Figura 46. Estado mecánico CAN10



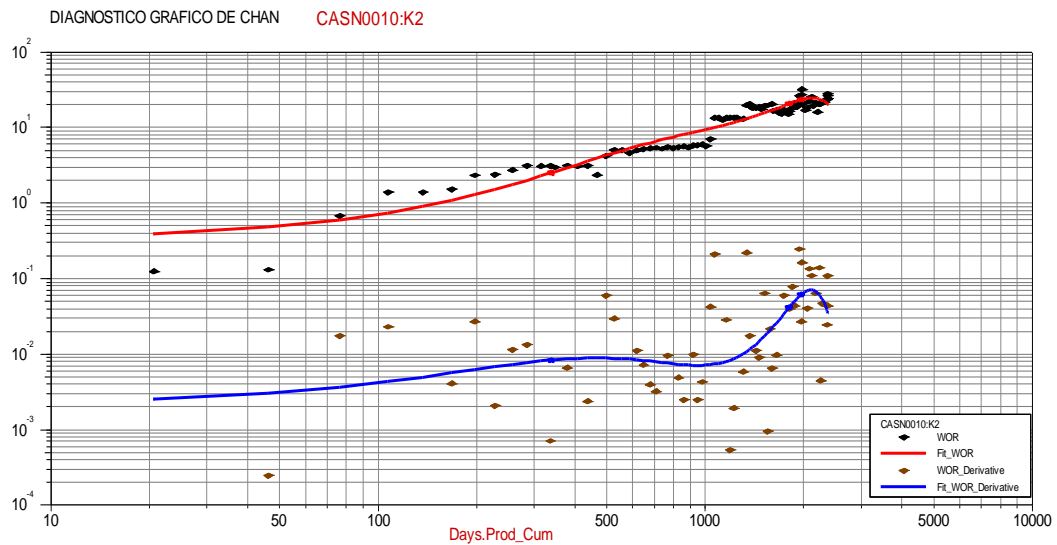
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 47.** Curvas de Chan CAN10 formación K1 inferior



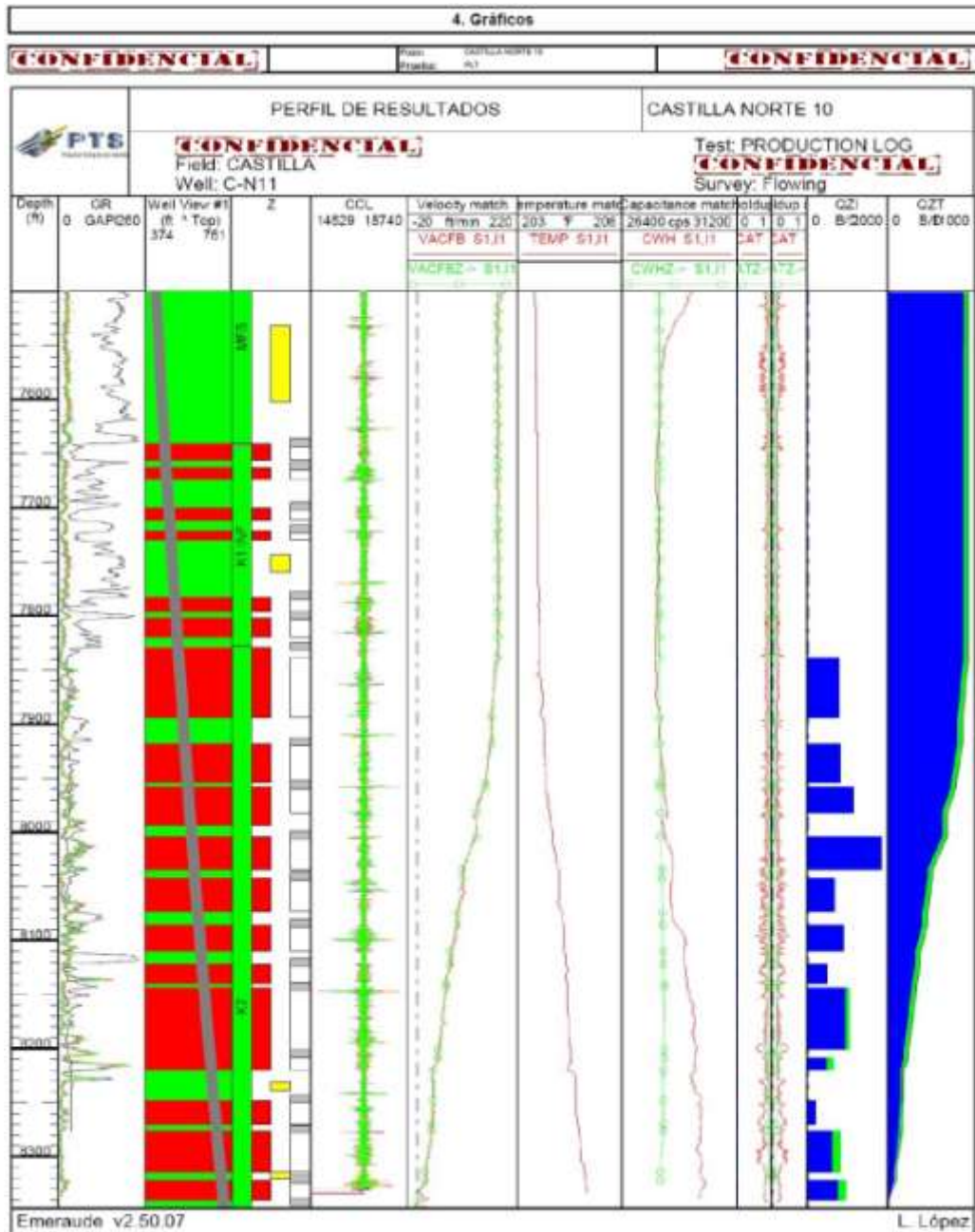
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 48.** Curvas de Chan CAN10 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 49. PLT CAN10



Fuente: ECOPETROL SA.

La última prueba de producción realizada al pozo arroja un corte de Agua de 94,80%. De esta también se obtuvo una gravedad API de 12.3\*. La prueba fue realizada con una frecuencia BES de 50 Hz.

El último trabajo realizado al pozo donde se hizo un cañoneo adicional de la zona KI en la cual se abrieron seis intervalos a producción. Según los resultados del registro de producción (PLT) la zona K2 es la productora de la totalidad del crudo obtenido en superficie, a partir de 8144' hasta abajo, y la parte superior de la zona K2 es la productora de la mayor cantidad del agua obtenida en superficie. También se encuentra abierta a producción la zona KI inferior la cual no muestra movimiento en la velocidad del fluido frente a los intervalos activos.

También se realizó cambio de la bomba por una Bomba P110 lo cual ocasionó el aumento de la producción de Agua en intervalos donde antes la producción de Agua era mucho más baja, además de esto se aumento el DrawDown al doble, esta comparación se realizó con respecto al registro PLT anterior (Figuras 46-49).

Las curvas de Chan arrojan un resultado en donde se observa el inicio de CONIFICACIÓN para las dos formaciones (Figuras 47-48).

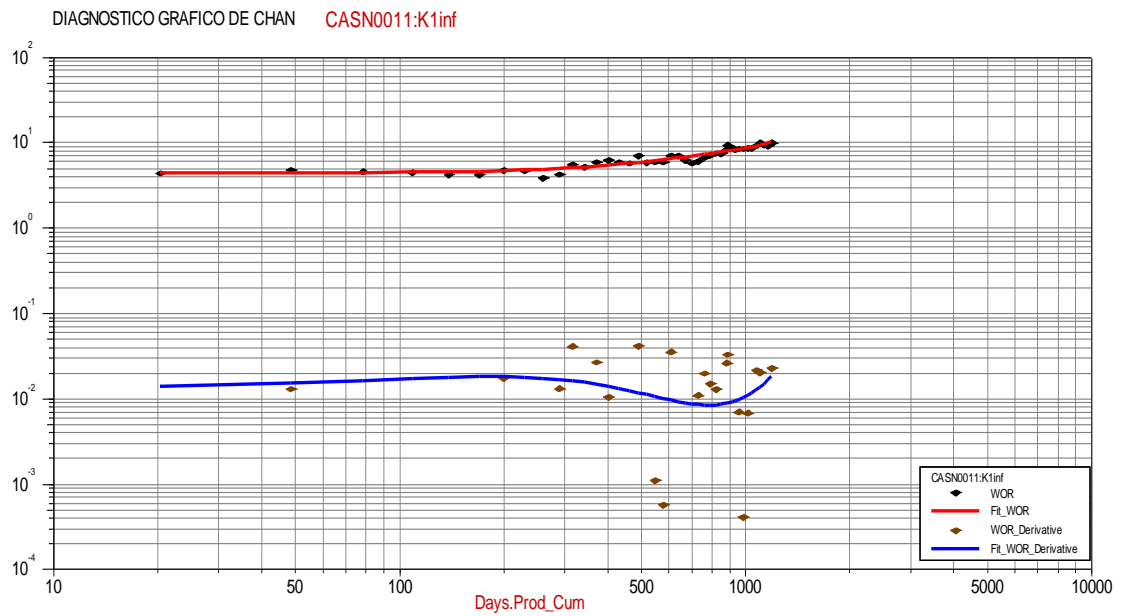
4.10 CAN11

Figura 50. Estado mecánico CAN11



Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 51.** Curvas de Chan CAN11 formación K1 inferior



**Figura 52.** Curvas de Chan CAN11 formación K2

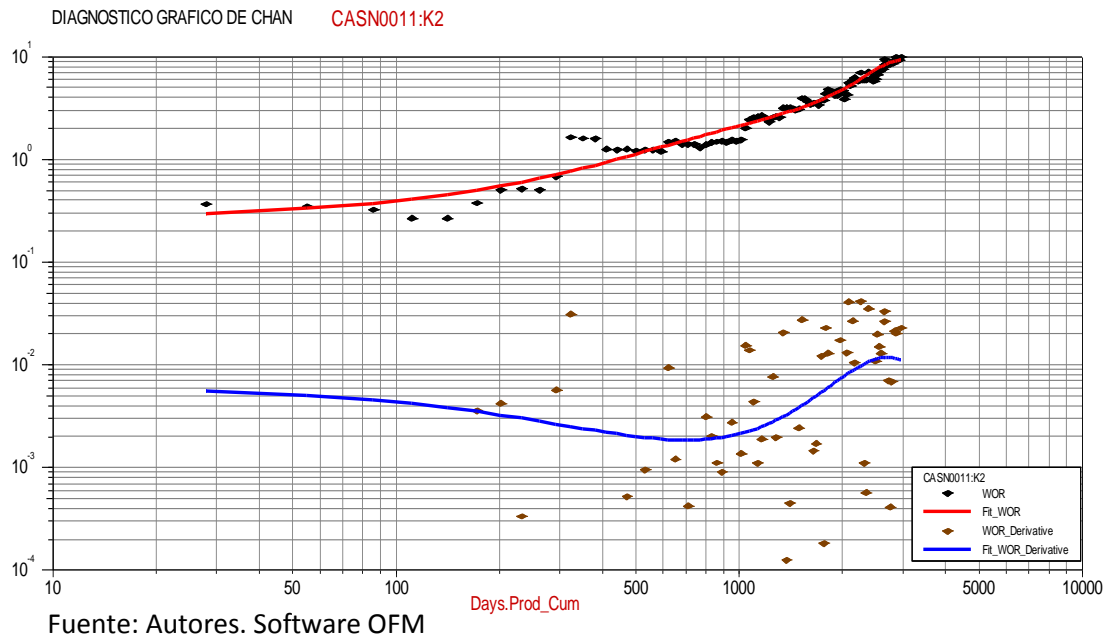
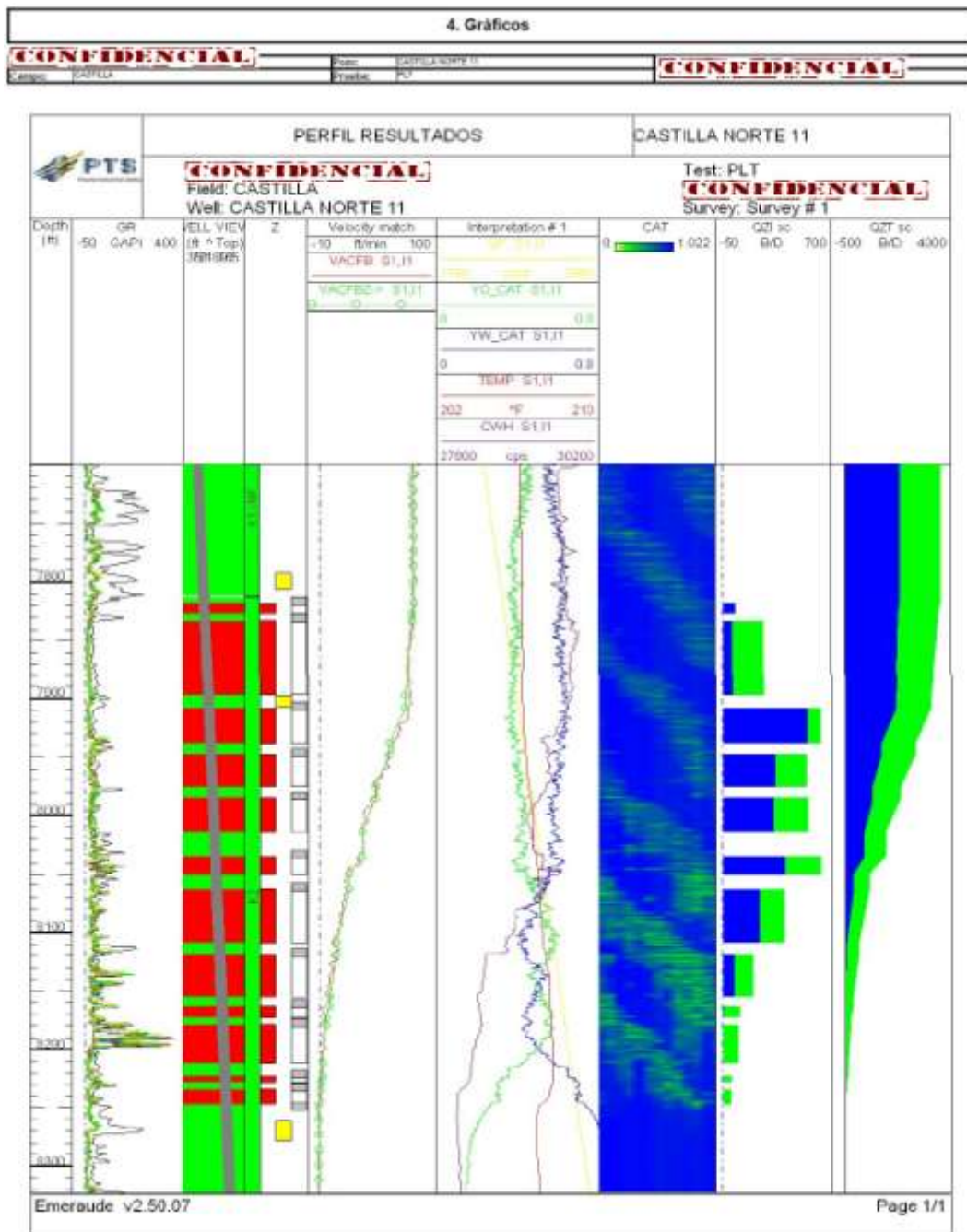


Figura 53. PLT CAN11



Fuente: ECOPETROL SA.

La Interpretación se realizó con las señales obtenidas de la Capacitancia (CWH) ya que la herramienta (CAT) no emitió señales significativas puesto que los sensores fueron maltratados por zunchos que se encontraban en el pozo y que también causaron el pegue de la herramienta.. Además de esto el pozo cuenta con una desviación de  $46.49^\circ$  de inclinación, lo que dificulta la veracidad de los datos obtenidos con la herramienta de Capacitancia (CWH).

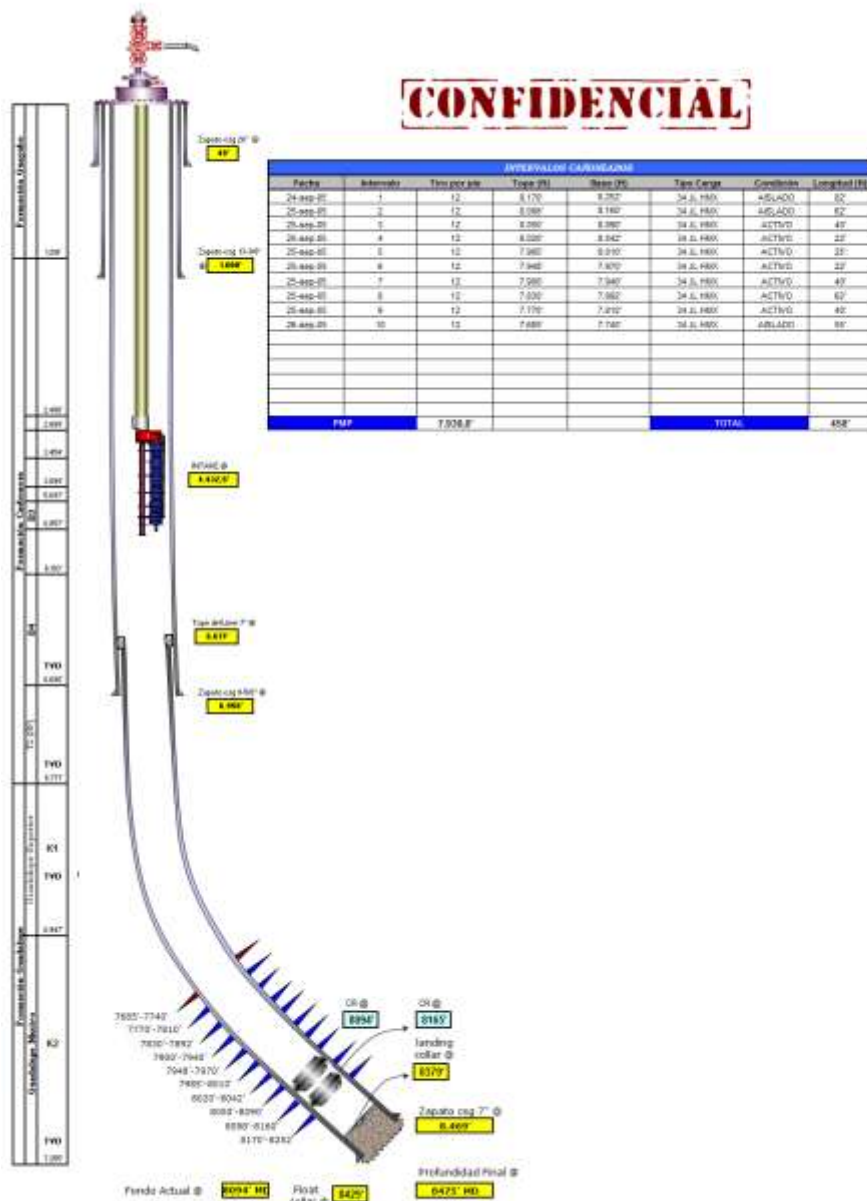
En cuanto a las señales del flowmeter (CFB) se tomaron las pasadas bajando para los cálculos ya que fueron las más representativas del caudal que produce el pozo, las curvas subiendo, igualaban en su mayoría la velocidad del fluido, mostrando varios valores en cero, impidiendo la correcta calibración de los spinners.

Los resultados del gradiente dinámico de Presión realizado al pozo varían entre 0.402 psi/ft y 0.450 psi/ft lo que indica la presencia de mezcla con mayor cantidad de Agua (Figuras 50-53).

Los resultados de las curvas de Chan arrojan un resultado favorable, puesto que las dos formaciones muestran un DESPLAZAMIENTO NORMAL DEL FLUIDO (Figuras 51-52).

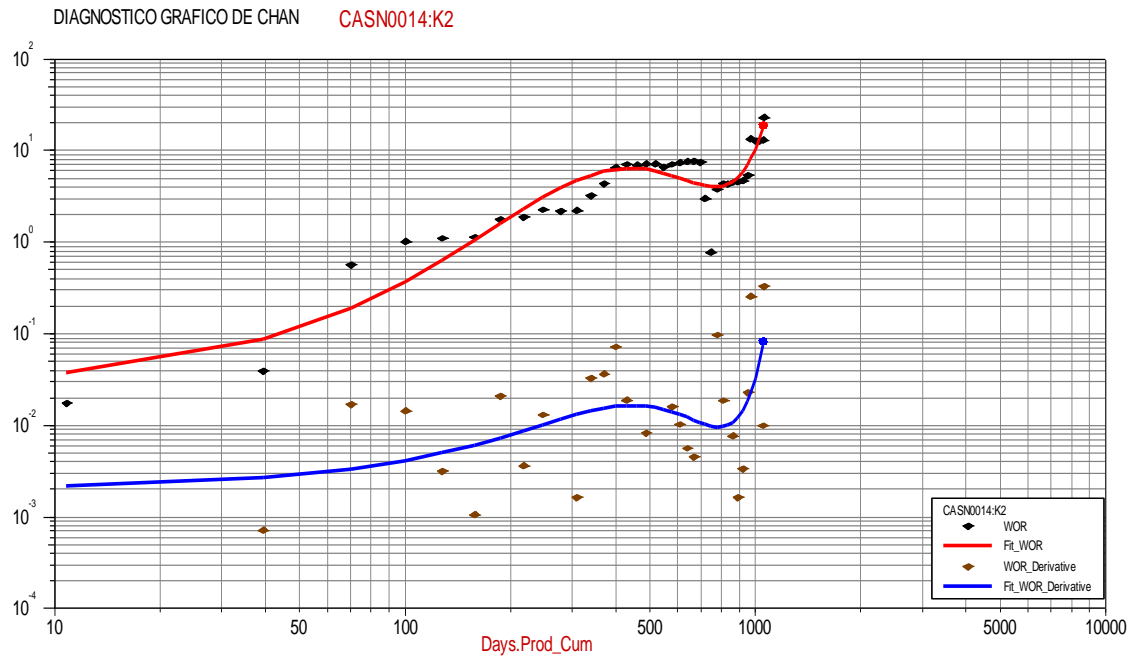
## 4.11 CAN14

Figura 54. Estado mecánico CAN14



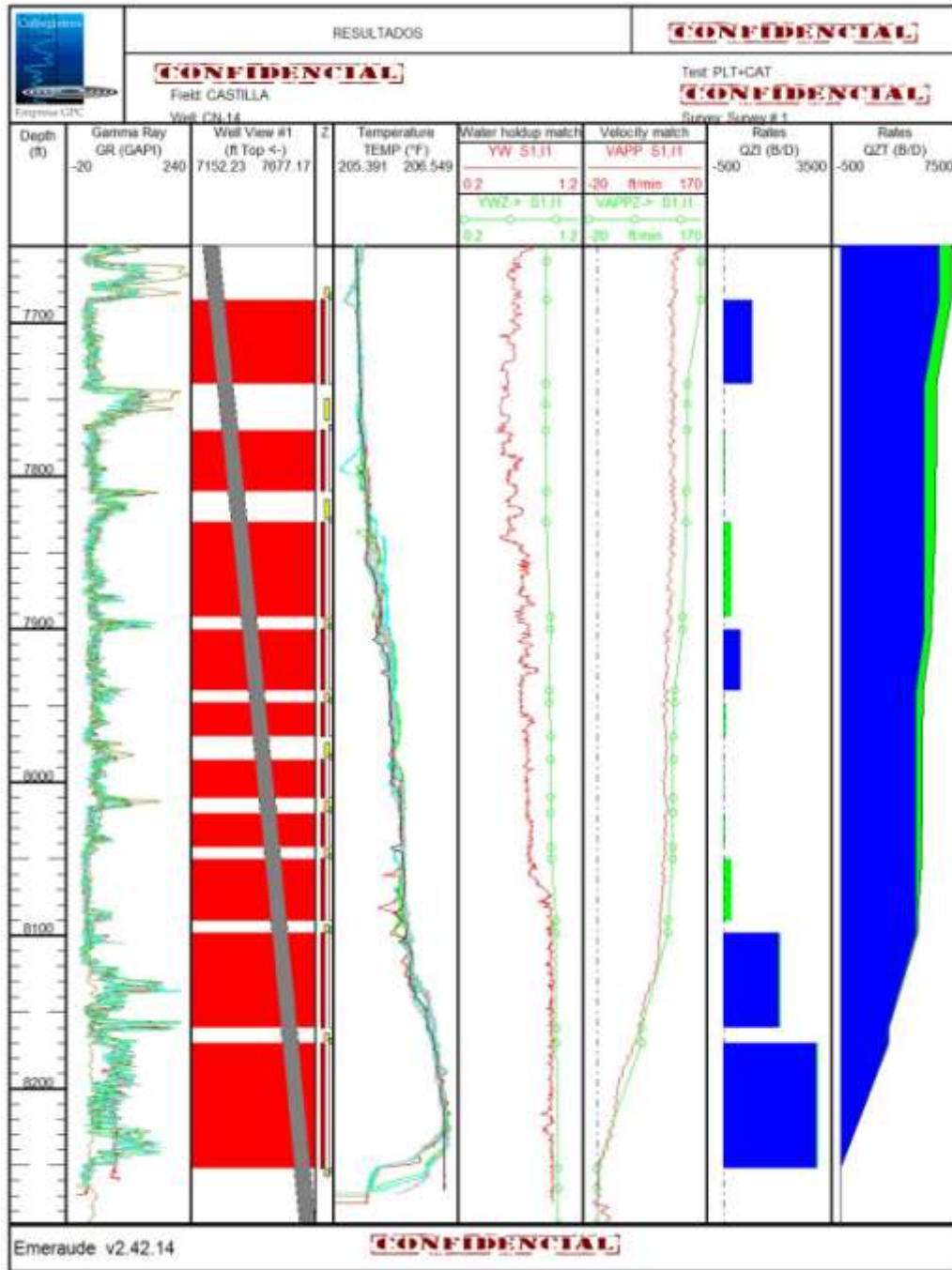
Fuente: ECOPETROL SA.

Figura 55. Curvas de Chan CAN14 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 56. PLT CAN14



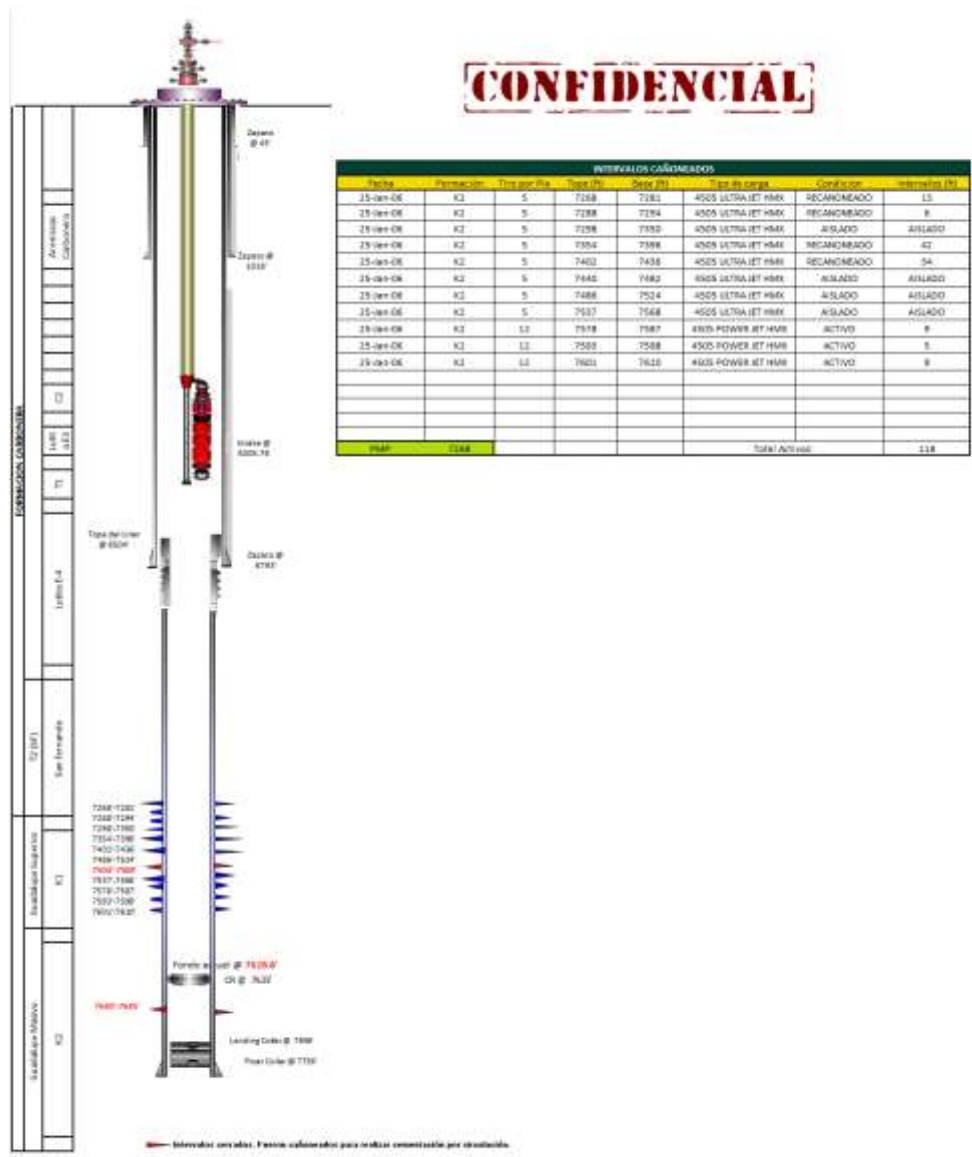
Fuente: ECOPETROL SA.

De acuerdo a los resultados obtenidos, el intervalo que más produce crudo es el 7830'-7892', con 90% de aceite y 0% de agua. El intervalo que más produce agua es el 8170'-8252', con un 95% (Figuras 54-56).

El análisis de las curvas de Chan para la formación K2 muestra que hay una PERDIDAS DE FLUIDO YA SEA POR UNA FALLA O DETRÁS DEL REVESTIDOR (Figura 55).

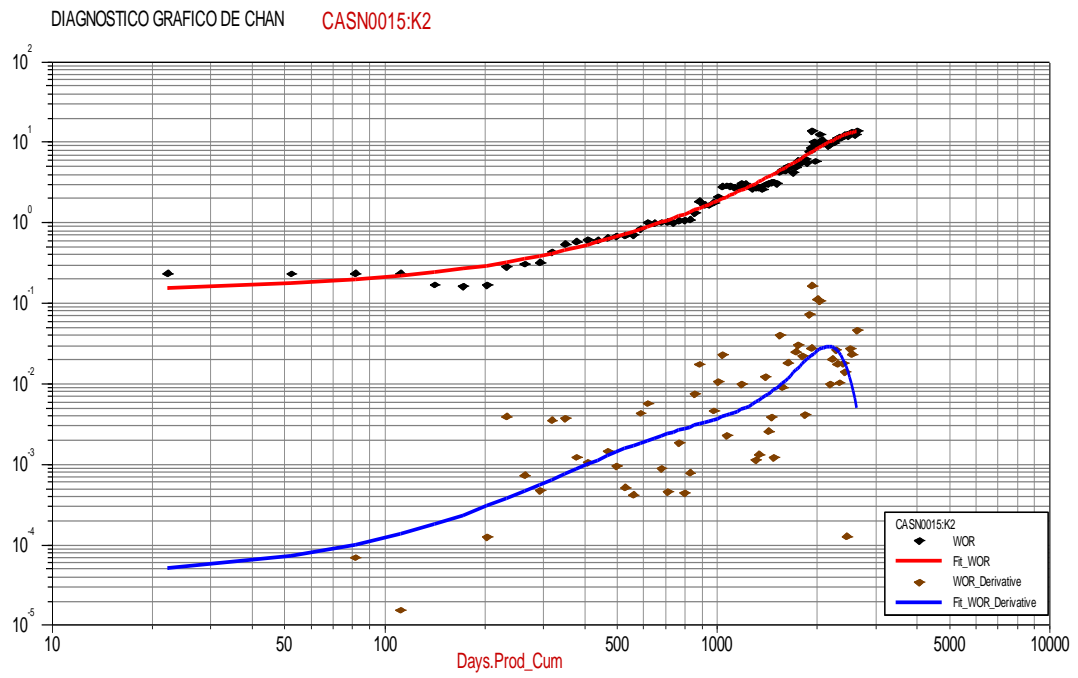
4.12 CAN15

Figura 57. Estado mecánico CAN15



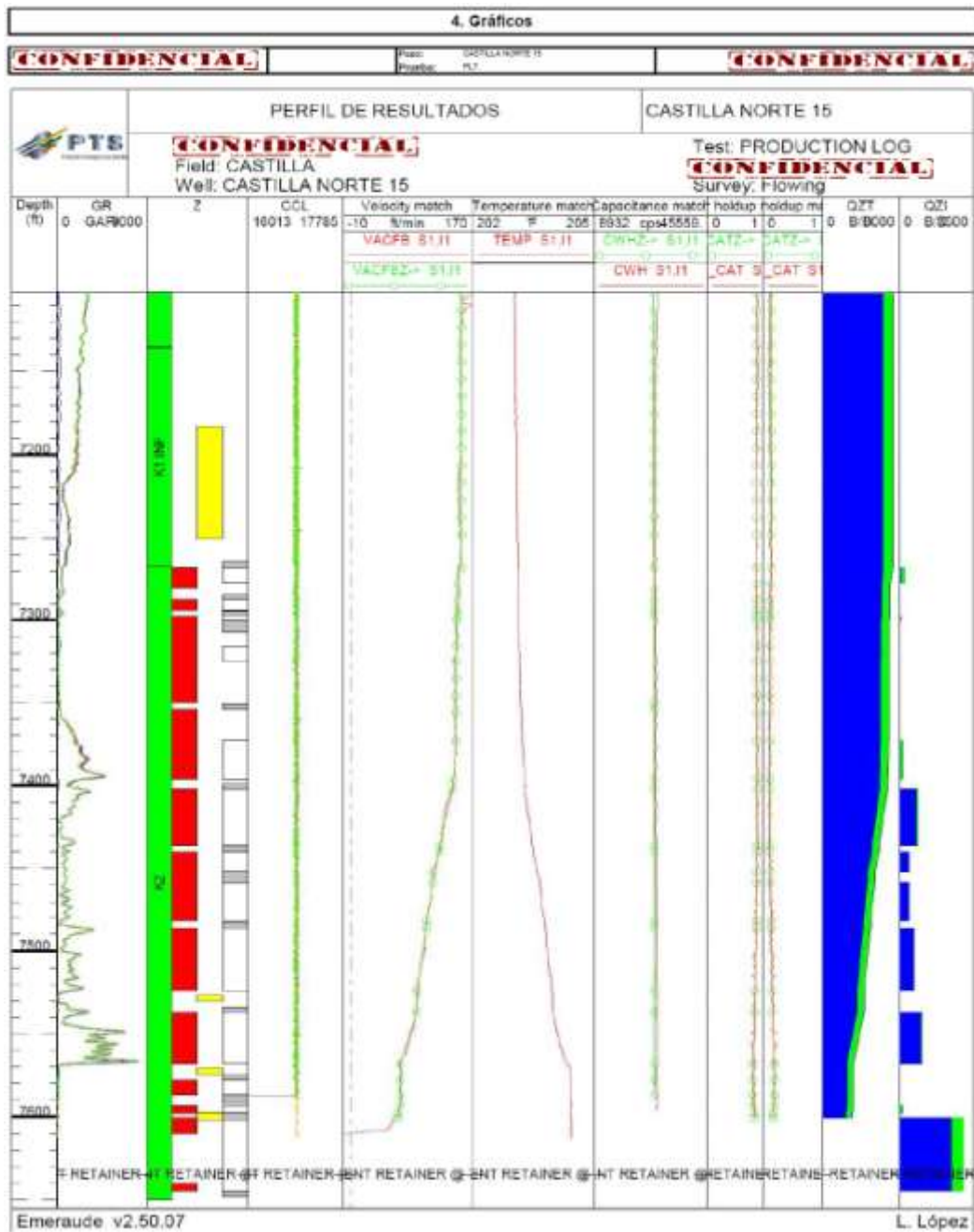
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 58.** Curvas de Chan CAN15 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 59. PLT CAN15



Fuente: ECOPETROL SA.

Según la interpretación del registro PLT realizado a 48 Hz muestra un corte de Agua de 87.01%, un Draw Down promedio de 286 psi.

El pozo fue completado en la zona K2 donde la mayor parte de la producción obtenida en superficie tanto de Crudo como de Agua viene de la base.

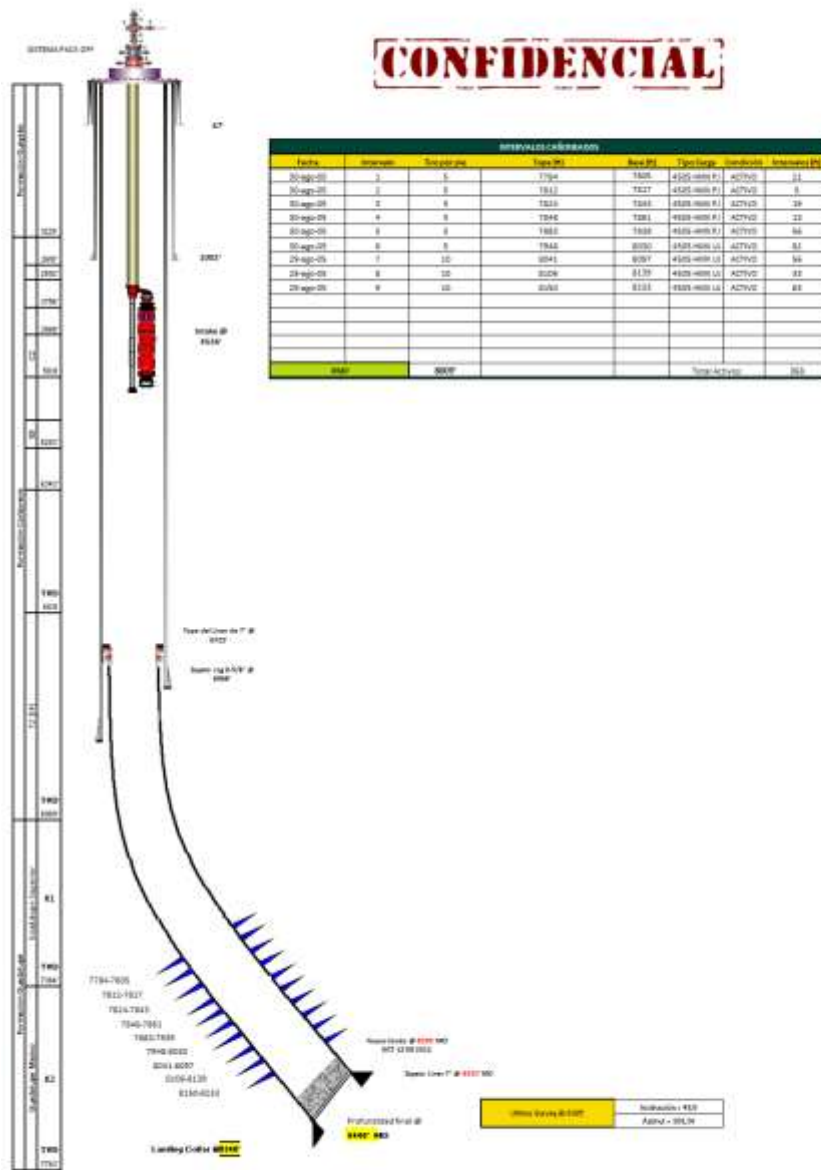
Durante todo el registro se observan marcadas alteraciones del registro de rayos gamma con valores hasta de 8500 GAPI más altos en las zonas de mayor producción de agua, dificultando la correlación, y se correlacionó la única zona de los perforados (entre 7267' y 7358') en la que se observan cuentas normales de Gamma ray (entre 0 GAPI y 100 GAPI), teniendo también como referencia la profundidad del tope del liner.

El gradiente dinámico de Presión realizado al pozo varía entre 0.41 y 0.44 psi/ft, lo que indica la presencia de una mezcla con mayor cantidad de Agua.(Figuras 57-59).

Las curvas de Chan para la formación K2 muestran claramente que hay un fenómeno de CONIFICACIÓN presente en estos intervalos (Figura 58).

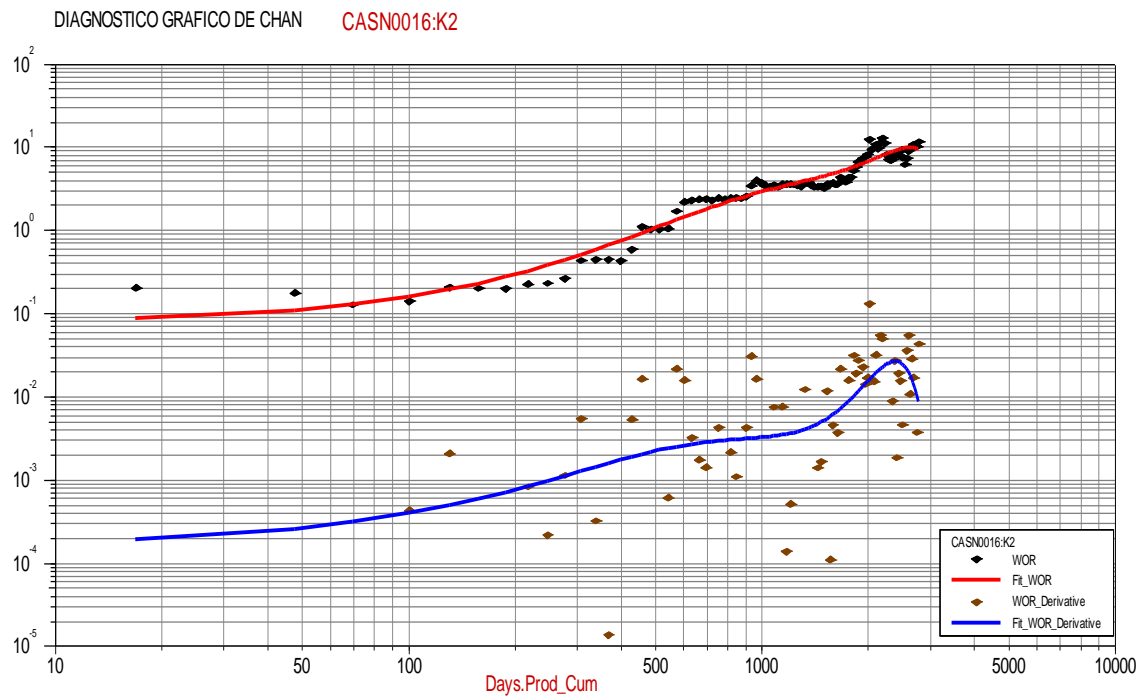
## 4.13 CAN16

Figura 60. Estado mecánico CAN16



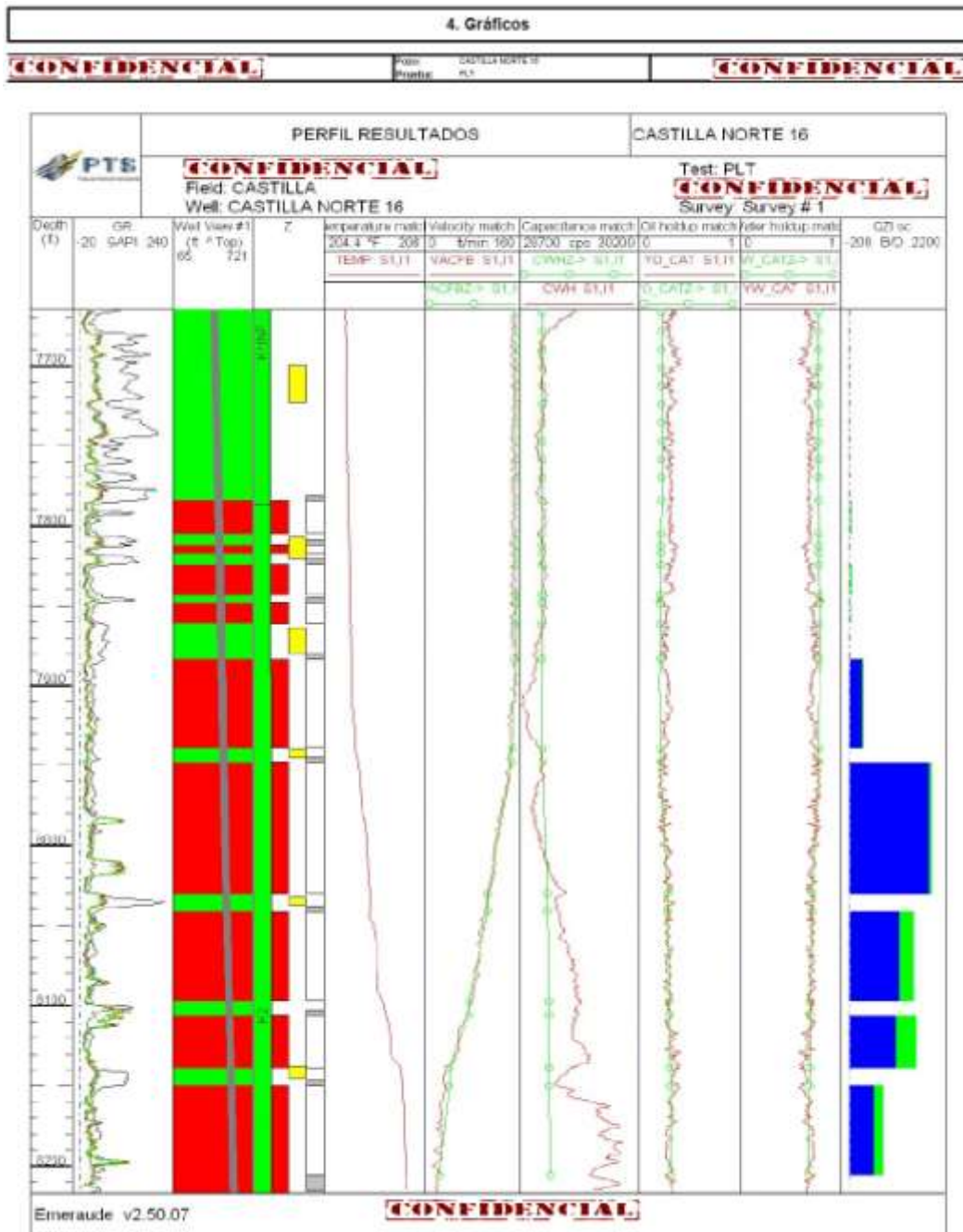
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 61.** Curvas de Chan CAN16 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 62. PLT CAN16



Fuente: ECOPETROL SA.

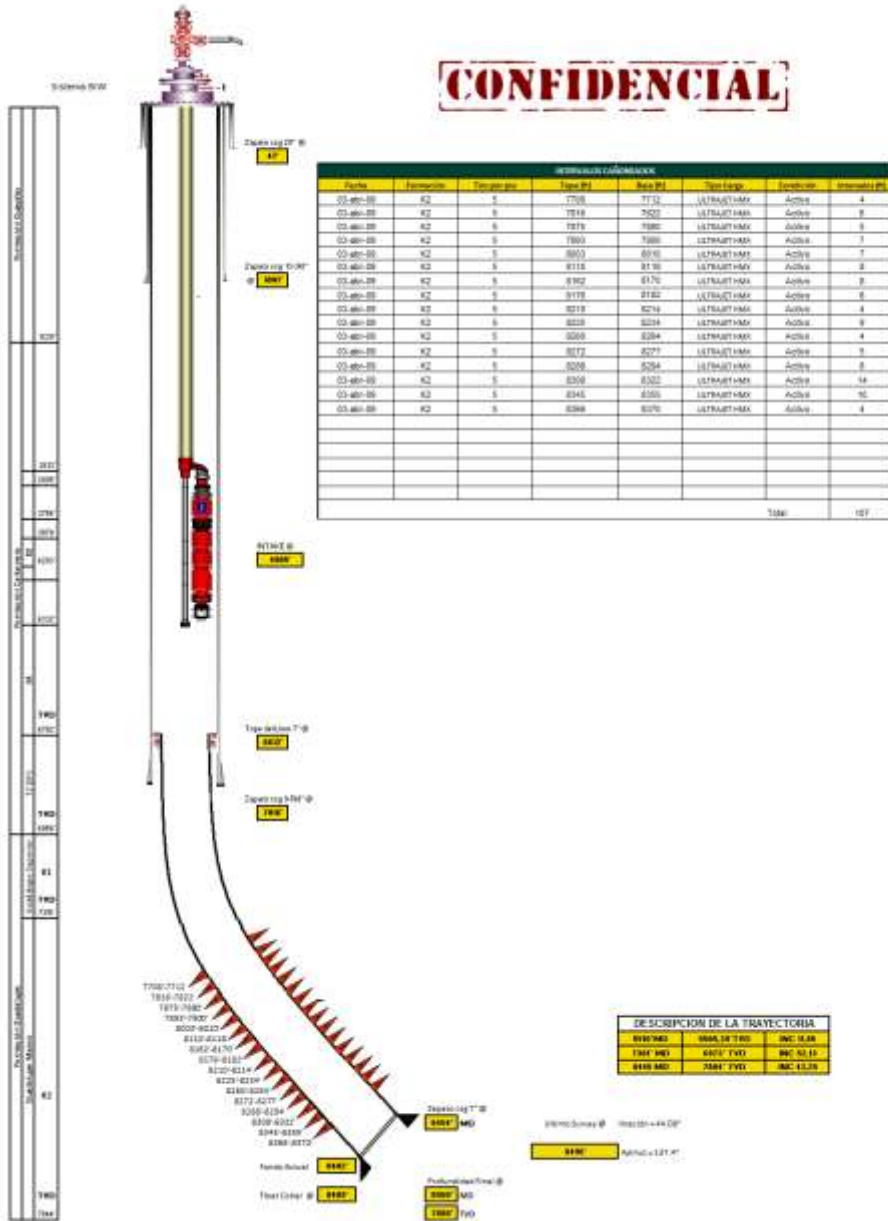
El pozo tiene una producción con un corte de agua del 77%; valores confirmados por la prueba realizada cerca a superficie. La mayor producción del pozo proviene de los últimos cuatro intervalos (7948' - 8233') a causa de una caída de presión considerable presente en la formación K2 (los valores de la presión de formación se determinaron a partir de un MDT de un pozo cercano).

Se observan anomalías del registro de Rayos Gamma, confirmándose la producción de agua.(Figuras 60-62).

Las curvas de Chan muestran que hay CONIFICACIÓN en las arenas del K2 (Figura 61).

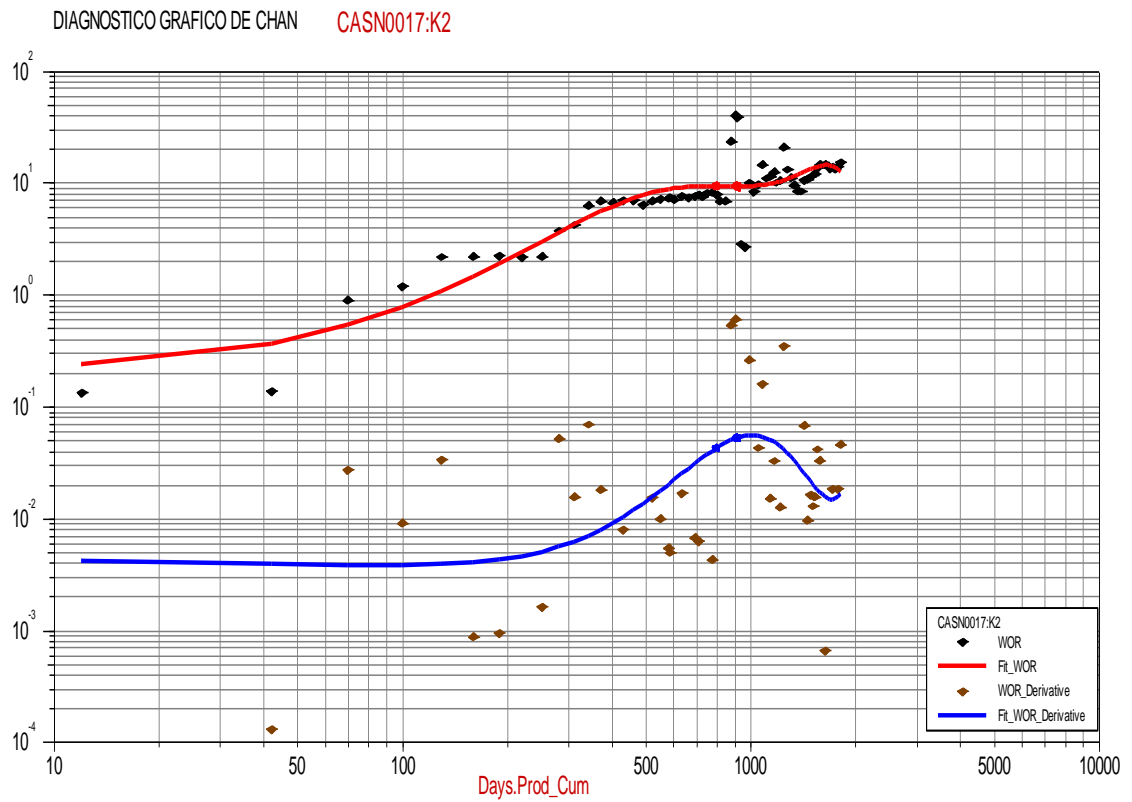
4.13 CAN17

Figura 63. Estado mecánico CAN17



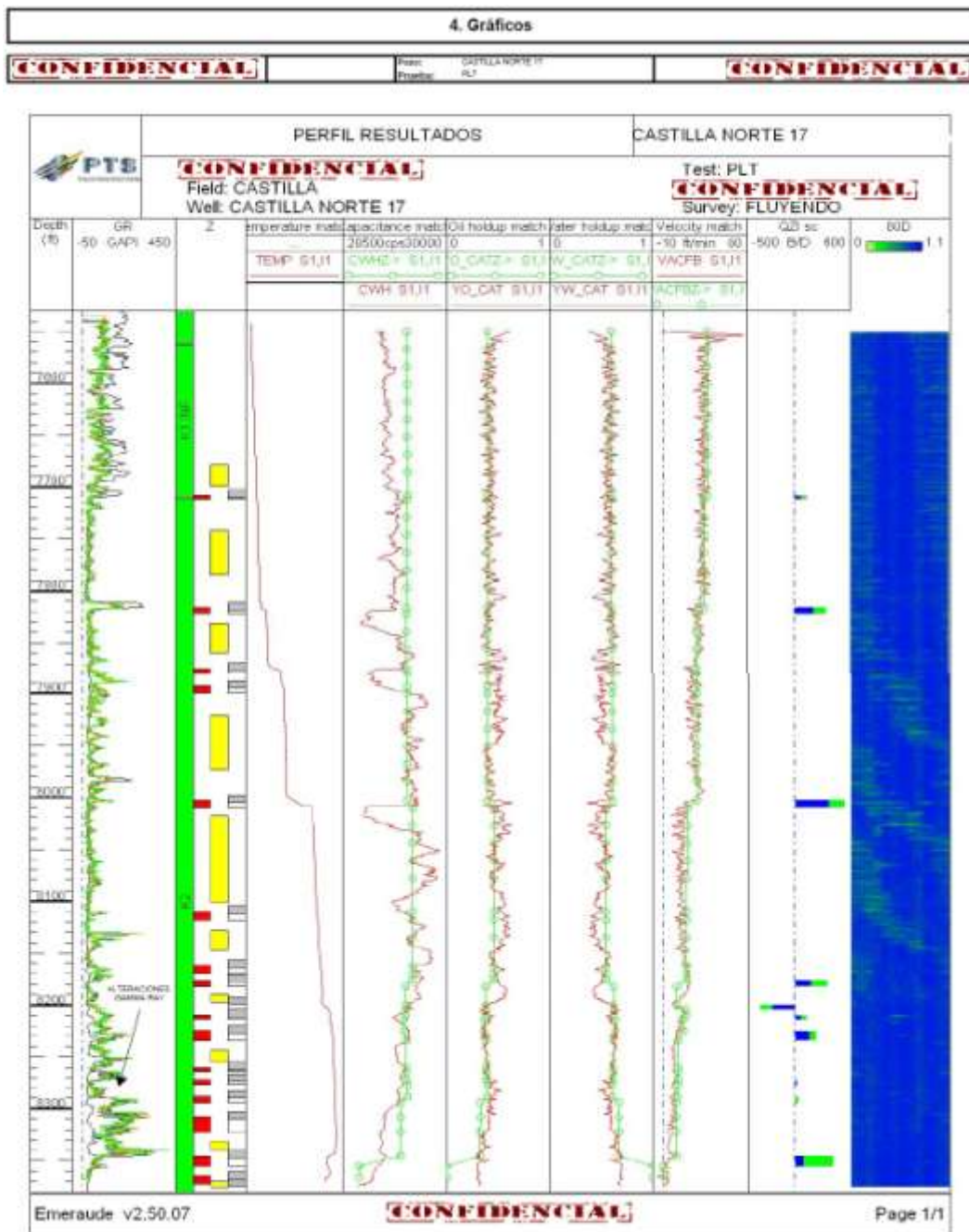
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 64.** Curvas de Chan CAN17 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 65. PLT CAN17



Fuente: ECOPETROL SA.

El pozo produce con un corte de agua del 50% y un índice de productividad IP de 2.53 BFPD/Psia.

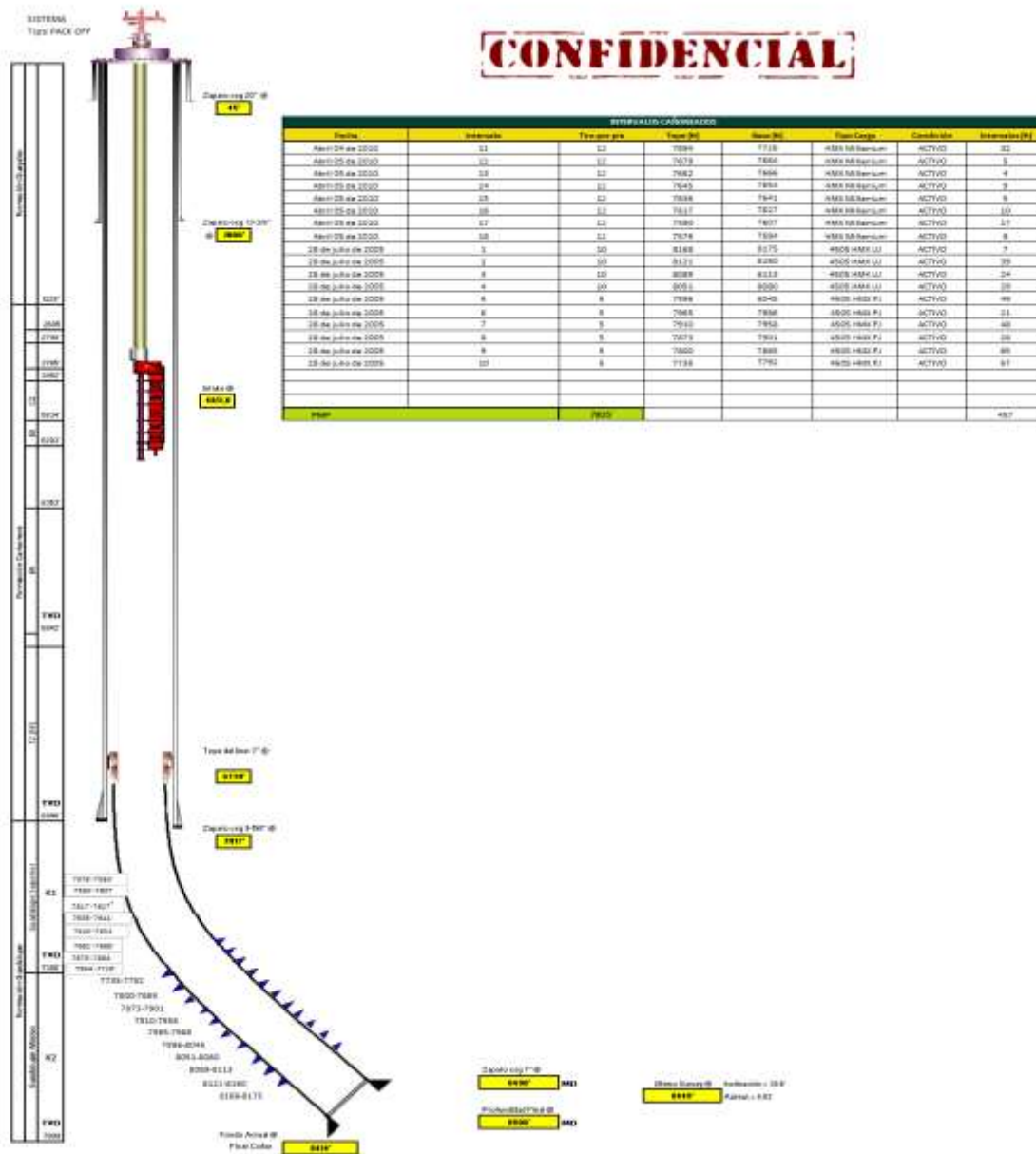
El pozo se intervino en 2009, donde se aislaron zonas de agua y se reactivaron intervalos inactivos, quedando completado en las arenas del K2; se observa movimiento de fluidos a lo largo del pozo, siendo el intervalo 8345' - 8355' el mayor productor de aceite con un aporte del 36% de la producción total de aceite y corte de agua del 22% y el intervalo 8003' - 8010' el mayor productor de agua con un aporte del 41% de la producción total de agua y un corte de agua del 69%, profundidad en la que el registro de identificación de fluido capacitancia (CWH) registra la mayor caída en sus cuentas.

Hacia la profundidad de 8197' - 8204' se encuentra una anomalía asociada a pérdida de fluidos en intervalo cementado, puesto que el registro temperatura muestra un enfriamiento considerable y las rps del flowmeter disminuyen, corroborando la toma de fluidos, alrededor de -378 BFPD. (Figuras 63-65)

Las curvas de Chan para la formación K2 muestra que en este sector hay presencia de CONIFICACIÓN (Figura 64).

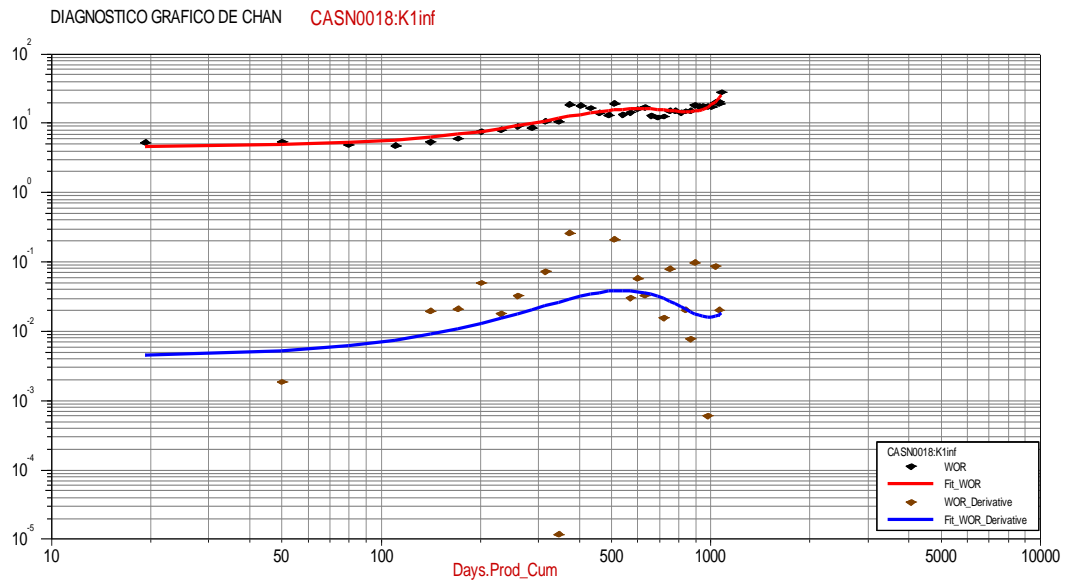
## 4.14 CAN18

Figura 66. Estado mecánico CAN18



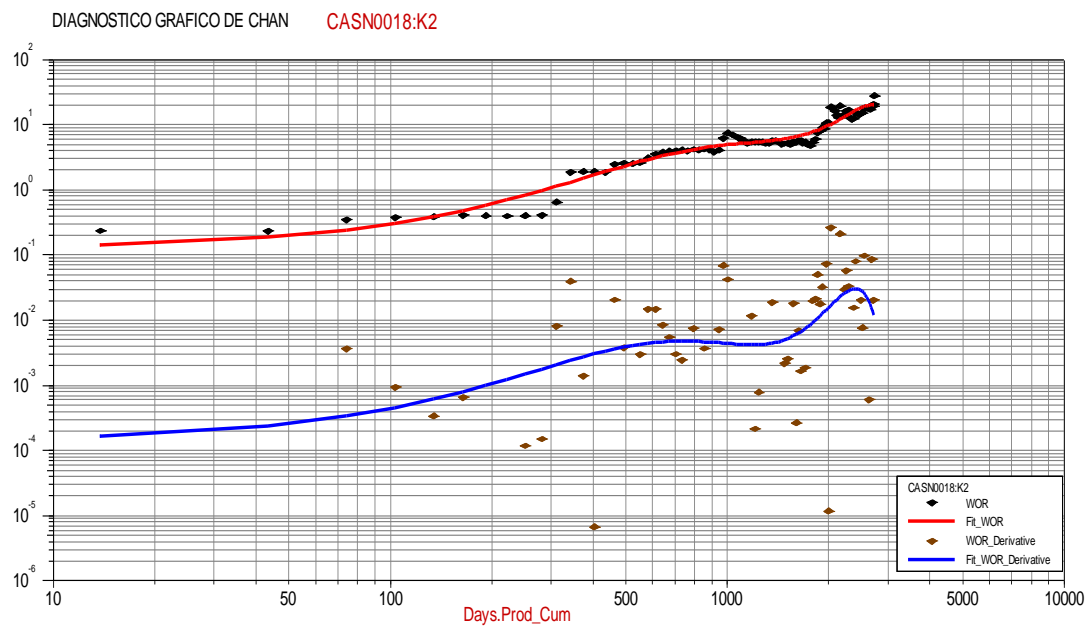
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 67.** Curvas de Chan CAN18 formación K1 inferior



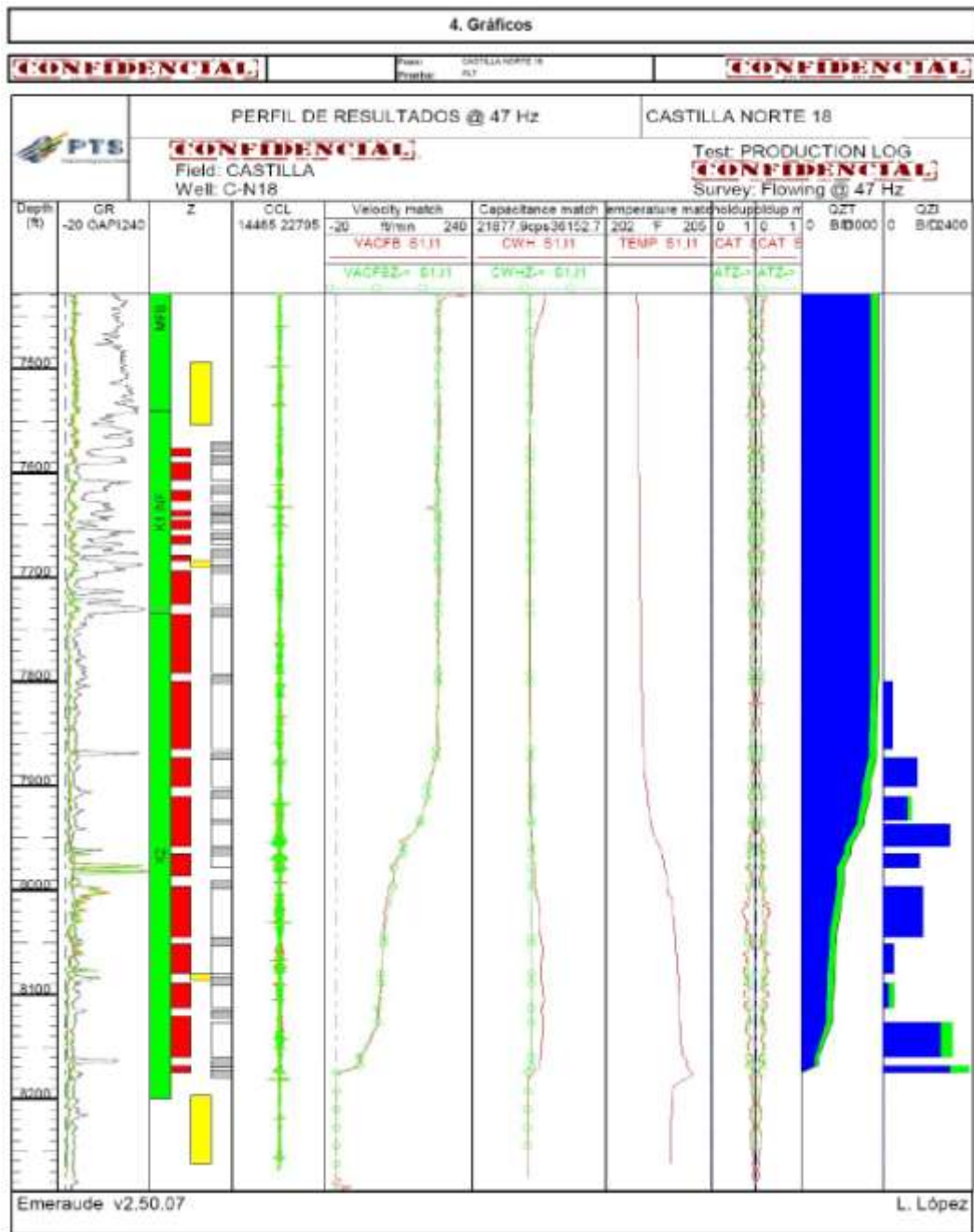
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 68.** Curvas de Chan CAN18 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 69. PLT CAN18



Fuente: ECOPETROL SA.

El intervalo con mayor producción de fluido total se encuentra entre 7910' - 7936' aportan aceite con un corte de agua que varía entre 92.6% y 95.4% respectivamente (Para K2).

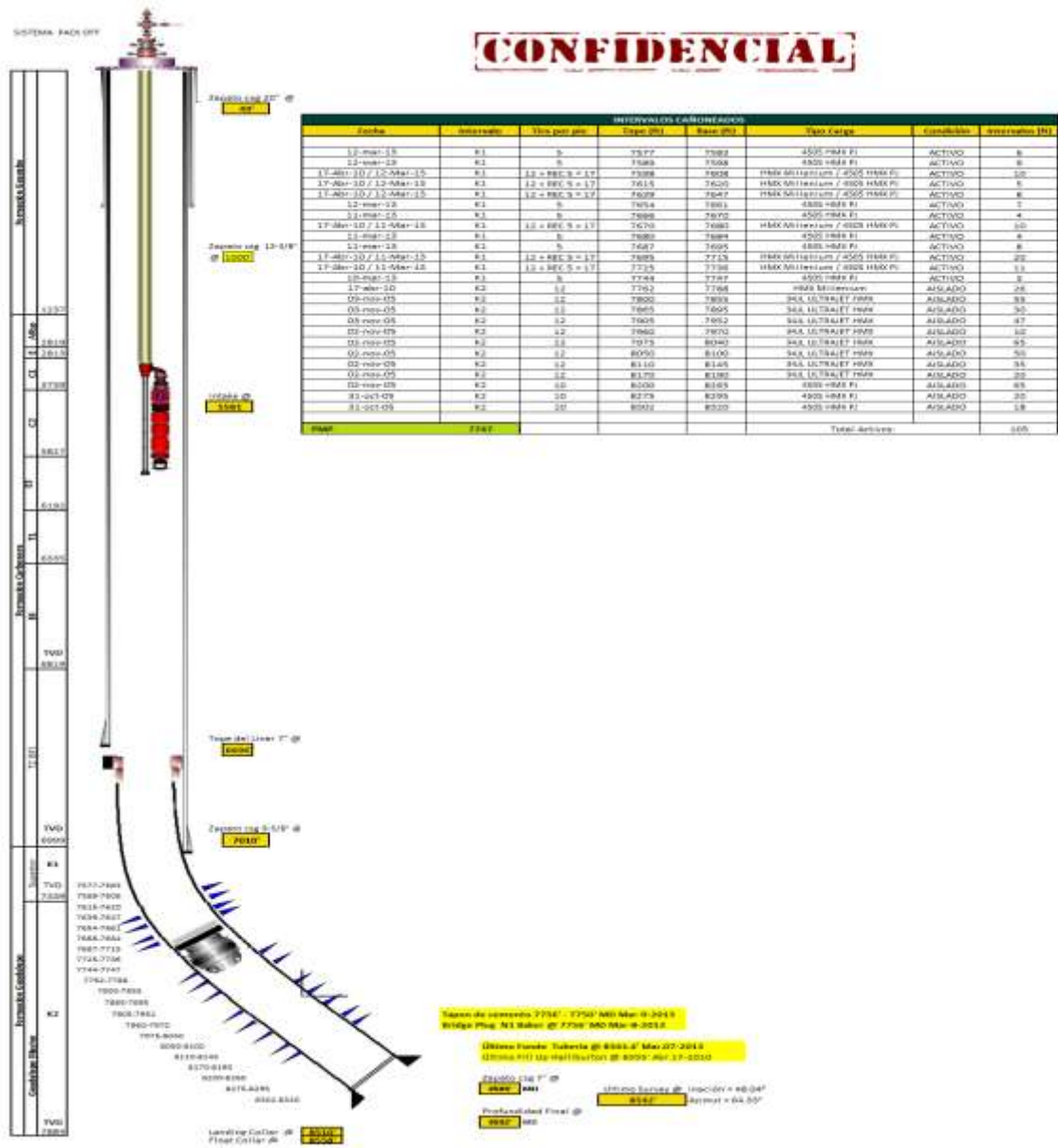
Hacia la zona del K1 Inferior no se observa movimiento de fluidos, que probablemente puede estarse viendo afectado por el alto caudal proveniente de los del K2, así como el espesor de los intervalos y la presencia de arenas lenticulares; el índice de productividad en esta formación es de 0 BFPD/Psia.

Al observar las corridas en el perfil general de cada registro, se encuentra la misma tendencia en todas las curvas, con anomalías presentes en el Gamma Ray entre 7965' - 8080', asociado posiblemente a la alta producción de agua en esta zona. También hacia la profundidad de 7633' se encuentran picos en todas las corridas del flowmeter, asociado con cambio de diámetro puesto que sucede en un cuello registrado por el CCL a la misma profundidad.(Figuras 66-69).

El análisis de las curvas de Chan muestran que para las dos formaciones (K1 inferior y K2) se presenta un fenómeno de inicios de CONIFICACIÓN (Figuras 67-68).

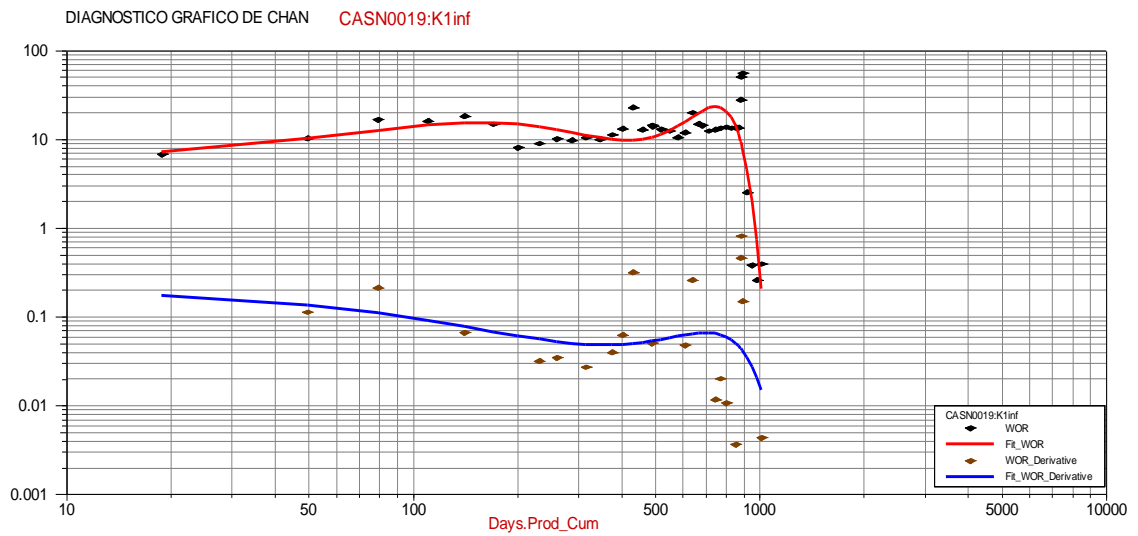
## 4.15 CAN19

Figura 70. Estado mecánico CAN19



Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 71.** Curvas de Chan CAN19 formación K1 inferior



**Figura 72.** Curvas de Chan CAN19 formación K2

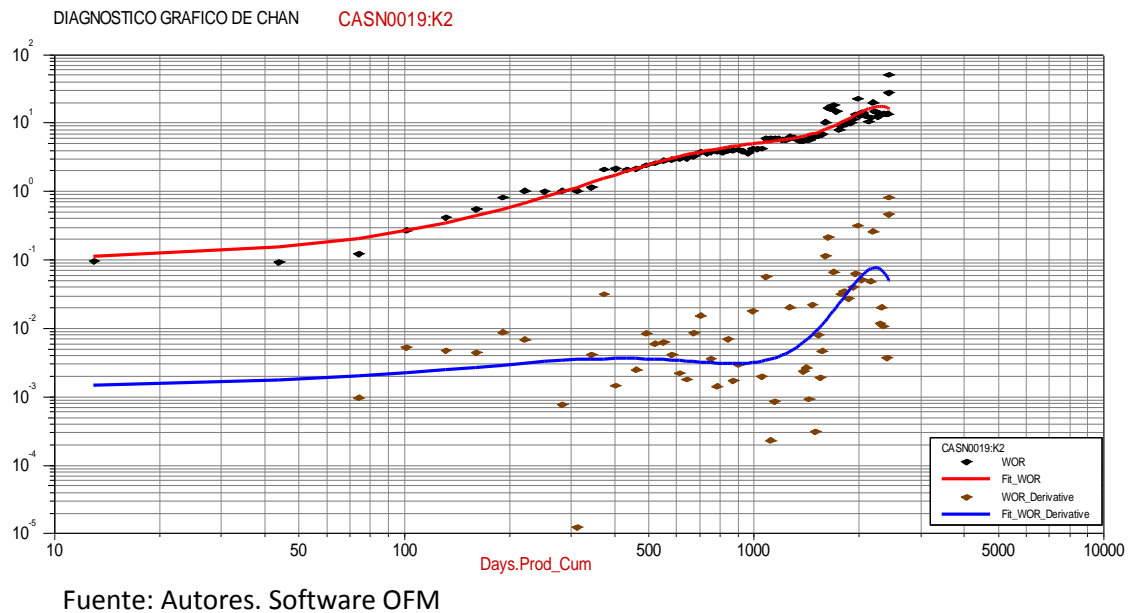
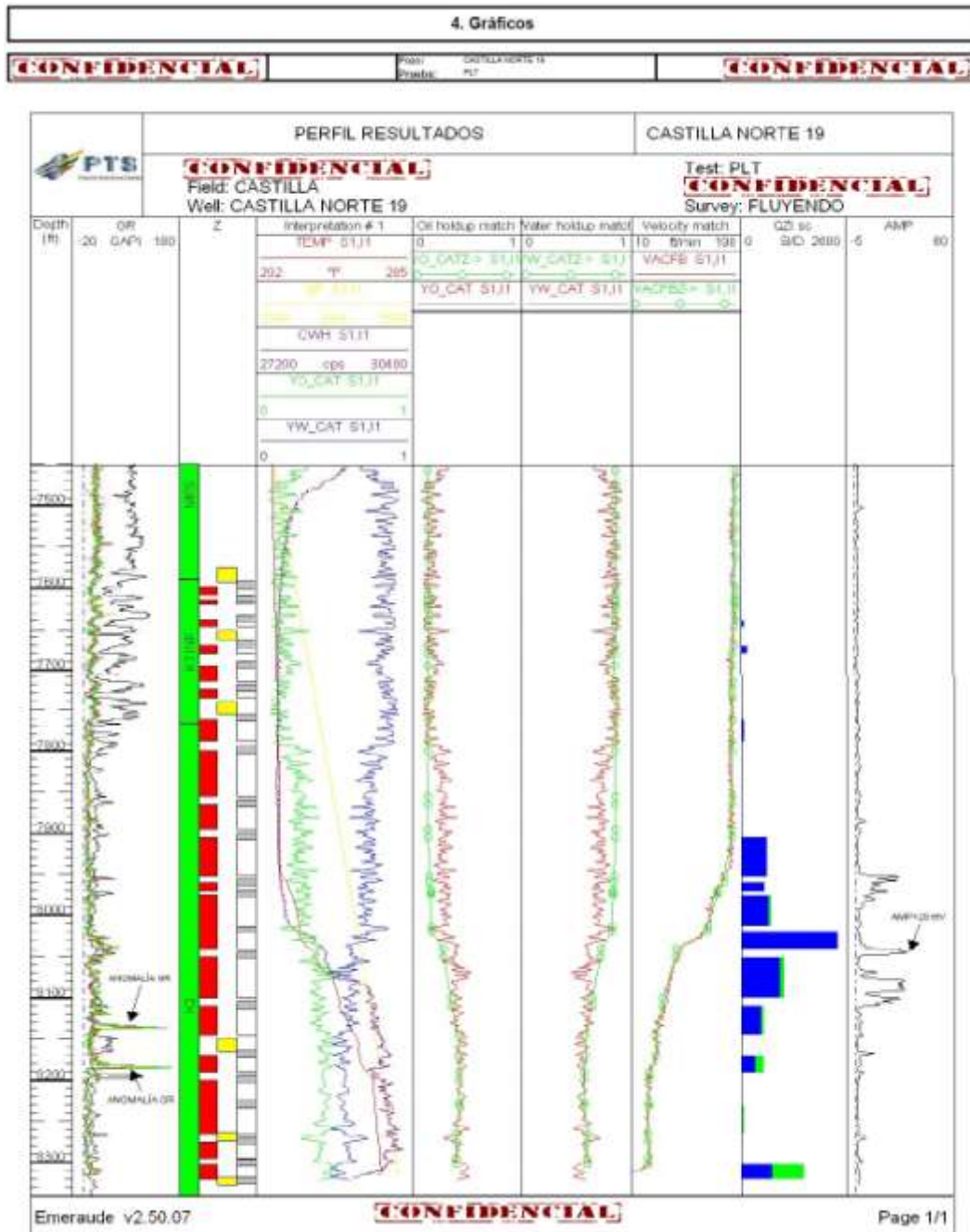


Figura 73. PLT CAN19



Fuente: ECOPEL SA.

El pozo tiene un corte de agua del 86% y un índice de productividad IP de 18.29 BFPD/Psi.

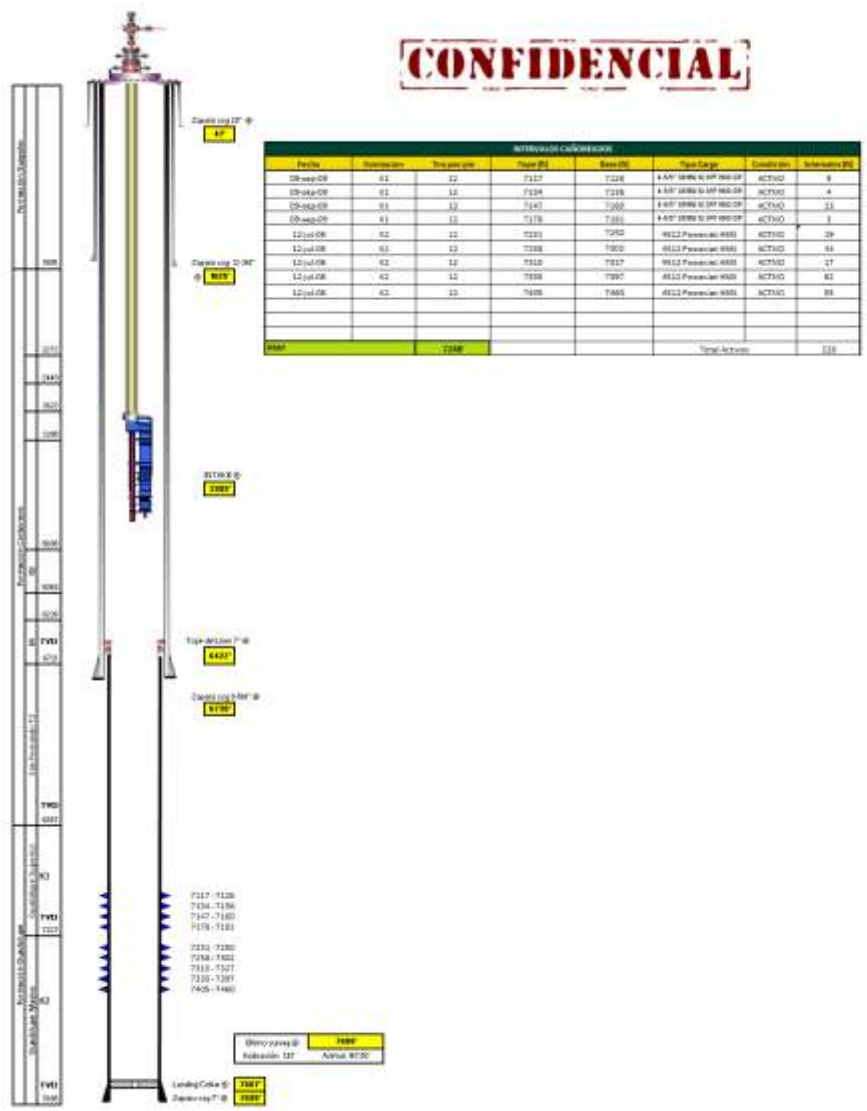
El pozo se intervino en 2010, donde se abrió a producción la formación K1 Inferior (7598' - 7736') e intervalo superior del K2 (7762' - 7788'). Hacia la zona inferior del K2 se observa el mayor movimiento de fluidos con un aporte del 97% de la producción total de fluidos y 100% de la producción total de aceite. Al observar los perfiles de las herramientas de identificación de fluidos, se evidencia la mayor concentración de aceite hacia el fondo del pozo, especialmente en el intervalo 8302' - 8320' el cual aporta el 66% de la producción total de aceite con un corte de agua del 49%; mientras que la mayor producción de agua se concentra hacia los intervalos superiores del K2, específicamente en el intervalo 7975' - 8040' el cual fué dividido en 2 subintervalos donde se evidencia perfiles de producción diferentes, arrojando que hacia la parte inferior del intervalo 8020' - 8040' se produce el 34% de la producción total de agua con un corte de agua del 100%. Hacia la zona del K1 inferior se evidencia mínimo movimiento de fluidos, con un DD promedio de 500 Psia e índices de productividad que no superan los 0.29 BFPD/Psia, además se observan arenas lenticulares de bajo espesor que se pueden estar viendo afectadas por la alta producción proveniente del K2 (Figuras 70-73).

Las curvas de Chan evidencian estos resultados:

- En la formación K1 debido a la caída abrupta de la curva se observa que el pozo se ha cerrado en esta zona a partir de los 850 días de producción (Figura 71).
- En la formación K2 hay un fenómeno de CONIFICACIÓN (Figura 72).

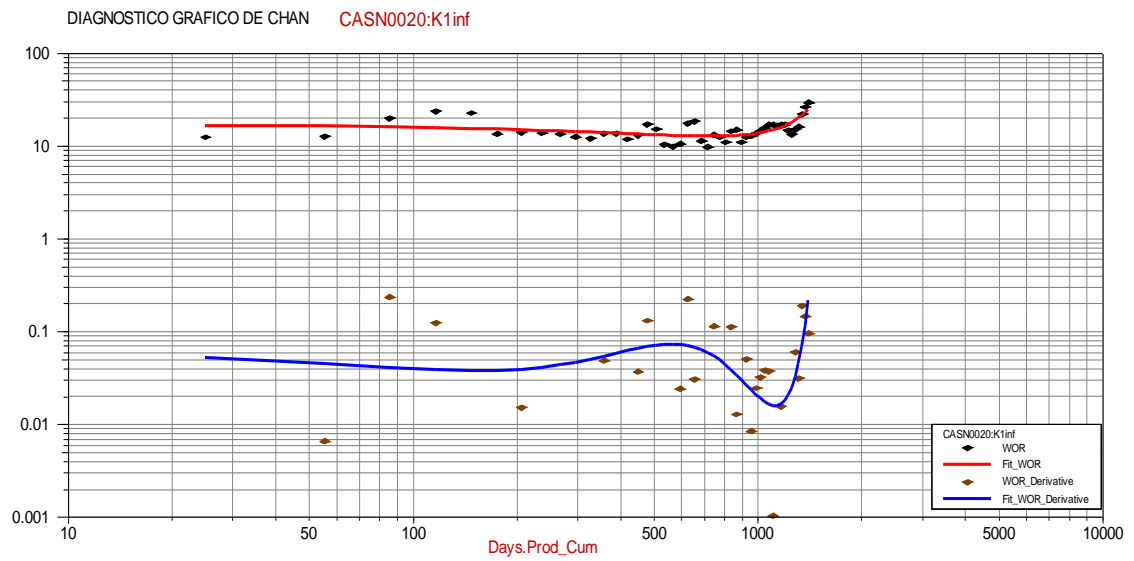
## 4.16 CAN20

Figura 74. Estado mecánico CAN20



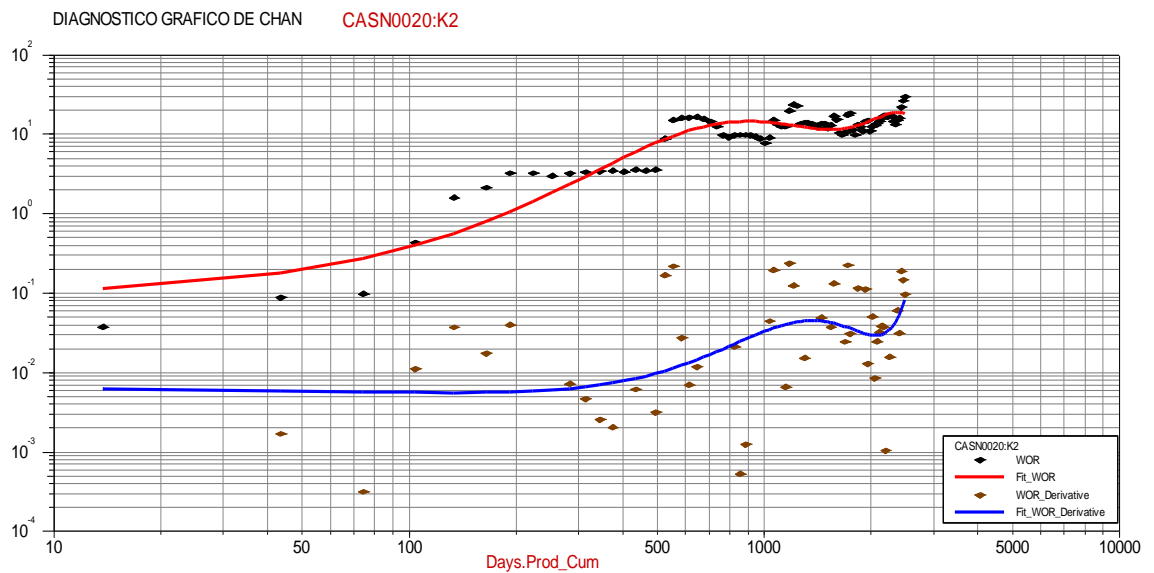
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 75.** Curvas de Chan CAN20 formación K1 inferior



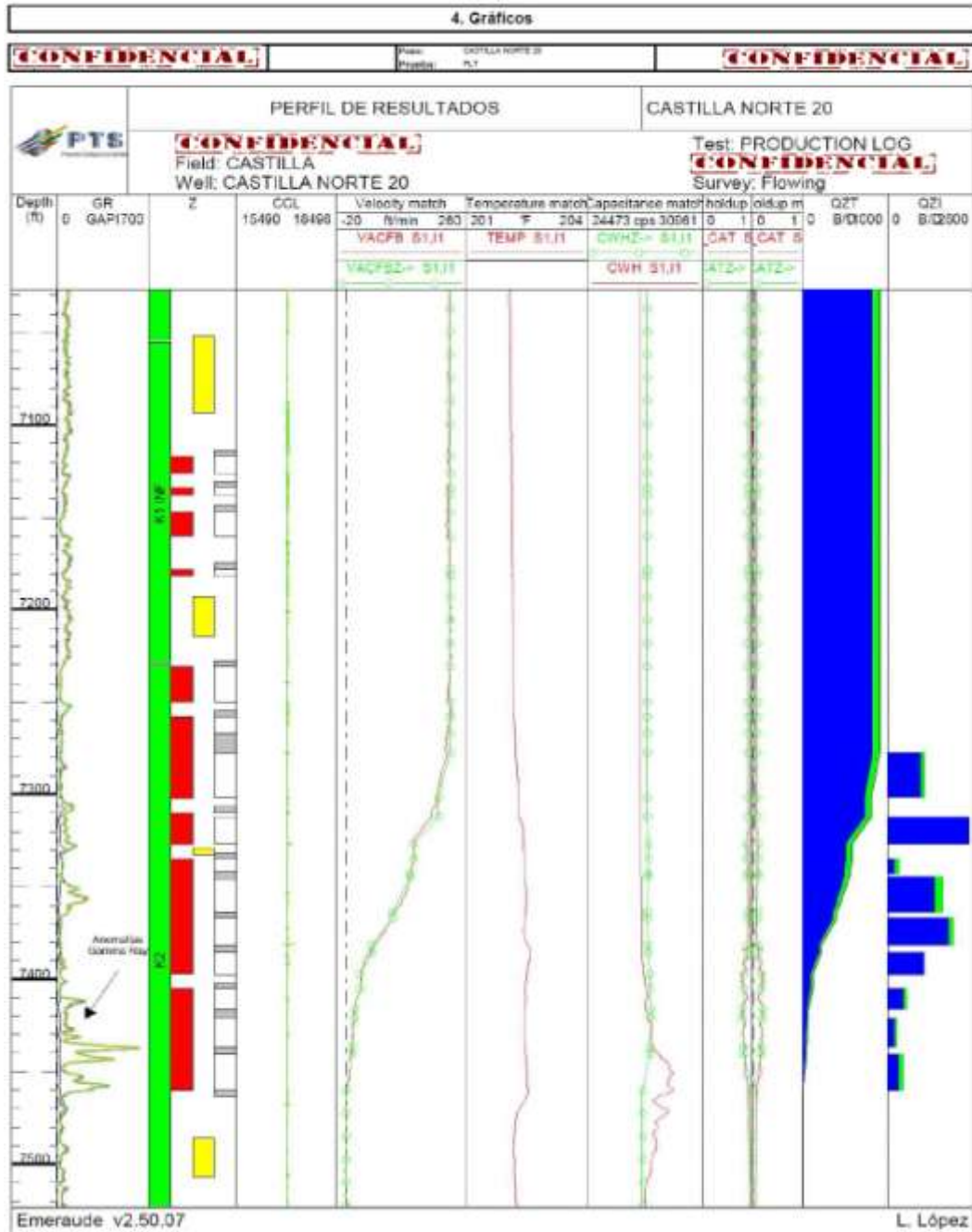
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 76.** Curvas de Chan CAN03 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 77. PLT CAN20



Fuente: ECOPETROL SA.

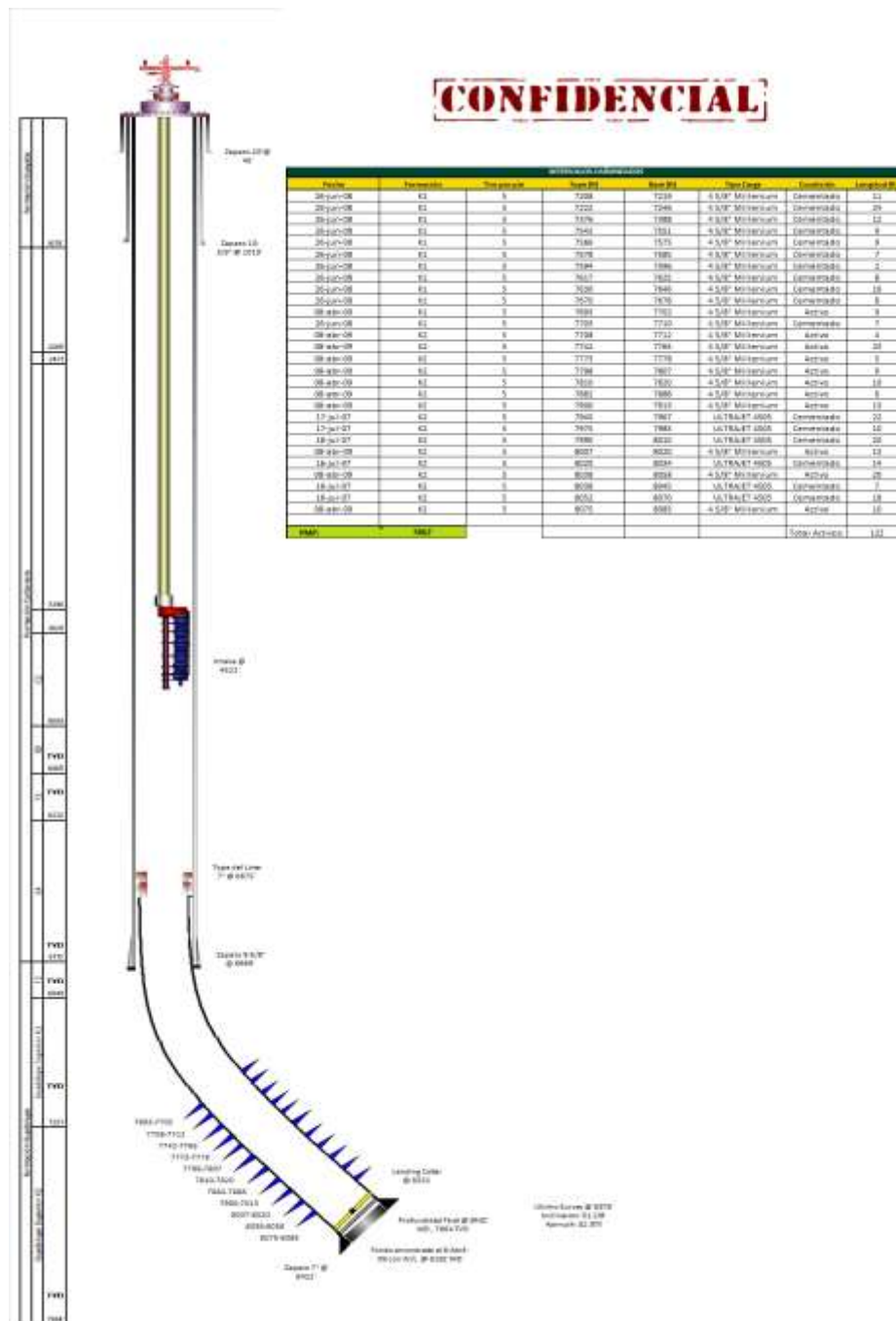
Según los resultados de la interpretación del registro de producción PLT realizado en Marzo de 2012 con una frecuencia BES de 53 Hz, presenta un corte de agua de 93%. El índice de productividad es de 26.24 BFPD/psi.

El pozo fue completado en Julio de 2006 con cinco intervalos en la zona K2 y en Septiembre de 2009 se recañearon cuatro intervalos de K1 Inferior. En Abril de 2011 se tomo el ultimo PLT a la misma frecuencia los resultados concuerdan con los actuales exceptuando por el diferencial de presión el cual variaba entre 420 y 460 psi, con una diferencia de 10 psi de ahora, demostrando como la arena se ha ido repletando y perdiendo presión fluyente en el ultimo año. De este PLT y el actual también se observa similitud en los movimientos de Temperatura y Flowméter frente a los intervalos de la zona K1 Inferior los cuales corroboran la falta de movimiento de fluidos frente a la zona. Frente a la zona K2 se observan corte de agua entre 58.6 y 98.4% siendo la zona media la que mas aporta del agua obtenida en superficie (Figuras 74-77).

Las curvas de Chan dan un indicio de PERDIDAS DE FLUIDO A CAUSA DE FALLAS O DETRÁS DEL REVESTIMIENTO para ambas formaciones de interés (K1 inferior y K2) (Figuras 75-76).

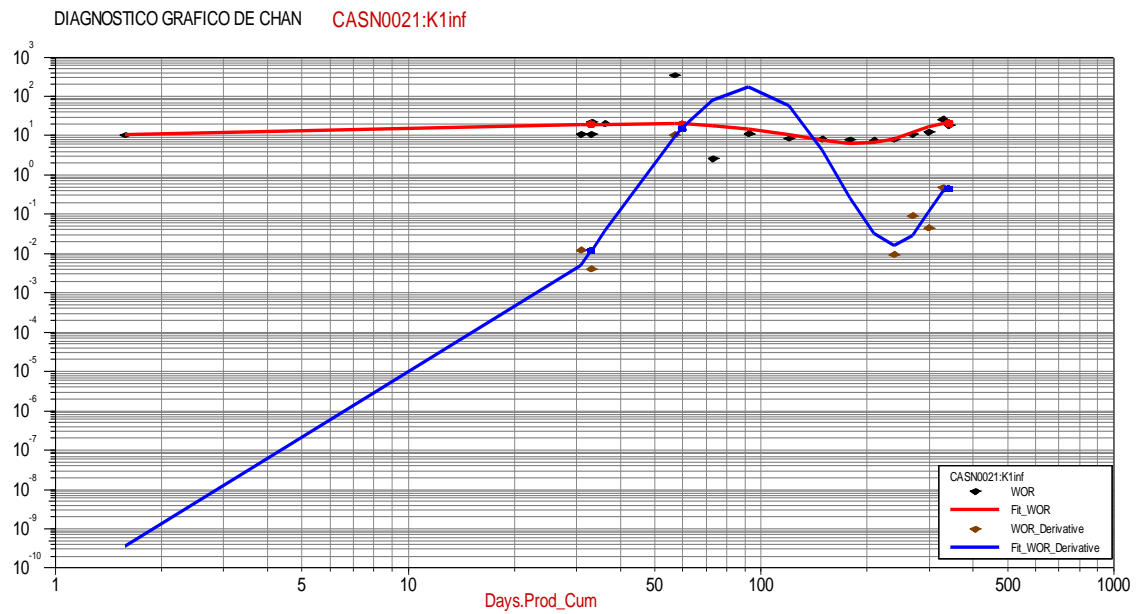
## 4.17 CAN21

Figura 78. Estado mecánico CAN21



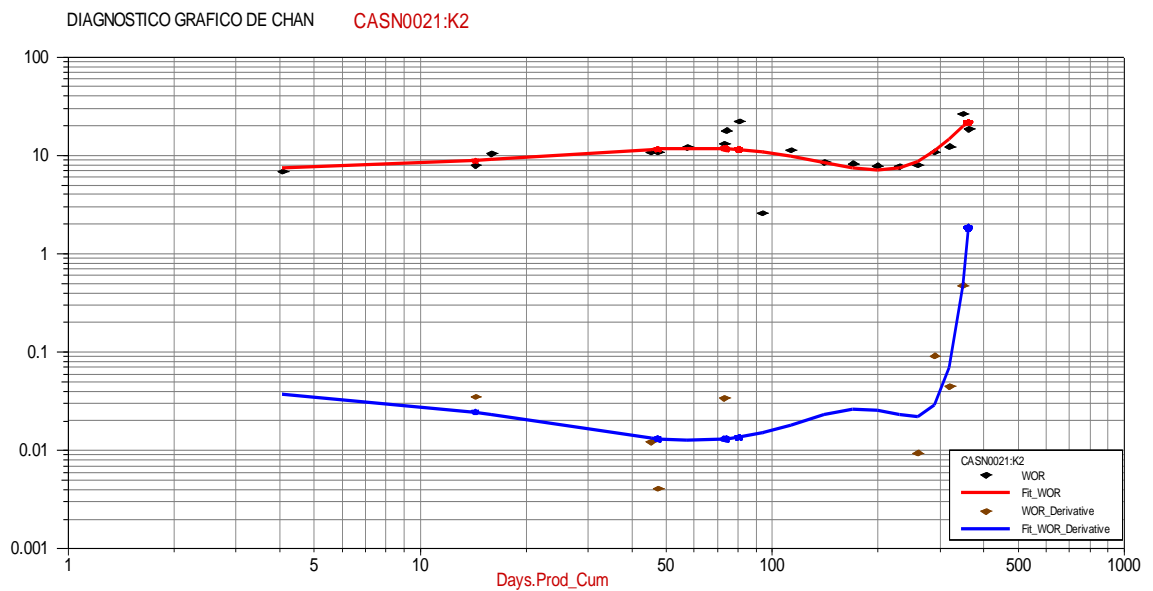
Fuente: ECOPEPETROL SA.

**Figura 79.** Curvas de Chan CAN21 formación K1 inferior



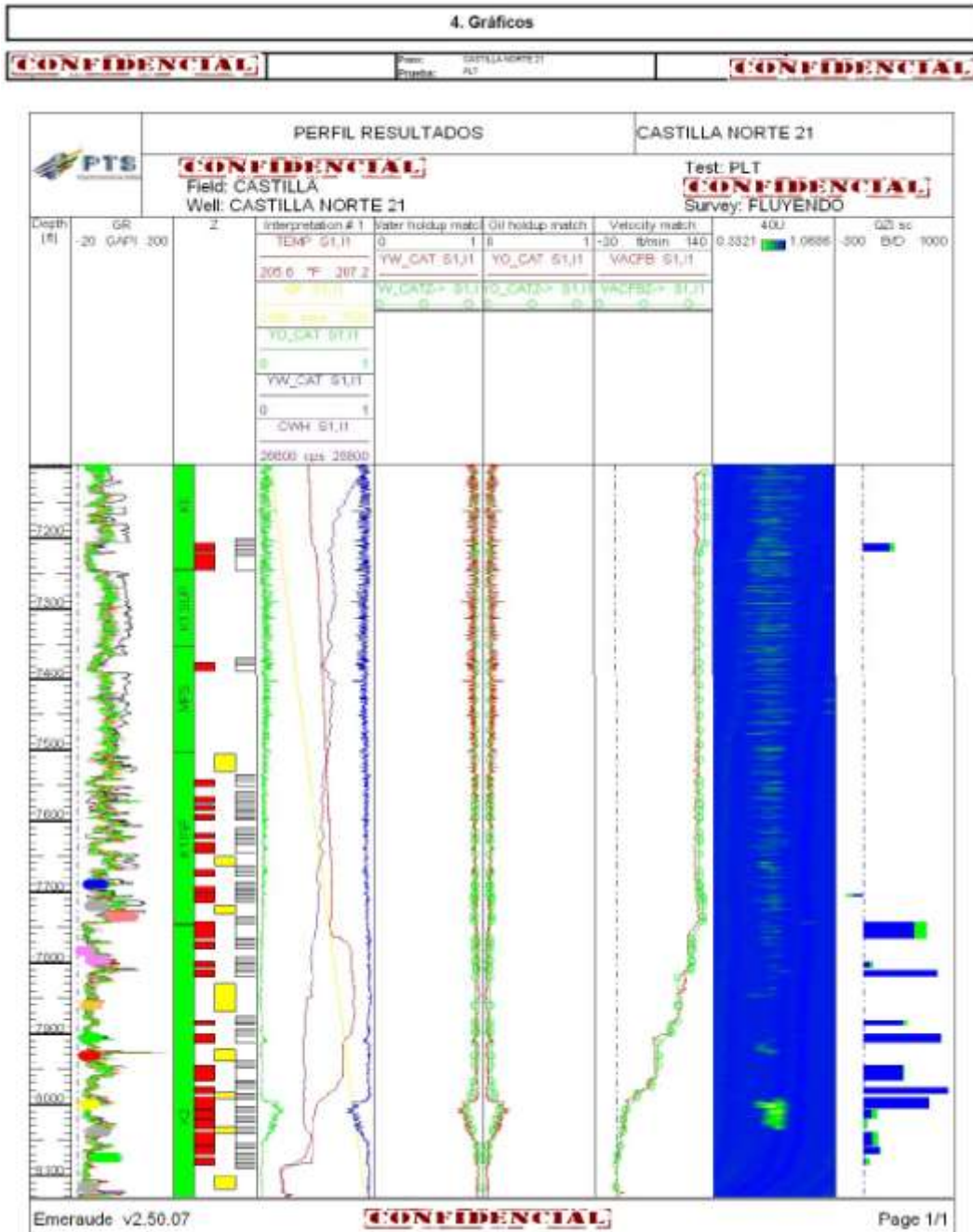
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 80.** Curvas de Chan CAN21 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 81. PLT CAN21



Fuente: ECOPETROL SA.

El pozo se intervino en 2009 donde se cemento todo el pozo y se cañonearon arenas superiores del K2. Al observar todas las corridas se registra movimiento de fluidos en intervalos cementados del K2 y en intervalo del KO, los cuales aportan el 46% de la producción total de fluido, el 48% de la producción total de agua y el 28% de la producción total de aceite.

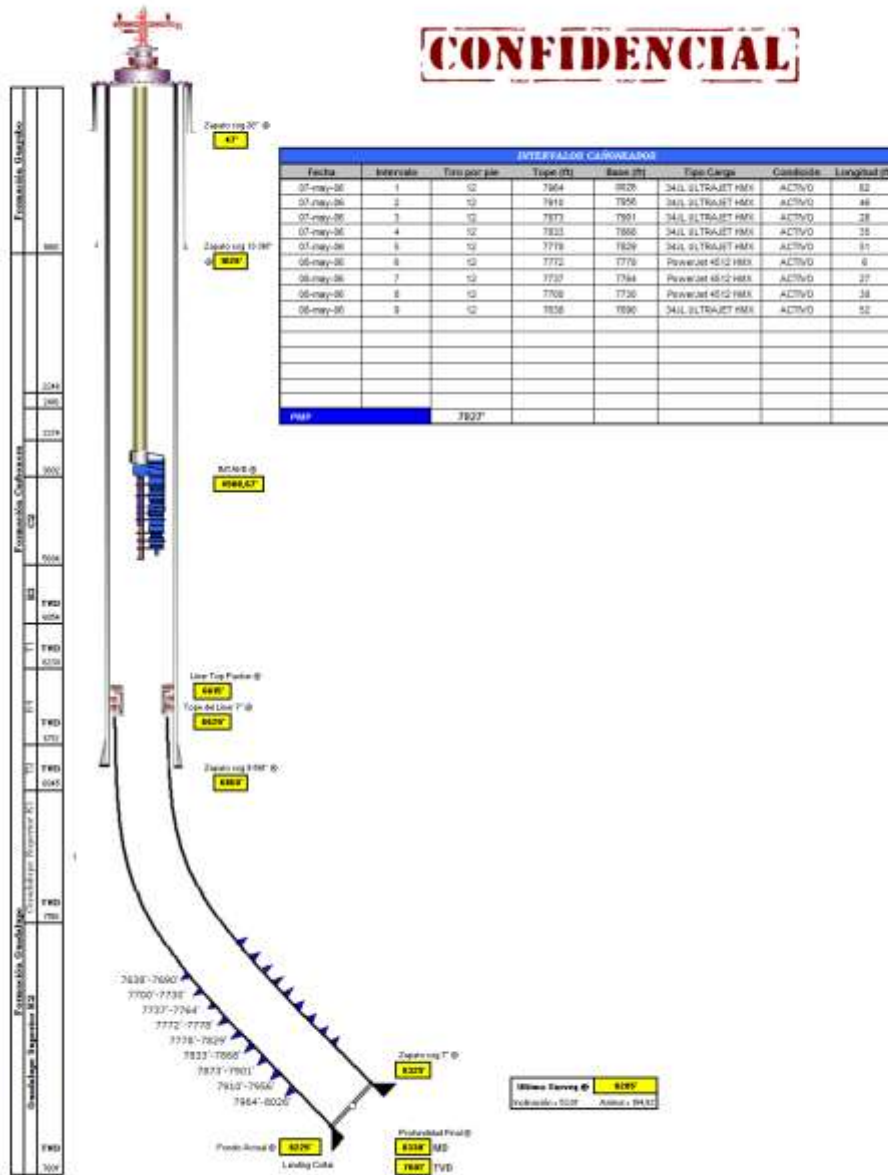
La mayor concentración de aceite se encuentra aproximadamente entre 7986' - 8053', lo que se puede observar con la lectura del CAT y de la CWH, mientras que por encima de los intervalos anteriormente mencionados, se puede observar la mezcla agua-aceite a lo largo del pozo, a excepción del intervalo 7900' - 7913' en el cual hay un aporte considerable de agua, lo que se ve reflejado en un pico en las herramientas de identificación de fluidos (CAT y CWH), así como un calentamiento en la temperatura.

Hacia la profundidad de 7703' - 770T se encuentra una zona ladrona, la cual se encontraba "cementada", con una pérdida de 192 BFPD (Figuras 78-81).

Las curvas de Chan muestran que para las arenas del K1 inferior hay presencia de CONIFICACIÓN (Figura 79) y para la formación K2 hay PERDIDAS DE FLUIDO POR FALLA O DETRÁS DEL REVESTIDOR (Figura80).

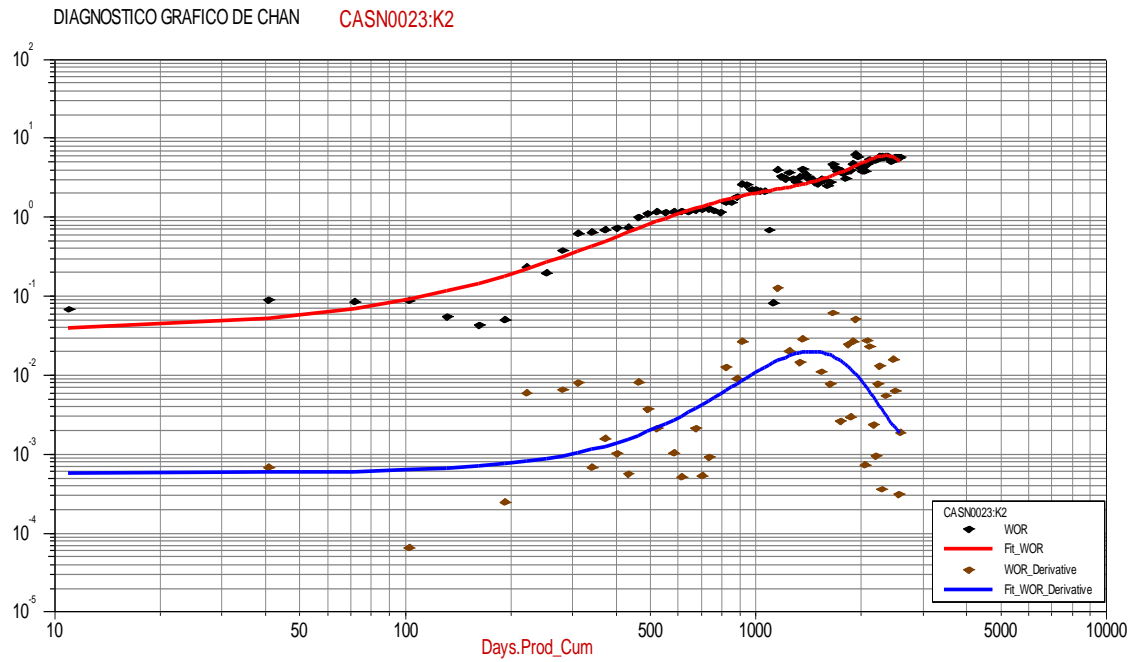
## 4.18 CAN23

Figura 82. Estado mecánico CAN23



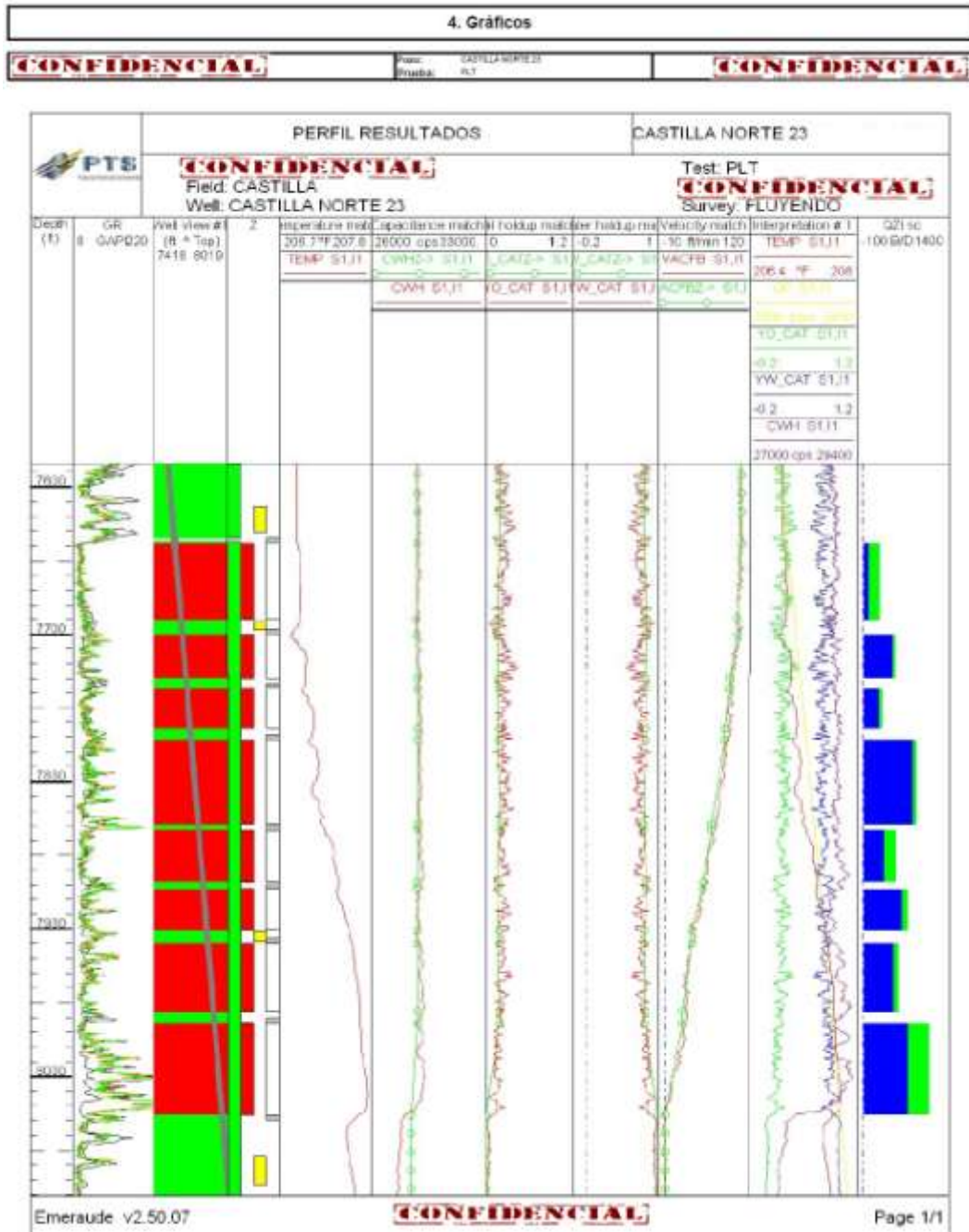
Fuente: ECOPETROL SA.

Figura 83. Curvas de Chan CAN23 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 84. PLT CAN23



Fuente: ECOPETROL SA.

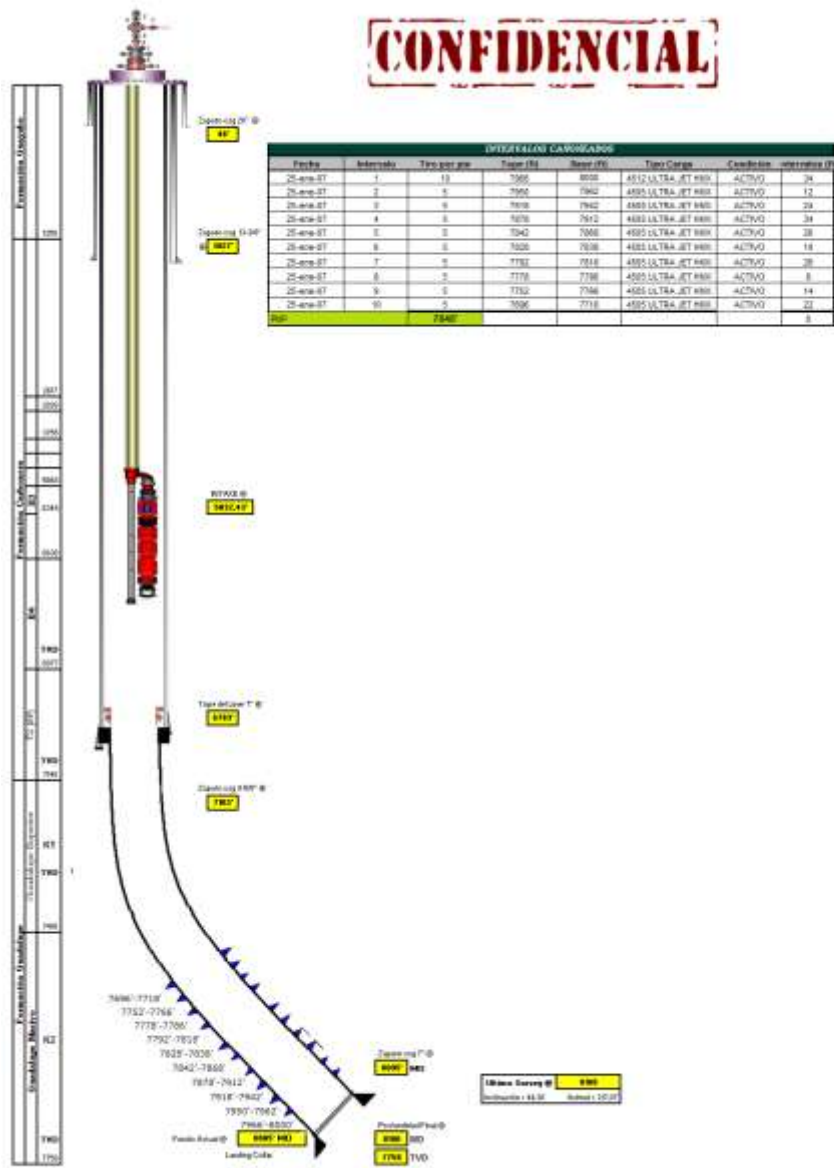
El pozo tiene un corte de agua del 78%. Al observar las lecturas de las herramientas de velocidad, temperatura y de identificación de fluidos se puede ver como hay aporte y movimiento de fluidos de cada intervalo. Además al observar detalladamente el registro temperatura se pueden encontrar grandes cambios desde la parte media hasta la parte superior del K2, que al compararlos con el Gamma Ray se encuentran que hay arenas muy lenticulares, lo que se refleja en la producción del intervalo, disminuyendo el área de drenaje de los cañoneos. Hacia el fondo del pozo, en los intervalos inferiores hay anomalías en el Gamma Ray, indicando la presencia de material radiactivo.

Se realizó la prueba de producción en tubería con un corte de agua de 77.8%. En esta prueba se encontró una anomalía en el flowmeter a una profundidad de 9110', pues al parecer hay presencia de una posible fuga en la tubería, lo que al compararlo con el CCL se encuentra un cuello de tubería que puede estar ocasionando la pérdida de fluido; por lo tanto se recomienda revisar estado mecánico para descartar posible causa de cambio de diámetro ya que en la temperatura no se observa este fenómeno (Figuras 82-84).

Las curvas de Chan para las arenas del K2 muestran que hay un fenómeno de CONIFICACIÓN (Figura 83).

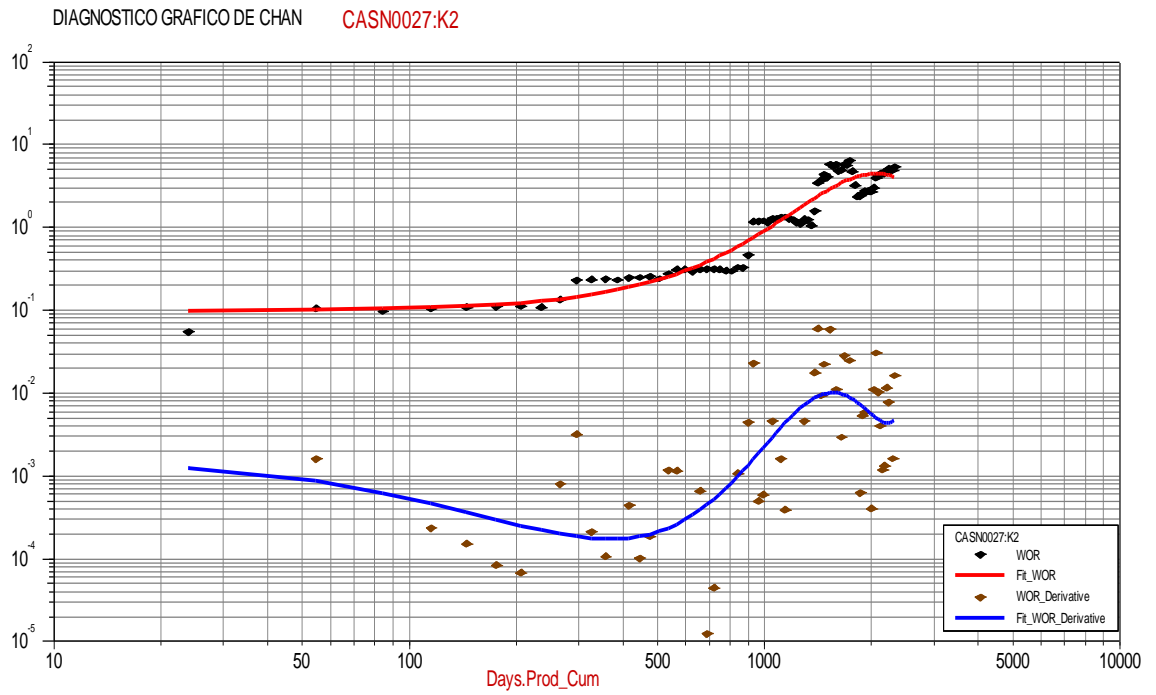
4.19 CAN27

Figura 85. Estado mecánico CAN27



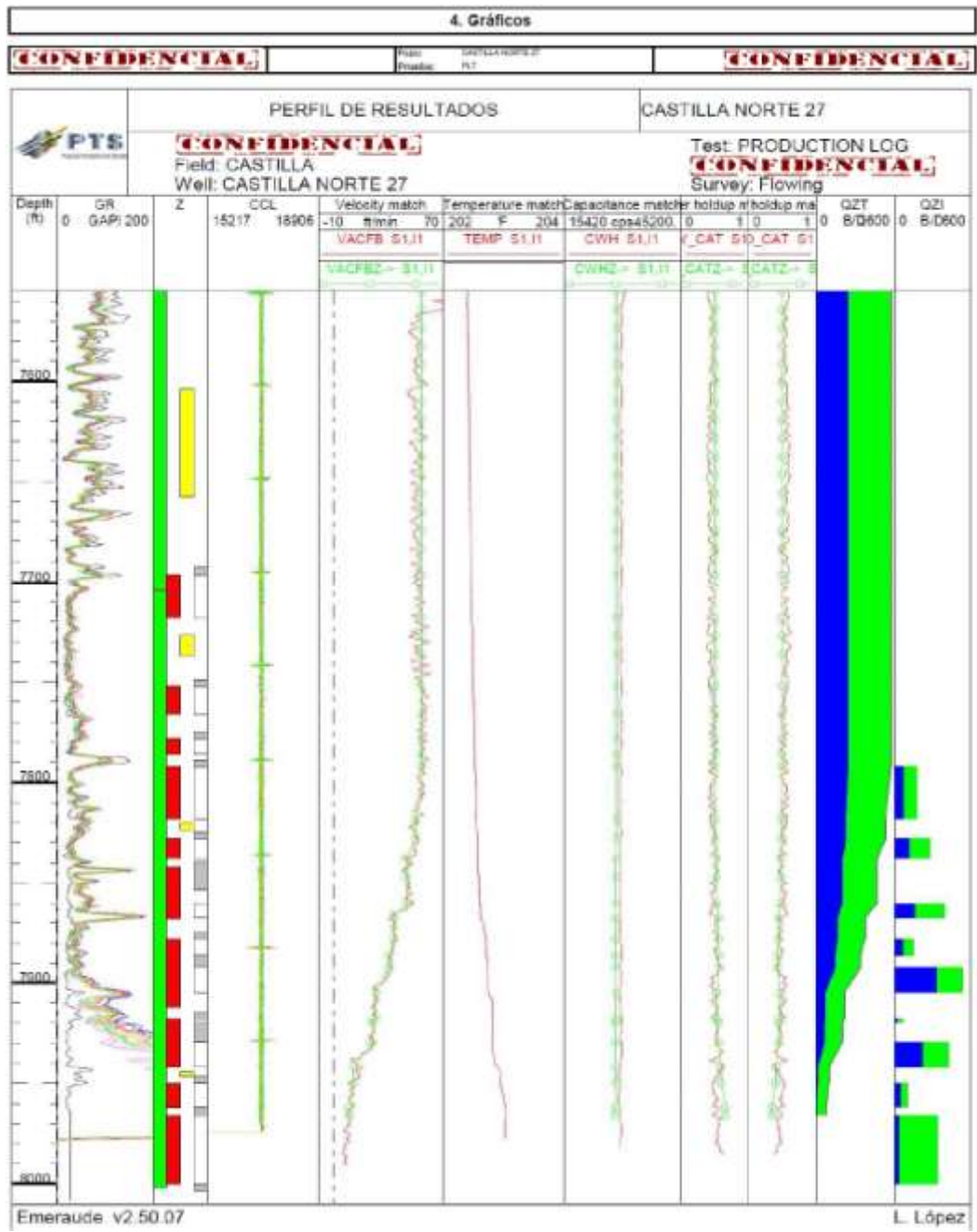
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 86.** Curvas de Chan CAN27 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 87. PLT CAN27



Fuente: ECOPETROL SA.

El pozo tiene un corte de Agua de 45.18%. Los cálculos se realizaron con una gravedad API de 12.1 y el registro de producción PLT fue realizado a una frecuencia BES de 55 Hz.

El pozo fue completado en 2007, se realizó una prueba de producción en tubería el cual arroja un corte de Agua de 24%. Desde esta fecha no se han realizado más trabajos a este pozo.

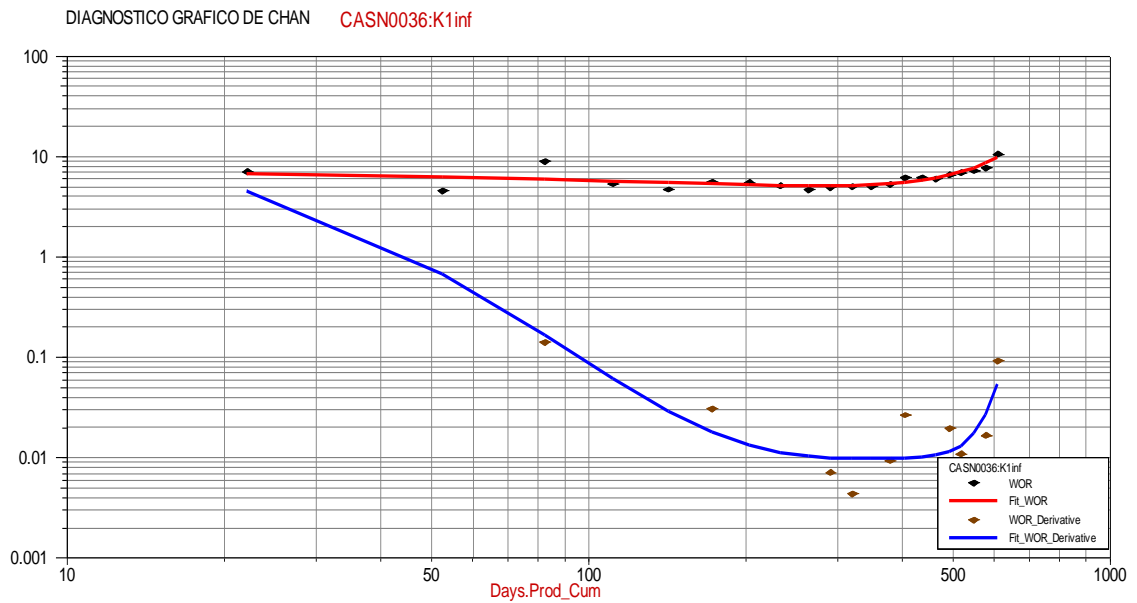
En los intervalos ubicados en el tope de la zona K2 (7696' - 7718), (7752' - 7766') y (7778' - 7786') no se observa movimiento de fluido ni cambios en la pendiente de la Temperatura, por lo que se concluye que estos no están aportando a la producción. El resto de los intervalos cuentan con una producción cuyo corte de Agua varía entre 11 y 63 %.

El Gradiente dinámico de Presión realizado al pozo varía entre 0.408 y 0.419 psi/ft lo que indica la presencia de mezcla en el pozo (Figuras 85-87).

Las curvas de Chan muestran el fenómeno de CONIFICACIÓN para la formación K2 (Figura 86).



**Figura 89.** Curvas de Chan CAN36 formación K1 inferior



**Figura 90.** Curvas de Chan CAN36 formación K2

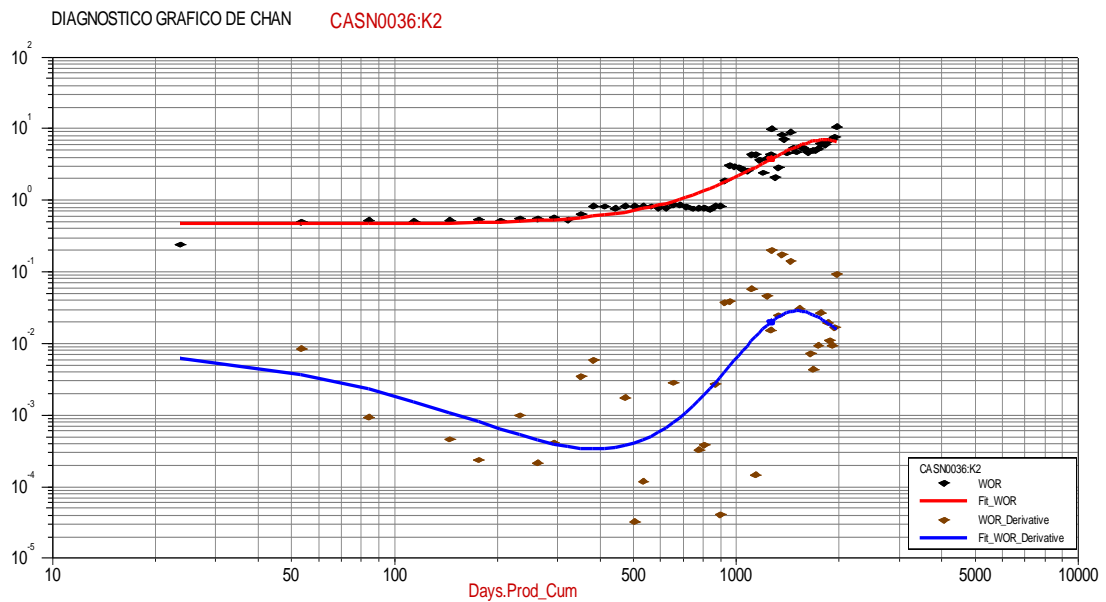
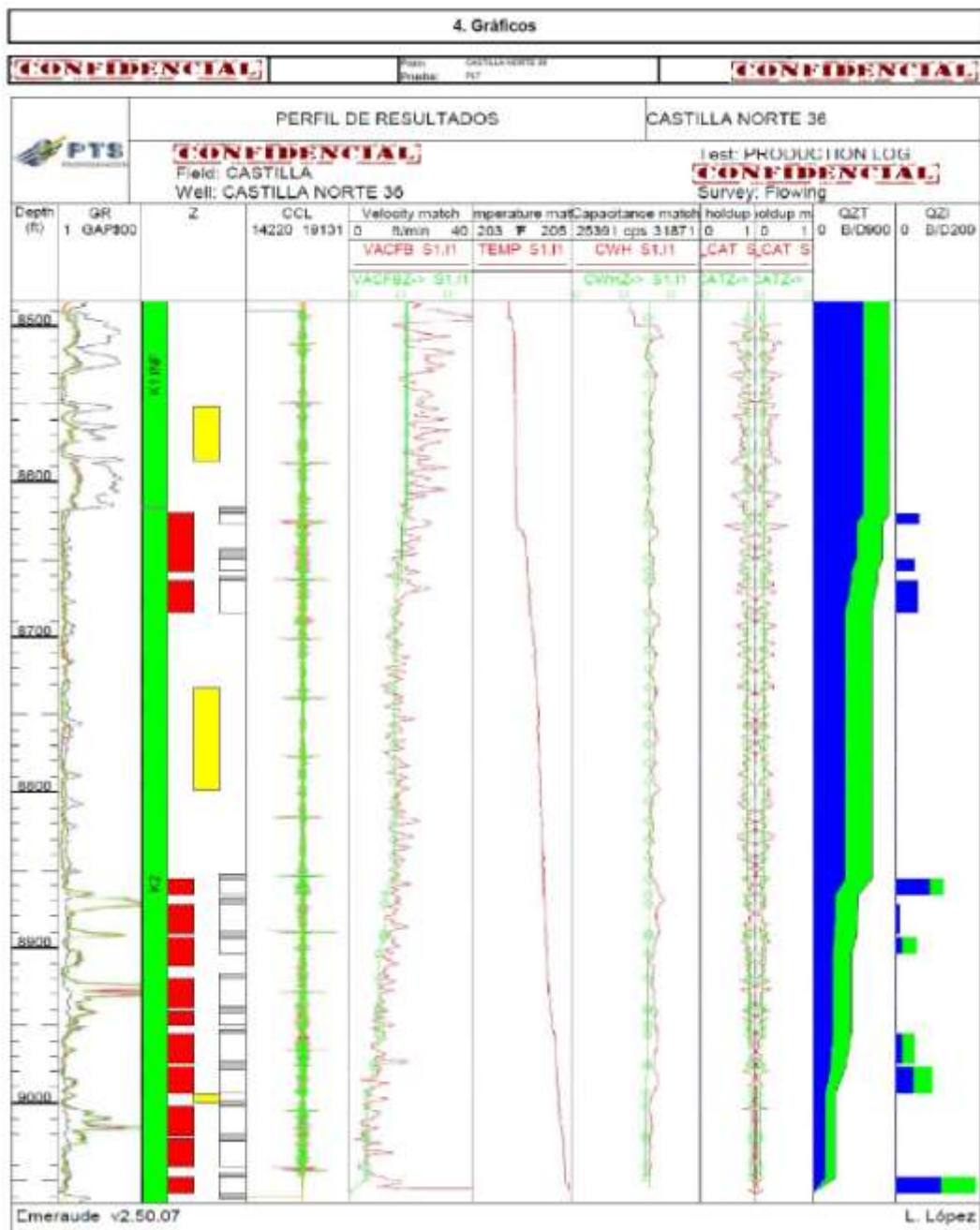


Figura 91. PLT CAN36



Fuente: ECOPETROL SA.

Según la interpretación del Registro PLT realizado en Septiembre de 2011 muestra un corte de Agua de 66.9%. El registro PLT fue realizado con una frecuencia BES de 50 Hz.

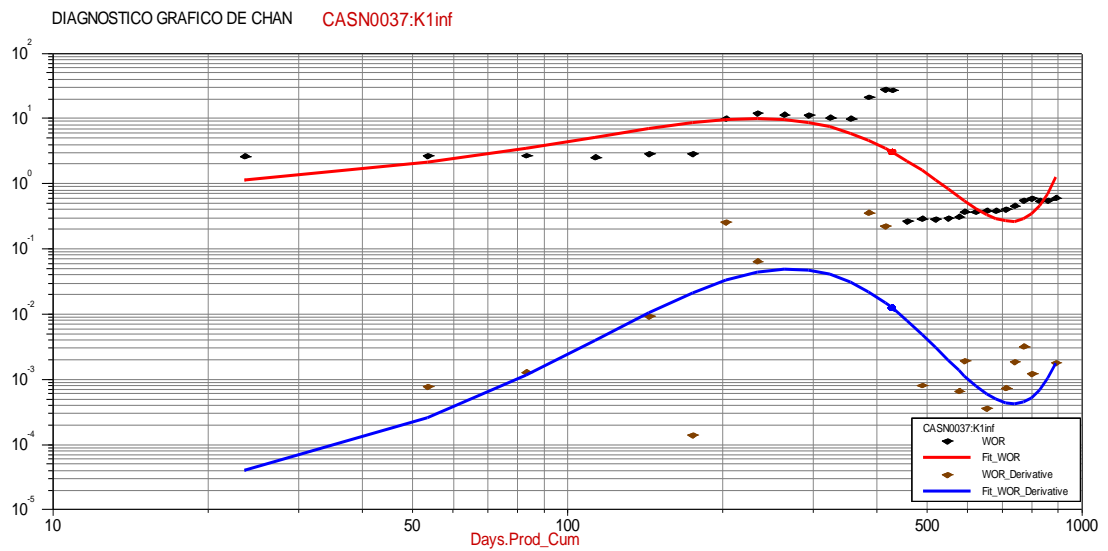
El pozo fue completado en 2007 en la zona K2, la mayor cantidad del Crudo obtenido en superficie proviene de la base de la zona, y la mayor cantidad de Agua del tope de la zona donde la mayoría de los intervalos en este punto tienen un corte de Agua de 100%.

El gradiente dinámico de presión realizado el pozo varia entre 0.365 y 0.450 psi/ft corroborando la presencia de mezcla en el pozo (Figuras 88-91).

Mediante del análisis de las curvas de Chan se puede inferir que para la formación K1 inferir hay PÉRDIDAS DE FLUIDO POR FALLAS O POR DETRÁS DEL REVESTIDOR (Figura 89); para la formación K2 se observa que hay un fenómeno de CONIFICACIÓN (Figura 90).

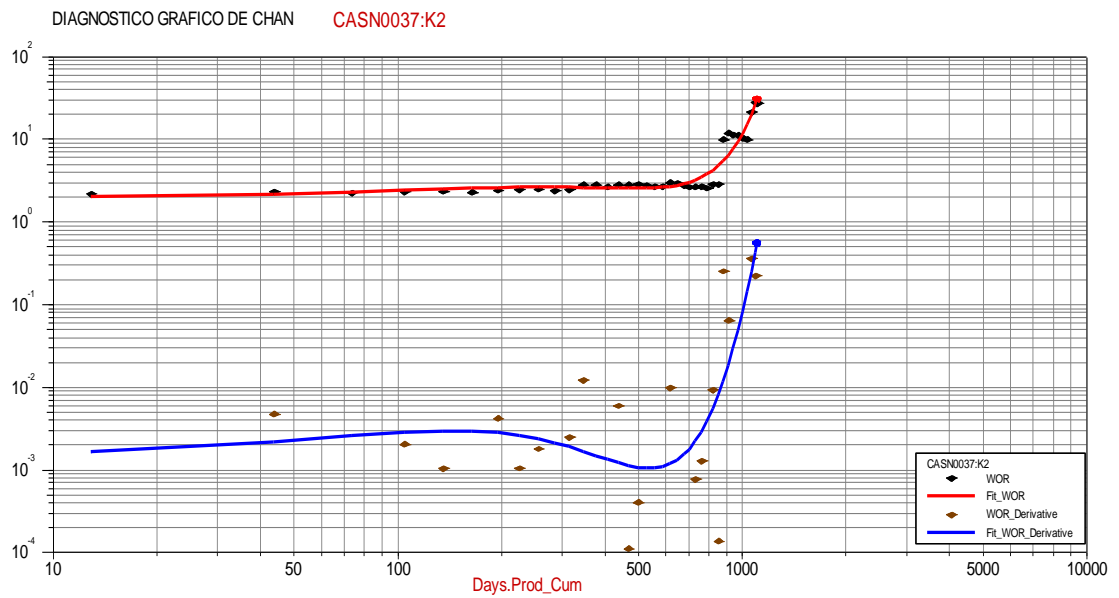


**Figura 93.** Curvas de Chan CAN37 formación K1 inferior



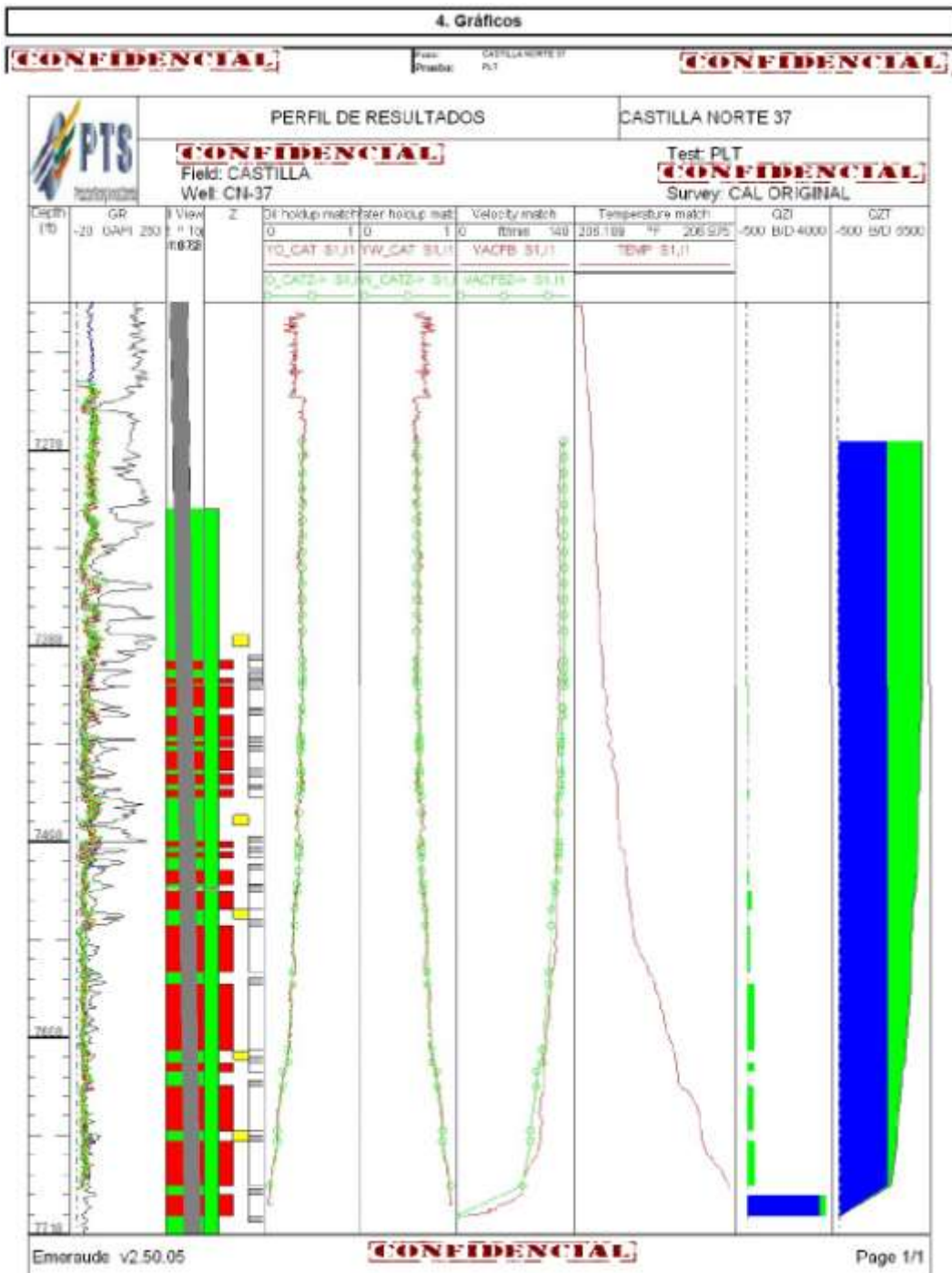
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 94.** Curvas de Chan CAN37 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 95. PLT CAN37



Fuente: ECOPETROL SA.

El pozo tiene un corte de agua del 59%. El 100% de la producción de agua lo aporta el Intervalo inferior (7688' - 7800'); el 21% de la producción de aceite proviene del K1 inf, lo que puede estar afectado por el alto caudal proveniente del K2 que puede restringir la producción de fluidos; al igual en el GR se pueden observar arenas apretadas y sucias. Cabe resaltar que el Draw Down del K1 es mayor que el del K2.

Las herramientas de temperatura y flowmeter junto con las de identificación de fluidos presentan tendencias, lo que hace que los cálculos obtenidos sean confiables. El pozo fué cañoneado en K1 inf, pero no se tienen pruebas en superficie después de la intervención (Figuras 92-95).

Las curvas de Chan muestran que para las dos formaciones de interés presentan **PÉRDIDAS DE FLUIDO DEBIDO A FALLAS O POR DETRÁS DEL REVESTIDOR** (Figuras 93-94).

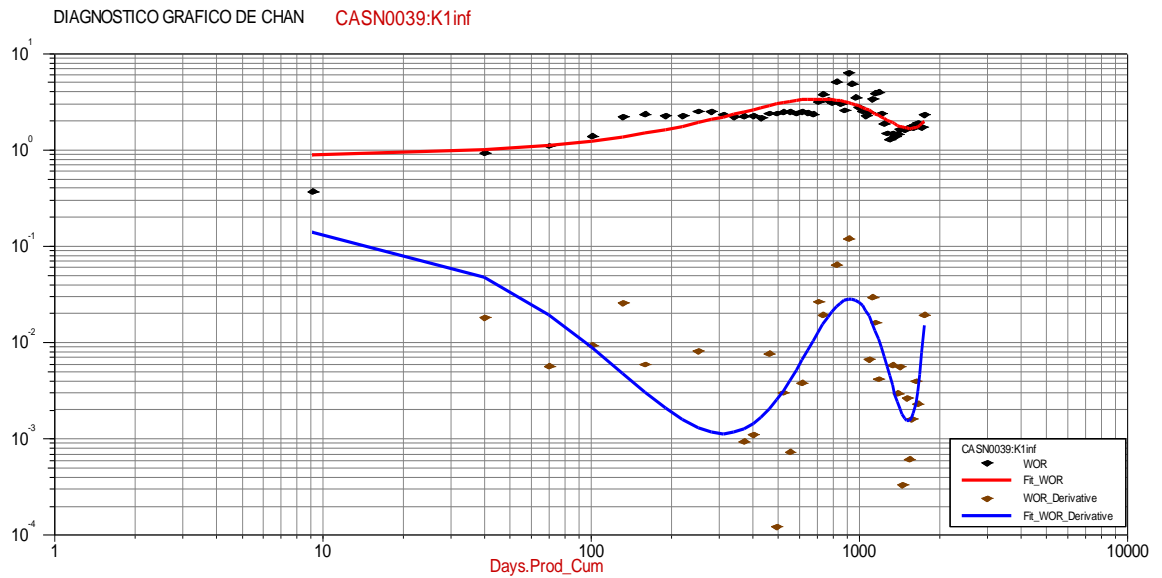
## 4.22 CAN39

Figura 96. Estado mecánico CAN39



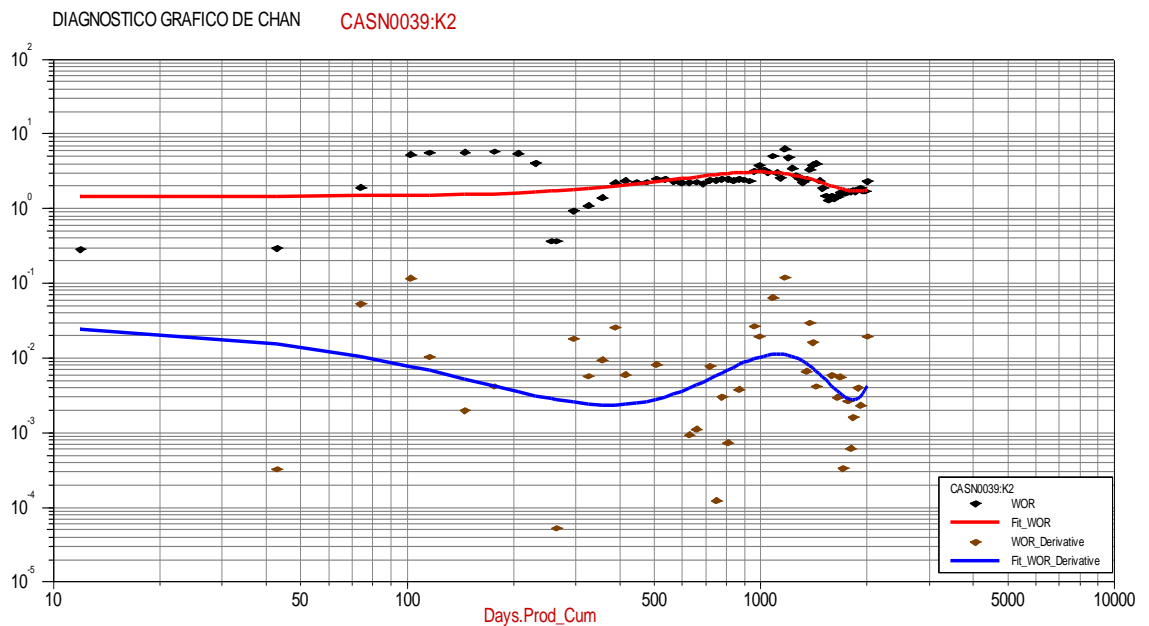
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 97.** Curvas de Chan CAN39 formación K1 inferior



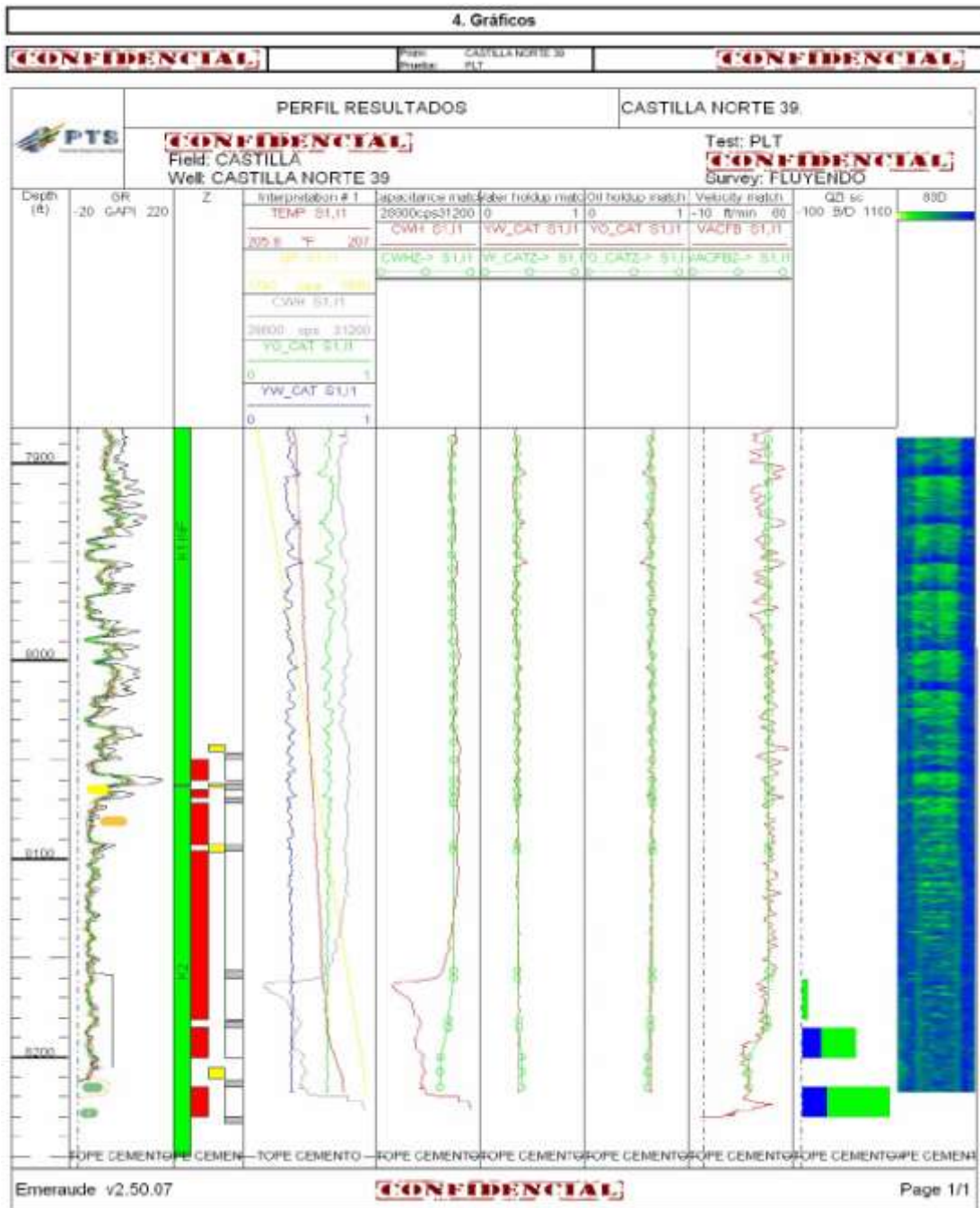
Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 98.** Curvas de Chan CAN39 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 99. PLT CAN39



Fuente: ECOPETROL SA.

El pozo tiene un corte de agua del 30% y un índice de productividad IP de 1.56 BFPD/Psi.

La última intervención se realizó en Septiembre de 2008 donde se cañearon arenas adicionales del K2.

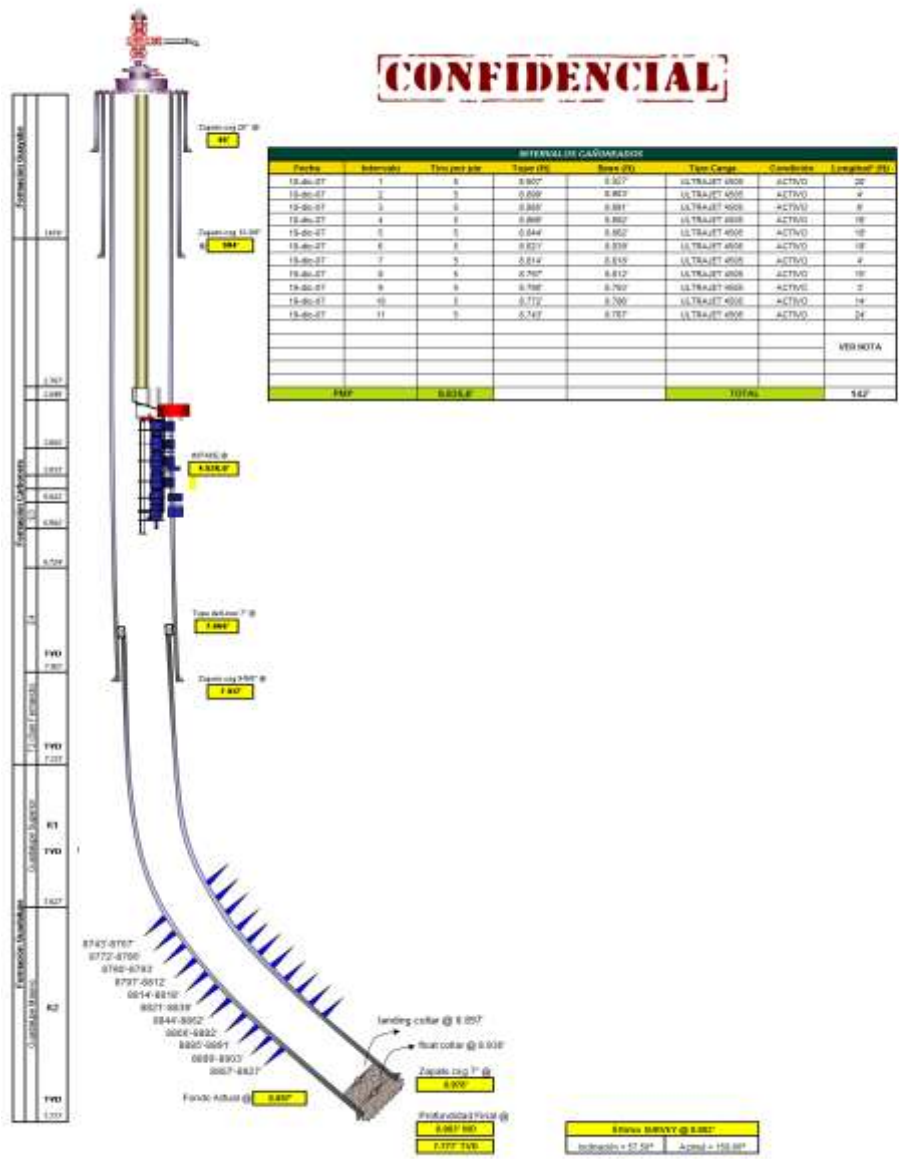
Al revisar la raw data se encuentra producción por medio de baches continuos, lo que se refleja en lo registrado por el flowmeter y en lo registrado por el CAT.

El mayor movimiento de fluidos se evidencia en los intervalos inferiores a partir de 8160', siendo el intervalo 8215' - 8230' el de mayor producción con un aporte del 59% de fluido total y un corte de agua del 29%. Hacia el intervalo 8096' - 8181' se presentan inflexiones en las curvas de velocidad promedio y temperatura hacia los 8160', profundidad donde se realiza zona de cálculo quedando el intervalo subdividido, aportando el 100% de la producción hacia la base (8160' - 8181'). Los intervalos superiores presentan baja productividad continuando con la tendencia de lo obtenido en arenas inferiores (Figuras 96-99).

Las curvas de Chan muestran CONIFICACIÓN para ambas formaciones (K1 inferior y K2) (Figuras 97-98).

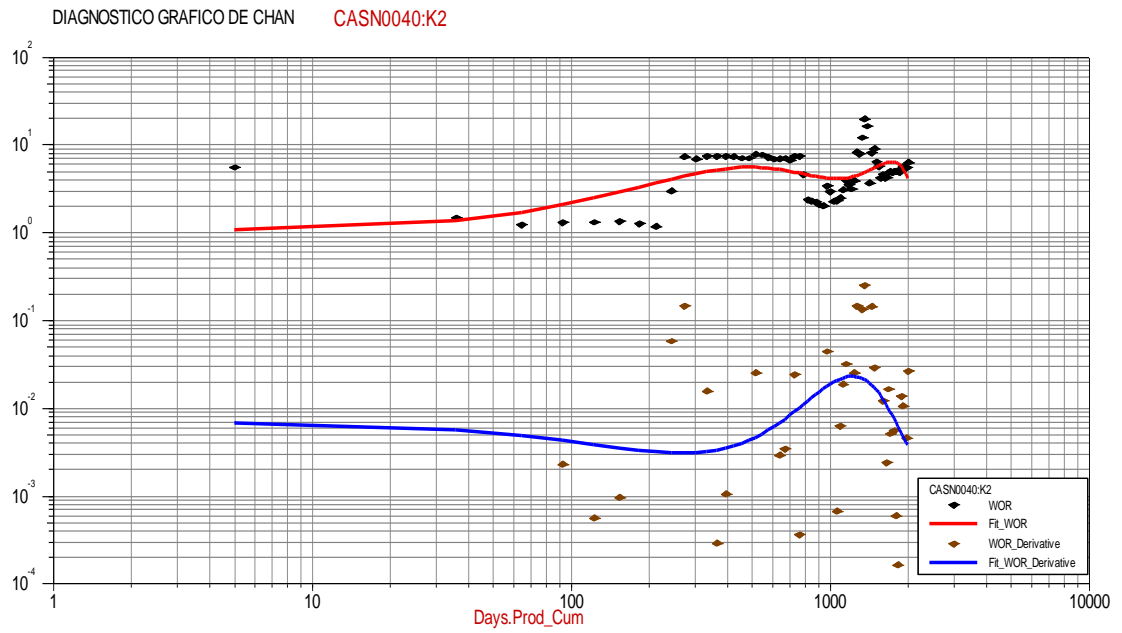
## 4.23 CAN40

Figura 100. Estado mecánico CAN40



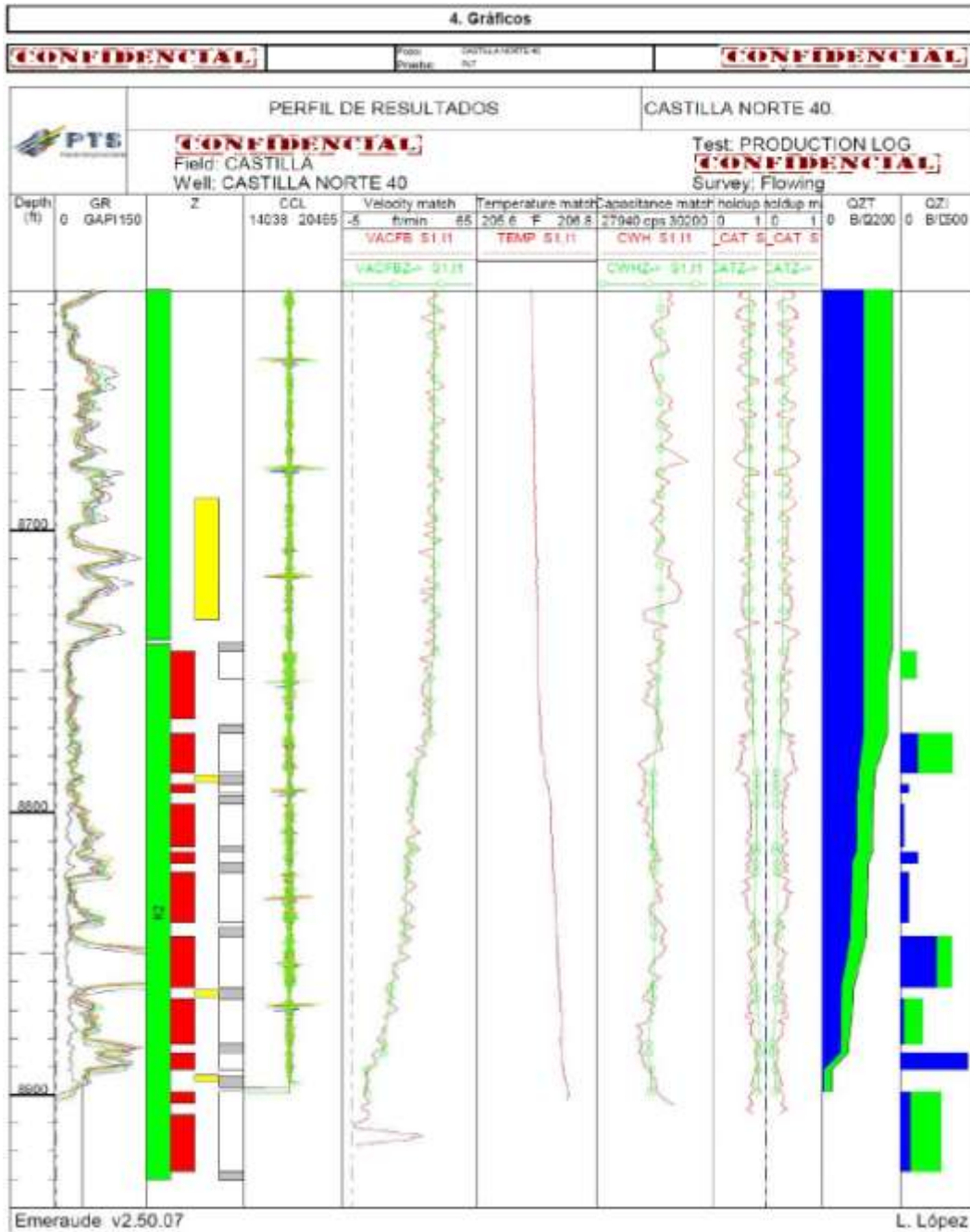
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 101.** Curvas de Chan CAN40 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 102. PLT CAN40



Fuente: ECOPETROL SA.

Según la Interpretación del registro PLT realizado el día 2 de Marzo de 2010, el pozo tiene un corte de Agua de 61.41%, los cálculos se realizaron con una

gravidad API de 11.3\* y el registro fue realizado con una frecuencia BEs de 43 Hz.

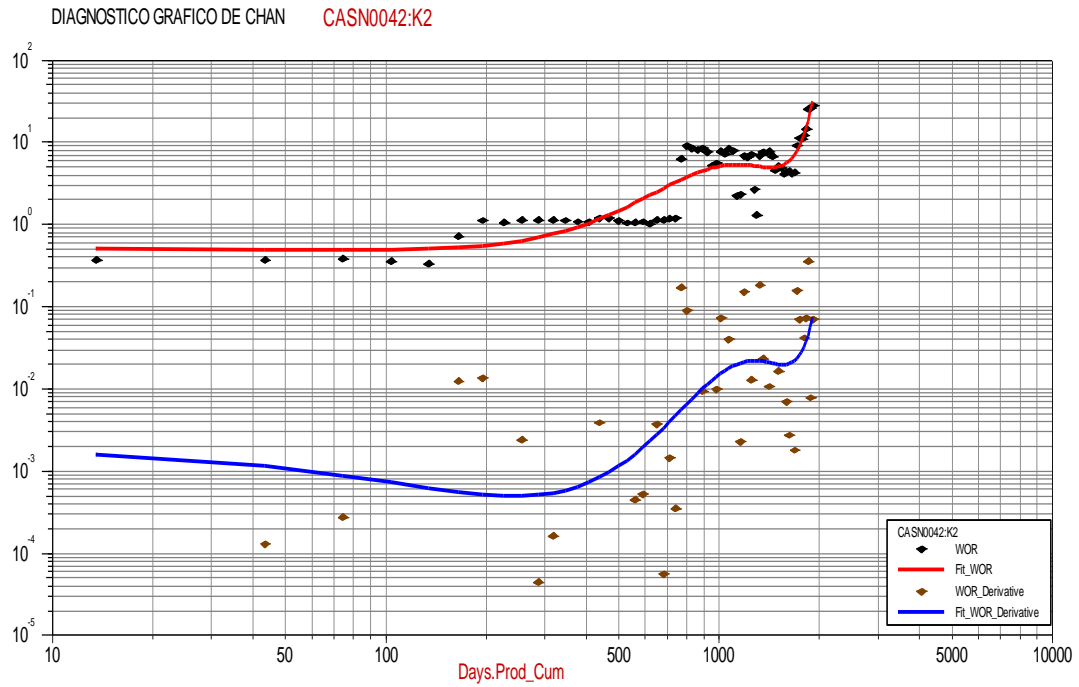
El pozo fue completado en la zona K2 en Diciembre de 2007, y no se le ha realizado ninguna intervención. Durante la operación se detectó que una parte del intervalo 8907' - 8927 se encuentra arenado, el fondo encontrado fue a 8914', por lo tanto la sarta no llegó hasta un lugar en el pozo donde hubiese cero flujo.

Los intervalos de la parte media de la zona K2 (8790' - 8793'), (8797\* - 8812'), (8814' - 8818\*) y (8821' -8839') tienen un corte de agua alto, aunque estos tienen muy baja productividad, obteniendo el 6% del total de la producción de fluido en superficie. A diferencia del resto de los intervalos del tope y la base de la zona K2 que muestran cortes de Agua que varían entre 0 y 70 % (Figuras 100-102).

Las curvas de Chan para las arenas de la formación K2 muestran que hay un fenómeno de CONIFICACIÓN (Figura 101).

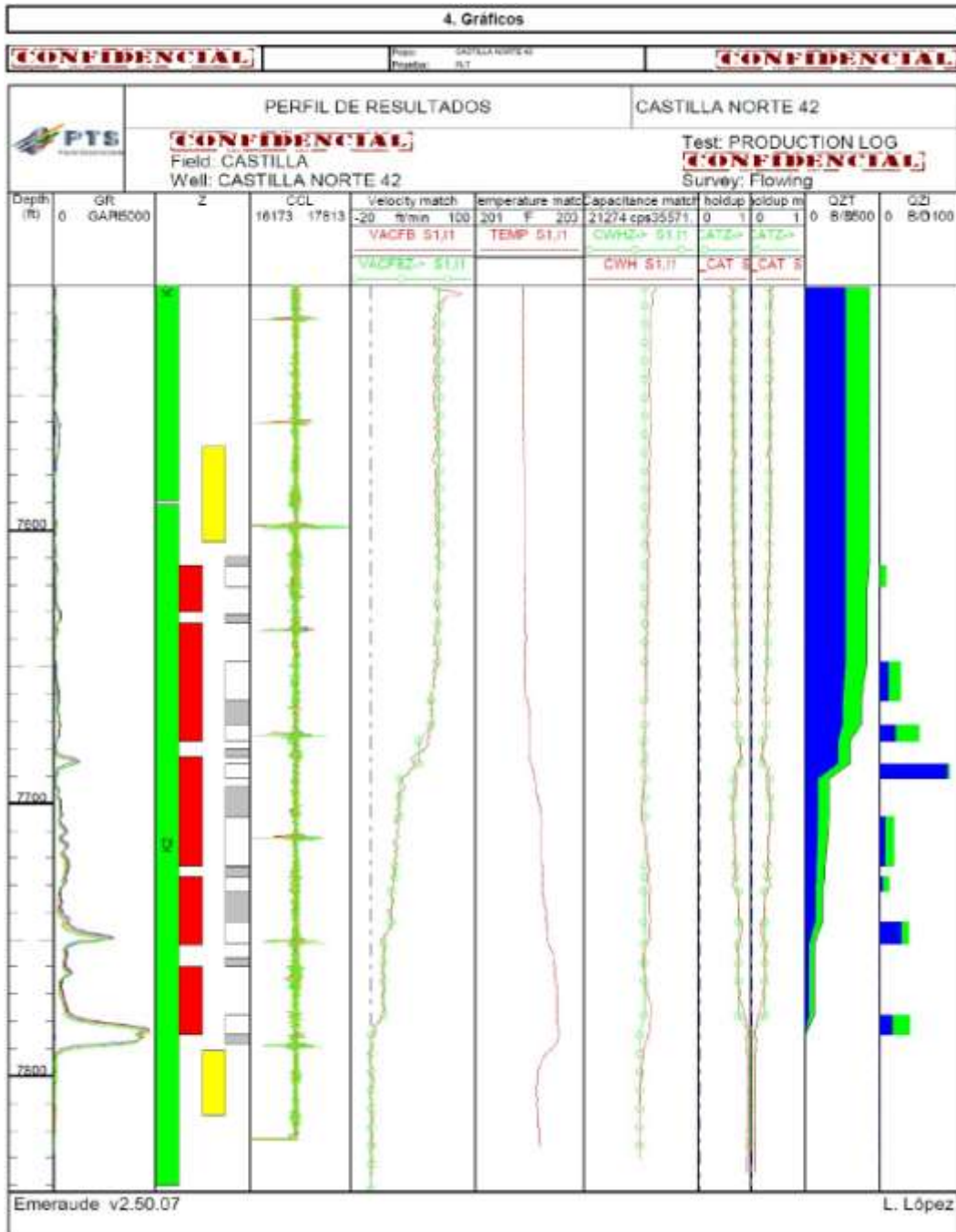


Figura 104. Curvas de Chan CAN42 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 105. PLT CAN42



Fuente: ECOPETROL SA.

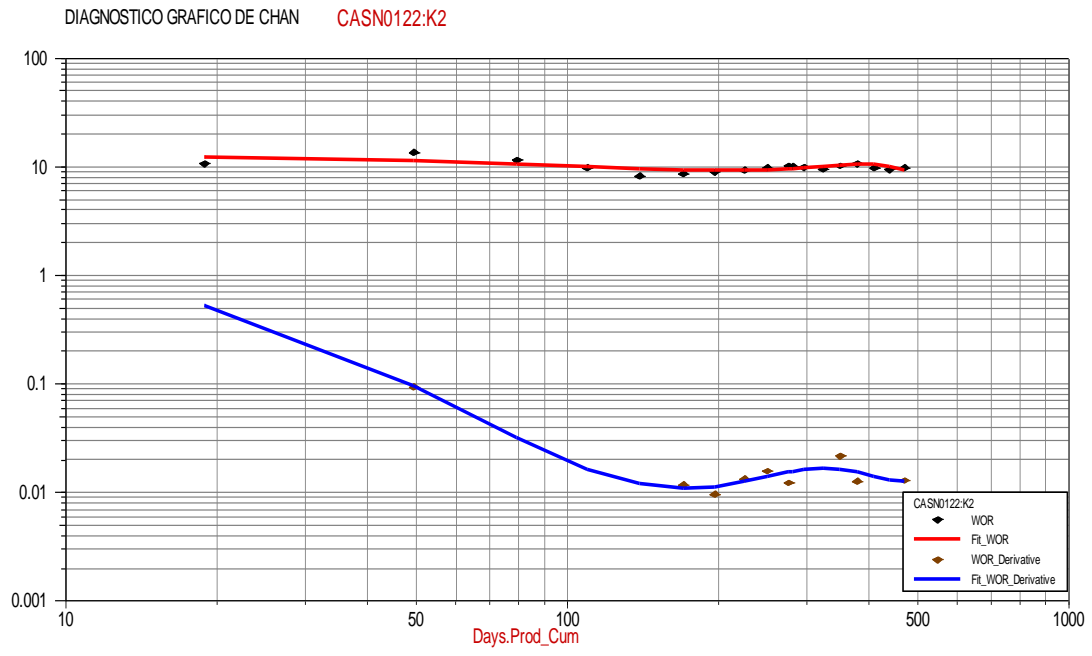
Según la interpretación del registro PLT realizado en mayo de 2011 con una frecuencia BES de 52 Hz tiene un corte de agua de 64.6%.

El pozo fue completado en Marzo de 2008 con 5 intervalos cañoneados en la zona K2, hasta el momento no ha sido intervenido. Se observan alteraciones en las señales de Gamma Ray en las zonas inferiores (intermedio de K2) que se puede deber a taponamiento por finos, zonas lavadas y daño en el cemento. Sin embargo, el registro USIT- CBL realizado en Marzo de 2008, muestra un buen estado del cemento (Figuras 103-105).

Las curvas de Chan muestran PÉRDIDAS DE FLUIDO POR FALLAS O POR DETRÁS DE LA TUBERIA (Figura 104).

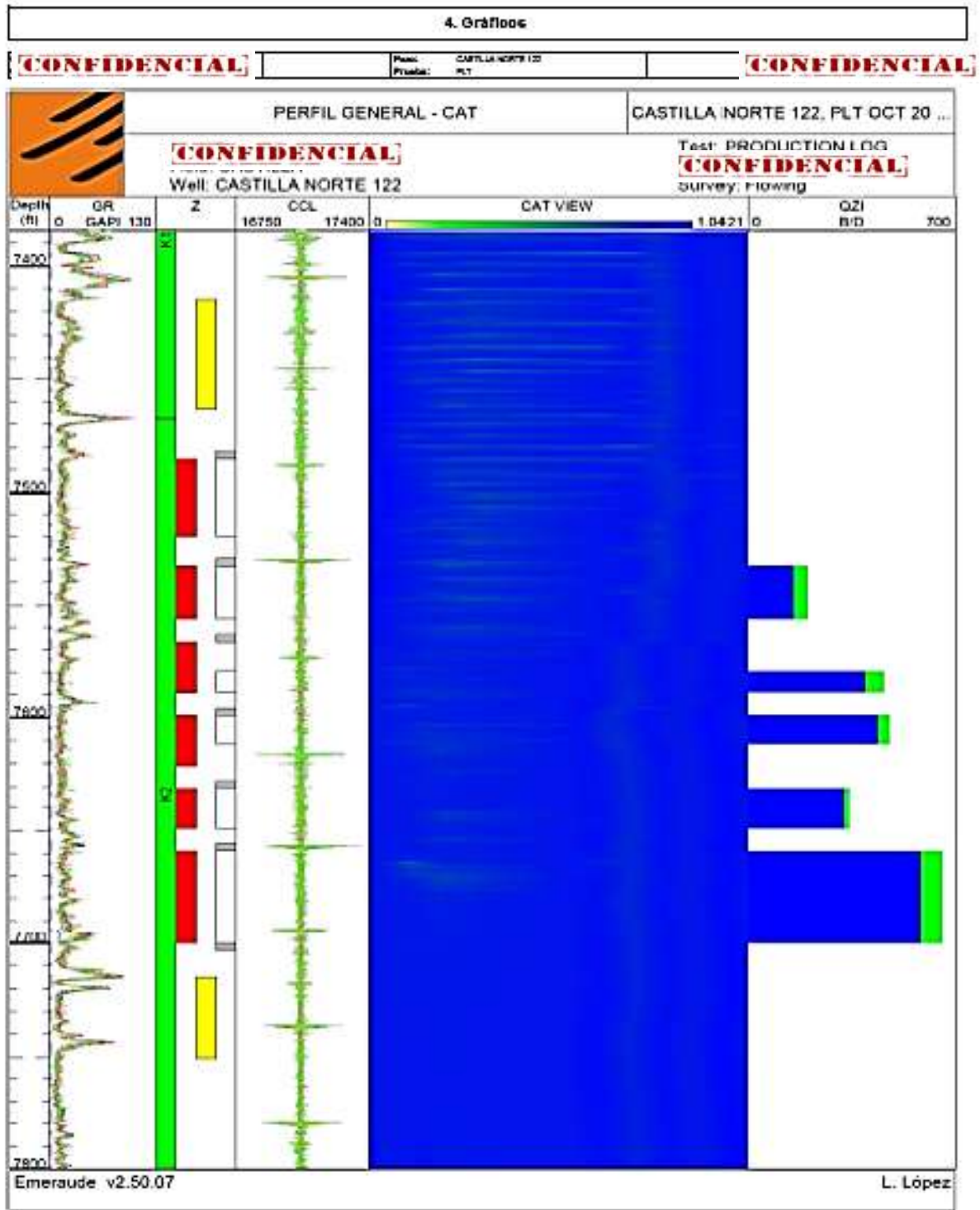


Figura 107. Curvas de Chan CAN122 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 108. PLT CAN122



Fuente: ECOPEL SA.

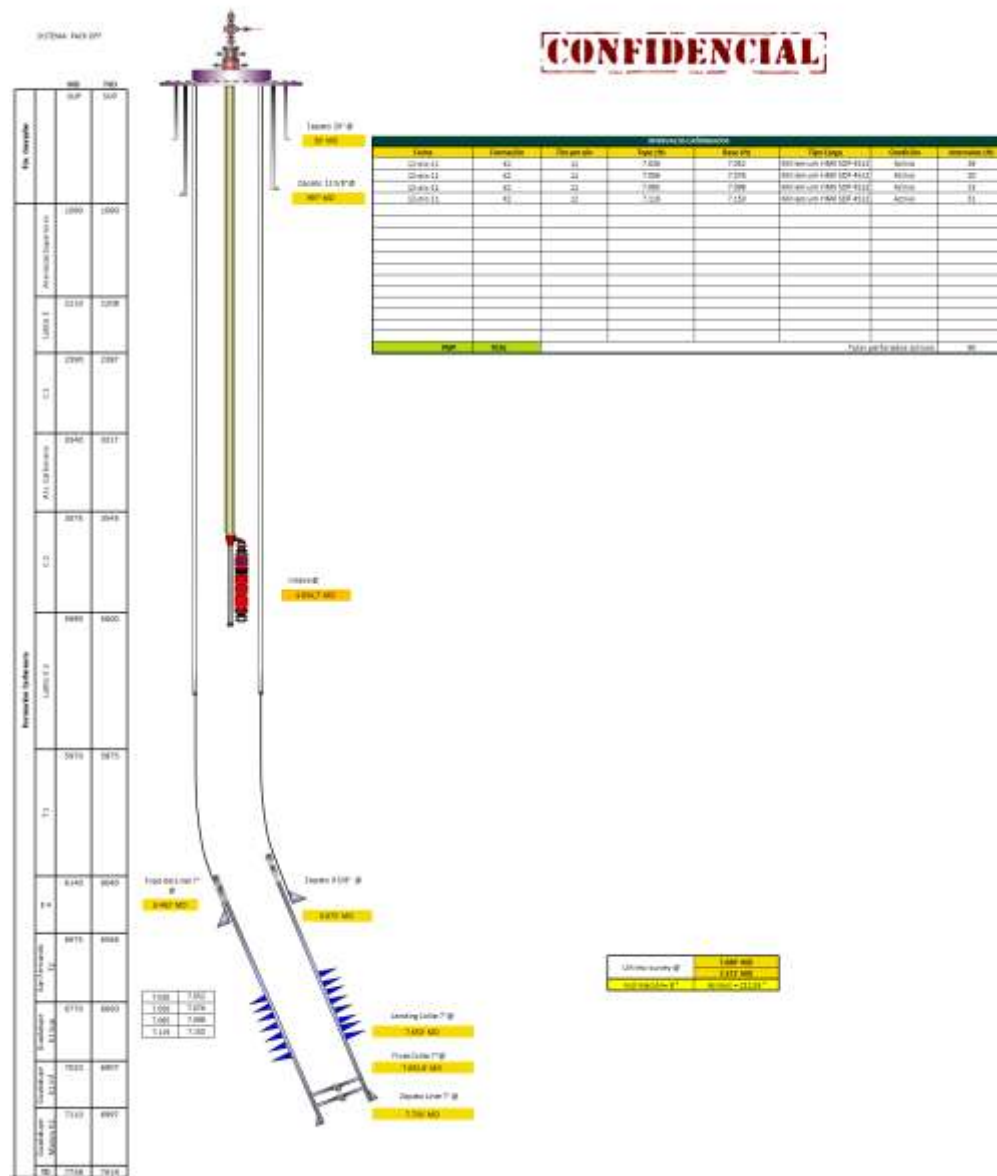
Según los resultados de la interpretación del registro de producción PLT realizado en Octubre de 2011 con una frecuencia BES de 55 Hz presenta un corte de agua de 89.6%, el pozo no tiene MDT en red y los pozos cercanos no cuentan con la suficiente información en profundidad para correlacionar.

El pozo fue completado en Octubre de 2011 con seis intervalos en la zona K2, la mayor parte del fluido tanto agua como crudo obtenido en superficie proviene de la zona inferior de K2, frente a la zona superior de K2, no se observan movimientos significativos en las herramientas que indique producción de fluido (Figuras 106-108).

Las curvas de Chan muestran que hay un DESPLAZAMIENTO NORMAL DE FLUIDO para la formación K2 (Figura 107).

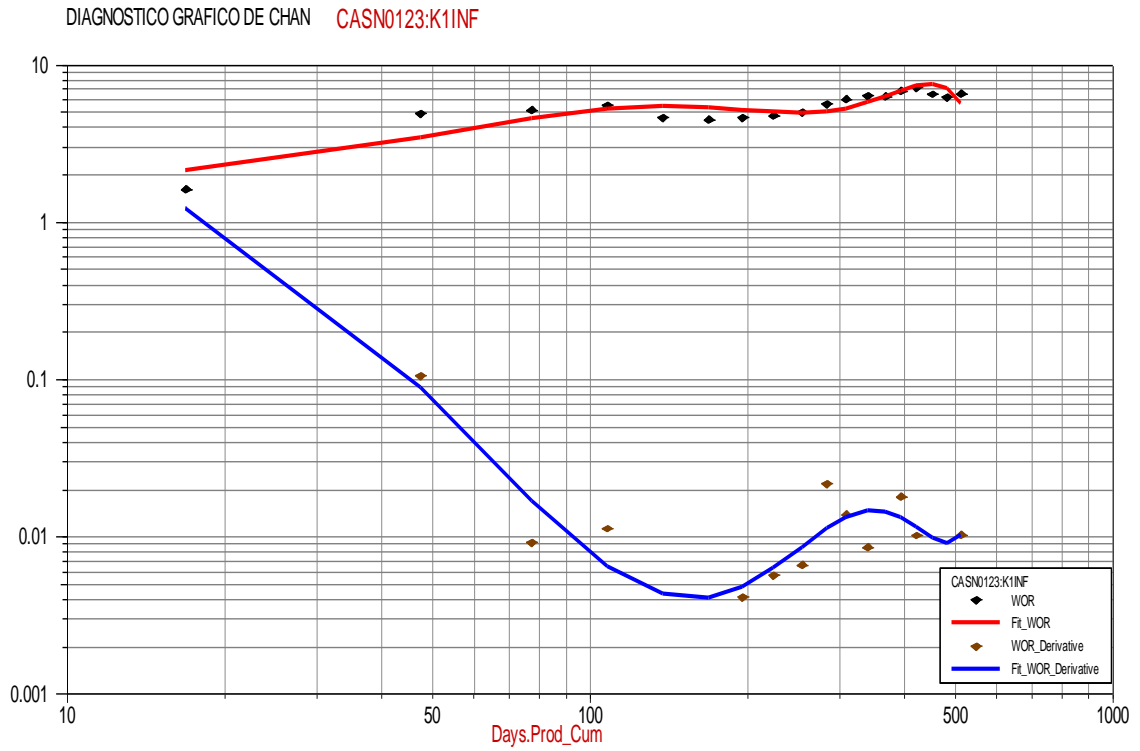
## 4.25 CAN123

Figura 109. Estado mecánico CAN123



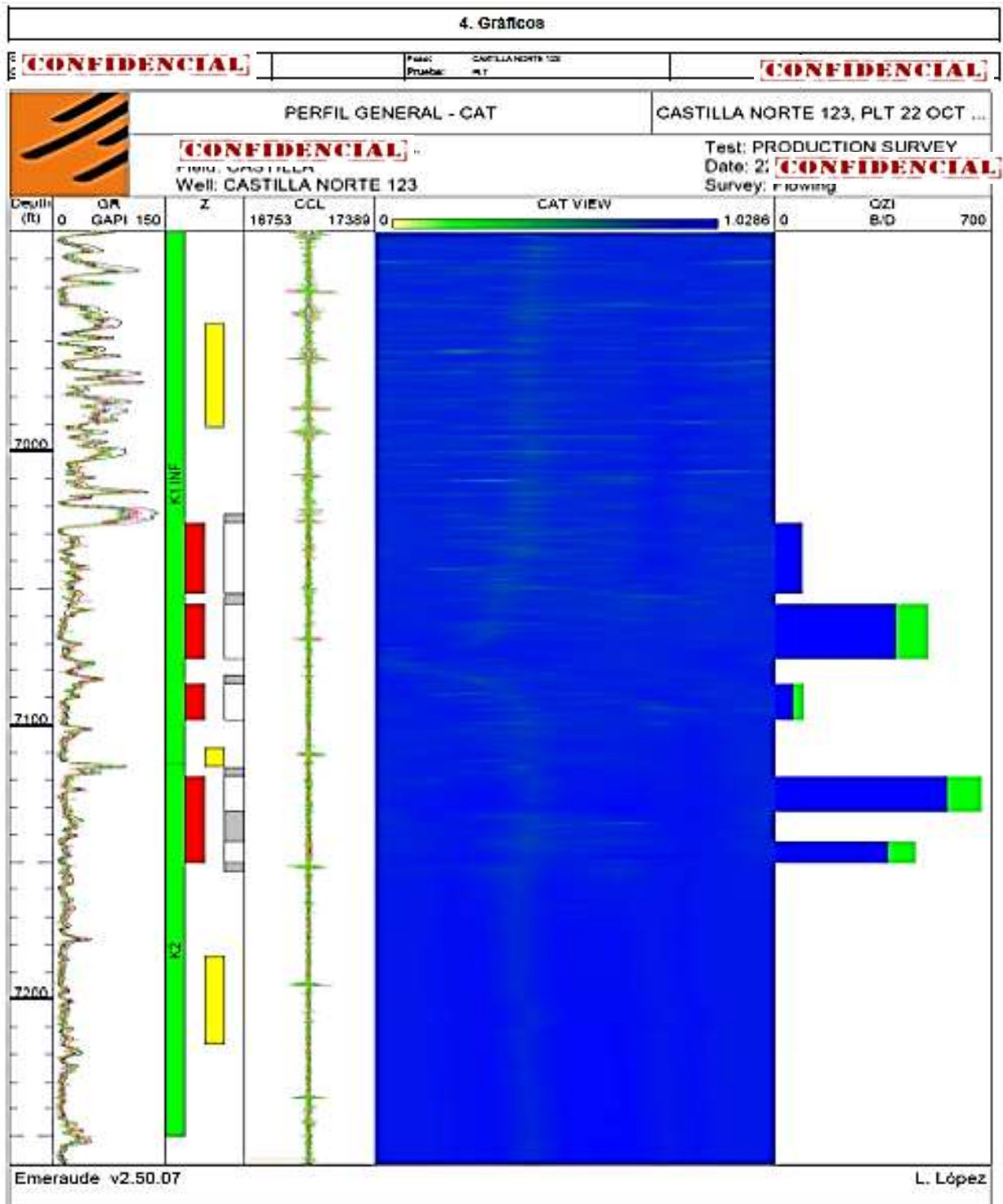
Fuente: ECOPETROL SA.

Figura 110. Curvas de Chan CAN123 formación K1 inferior



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 111. PLT CAN123



Fuente: ECOPETROL SA.

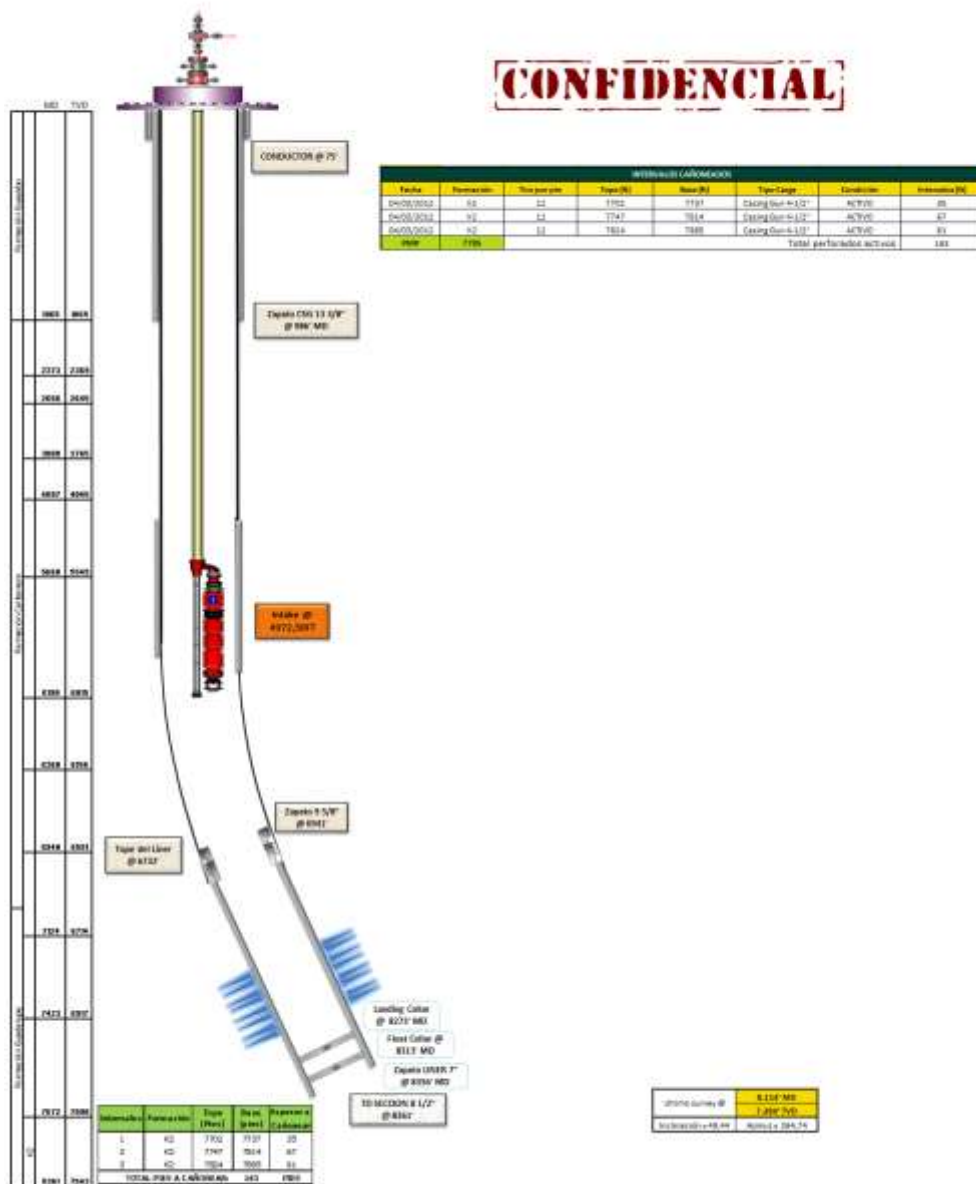
Según los resultados de la interpretación del registro PLT realizado en Octubre de 2012 con una frecuencia BES de 50 Hz presenta un corte de agua de 82%.

El pozo fue completado en Diciembre de 2011 con tres intervalos en la zona K1 Inferior y un intervalo en la zona K2 según el listado de topes suministrado, la mayor cantidad del fluido obtenido en superficie proviene de la zona K2 la cual aporta el 63 % de la totalidad del fluido, el intervalo de la zona K2 fue dividido en dos sub intervalos debido a inflexiones observadas en las curvas del flowmeter que se vieron reflejadas en los cálculos de Velocidad Aparente de fluido (Figuras 109-111).

Las curvas de Chan muestran que hay un DESPLAZAMIENTO NORMAL DE FLUIDO para la formación K2 con variaciones debidas al Draw Down (Figura 110).

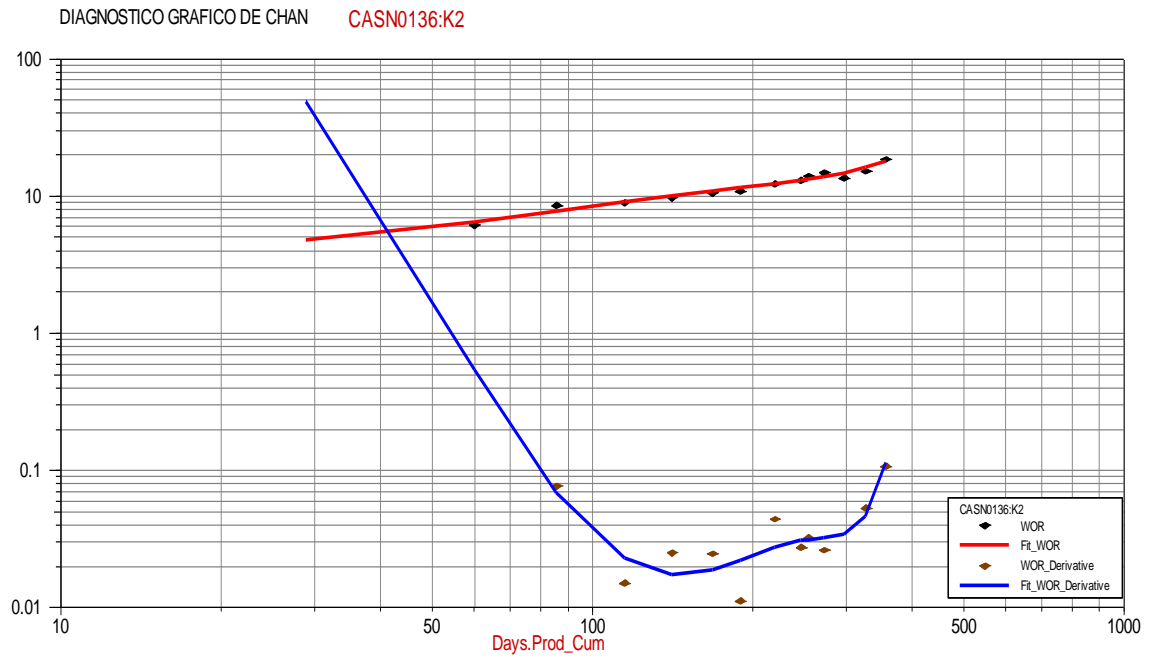
## 4.26 CAN136

Figura 112. Estado mecánico CAN136



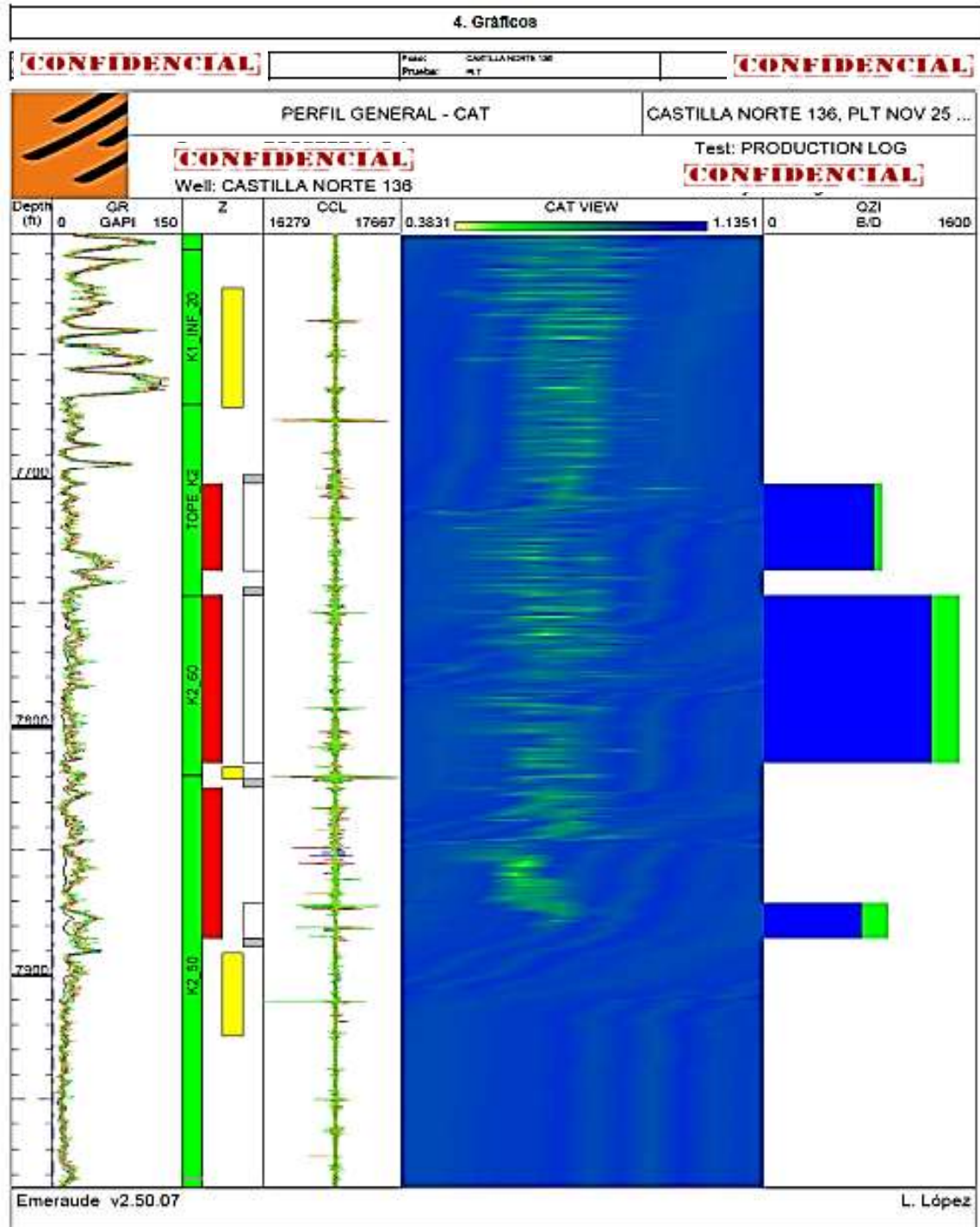
Fuente: ECOPETROL SA.

**Figura 113.** Curvas de Chan CAN136 formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 114. PLT CAN136



Fuente: ECOPEL SA.

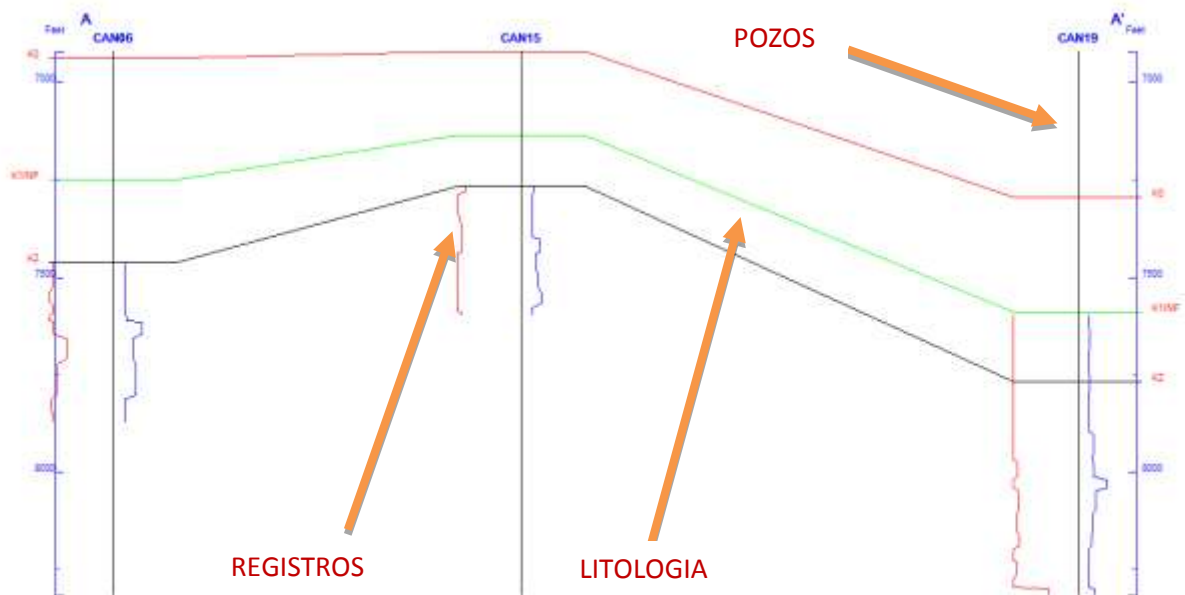
El pozo CAN136 según los resultados de la interpretación del registro PLT realizado en Noviembre de 2012 con una frecuencia BES de 53 presenta un corte de agua de 87.

El pozo fue completado en abril de 2012 perforando tres intervalos en la zona K2, se observa durante las pasadas que del intervalo 7824'-7885' produce únicamente por la base del mismo, los últimos 15 pies, frente al resto del intervalo no se observan movimientos que indiquen producción de fluido (Figuras 112-114).

## 5. DISTRIBUCIÓN VERTICAL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Para determinar los pozos candidatos a perforación infill se recurre a generar secciones transversales (cross section) entre los 28 pozos del área de 1000 acres seleccionada para el análisis. Esto se hace mediante el uso del software OFM que permite realizar el Cross section entre los pozos elegidos convenientemente, generando un gráfico seccional donde se puede visualizar litologías entre los pozos seleccionados, diagramas de los pozos, y trazos de registros. En este caso se usa solo para observar la litología entre los pozos seleccionados, y trazos de registros específicamente acondicionados para el objetivo del proyecto. La figura 115 muestra un ejemplo del gráfico generado.

**Figura 115.** Ejemplo gráfico sección transversal.



Fuente: Autores. Software OFM

Los marcadores geológicos observados en la figura 115 fueron acondicionados específicamente para las necesidades del análisis. Originalmente solo se contaba con los marcadores K1 inferior, K2 y K0, pero debido al nivel de detalle que se requería se adicionaron marcadores modificando la tabla de Access que contiene la base de datos del campo. Estos datos son actualizados desde la opción database del software OFM para que reconozca los cambios realizados. Los marcadores que se incluyeron se pueden apreciar en la siguiente tabla de ejemplo que muestra los que se hizo para cada uno de los 28 pozos seleccionados.

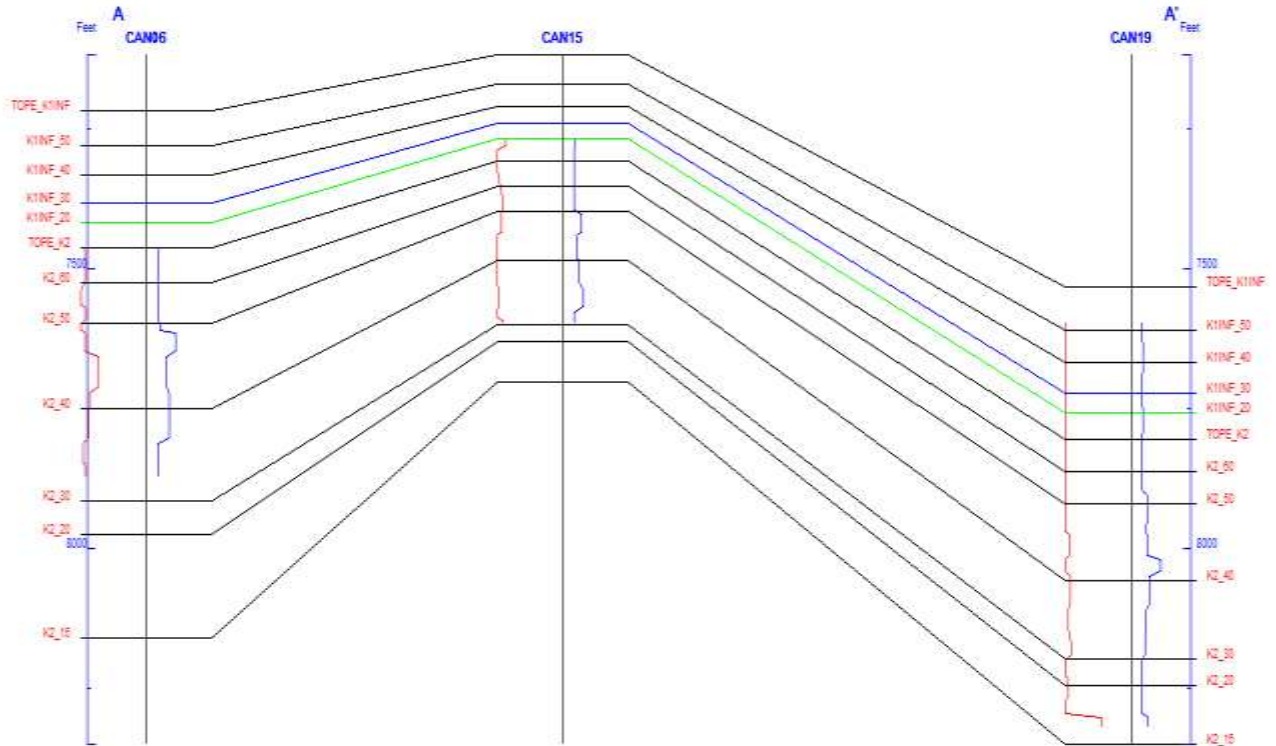
**Tabla 4.** Marcadores CAN01

Wellbore	Name	Date	Depth	Picker
CAN01	K1INF_50	28-sep-13	6422,6245	
CAN01	K1INF_40	28-sep-13	6450,3218	
CAN01	K1INF_30	28-sep-13	6476,6851	
CAN01	K1INF_20	28-sep-13	6518,8491	
CAN01	K1INF_10	28-sep-13	6543,3213	
CAN01	K2_50	28-sep-13	6667,7188	
CAN01	K2_40	28-sep-13	6746,8398	
CAN01	K2_30	28-sep-13	6865,4019	
CAN01	K2_20	28-sep-13	6918,9297	
CAN01	K2_10	28-sep-13	7092,9277	

Fuente: Autores. Software OFM

La diferencia que se obtiene al agregar estos marcadores se aprecia en la siguiente figura:

**Figura 116.** Ejemplo gráfico sección transversal con marcadores



Fuente: Autores. Software OFM

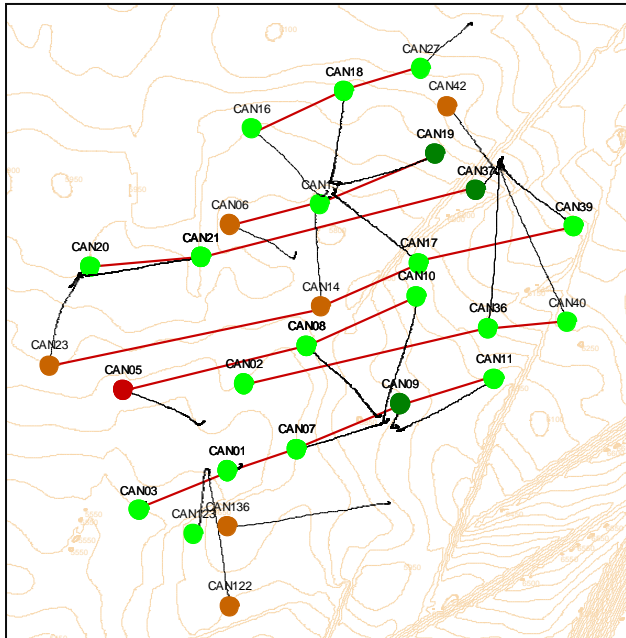
Los registros que se observan en la figura fueron agregados a la base de datos de OFM. Se crea un archivo de definición para adjuntar a la base de datos del software, una tabla en la que se ingresan los datos de aportes de fluido en porcentajes tanto del agua como del petróleo por cada intervalo cañoneado de cada uno de los pozos seleccionados. Estos valores fueron extraídos de los resultados obtenidos de los registros PLT. Se cargan en un archivo de texto .log para que lo reconozca el software. Los trazos del registro están en un rango de 0% a 100% aumentando de izquierda a derecha. El registro de color rojo representa el porcentaje de aporte de aceite y el de color azul representa el porcentaje de aporte agua. Esta información está detallada por cada intervalo para cada pozo seleccionado del área norte. (VER ANEXOS 1 AL 28).

Las distribuciones de pozos para realizar los Cross section se definen teniendo en cuenta el posicionamiento de los pozos de tal manera que permita realizar secciones transversales lo más rectas posibles, paralelas entre sí, y que abarque entre 3 y 4 pozos por cada sección para fácil análisis visual. También se debe tener en cuenta el distanciamiento entre pozos pues el objetivo es definir pozos candidatos a perforación infill reduciendo el espaciamiento de 40 a 20 acres.

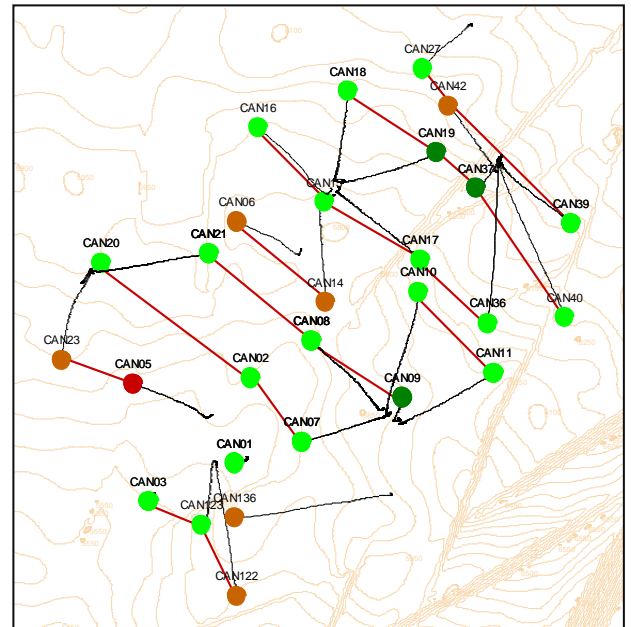
En base a lo anterior mencionado mediante el software OFM se realizan dos conjuntos de distribuciones, perpendiculares entre sí. La primera cuenta con 8 secciones transversales, y la segunda cuenta con 9 secciones transversales. En la figura 117 se observan los gráficos de las secciones transversales definidas.

**Figura 117.** Distribuciones transversales definidas.

**DISTRIBUCION 1**



**DISTRIBUCION 2**



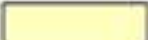









- CROSS SECTION 1: 16-18-27
- CROSS SECTION 2: 06-15-19
- CROSS SECTION 3: 20-21-37
- CROSS SECTION 4: 23-14-17-39
- CROSS SECTION 5: 05-08-10
- CROSS SECTION 6: 02-36-40
- CROSS SECTION 7: 03-01-07

- CROSS SECTION 1: 27-42-39
- CROSS SECTION 2: 18-19-37-40
- CROSS SECTION 3: 16-15-17-36
- CROSS SECTION 4: 10-11
- CROSS SECTION 5: 06-14
- CROSS SECTION 6: 21-08-09
- CROSS SECTION 7: 20-02-07
- CROSS SECTION 8: 23-05

Fuente: Autores. Software OFM

Sobre estas distribuciones se cargan los registros ya mencionados que muestran los aportes en porcentajes de agua y aceite para cada pozo en sus respectivos intervalos cañoneados. Para analizar en detalle la distribución de aporte de agua se plantea una escala de colores variando el porcentaje de 10 en 10 partiendo de un tono amarillo claro para arenas con 0 al 9% de agua, hasta llegar a arenas que contienen un 100% de agua. Figura 118.

**Figura 118.** Escala de colores

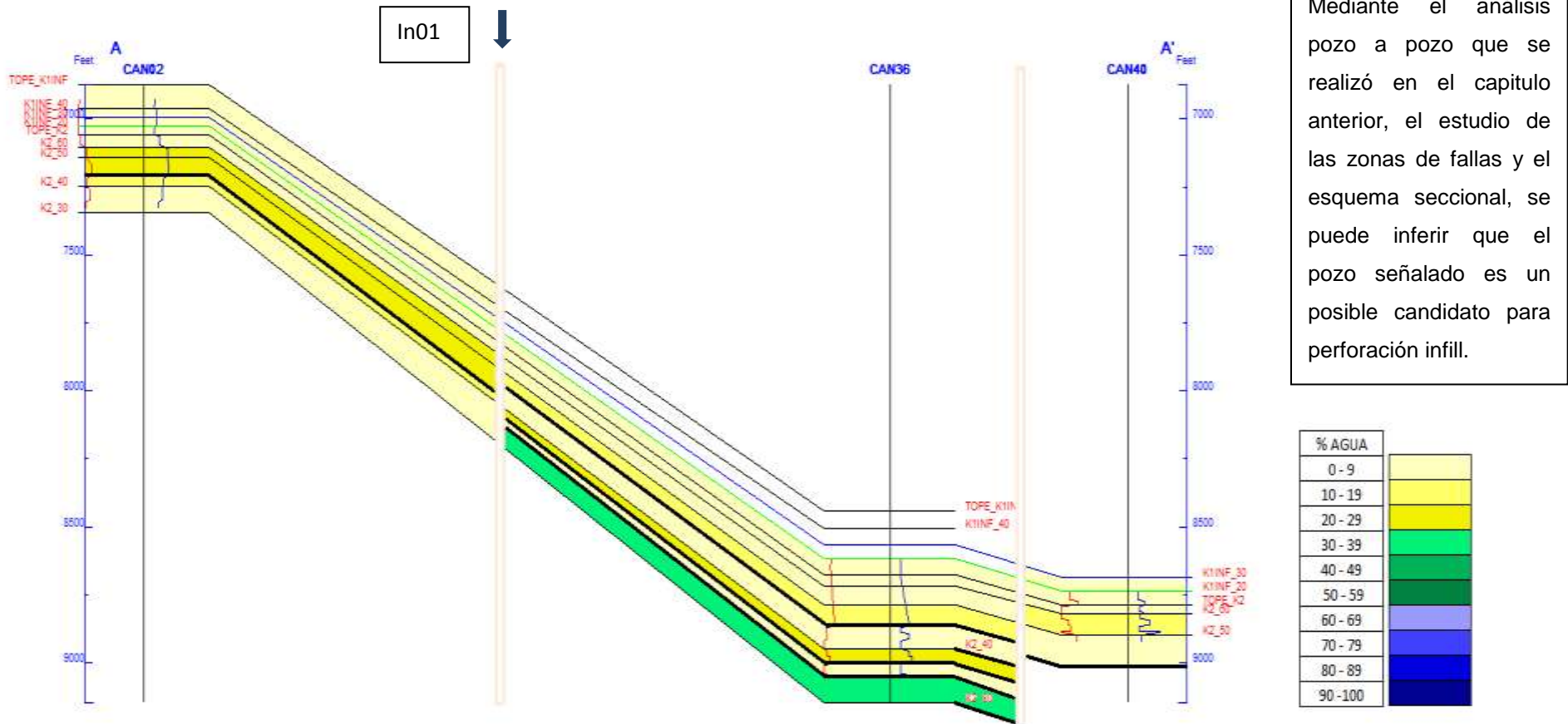
% AGUA	
0 - 9	
10 - 19	
20 - 29	
30 - 39	
40 - 49	
50 - 59	
60 - 69	
70 - 79	
80 - 89	
90 - 100	

Fuente: Autores.

Para tener una idea de cómo sería la distribución tanto de aceite como de agua en un pozo infill, en los esquemas de distribución (cross section), se crean posibles pozos a perforar denominado como In en medio de dos pozos activos, donde muestra el comportamiento que tendría tanto el agua como el aceite y con esto definir cuáles son las arenas preferenciales con alto porcentaje en agua y determinar acciones a realizar.

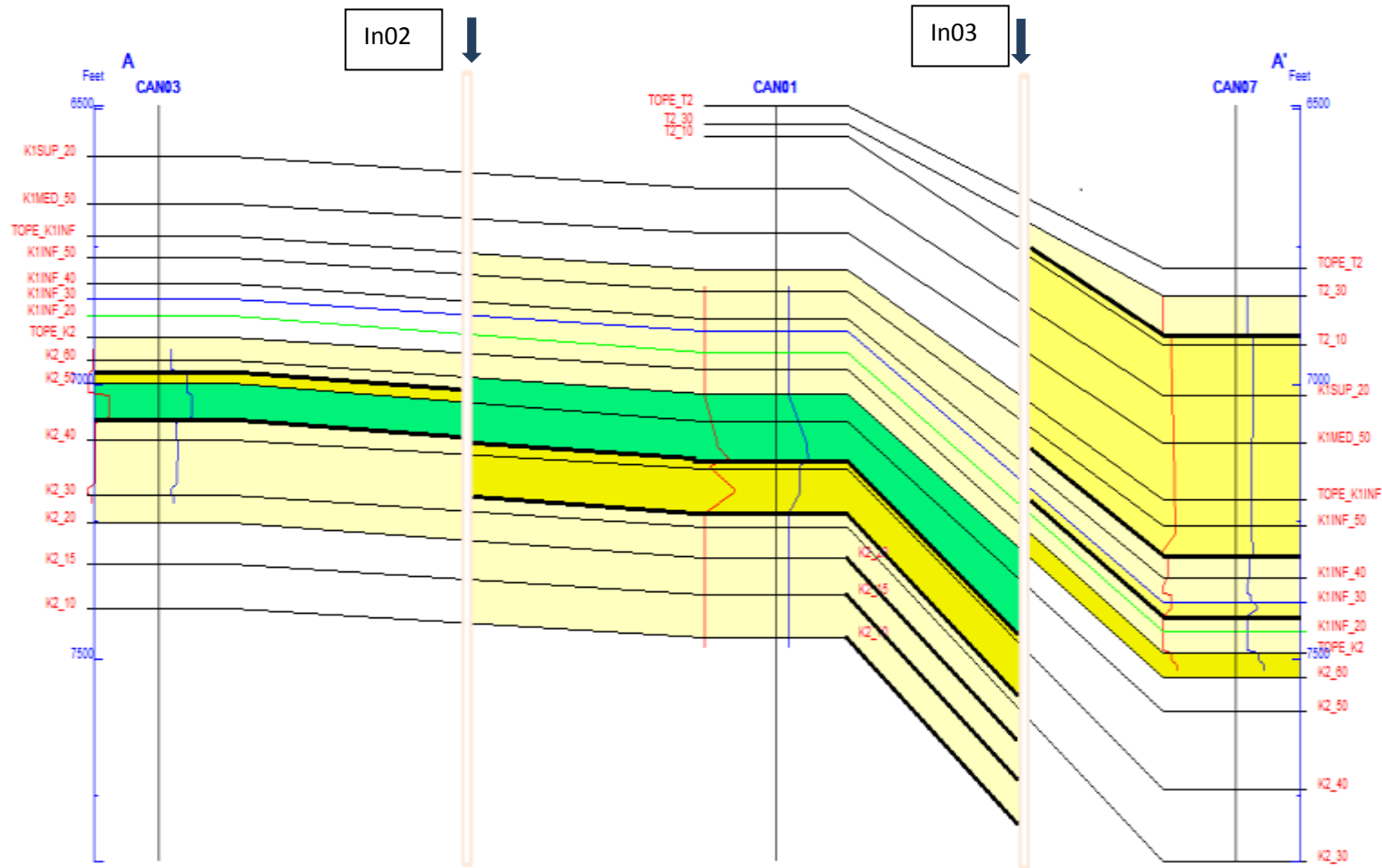
5.1 DISTRIBUCIÓN 1

Figura 119. Cross section horizontal CAN02-CAN36-CAN40



Fuente: Autores. Software OFM

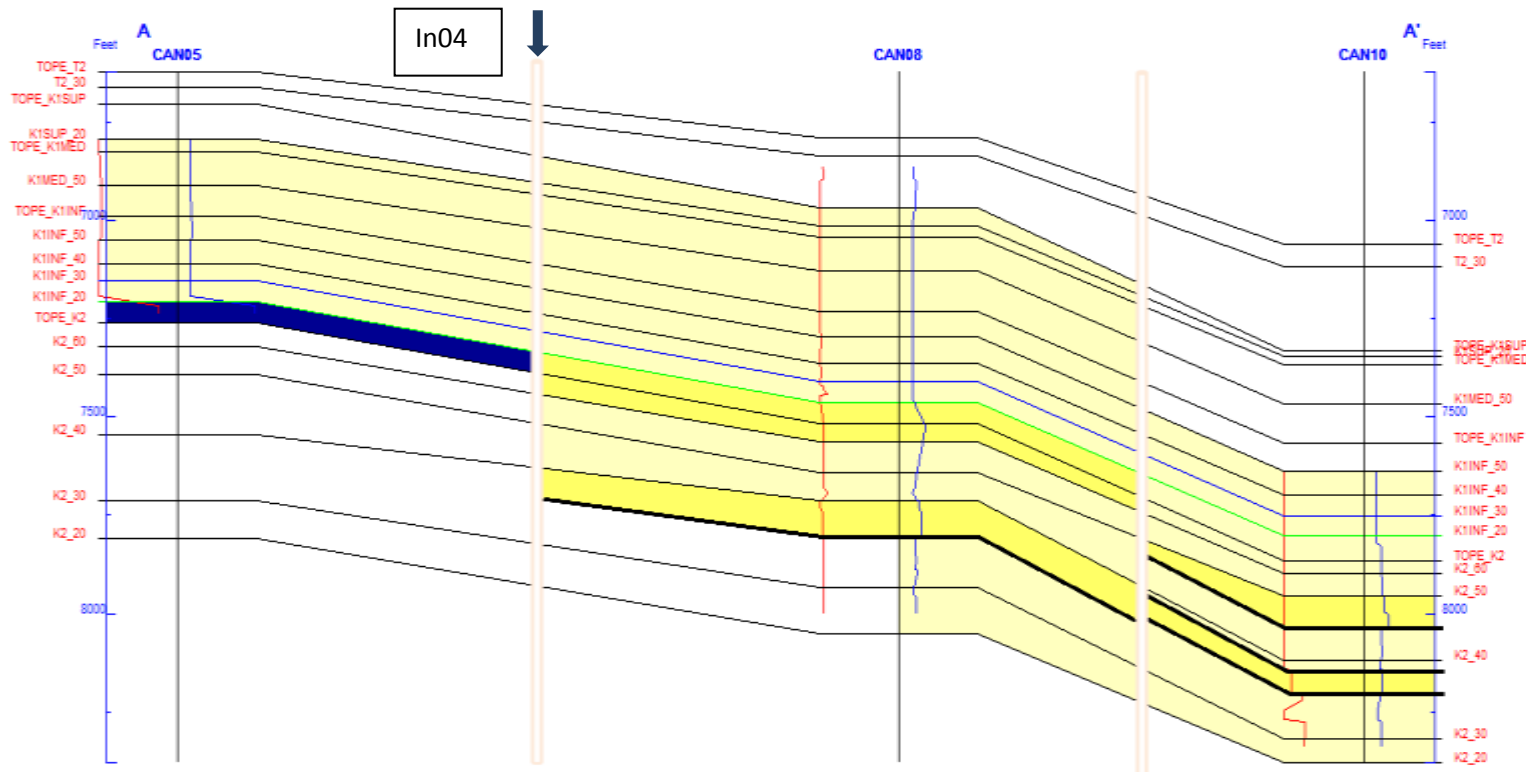
**Figura 120.** Cross section horizontal CAN03- CAN01-CAN07



Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, se puede inferir que los pozos señalados son posibles candidatos para perforación infill.

Fuente: Autores. Software OFM

Figura 121. Cross section horizontal CAN05-CAN08-CAN10

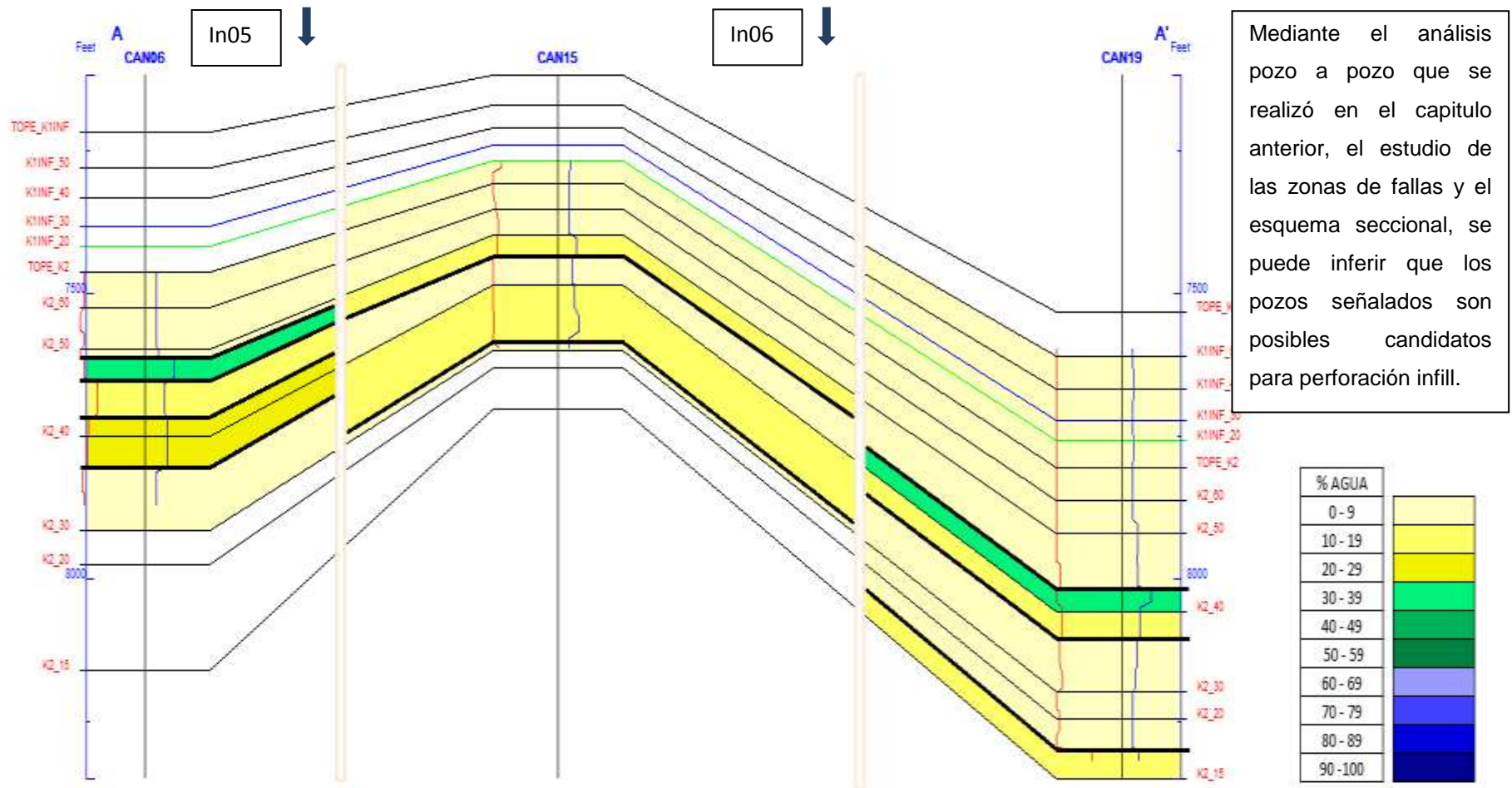


Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, se puede inferir que los pozos señalados son posibles candidatos para perforación infill.

% AGUA	Color
0 - 9	Light Yellow
10 - 19	Yellow
20 - 29	Light Green
30 - 39	Green
40 - 49	Dark Green
50 - 59	Dark Green
60 - 69	Light Blue
70 - 79	Blue
80 - 89	Dark Blue
90 - 100	Very Dark Blue

Fuente: Autores. Software OFM

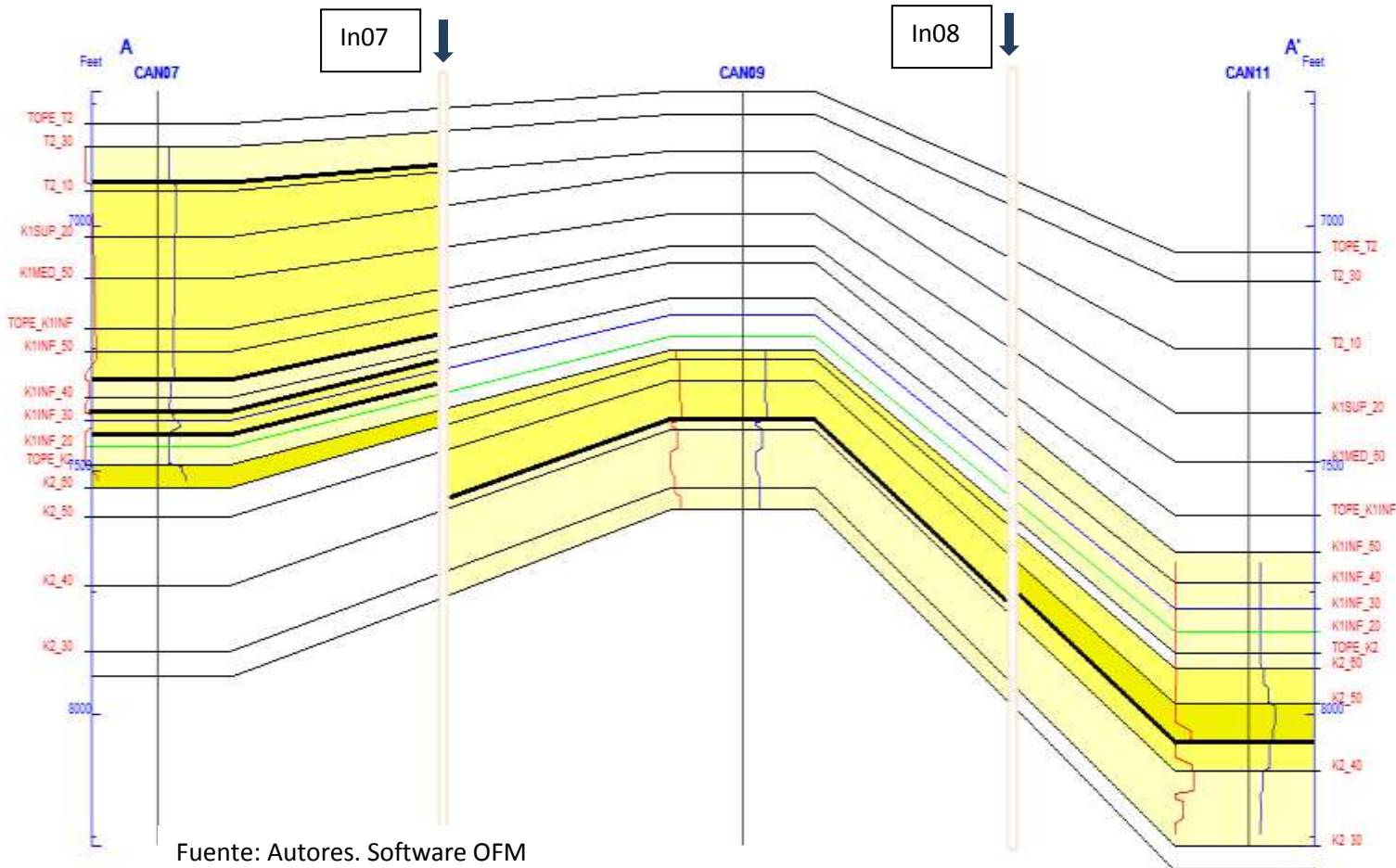
Figura 122. Cross section horizontal CAN06-CAN15-CAN19



Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, se puede inferir que los pozos señalados son posibles candidatos para perforación infill.

Fuente: Autores. Software OFM

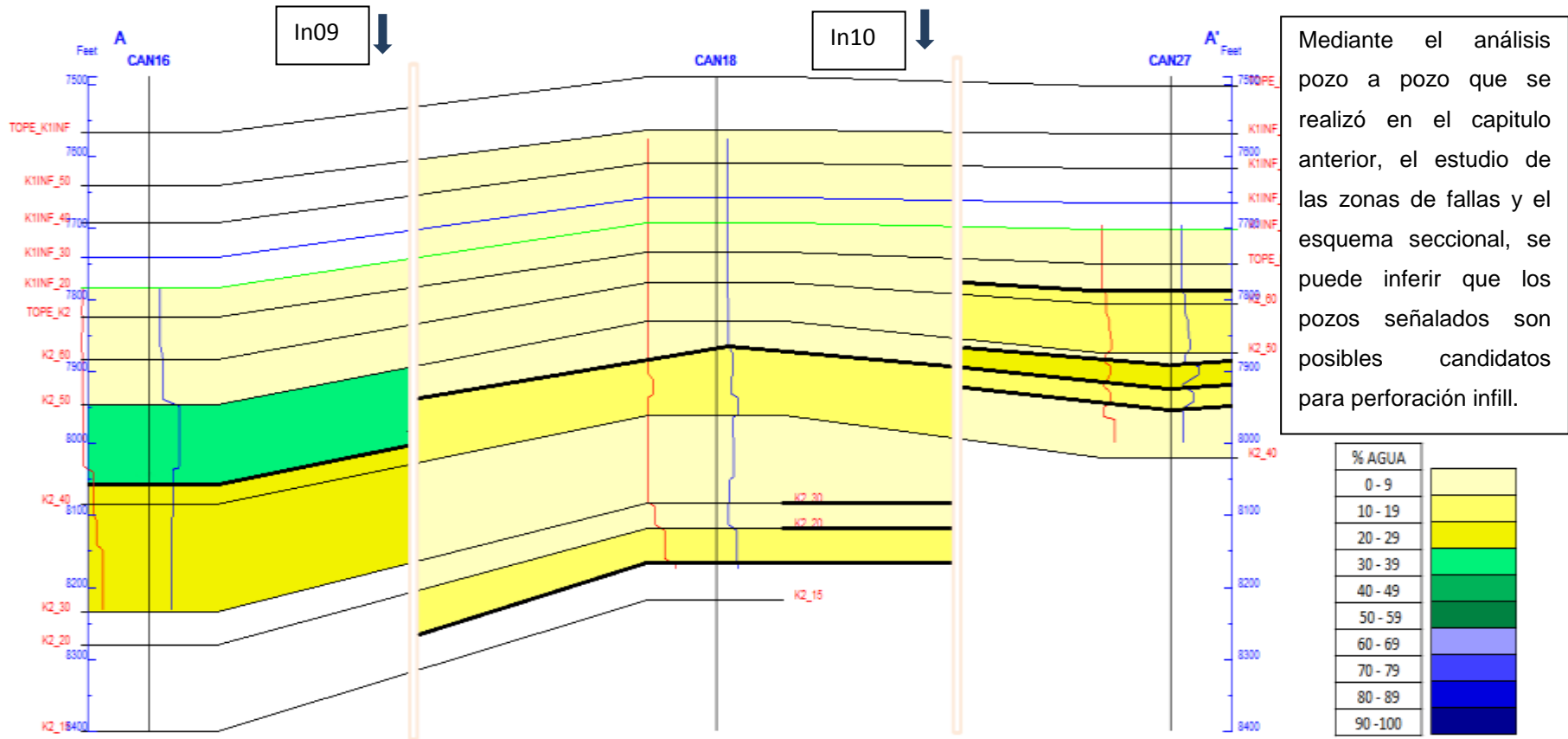
Figura 123. Cross section horizontal CAN07-CAN09-CAN11



Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, se puede inferir que los pozos señalados son posibles candidatos para perforación infill.

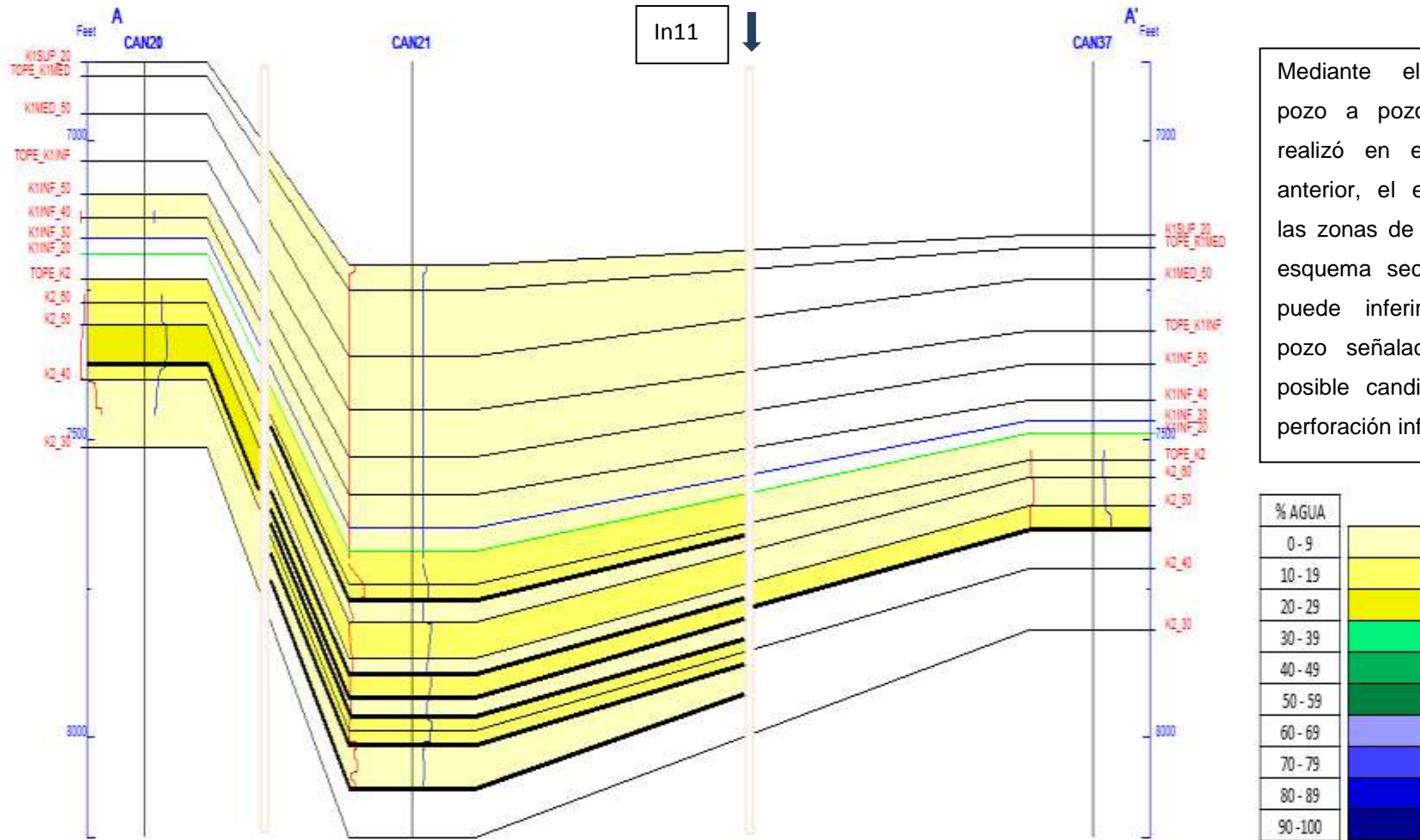
% AGUA	
0 - 9	[Lightest Yellow]
10 - 19	[Yellow]
20 - 29	[Light Green]
30 - 39	[Green]
40 - 49	[Dark Green]
50 - 59	[Dark Green]
60 - 69	[Light Blue]
70 - 79	[Blue]
80 - 89	[Dark Blue]
90 - 100	[Darkest Blue]

Figura 124. Cross section horizontal CAN16- CAN18-CAN27



Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 125.** Cross section horizontal CAN20-CAN21-CAN37

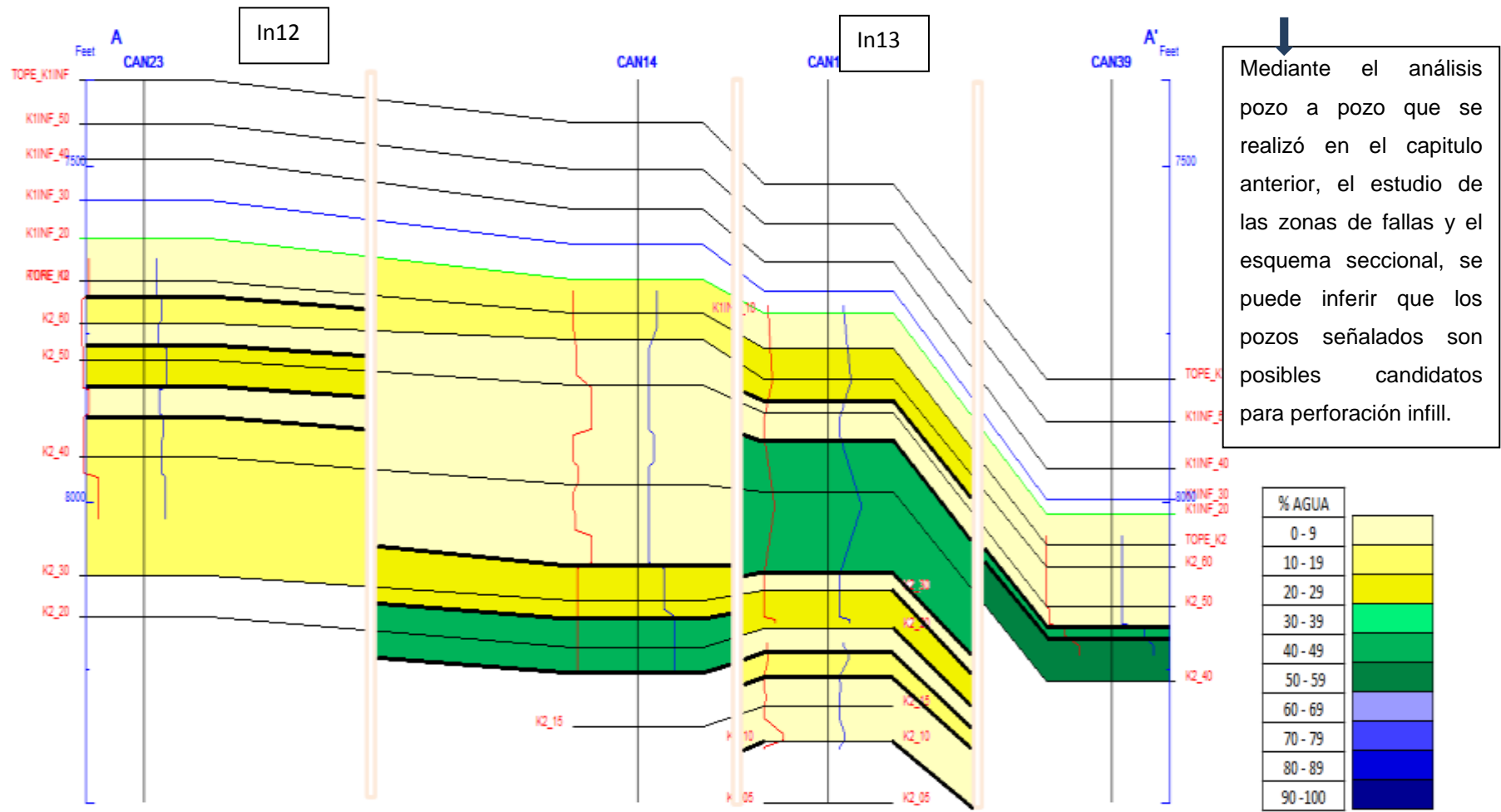


Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, se puede inferir que el pozo señalado es un posible candidato para perforación infill.

% AGUA	
0 - 9	
10 - 19	
20 - 29	
30 - 39	
40 - 49	
50 - 59	
60 - 69	
70 - 79	
80 - 89	
90 - 100	

Fuente: Autores. Software

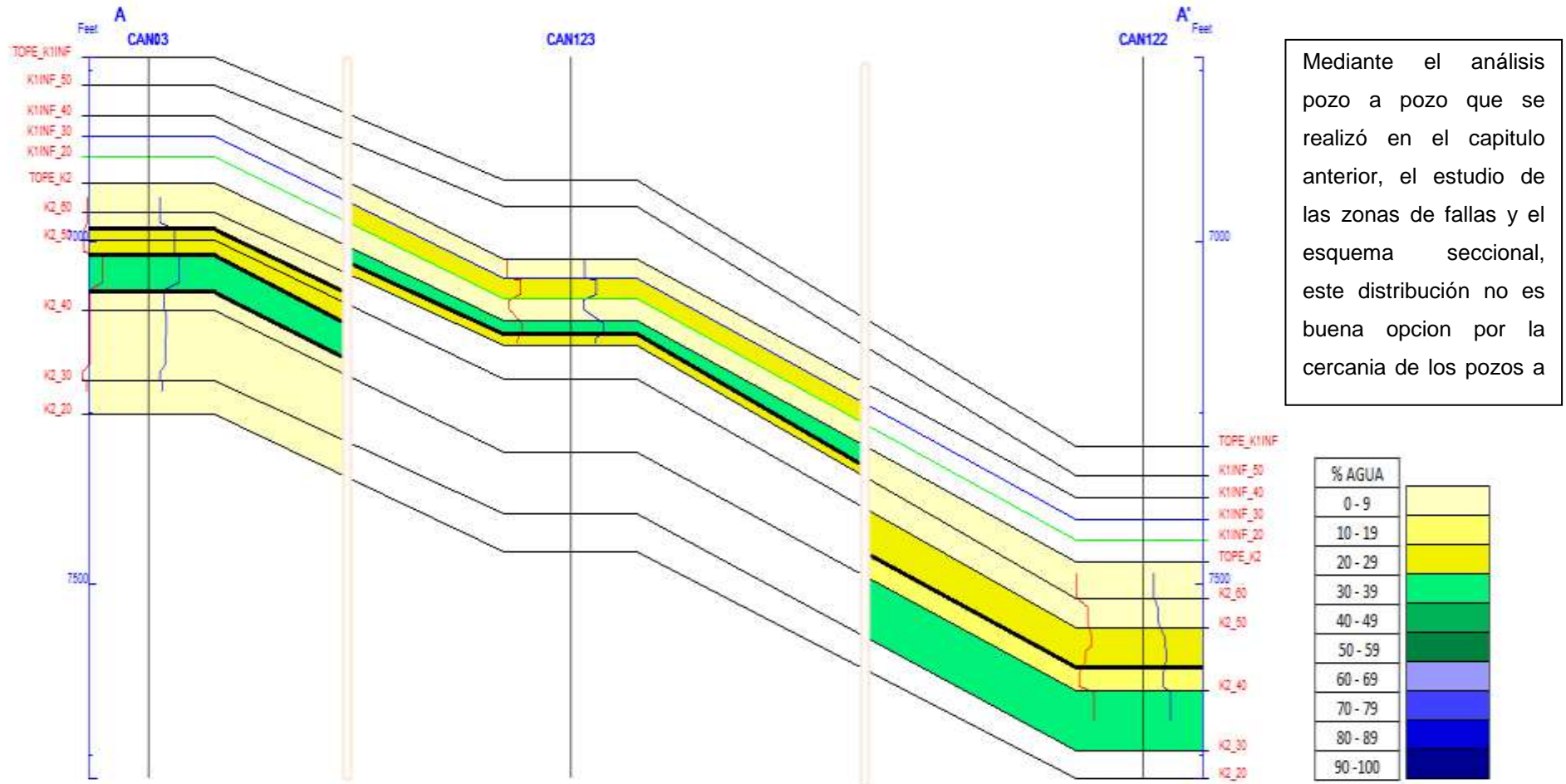
**Figura 126.** Cross section horizontal CAN23-CAN14-CAN17-CAN39



Fuente: Autores. Software OFM

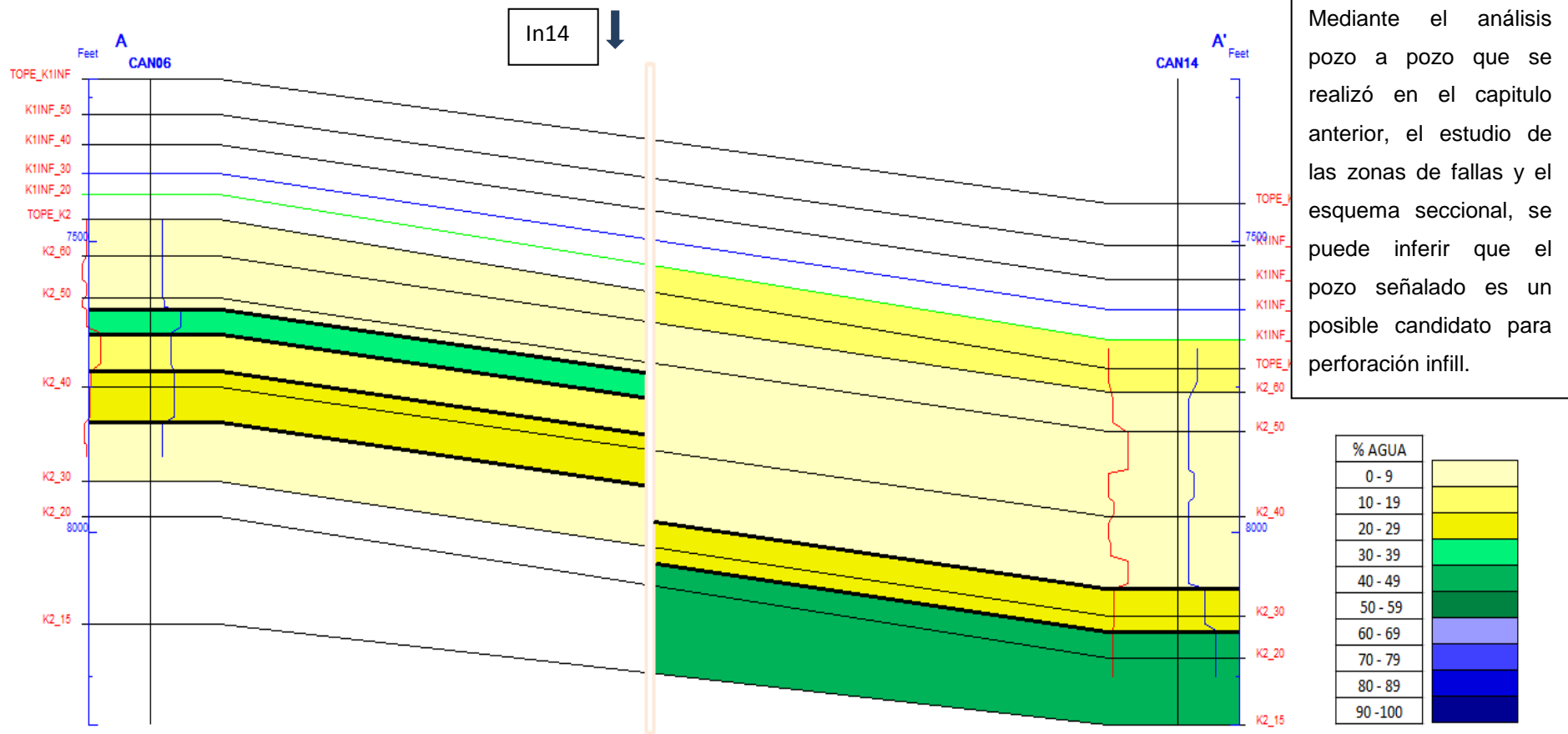
5.2 DISTRIBUCIÓN 2

Figura 127. Cross section vertical CAN03-CAN123-CAN122



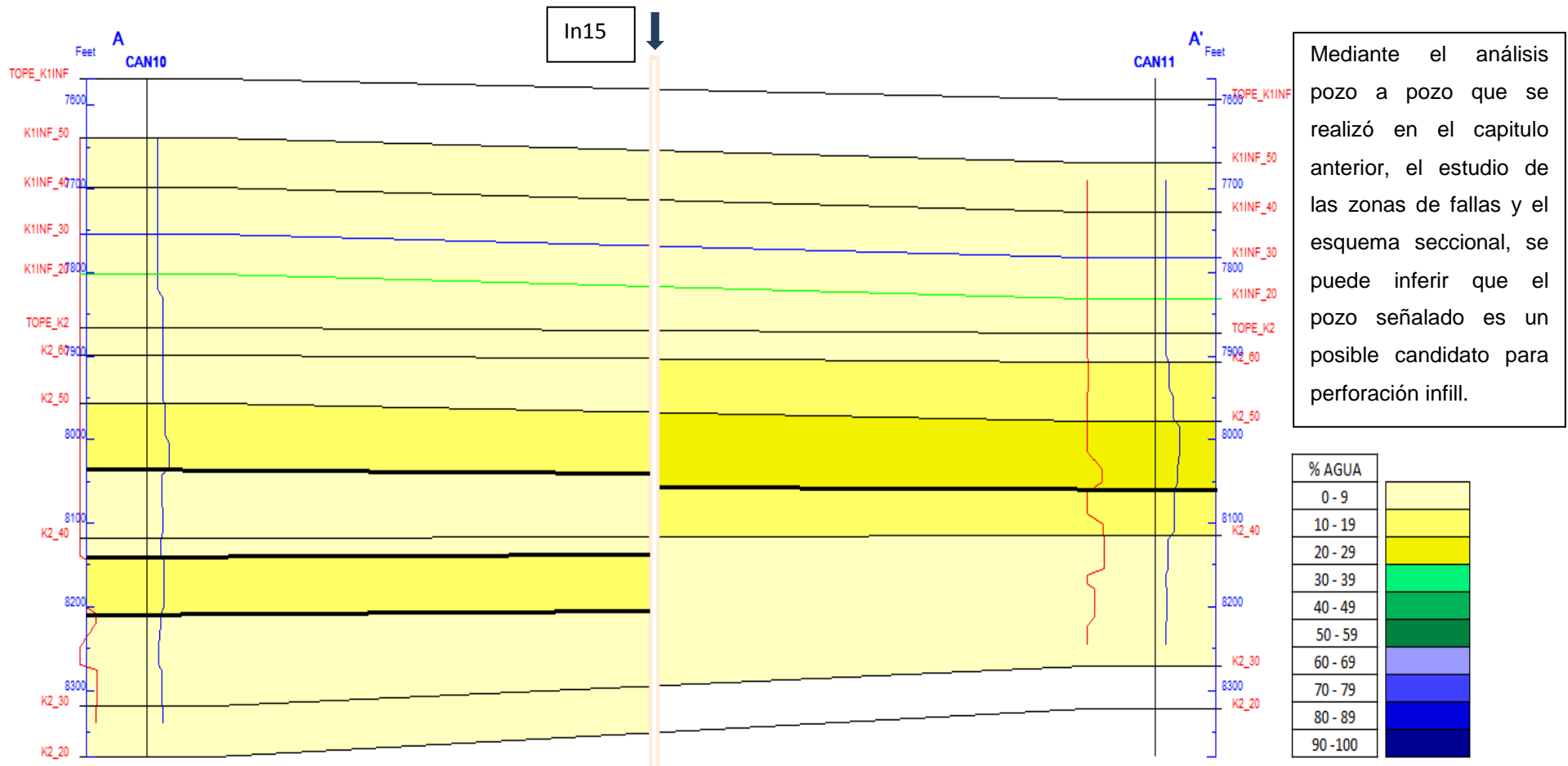
Fuente: Autores. Software OFM

Figura 128. Cross section vertical CAN06-CAN14



Fuente: Autores. Software OFM

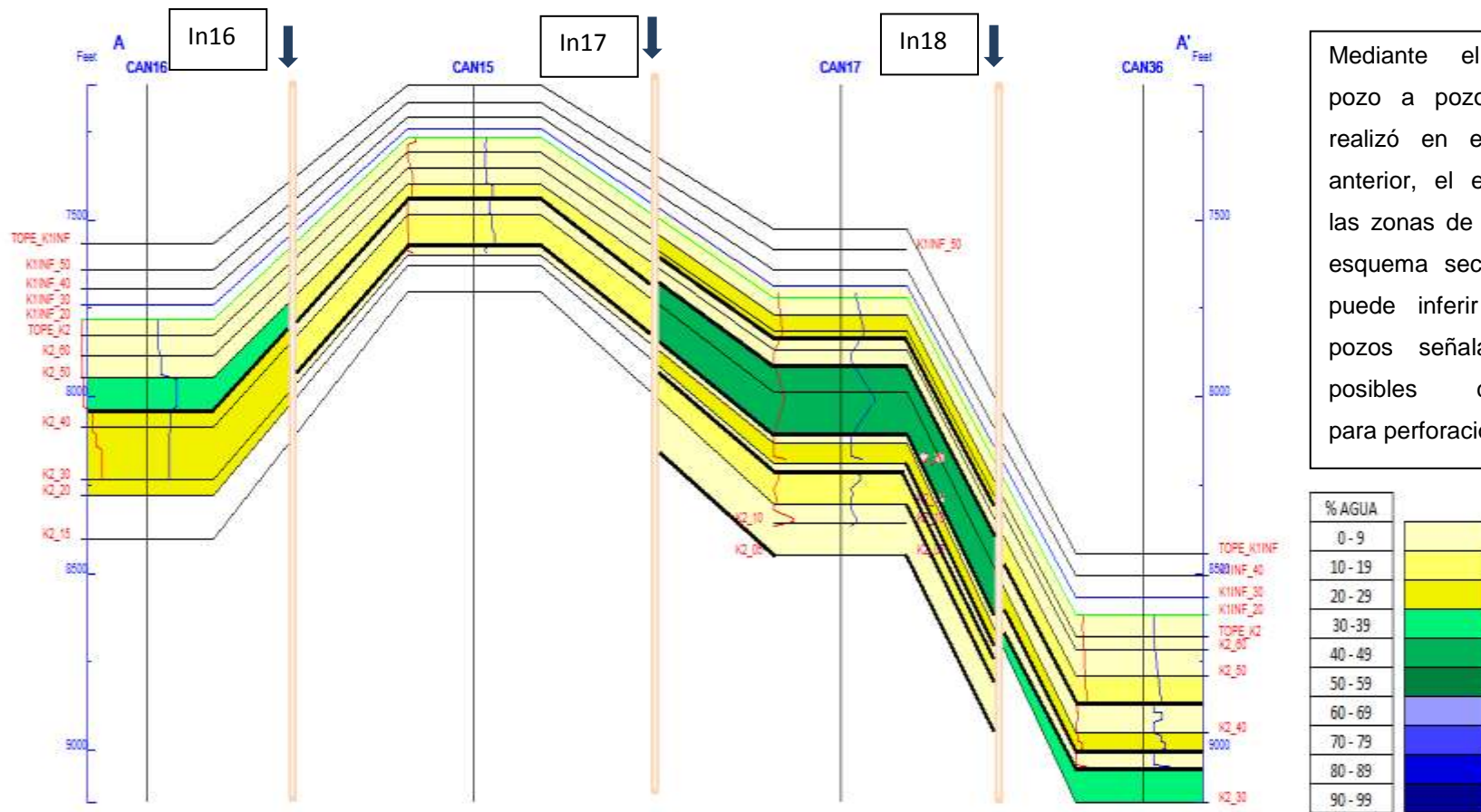
Figura 129. Cross section vertical CAN10-CAN1



Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, se puede inferir que el pozo señalado es un posible candidato para perforación infill.

Fuente: Autores. Software OFM

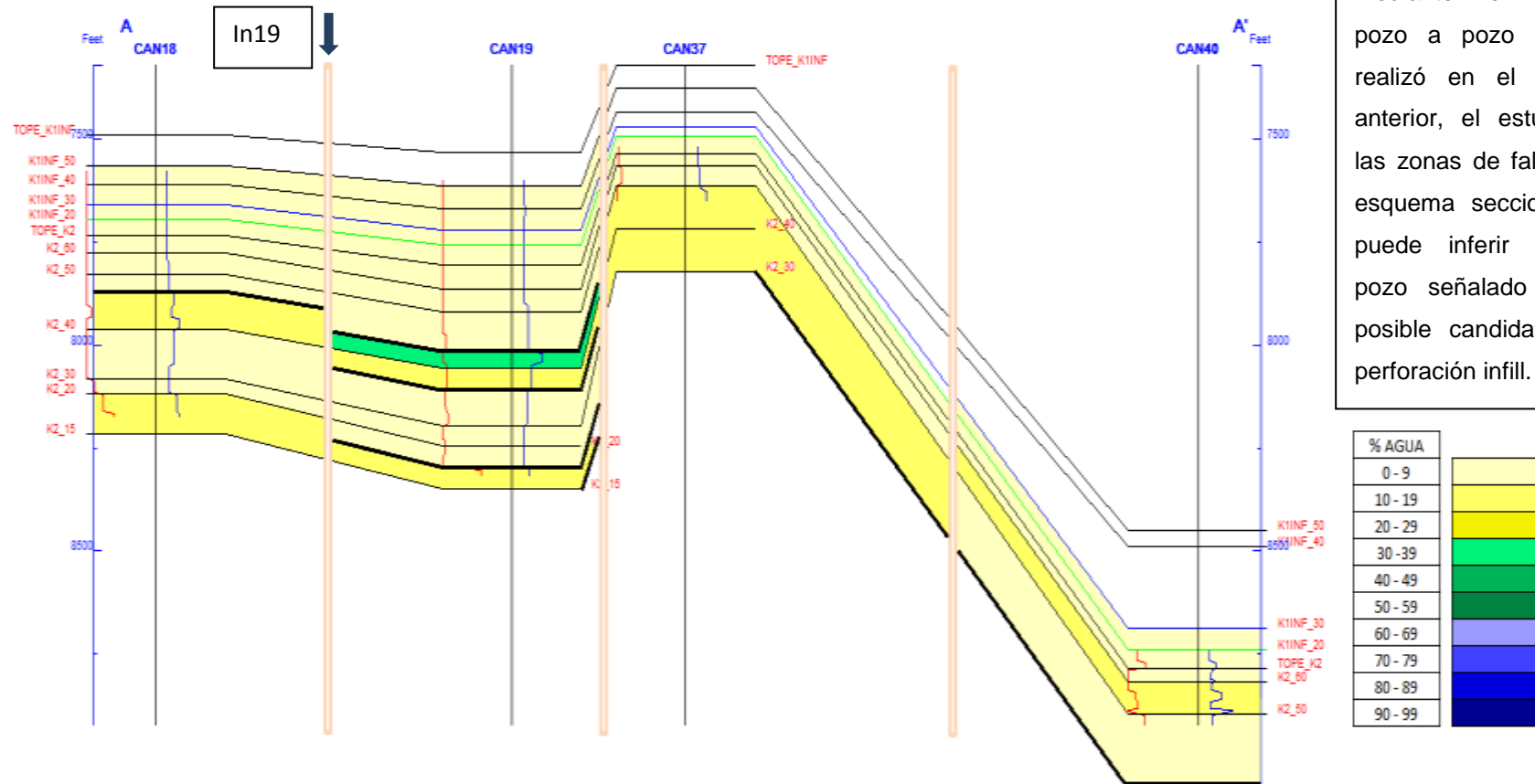
Figura 130. Cross section vertical CAN16-CAN15-CAN17-CAN36



Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, se puede inferir que los pozos señalados son posibles candidatos para perforación infill.

Fuente: Autores. Software OFM

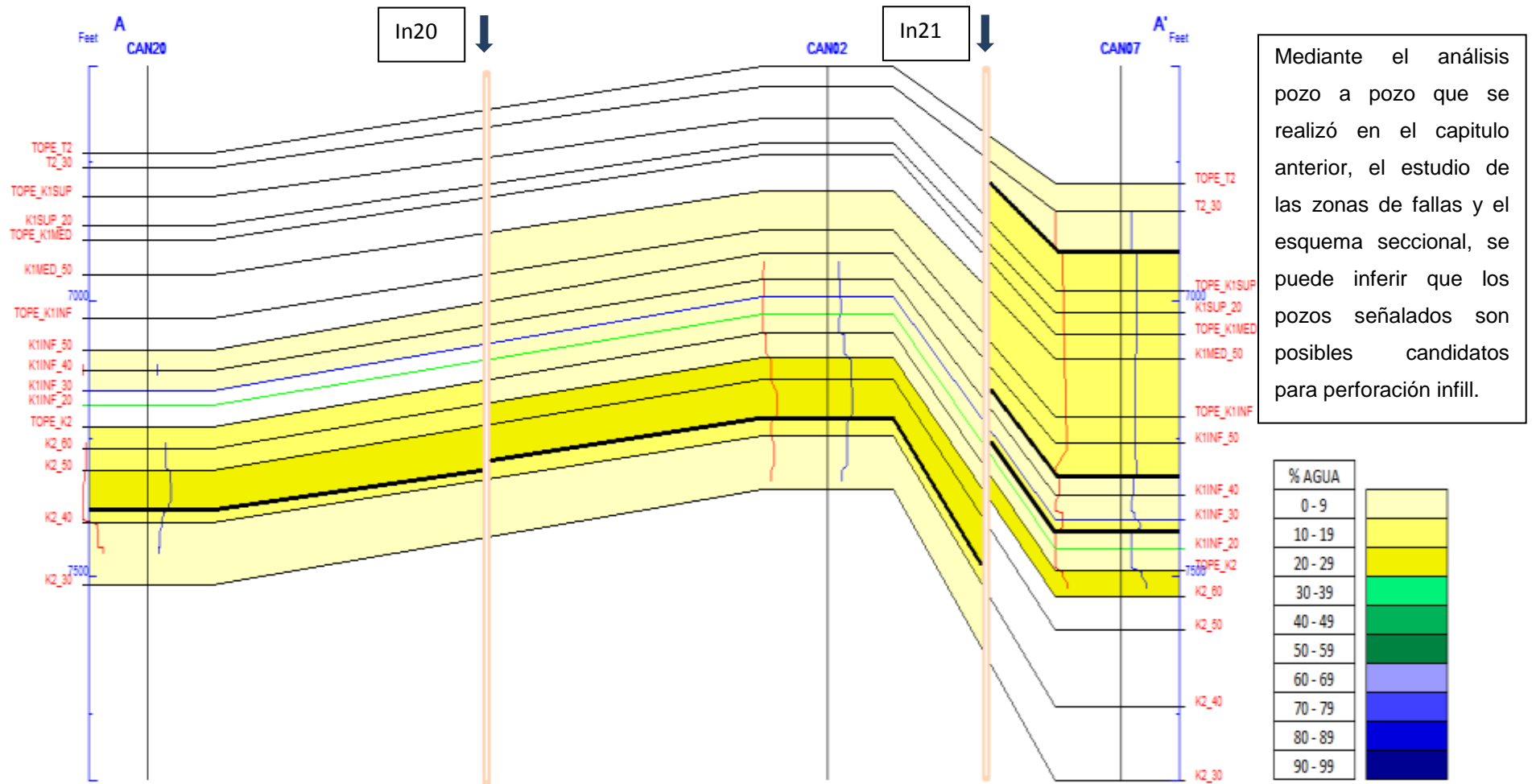
Figura 131. Cross section vertical CAN18-CAN19-CAN37-CAN40



Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, se puede inferir que el pozo señalado es un posible candidato para perforación infill.

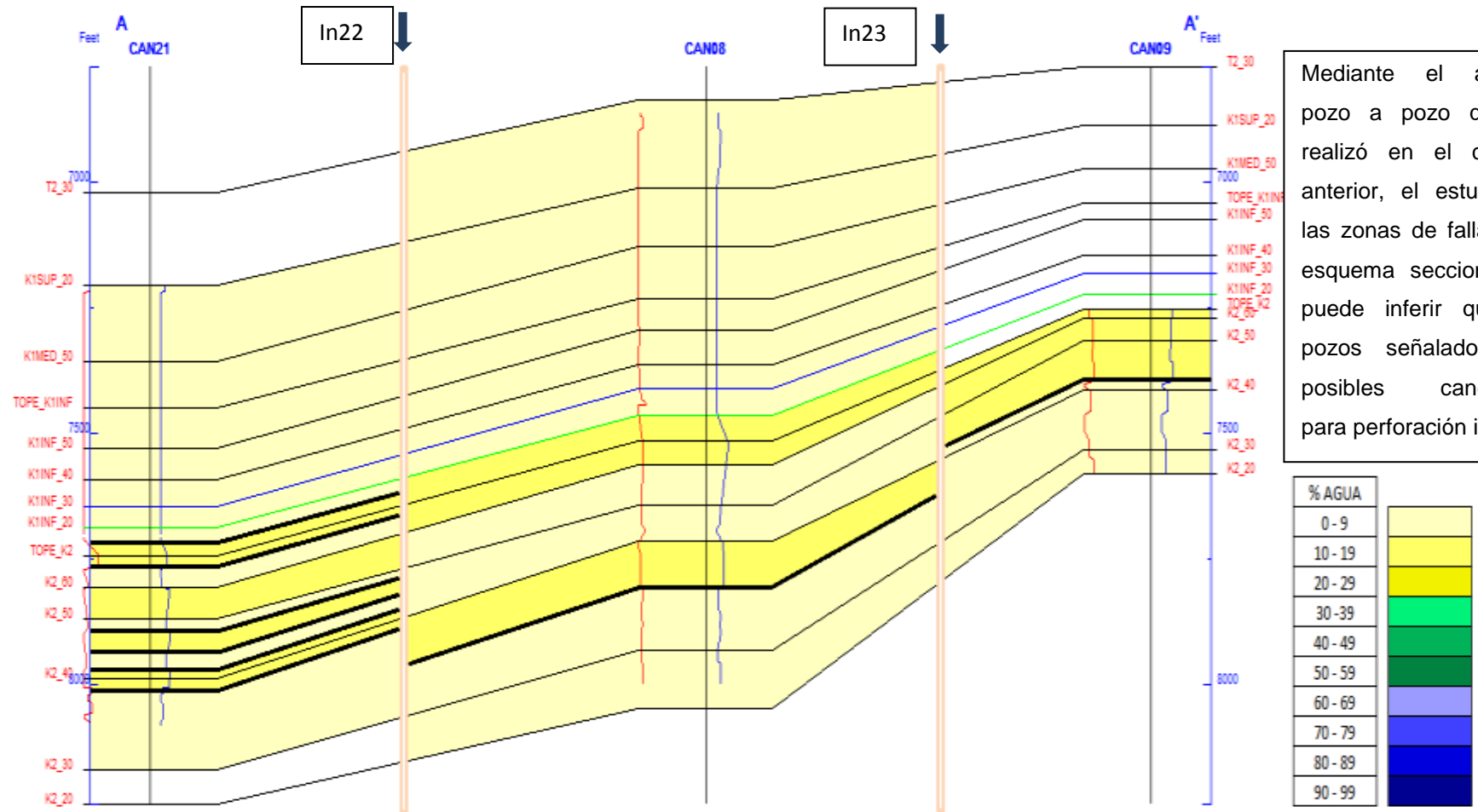
Fuente: Autores. Software OFM

Figura 132. Cross section vertical CAN20-CAN02-CAN07



Fuente: Autores. Software

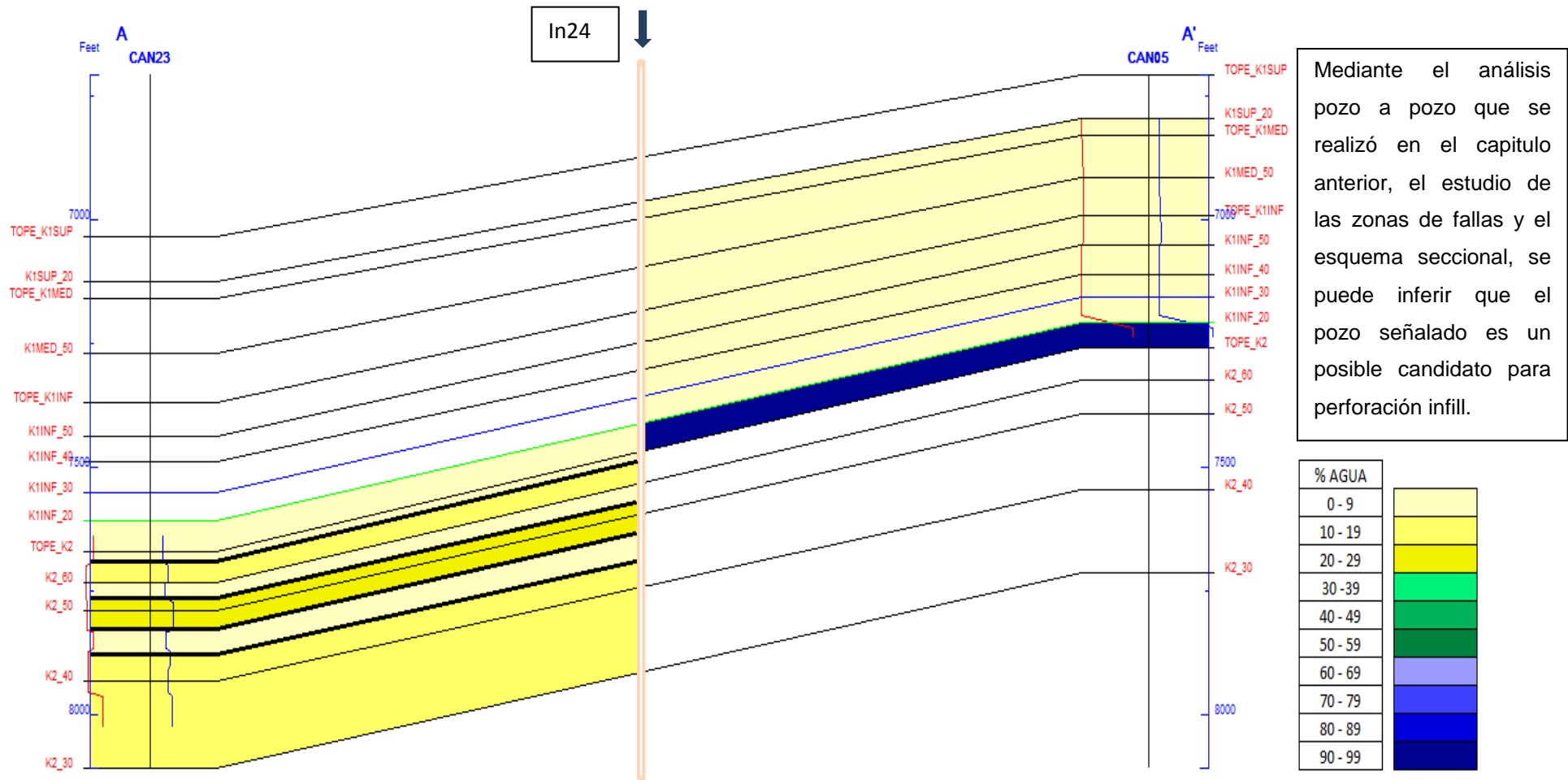
Figura 133. Cross section vertical CAN21-CAN08-CAN09



Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, se puede inferir que los pozos señalados son posibles candidatos para perforación infill.

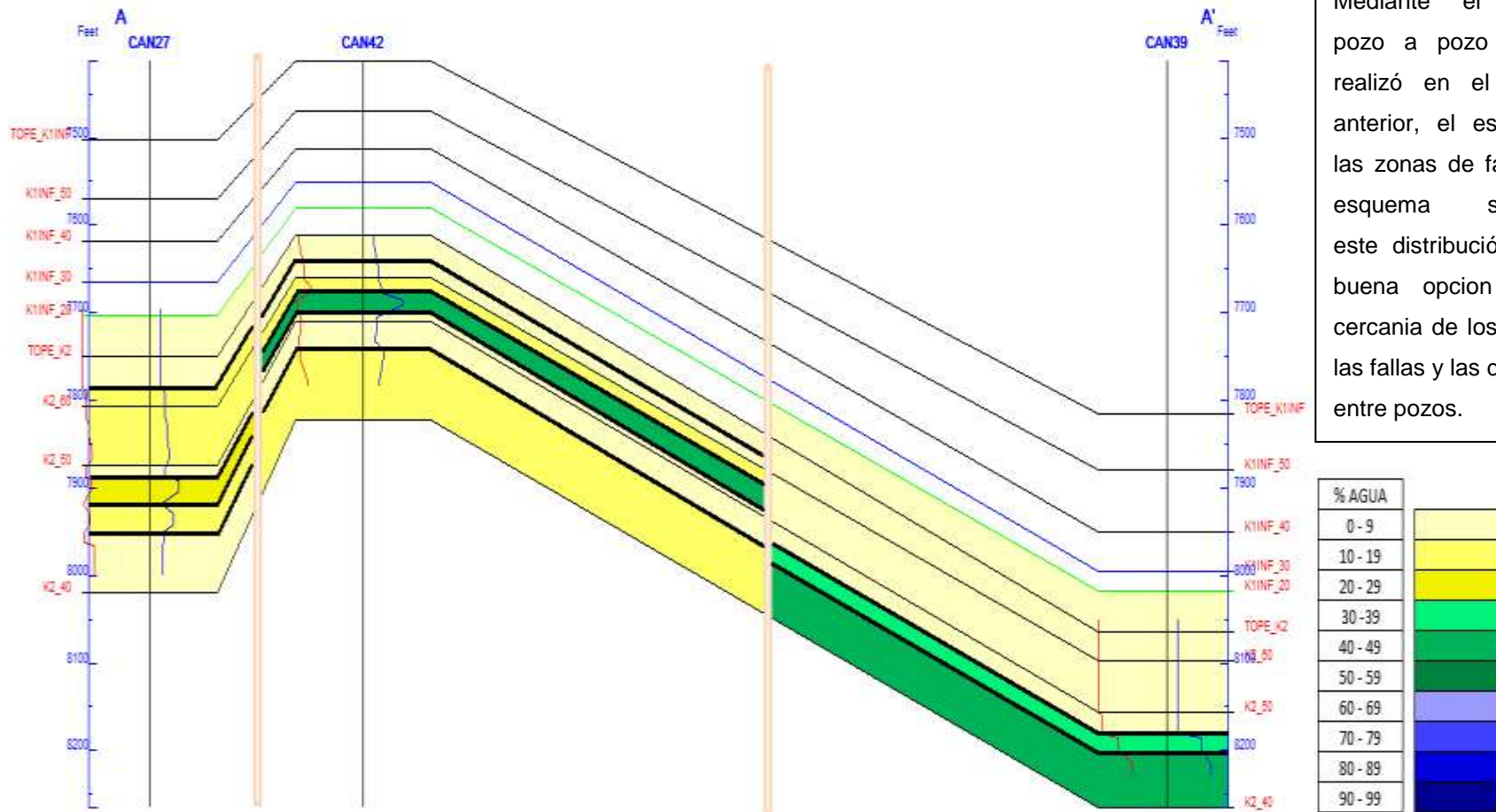
Fuente: Autores. Software OFM

Figura 134. Cross section vertical CAN23-CAN05



Fuente: Autores. Software OFM

Figura 135. Cross section vertical CAN27-CAN42-CAN39



Mediante el análisis pozo a pozo que se realizó en el capítulo anterior, el estudio de las zonas de fallas y el esquema seccional, esta distribución no es buena opción por la cercanía de los pozos a las fallas y las distancias entre pozos.

Fuente: Autores. Software OFM

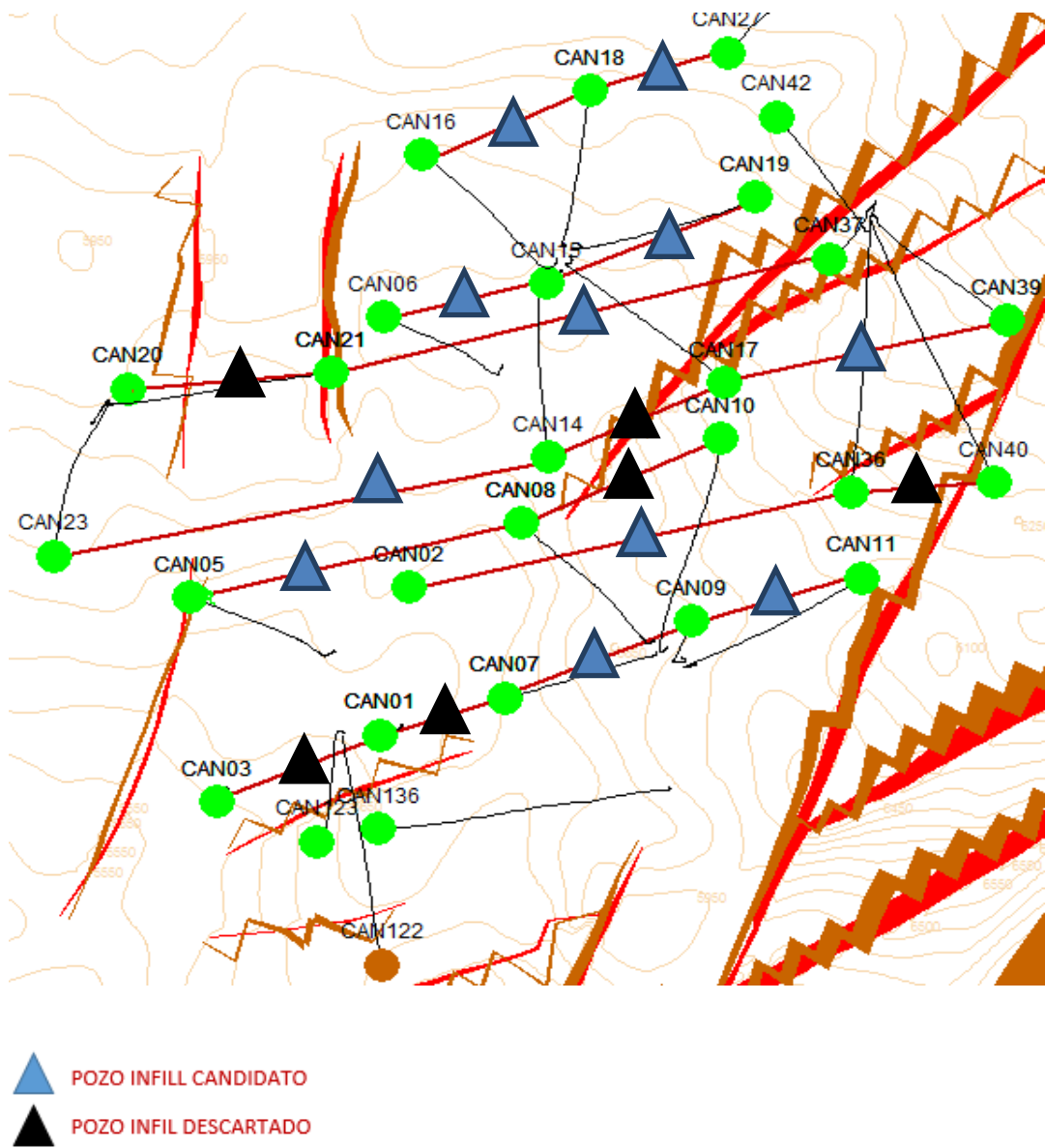
## 6. MODELO DE PERFORACION INFILL

La perforación infill es una de las técnicas mediante la cual se espera incrementar el factor de recobro en el campo castilla, este presenta como principal problema la abundante producción de agua indeseada que ocasiona diversas complicaciones implicando el aislamiento de zonas afectadas e incluso el cierre de pozos poco rentables por la excesiva intrusión de agua.

Con los nuevos pozos perforados se busca acelerar la producción y localizar zonas no drenadas en sitios con gran potencial de producción de hidrocarburos, teniendo en cuenta como principal criterio como está distribuida las zonas de producción de agua y los porcentajes de aporte de fluido de cada zona del tal manera que se pueda decidir en que arenas es más conveniente perforar para obtener un bajo corte de agua, junto con un significativo aporte de hidrocarburo.

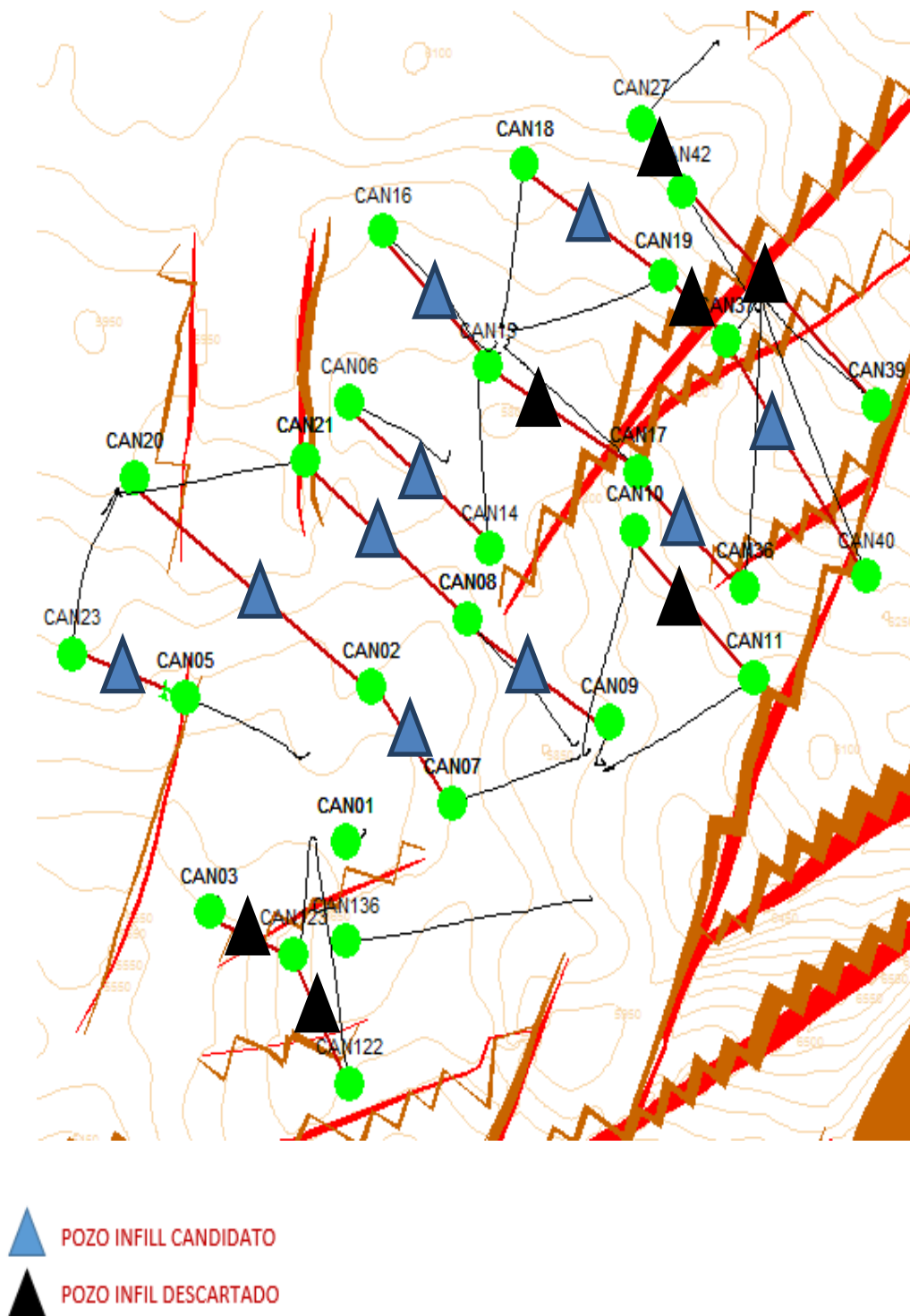
A partir del análisis de distribución de aguas que se realizó con los esquemas seccionales, se definieron pozos candidatos para perforación infill. Estos pozos infill imaginarios se ubicaron en medio de cada par de pozos reales en las secciones transversales y se descartaban o se mantenían teniendo en cuenta los siguientes criterios. Distancia a pozos productores y cercanía a fallas. Esto se determinó mediante el mapa generado en OFM cargando la información de las fallas en las formaciones K1, y K2, sobre los pozos del área de trabajo, junto con el esquema de las dos distribuciones de secciones transversales. En la siguiente figura se aprecia lo mencionado.

Figura 136. Distribución 1 – POZOS INFILL



Fuente: Autores. Software OFM

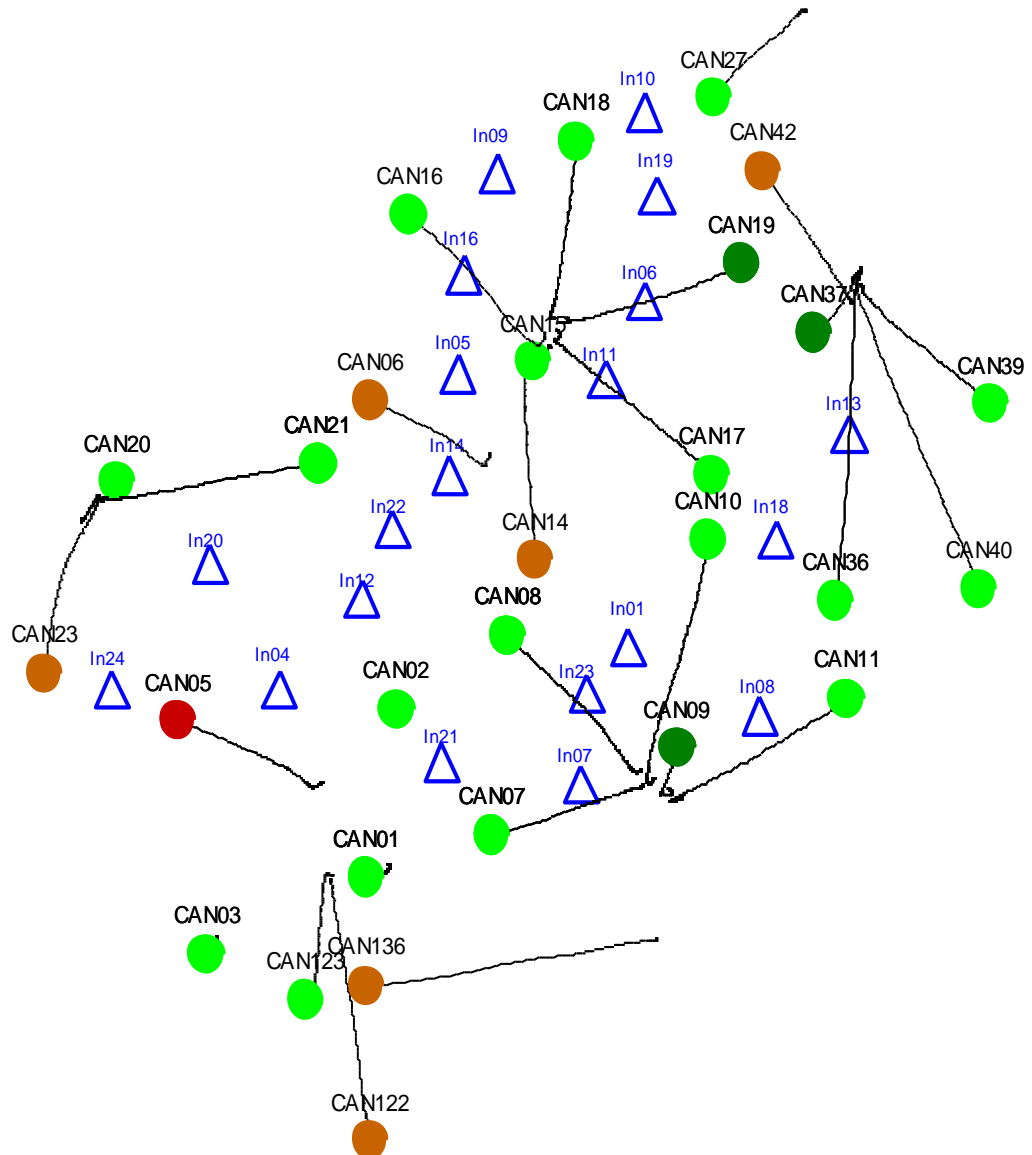
Figura 137. Distribución 2 - POZOS INFILL



Fuente: Autores. Software OFM

Ingresando en OFM los pozos candidatos de la distribución uno y distribución dos, y correlacionándolo con los pozos adecuados para completar según los esquemas seccionales tenemos como resultado la siguiente distribución de pozos infill candidatos para ser perforados:

**Figura 138.** Mapa pozos candidatos perforación infill



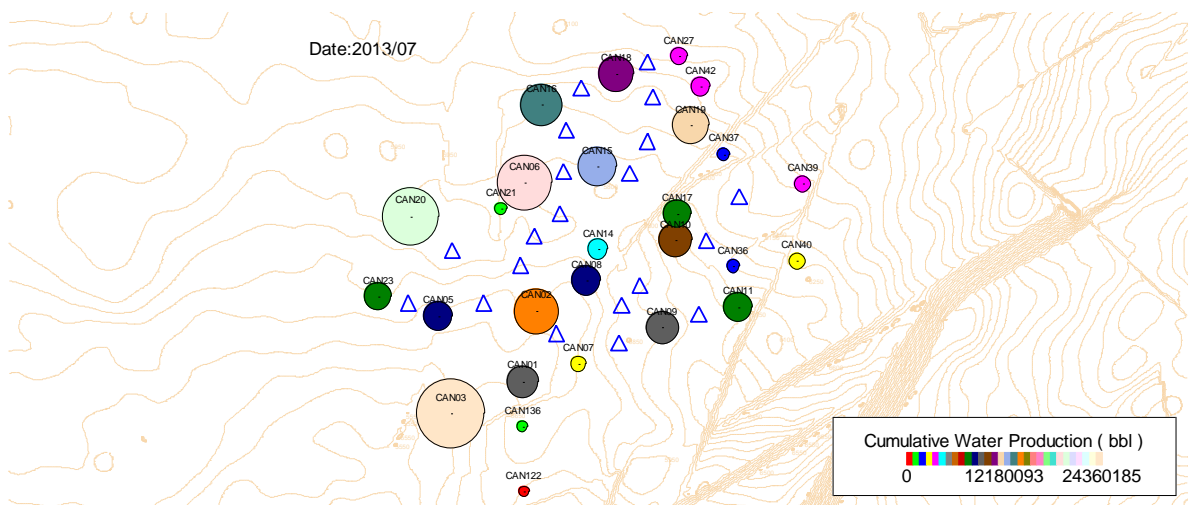
Analizando los esquemas transversales (cross section) y teniendo en cuenta la tendencia que manejaba la producción de agua a lo largo de los estratos productores, se determinan las arenas convenientes para completar dependiendo de los porcentajes de aporte de agua, teniendo en cuenta las curvas de chan y estado mecánico para determinar su posible causa.

**Tabla 5.** Estrato a perforar por pozo infill.

POZI INFILL	ESTRATO A PERFORAR	
	K1 INFERIOR	K2
In01		X
In04	X	
In05		X
In06		X
In07	X	
In08		X
In09		X
In10		X
In11		X
In12		X
In13		X
In14		X
In16		X
In18		X
In19		X
In20		X
In21	X	X
In22		X
In23	X	X
In24	X	X

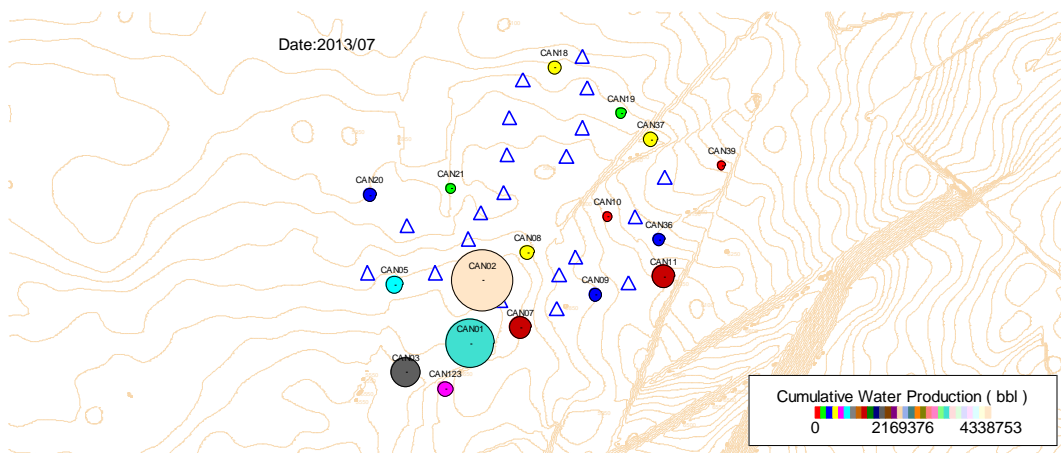
Finalmente se puede observar el panorama de los pozos infill en medio de la representación de la producción de agua acumulada de los 28 pozos del área seleccionada.

**Figura 139.** Mapa de burbujas producción acumulada de agua formación K2



Fuente: Autores. Software OFM

**Figura 140.** Mapa de burbujas producción acumulada de agua formación k1 inferior



Fuente: Autores. Software OFM

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En Colombia, debido a que no ha habido nuevos hallazgos de yacimientos representativos en reservas, se hace necesario la implementación de tecnologías como la perforación infill que ayuden a extraer la máxima cantidad de petróleo contenido en campos ya desarrollados.

Al realizar un estudio de nuevas perforaciones es importante tener en cuenta el historial de producción de los pozos, estados mecánicos, presencia de fallas, contactos agua aceite en las formaciones y distancias entre pozos.

Al hacer un análisis exhaustivo y determinar que en un pozo hay un desplazamiento normal de los fluidos, se recomienda determinar las curvas potenciales del pozo, analizar cómo se ha ido produciendo y establecer una comparación con aquellos pozos que han producido mal, buscar arenas similares en estos pozos y revisar si se debe a un alto Draw down (alta frecuencia de la bomba).

Para los pozos que presenten un balance de curvas de Chan con presencia de fallas o pérdidas de fluido detrás del revestidor, se recomienda revisar los PLT anteriores al analizado para tener una idea más clara de los eventos que pudieron ocasionar esto, al igual revisar detenidamente los registros de cementación.

Se recomienda realizar un detenido diseño de completamiento para cada uno de los pozos infill, con el fin de abarcar las zonas productoras con menor porcentaje de agua y no completar las zonas productoras con un porcentaje de agua intermedio (entre 30 y 50%) para así tener una producción de aceite más limpia y disminuir la producción de agua que es lo que tanto se necesita en este campo. Dejar registro en una bitácora para cañoneos a futuro cuando el porcentaje de las arenas perforadas alcancen estos niveles de corte de agua.

Al realizar un diseño de completamiento es importante hacer un análisis de simulación en donde el diseño se realiza completando las capas (pocos pies) para determinar las mejores zonas a cañonear.

Para los pozos existentes recomendamos un análisis de optimización de la producción, ya que están contenidos en unas buenas arenas productoras y con reservas recuperables.

Se recomienda el estudio de factibilidad de nuevas tecnologías tales como cañoneos orientados, que permitirían producir zonas con alto porcentaje de aceite a un lado del pozo y aislar las arenas con alto porcentaje de agua.

## BIBLIOGRAFIA

*AGUILAR, Sandra. TRIVIÑO, Andrés.* Propuesta para la disposición final de lodos aceitosos del campo castilla de la superintendencia de operaciones Apiay-ECOPETROL S.A. Tesis (Ingeniería Química). Bogotá, Colombia, Universidad Industrial de Santander, 2006.

*BLANCO, Sayda.* Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del Campo Castilla. Tesis (Ingeniería de Petróleos). Bucaramanga, Colombia, Universidad Industrial de Santander, 2009.

*BARRERO, Darlo. PARDO, Andrés. VARGAS, Carlos. MARTÍNEZ, Juan F.* Colombian Sedimentary Basins ANH. Informe. Bogotá, Colombia, 2007.

*BAYONA, Karen. REY, Julián. MARIÑO, Alex.* Registros de Producción PLT. Trabajo de investigación. Bucaramanga, Colombia, Universidad Industrial de Santander, 2012.

*DÍAZGRANADOS, Silvio. NIETO, Felipe.* Implementación de métodos geoestadísticos para el modelamiento de propiedades petrofísicas en yacimientos de depositación fluvial en Colombia: Campo Castilla. Tesis (Ingeniería de Petróleos). Bucaramanga, Colombia, Universidad Industrial de Santander, 2005.

ECOPETROL S.A.

*Internacional Reservoir Technologies, INC.* Estudio integrado de los Campos Castilla y Chichimene, Colombia. Informe del modelo estático. Lakewood, Colorado, EEUU., 2009.

*MENDOZA, Michael. PEÑALOZA, John Jairo.* Mapa piloto de corrosividad de crudos pesados del Campo Castilla de la superintendencia de operaciones Apiay. Tesis (Ingeniería Metalúrgica y ciencia de materiales). Bucaramanga, Colombia, Universidad Industrial de Santander, 2008.

*NIÑO, José Rafael. RINCÓN, Alexander.* Simulación analítica y numérica de los fenómenos de conificación y cresting en los pozos vertical Apiay 16 y horizontal Guatiquia 3H. Tesis (Ingeniería de Petróleos). Bucaramanga, Colombia, Universidad Industrial de Santander, 2000

*RODRÍGUEZ, Rubén Darío. BERNAL, José.* Metodología para la perforación infill en un campo maduro con ambiente de depositación fluvial. Aplicación Campo Colorado. Tesis (Ingeniería de Petróleos). Bucaramanga, Colombia, Universidad Industrial de Santander, 2009.

THAKUR, G.C. y SATTER, A. "Integrated Waterflood asset Management". Tulsa: Pennwell Book, 1998.

ANEXOS

ANEXO 1. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN01

Formación		Intervalo		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua
		Pies					
CASTILLA NORTE 01		CORTE AGUA		IP			
		88,2%		-			
T2	6530	6548	-8%	-22%	-6%	68,00%	
K1	6822	6828	0%	0%	0%	0,00%	
	6860	6880	0%	0%	0%	0,00%	
	6888	6898	0%	0%	0%	0,00%	
	6906	6926	0%	0%	0%	0,00%	
	6950	6954	0%	0%	0%	0,00%	
K2	6989	7000	0%	0%	0%	0,00%	
	7018	7022	0%	0%	0%	0,00%	
	7108	7112	31%	22%	32%	91,70%	
	7134	7136	35%	41%	34%	85,90%	
	7150	7152	19%	10%	20%	93,60%	
	7190	7197	24%	49%	20%	75,70%	
	7236	7240	0%	0%	0%	0,00%	
	7250	7252	0%	0%	0%	0,00%	
	7255	7258	0%	0%	0%	0,00%	
	7280	7284	0%	0%	0%	0,00%	
	7309	7312	0%	0%	0%	0,00%	
	7316	7328	0%	0%	0%	0,00%	
	7372	7378	0%	0%	0%	0,00%	
	7414	7419	0%	0%	0%	0,00%	
	7432	7439	0%	0%	0%	0,00%	
7455	7460	0%	0%	0%	0,00%		
7476	7480	0%	0%	0%	0,00%		

## ANEXO 2. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN02

CASTILLA NORTE 02		CORTE AGUA	IP				
		51%	6,62				
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
K1	6930	6942	2%	2%	1%	45%	0,11
	6950	6960	0%	0%	0%	0%	0
	6964	6982	2%	1%	2%	53%	0,11
	7010	7020	2%	0%	3%	100%	0,12
	7034	7048	0%	0%	0%	0%	0
K2	7052	7058	0%	0%	0%	0%	0
	7062	7096	7%	5%	9%	66%	0,49
	7110	7145	19%	15%	23%	62%	1,3
	7170	7205	25%	26%	25%	50%	1,67
	7222	7243	16%	15%	16%	51%	1,03
	7263	7298	18%	21%	15%	42%	1,15
	7308	7329	10%	14%	6%	31%	0,65

## ANEXO 3. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN03

CASTILLA NORTE 03		CORTE AGUA		IP			
		73%		15,38			
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
K2	6936	6972	3,10%	9,60%	0,80%	19%	0,48
	6982	7014	21,20%	3,30%	27,80%	96%	3,28
	7020	7060	35,00%	35,90%	34,60%	73%	5,38
	7070	7098	10,50%	14,60%	9,10%	63%	1,63
	7105	7134	12,20%	14,00%	11,50%	69%	1,88
	7143	7180	11,30%	13,20%	10,60%	69%	1,72
	7190	7200	0,60%	0,90%	0,50%	59%	0,09
	7205	7220	6,00%	8,50%	5,10%	62%	0,91

## ANEXO 4. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN05

CASTILLA NORTE 05		CORTE AGUA	IP				
		59%	15,58				
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
K1	6794	6810	0%	0%	0%	0%	0
	6919	6928	2%	4%	0%	0%	0,71
	7028	7045	4%	4%	3%	52%	1,51
	7055	7073	0%	0%	0%	0%	0
	7101	7116	0%	0%	0%	0%	0
	7139	7146	0%	0%	0%	0%	0
	7172	7192	0%	0%	0%	0%	0
	7218	7240	95%	92%	97%	60%	13,37

## ANEXO 5. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN06

CASTILLA NORTE 06		CORTE AGUA		IP			
		82%		14,53			
Formación	Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
	Pies		%	%	%		
K2	7462	7523	1,90%	8,10%	0,50%	23%	0,28
	7538	7565	0,20%	0,00%	0,20%	100%	0,03
	7571	7591	2,20%	8,40%	0,90%	33%	0,33
	7601	7611	4,40%	1,10%	5,10%	96%	0,64
	7616	7647	28,10%	8,60%	32,40%	95%	4,12
	7658	7709	18,90%	31,90%	16,10%	70%	2,76
	7722	7747	20,30%	15,50%	21,40%	86%	2,93
	7757	7803	20,30%	13,20%	21,90%	88%	2,91
	7813	7847	1,10%	5,10%	0,20%	14%	0,16
	7850	7873	2,50%	8,10%	1,30%	42%	0,37

ANEXO 6. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN07

CASTILLA NORTE 07		CORTE AGUA	IP				
		86%	1,12				
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
T2	6840	6850	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	6875	6885	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	6890	6908	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	6915	6930	10,40%	12,70%	10,00%	83%	0,09
K1	7267	7272	9,20%	20,10%	7,50%	70%	0,09
	7304	7312	7,20%	0,00%	8,40%	100%	0,08
	7320	7349	4,10%	7,70%	3,50%	75%	0,05
	7366	7382	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7385	7392	6,70%	12,20%	5,80%	75%	0,08
	7406	7410	16,80%	12,70%	17,40%	90%	0,2
	7423	7443	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7458	7462	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7467	7474	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7478	7485	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
K2	7491	7500	18,80%	12,70%	19,70%	91%	0,22
	7513	7522	26,90%	21,70%	27,70%	89%	0,3

ANEXO 7. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN08

CASTILLA NORTE 08		CORTE AGUA	IP				
		76%	14,61				
Formación	Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
	Pies		%	%	%		
T2	6866	6871	3,20%	3,80%	3,10%	72%	0,27
	6874	6895	3,70%	6,40%	2,90%	59%	0,31
	6900	6920	4,80%	0,00%	6,30%	100%	0,4
	6934	6967	3,70%	0,00%	4,90%	100%	0,32
K0	7013	7032	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
K1 INF	7259	7269	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7304	7325	0,40%	1,70%	0,00%	0%	0,03
	7330	7335	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7346	7357	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7385	7392	0,40%	1,70%	0,00%	0%	0,03
	7411	7419	0,30%	1,10%	0,00%	0%	0,02
	7424	7433	1,20%	5,20%	0,00%	0%	0,13
	7441	7444	2,90%	12,30%	0,00%	0%	0,31
K2	7446	7458	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7520	7530	16,70%	6,60%	19,90%	91%	2,21
	7672	7682	4,90%	5,60%	4,60%	72%	0,84
	7690	7696	2,60%	11,00%	0,00%	0%	0,46
	7718	7730	7,70%	0,00%	10,10%	100%	1,35
	7740	7802	11,00%	3,60%	13,30%	92%	1,87
	7812	7830	4,50%	6,40%	3,90%	66%	0,79
	7840	7849	4,30%	5,30%	4,00%	71%	0,75
	7860	7871	6,10%	5,70%	6,20%	78%	1,03
	7880	7886	5,10%	6,20%	4,80%	71%	0,86
	7890	7898	6,80%	5,10%	7,40%	82%	1,14
	7935	7953	2,90%	5,70%	2,00%	53%	0,47
7960	8000	6,50%	6,50%	6,50%	76%	1,02	

## ANEXO 8. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN09

CASTILLA NORTE 09		CORTE AGUA	IP				
		92%	10,93				
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
K2	7255	7269	17,60%	9,40%	18,30%	96%	1,86
	7278	7332	17,30%	16,10%	17,40%	92%	1,91
	7336	7356	15,60%	14,70%	15,60%	92%	1,74
	7362	7398	19,80%	18,70%	19,90%	92%	2,2
	7402	7408	1,40%	1,70%	1,40%	90%	0,16
	7418	7455	11,50%	12,10%	11,50%	91%	1,28
	7464	7498	0,10%	0,80%	0,00%	0%	0,01
	7513	7546	8,20%	8,50%	8,20%	91%	0,88
	7554	7580	8,60%	17,90%	7,80%	83%	0,9

## ANEXO 9. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN10

CASTILLA NORTE 10		CORTE AGUA	IP				
		96%	10,79				
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
K1	7641	7656	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7663	7674	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7700	7711	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7721	7730	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7783	7797	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7802	7820	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
K2	7830	7846	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7861	7894	2,20%	0,00%	2,30%	100%	0,24
	7918	7954	3,40%	0,00%	3,60%	100%	0,37
	7958	7994	18,00%	0,00%	18,90%	100%	1,98
	8004	8034	15,10%	0,00%	15,80%	100%	1,66
	8042	8074	7,60%	0,00%	8,00%	100%	0,83
	8086	8110	8,80%	0,00%	9,20%	100%	0,95
	8122	8140	3,40%	0,00%	3,50%	100%	0,36
	8144	8220	13,10%	35,40%	12,10%	88%	1,38
	8248	8270	3,30%	0,00%	3,40%	100%	0,35
	8276	8314	10,30%	37,90%	9,00%	84%	1,09
	8322	8340	14,80%	26,70%	14,20%	92%	1,56

## ANEXO 10. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN11

CASTILLA NORTE 11		CORTE AGUA	IP					
		89%	5,63	Formación	Intervalo Pies	Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %
K1	7690	7723	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0	
	7750	7763	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0	
	7785	7793	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0	
K2	7818	7827	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0	
	7833	7897	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0	
	7908	7938	5,30%	2,00%	5,70%	96%	0,3	
	7948	7975	11,60%	0,00%	13,10%	100%	0,65	
	7985	8014	21,60%	0,00%	24,30%	100%	1,21	
	8035	8050	21,80%	26,70%	21,20%	86%	1,23	
	8063	8089	13,00%	0,00%	14,70%	100%	0,73	
	8102	8109	17,10%	28,40%	15,60%	81%	0,96	
	8.119	8155	6,80%	30,50%	3,70%	49%	0,38	
	8163	8173	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0	
	8179	8212	2,80%	12,50%	1,60%	50%	0,16	
8223	8228	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0		
8234	8247	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0		

## ANEXO 11. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN14

CASTILLA NORTE 14		CORTE AGUA		IP			
		90%		22,96			
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
K2	7685	7740	13,40%	0,00%	14,90%	100%	2,96
	7770	7810	0,60%	6,20%	0,00%	0%	0,14
	7830	7892	3,40%	33,50%	0,00%	0%	0,77
	7900	7940	7,80%	0,00%	8,70%	100%	1,78
	7948	7970	1,00%	9,60%	0,00%	0%	0,23
	7985	8010	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	8020	8042	0,40%	3,40%	0,00%	0%	0,08
	8050	8090	3,40%	32,90%	0,00%	0%	0,78
	8098	8160	26,30%	8,00%	28,40%	97%	6,09
	8170	8252	43,80%	6,30%	48,00%	99%	10,13

ANEXO 12. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN15

CASTILLA NORTE 15		CORTE AGUA		IP			
		87%		25,42			
Formación	Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
	Pies		%	%	%		
K2	7268	7281	3,30%	14,60%	1,60%	42%	0,83
	7288	7294	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7298	7300	1,20%	0,00%	1,30%	100%	0,3
	7315	7325	0,40%	0,00%	0,50%	100%	0,1
	7373	7396	2,30%	9,00%	1,30%	49%	0,57
	7402	7436	12,30%	7,90%	13,00%	92%	3,14
	7440	7452	6,20%	0,00%	7,10%	100%	1,6
	7459	7482	6,10%	0,00%	7,00%	100%	1,56
	7486	7524	9,20%	0,00%	10,60%	100%	2,32
	7537	7568	14,90%	2,10%	16,80%	98%	3,76
	7578	7587	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
7593	7598	2,40%	9,80%	1,30%	48%	0,62	

## ANEXO 13. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN16

Formación		Intervalo		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
		Pies	Pies					
CASTILLA NORTE 16		CORTE AGUA		IP				
		77%		13,03				
K2	7784	7805	0,50%	1,90%	0,00%	0%	0,06	
	7812	7817	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0	
	7824	7843	0,70%	3,00%	0,00%	0%	0,09	
	7848	7861	0,30%	1,30%	0,00%	0%	0,04	
	7883	7939	4,50%	2,20%	5,20%	88%	0,58	
	7948	8030	26,60%	3,60%	33,70%	97%	3,46	
	8041	8097	21,00%	20,80%	21,00%	77%	2,74	
	8106	8139	21,80%	27,90%	19,90%	70%	2,86	
	8150	8233	24,70%	39,40%	20,20%	63%	3,2	

ANEXO 14. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN17

CASTILLA NORTE 17		CORTE AGUA	IP				
		50%	2,53				
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
K2	7708	7712	7,40%	6,80%	7,90%	54%	0,2
	7816	7822	18,70%	15,30%	22,10%	59%	0,49
	7875	7880	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	7893	7900	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	8003	8010	29,80%	18,40%	41,10%	69%	0,76
	8110	8118	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	8162	8170	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	8176	8182	19,50%	20,30%	18,70%	48%	0,5
	8197	8204	-21,10%	-16,00%	-26,20%	62%	-0,54
	8210	8214	6,80%	6,50%	7,10%	52%	0,17
	8225	8234	12,50%	8,00%	17,10%	68%	0,32
	8260	8264	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	8272	8277	1,20%	0,30%	2,10%	86%	0,03
	8288	8294	2,30%	4,60%	0,00%	0%	0,06
	8308	8322	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0
	8345	8355	22,90%	35,80%	10,00%	22%	0,55
8366	8370	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0	

ANEXO 15. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN18

CASTILLA NORTE 18		CORTE AGUA	IP				
		91%	18,88				
Formación	Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
	Pies		%	%	%		
K1	7576	7584	0%	0%	0%	0%	0
	7590	7607	0%	0%	0%	0%	0
	7617	7627	0%	0%	0%	0%	0
	7636	7641	0%	0%	0%	0%	0
	7645	7654	0%	0%	0%	0%	0
	7662	7666	0%	0%	0%	0%	0
	7679	7684	0%	0%	0%	0%	0
	7694	7726	0%	0%	0%	0%	0
K2	7735	7792	0%	0%	0%	0%	0
	7800	7865	2%	0%	2%	100%	0,43
	7873	7901	9%	0%	10%	100%	1,71
	7910	7932	7%	9%	7%	88%	1,41
	7936	7958	17%	0%	19%	100%	3,34
	7965	7986	9%	0%	10%	100%	1,82
	7996	8045	10%	0%	11%	100%	1,93
	8051	8080	3%	0%	3%	100%	0,49
	8089	8113	3%	13%	2%	54%	0,49
	8121	8160	18%	29%	17%	84%	3,23
	8168	8175	22%	48%	19%	79%	4,04

ANEXO 16. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN19

Formación		Intervalo		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
		Pies						
CASTILLA NORTE 19		CORTE AGUA		IP				
		86%		18,3				
K1	7598	7608	0%	0%	0%	0%	0	
	7615	7620	0%	0%	0%	0%	0	
	7639	7647	1%	0%	1%	100%	0,12	
	7670	7680	2%	0%	2%	100%	0,29	
	7695	7715	0%	0%	0%	0%	0	
	7725	7736	0%	0%	0%	0%	0	
K2	7762	7788	1%	0%	1%	100%	0,09	
	7800	7855	0%	0%	0%	0%	0	
	7865	7895	0%	0%	0%	0%	0	
	7905	7952	7%	0%	9%	100%	1,36	
	7960	7970	7%	0%	8%	100%	1,24	
	7975	8013	9%	7%	9%	89%	1,62	
	8020	8040	29%	0%	34%	100%	5,39	
	8050	8100	13%	8%	14%	91%	2,37	
	8110	8145	6%	5%	7%	89%	1,23	
	8170	8190	7%	10%	6%	79%	1,26	
	8200	8227	0%	0%	0%	0%	0	
	8231	8265	1%	5%	0%	0%	0,12	
	8275	8295	0%	0%	0%	0%	0	
	8302	8320	19%	66%	11%	49%	3,21	

## ANEXO 17. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN20

CASTILLA NORTE 20		CORTE AGUA	IP				
		93%	26,24				
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
K1	7117	712S	0%	0%	0%	0%	0
	7134	7138	0%	0%	0%	0%	0
	7147	7160	0%	0%	0%	0%	0
	7178	7181	0%	0%	0%	0%	0
K2	7231	7250	0%	0%	0%	0%	0
	7258	7266	3%	11%	2%	70%	0,72
	7276	7302	15%	3%	16%	98%	3,84
	7310	7327	19%	6%	20%	98%	5,05
	7335	7344	4%	9%	4%	86%	1,19
	7345	7352	4%	23%	3%	61%	1,1
	7353	7380	29%	12%	30%	97%	7,53
	7381	7397	13%	6%	14%	97%	3,53
	7408	7412	6%	6%	6%	93%	1,56
	7414	7436	2%	12%	1%	59%	0,53
	7438	7460	5%	12%	4%	81%	1,19

ANEXO 18. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN21

CASTILLA NORTE 21		CORTE AGUA	IP			
		92%	-			
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua
K0	7208	7219	6%	12%	6%	84%
	7222	7246	0%	0%	0%	0%
K1	7542	7551	0%	0%	0%	0%
	7566	7575	0%	0%	0%	0%
	7578	7585	0%	0%	0%	0%
	7594	7596	0%	0%	0%	0%
	7617	7625	0%	0%	0%	0%
	7630	7646	0%	0%	0%	0%
	7670	7678	0%	0%	0%	0%
	7693	7702	0%	0%	0%	0%
	7703	7707	-3%	-16%	-2%	60%
K2	7708	7712	0%	0%	0%	0%
	7742	7765	12%	28%	10%	81%
	7773	7778	0%	0%	0%	0%
	7798	7807	2%	8%	1%	64%
	7810	7820	14%	0%	15%	100%
	7882	7888	8%	8%	8%	92%
	7900	7913	15%	1%	16%	99%
	7945	7967	8%	4%	8%	96%
	7975	7985	16%	0%	17%	100%
	7990	8006	12%	0%	14%	100%
	8007	8020	3%	14%	2%	57%
	8021	8034	1%	9%	0%	0%
	8038	8058	3%	16%	2%	57%
	8059	8070	3%	3%	3%	93%
8075	8035	1%	11%	0%	24%	

## ANEXO 19. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN23

CASTILLA NORTE 23		CORTE AGUA	IP				
		78%	-	Formación	Intervalo Pies	Qf/Qft %	Qo/Qot %
K2	7638	7690	5%	17%	2%	30%	
	7700	7730	11%	4%	13%	92%	
	7737	7764	6%	5%	7%	81%	
	7772	7829	18%	7%	21%	92%	
	7833	7868	11%	17%	9%	66%	
	7873	7901	15%	8%	17%	89%	
	7910	7956	12%	9%	13%	84%	
	7964	8026	22%	34%	19%	66%	

## ANEXO 20. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN27

Formación		Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
		Pies						
CASTILLA NORTE 27		CORTE AGUA		IP				
		45%		4,24				
K1	7696	7718	0%	0%	0%	0%	0	
K2	7752	7766	0%	0%	0%	0%	0	
	7778	7786	0%	0%	0%	0%	0	
	7792	7818	7%	7%	6%	42%	0,3	
	7828	7838	11%	12%	11%	44%	0,48	
	7860	7868	16%	17%	15%	42%	0,67	
	7878	7886	6%	6%	6%	49%	0,25	
	7892	7904	22%	15%	31%	63%	0,94	
	7918	7920	3%	3%	2%	31%	0,12	
	7930	7942	17%	14%	21%	54%	0,74	
	7950	7962	4%	4%	4%	49%	0,18	
7966	8000	14%	22%	3%	11%	0,57		

## ANEXO 21. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN36

CASTILLA NORTE 36		CORTE AGUA		IP			
		67%		2,9			
Formación	Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
	Pies						
K2	8620	8627	9%	0%	13%	100%	0,33
	8649	8658	7%	0%	10%	100%	0,26
	8664	8684	8%	0%	12%	100%	0,3
	8856	8866	18%	14%	19%	73%	0,6
	8872	8891	1%	0%	2%	100%	0,05
	8893	8912	7%	15%	4%	33%	0,22
	8920	8939	0%	0%	0%	0%	0
	8941	8950	0%	0%	0%	0%	0
	8956	8975	7%	14%	4%	35%	0,16
	8977	8994	13%	20%	10%	51%	0,31
	9002	9021	0%	0%	0%	0%	0
	9023	9041	0%	0%	0%	0%	0
9048	9058	29%	37%	26%	58%	0,66	

## ANEXO 22. PORCENTAJES DE APOORTE DE AGUA Y ACEITE CAN37

Formación		Intervalo		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
		Pies	Pies					
CASTILLA NORTE 37		CORTE AGUA		IP				
		59%		13,72				
K1	7388	7.393	0%	0%	0%	0%	0	
	7398	7.401	0%	1%	0%	0%	0,05	
	7403	7.415	1%	3%	0%	0%	0,12	
	7419	7.431	2%	4%	0%	0%	0,16	
	7434	7.436	0%	0%	0%	0%	0	
	7439	7450	0%	0%	0%	0%	0	
	7452	7458	0%	0%	0%	0%	0,02	
	7461	7465	2%	5%	0%	0%	0,22	
	7490	7493	0%	0%	0%	0%	0	
	7496	7499	1%	2%	0%	0%	0,1	
	7506	7514	2%	5%	0%	0%	0,25	
K2	7518	7528	3%	8%	0%	0%	0,4	
	7537	7563	2%	6%	0%	0%	0,27	
	7570	7607	6%	14%	0%	0%	0,69	
	7614	7619	5%	13%	0%	0%	0,81	
	7627	7652	5%	12%	0%	0%	0,7	
	7658	7683	7%	16%	0%	0%	0,93	
	7688	7700	63%	11%	100%	93%	9	

## ANEXO 23. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN39

Formación		Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
		Pies		%	%	%		
CASTILLA NORTE 39		CORTE AGUA		IP				
		30%		1,56				
K1	8050	8060	0%	0%	0%	0%	0	
K2	8065	8069	0%	0%	0%	0%	0	
	8072	8093	0%	0%	0%	0%	0	
	8096	8156	0%	0%	0%	0%	0	
	8160	8181	4%	6%	0%	0%	0,06	
	8185	8200	37%	34%	42%	35%	0,57	
	8215	8230	59%	60%	58%	29%	0,92	

ANEXO 24. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN40

CASTILLA NORTE 40		CORTE AGUA	IP				
		61%	1,56				
Formación	Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
	Pies		%	%	%		
K2	8743	8767	5%	14%	0%	0%	0,09
	8772	8786	18%	30%	11%	36%	0,29
	8790	8793	3%	0%	5%	100%	0,05
	8797	8812	1%	0%	1%	100%	0,01
	8814	8818	6%	0%	10%	100%	0,1
	8821	8839	3%	0%	4%	100%	0,04
	8844	8862	18%	13%	21%	72%	0,28
	8866	8882	7%	16%	2%	15%	0,11
	8885	8891	24%	0%	39%	100%	0,37

## ANEXO 25. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN42

CASTILLA NORTE 42		CORTE AGUA	IP						
		65%	7,39		Formación	Intervalo Pies	Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %
K2	7613	7620	3%	7%	0%	0%	0,21		
	7648	7662	9%	15%	6%	44%	0,7		
	7671	7677	18%	28%	12%	43%	1,32		
	7685	7691	33%	2%	50%	98%	2,44		
	7704	7723	6%	10%	4%	43%	0,47		
	7727	7732	4%	7%	2%	37%	0,31		
	7743	7752	13%	8%	16%	77%	0,96		
	7777	7785	14%	21%	9%	45%	0,98		

## ANEXO 26. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN122

CASTILLA NORTE 122		CORTE AGUA	IP				
		90%	3,85				
Formación	Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
	Pies		%	%	%		
K2	7485	7520	0%	0%	0%	0%	0
	7533	7556	9%	20%	8%	78%	0,36
	7579	7589	21%	27%	21%	87%	0,82
	7599	7611	22%	17%	23%	92%	0,87
	7631	7649	16%	6%	17%	96%	0,62
	7659	7700	31%	31%	31%	90%	1,18

## ANEXO 27. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN123

CASTILLA NORTE 123		CORTE AGUA	IP				
		81%	1,4				
Formación	Intervalo Pies		Qf/Qft %	Qo/Qot %	Qw/Qwt %	Corte agua	IP
K1	7026	7052	5%	6%	5%	76%	0,07
	7056	7076	27%	29%	27%	81%	0,37
	7085	7098	5%	9%	4%	67%	0,07
K2	7119	7131	37%	31%	39%	84%	0,53
	7142	7150	25%	25%	25%	82%	0,36

## ANEXO 28. PORCENTAJES DE APORTE DE AGUA Y ACEITE CAN136

CASTILLA NORTE 136		CORTE AGUA	IP				
		87%	4,17				
Formación	Intervalo		Qf/Qft	Qo/Qot	Qw/Qwt	Corte agua	IP
	Pies		%	%	%		
K2	7702	7737	27%	12%	29%	94%	1,16
	7747	7814	45%	45%	45%	87%	1,88
	7870	7885	28%	43%	26%	80%	1,13