

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION DEL CAMPO GALAN DE ECOPETROL
S.A., MEDIANTE UN SISTEMA DE EVALUACION DE DESEMPEÑO**

**LUIS ERNESTO MARIN HURTADO
JOSE ANDRES ANAYA MANCIPE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2013**

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION DEL CAMPO GALAN DE ECOPETROL
S.A., MEDIANTE UN SISTEMA DE EVALUACION DE DESEMPEÑO**

**LUIS ERNESTO MARIN HURTADO
JOSE ANDRES ANAYA MANCIPE**

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS.

DIRECTOR
JORGE ANDRES SACHICA AVILA
Ingeniero de Petróleos

CODIRECTOR
EDWINDER BOLAÑOS RODRIGUEZ
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2013**

DEDICATORIA

Este proyecto se lo dedico a un ser que ha estado con migo en todo momento, que me ha ayudado, que me ha enseñado el valor de las cosas, que por más dificultades que uno tenga nunca estaré solo; él está a mi lado diciéndome que lo más bonito que uno puede tener es lo que se consigue con sacrificio.

“DEDICADO A TI DIOS”

A mi familia que siempre ha estado con migo, en las buenas y en las malas, personas a quien le debo lo que soy hoy por su educación, su fortaleza, sus valores, su espiritualidad, por el gran sacrificio que hicieron al dejarme ir lejos de ellos para darme la oportunidad de formarme como profesional.

<i>Dedicado a:</i>	<i>Mi Papá</i>	<i>Luis Gerardo Marín Hurtado</i>
	<i>Mi Mamá</i>	<i>María Helena Hurtado Sánchez</i>
	<i>Mis Hermanos</i>	<i>Jose Luis Marín Hurtado</i>
		<i>Luis Fernando Marín Hurtado</i>
	<i>Mi Abuela</i>	<i>Flor Aydeé Peña de Marín</i>

A todas las personas que de una u otra manera ha estado con migo en todo momento, que me han brindado su amistad incondicional, y que me ha ayudado a salir adelante con una voz de aliento, en especial a:

La familia Burgos Téllez

Y a mi compañero de tesis José Andrés Anaya Mancipe.

LUIS ERNESTO MARÍN HURTADO

DEDICATORIA

A quien dio origen a la vida, a quien da paz, alegría y la razón de vivir, al que con su amor y entrega me da su mano para seguir, me ofrece su sangre que me perdona y me brinda todo su ser en gracia, dedico este escrito que representa hasta hoy su compañía incondicional y resume todo mi esfuerzo, alegrías y tristezas en solo un camino de FÉ, pues todo lo que soy, lo que seré emana de Él y hace de mi vida una entrega total y puedo seguro decir:
GRACIAS DIOS POR QUE HASTA AQUÍ TU ME HAS ACOMPAÑADO.

A mi familia que siempre está a mi lado para brindarme todo su amor, tiempo, apoyo, dispuestos a escucharme y soportarme, por lo tanto afortunado de tan excelentes padres y familia dedico con ORGULLO Y SATISFACCION y con amor profundo y mucho cariño este trabajo. Mis padres: José de Jesús Anaya Jaimes y Gloria María Mancipe Díaz, mis hermanos: Elizabeth Anaya Mancipe y Javier Mauricio Anaya Mancipe. ESTE LOGRO ES DE USTEDES.

A toda mi familia, en especial a mis Tíos: Nicolás González, Hortensia Mancipe Díaz, Omaira Mancipe Díaz, Eloísa Mancipe Díaz, quienes NUNCA dejaron de creer en mí, su apoyo y bendición siempre estuvo presente para mí. MUCHAS GRACIAS

A mis amigos que con orgullo llamo, a quienes aprecio, quiero y estimo, con quienes tuve la oportunidad de compartir, crecer y disfrutar de momentos inolvidables dedico este libro, Jesús Eduardo Plata, Andrea Bacca González, María Claudia Orozco Cujia, Robinson Andrés Mancilla Estupiñan, a mi compañero de tesis Luis Ernesto Marín Hurtado, Carolina Córdoba Ríos y Cristian Andrés Ramírez Martínez.
GRACIAS A TODOS, LOS RECORDARE SIEMPRE.

JOSE ANDRES ANAYA MANCIPE

AGRADECIMIENTOS

Para obtener un sitio en la cumbre del éxito es necesario compartir tiempo y enseñanzas que a través de las dificultades hacen merecido el triunfo, y con excelentes personas que hacen menos pesada la carga, y contribuyendo a un excelente trabajo. Este proyecto es fruto del aporte y la crítica de muchas personas que contribuyeron a la consolidación, por lo tanto se les agradece a todos los que participaron de una u otra forma, en especial:

A la **Universidad Industrial de Santander** y a la escuela de **Ingeniería de Petróleos** por darnos los conocimientos que nos permitieron llevar a cabo este proyecto y en contribuir directamente en la formación y apoyo de nuestra vocación.

Al **ingeniero Jorge Andrés Sáchica** por brindarnos su apoyo y su tiempo para la realización de este proyecto.

Al ingeniero **Edwinder Bolaños** por tenernos paciencia, dedicar su tiempo y brindarnos sus conocimientos para el desarrollo de la tesis, ya que sin su ayuda no hubiese sido posible este logro.

A los ingenieros **Fernando Enrique Calvete** y **Erik G. Montes** quienes con su experiencia y dedicación a la academia y sus críticas constructivas, ayudaron al buen desarrollo de este trabajo.

A la empresa colombiana de petróleo **ECOPETROL S.A.** por suministro de la información

A la familia **Augusto Esparza, Elba Flórez e hijas**, que nos acogieron de una manera muy particular.

CONTENIDO

INTRODUCCION	21
1.GENERALIDADES DEL CAMPO	22
1.1. Reseña Histórica del Campo Galán.....	23
1.2. Características del Yacimiento.....	24
1.2.1. Características del Fluido.....	25
1.2.2. Zonas Productoras.....	25
1.2.3. Configuración del Yacimiento.....	26
1.3. Historia de Producción del Campo.....	29
2.MANEJO DEL SOFTWARE OIL FIELD MANAGER (OFM).....	31
2.1. Base de Datos OFM	31
2.2. Tipo de Información	32
2.3. Creación del Proyecto.....	33
2.4. Tablas.....	35
2.4.1. Tipos de Tablas.....	36
2.5. Aplicaciones del Software OFM.....	38
2.5.1. Gráficos.....	38
2.5.2. Reporte de Datos	40
2.5.3. Predicciones.....	42
2.5.4. Mapas de Grilla	45
2.5.5. Mapas de Burbuja	49
2.5.6. Gráficos de Dispersión	51
2.5.7. Diagrama de Pozo.....	53
3.ANÁLISIS DE INGENIERÍA	55
3.1. Recopilación y Evaluación de la Información.....	55
3.1.1. Datos Básicos de Pozo	56
3.1.2. Datos de Producción Mensual.....	56
3.1.3. Factor de Recobro.....	56
3.1.4. Historia de Eventos	57
3.2. Análisis en OFM.....	59
3.2.1. Índice de Heterogeneidad (HI)	61
3.2.2. Análisis de las Propiedades Petrofísicas.....	67
3.2.3. Análisis de los Datos de Producción	70
3.2.3.1. Cálculo de Reservas.....	74

3.2.4.	Calculo del Espaciamiento entre Pozos	81
3.2.5.	Gráficas de Comportamiento.....	85
4.	GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN	93
4.1.	Operaciones de Workover	93
4.1.1.	Evaluación de las Propiedades Petrofísicas	93
4.1.2.	Pozos Candidatos para los Trabajos de Workover	99
4.2.	Localización de Pozos Infill	105
4.2.1.	Criterios para la Selección	105
4.2.2.	Selección de Areas y Ubicación de Pozos Infill.....	106
5.	EVALUACION FINANCIERA	117
5.1.	Flujo de caja.....	117
5.2.	Premisas para el Análisis.....	118
5.2.1.	Precio de referencia de Crudo (WTI).....	118
5.2.2.	Impuestos.....	119
5.2.3.	Lifting Cost	119
5.3.	Indicadores de Rentabilidad	120
5.3.1.	Valor Presente Neto (VPN)	120
5.3.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	121
5.3.3.	Relación Costo-beneficio o Índice de Rentabilidad (IR)	121
5.3.4.	Periodo de Recupero (Payback)	122
5.3.5.	Rendimiento (R%)	122
5.3.6.	Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	122
5.4.	Teoría de Arps para la Predicción de la Producción de Crudo	123
5.5.	Análisis Financiero de los Trabajos de Workover	124
5.5.1.	Análisis Económico Trabajo de Estimulación.....	124
5.5.2.	Análisis Económico Operaciones de Pesca	128
5.5.3.	Análisis Económico para la Evaluación y Aislamientos de Zonas Acuíferas	132
5.5.4.	Análisis Económico Lavado de Arena	139
5.5.5.	Análisis Económico Trabajos de Cañoneo	143
5.6.	Análisis Financiero para Pozos Infill	150
5.7.	Análisis Financiero para el Pozo Reemplazo.....	155
5.8.	Rankin de Pozos.....	158
6.	CONCLUSIONES	161

7.RECOMENDACIONES.....	163
BIBLIOGRAFIA	164
ANEXO	166

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Bloque Magdalena Medio Gala – Llanito	22
Figura 2. Características de un Yacimiento de tipo Black Oil	25
Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena...29	
Figura 4. Producción Campo Galán	30
Figura 5. Imagen Software Oil Field Manager (OFM).....	31
Figura 6. Ventana Principal de OFM	33
Figura 7. Ventana de Creación de Nuevo Proyecto (Workspace).....	34
Figura 8. Schema Tables	35
Figura 9. Ventana de Edición de Tablas de Base de Datos	35
Figura 10. Elección de la Opción Plot en el Menú Analysis	38
Figura 11. Ventana de Edición de Un Gráfico	39
Figura 12. Ventana de Edición de Un Gráfico	39
Figura 13. Creación de un Nuevo Gráfico	40
Figura 14. Selección de la Opción Report en el Menú Analysis.....	41
Figura 15. Ventana de Edición de Reporte	41
Figura 16. Creación de un Nuevo Reporte.....	42
Figura 17. Selección de la Opción Forecast en el Menú Analysis.....	43
Figura 18. Ventana de Definición de Predicción	44
Figura 19. Creación de una Predicción para un Pozo	45
Figura 20. Selección de la Opción “Grid Map” del Menú Analysis	46
Figura 21. Ventana de Apertura/Edición de un Mapa de Grilla	46
Figura 22. Creación de un Nuevo Mapa de Grilla	47
Figura 23. Creación de una Nueva Grid Área	48
Figura 24. Selección de un Área Específica de un Mapa de Grilla	48
Figura 25. Ventana de Cálculo entre Mapas de Grilla.....	49
Figura 26. Selección de la Opción Bubble Map del Menú Analysis	50
Figura 27. Ventana de Apertura/Edición de un Mapa de Burbuja	50
Figura 28. Creación de Un Mapa de Burbuja	51
Figura 29. Selección de la Opción Scatter Plot del Menú Analysis	52
Figura 30. Ventana de Apertura/Edición de un Gráfico de Dispersión	52
Figura 31. Gráfico de Dispersión.....	53
Figura 32. Selección de la Opción Wellbore Diagram del Menú Analysis	54
Figura 33. Creación de un Diagrama de Pozo	54
Figura 34. Estructura de la Base de Datos de Acces.....	59
Figura 35. Mapa Base del Campo Galán. Producción de las zonas A, B, C	60
Figura 36. Mapa Base del Campo Galán. Producción de las zonas B, C	61
Figura 37. Índice de Heterogeneidad del Agua Acumulada Vs Índice de Heterogeneidad de Producción de Aceite Acumulado.....	65
Figura 38. Mapas de Porosidad, Permeabilidad y Espesor Neto	67

Figura 39. Mapa de Capacidad de Flujo ($K \cdot H$).....	69
Figura 40. Mapa de Capacidad de Almacenamiento ($\phi \cdot H$)	70
Figura 41. Mapa de Comportamiento de la Producción del Campo Galán	71
Figura 42. Mapa de Comportamiento de la Producción Actual del Campo Galán	72
Figura 43. Mapa de Burbuja del Acumulado de la Producción.....	73
Figura 44. Gráfica del Comportamiento de la Producción.....	74
Figura 45. Curva de Declinación del campo Galán	78
Figura 46. Mapa de la Distribución de Reservas en el Campo Galán	78
Figura 47. Mapa de la Distribución del Índice de Declinación en el Campo Galán	79
Figura 48. Mapa de la Distribución del EUR en el Campo Galán.....	79
Figura 49. Mapa de la Distribución del Caudal Inicial en el Campo Galán.....	80
Figura 50. Mapa de Porcentaje de Depletación del Campo Galán	81
Figura 51. Cálculo de los Voronoi	82
Figura 52. Voronoi de 5 [acres].....	83
Figura 53. Voronoi de 10 [acres].....	83
Figura 54. Voronoi de 15 [acres].....	84
Figura 55. Voronoi de 20 [acres].....	84
Figura 56. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulado Vs Tasa Máxima de Producción.....	86
Figura 57. Gráfico de Dispersión, Producción de Aceite Acumulado vs Espesor Neto	87
Figura 58. Gráfico de Dispersión, Producción de Aceite Acumulado vs Capacidad de Flujo.....	88
Figura 59. Gráfico de Dispersión, Producción de Aceite Acumulado vs Capacidad de Almacenamiento	89
Figura 60. Localización de las Zonas con Pozos de Alto y Bajo Potencial	92
Figura 61. Esquema de Registros para Cañoneo y Recañoneo	102
Figura 62. Mapa de Grilla del Espaciamiento entre Pozos, para Voronoi de 10 [acres].....	107
Figura 63. Mapa de Grilla de Distribución del BSW	108
Figura 64. Mapa de Grilla de Capacidad de Flujo	109
Figura 65. Mapa de Grilla de la Capacidad de Almacenamiento	109
Figura 66. Mapa de Grilla de las Reservas	110
Figura 67. Mapa de la Superposición de Áreas	111
Figura 68. Mapa de la Ubicación de los Pozos Infill.....	112
Figura 69. Comportamiento de la Producción del Pozo Galán 84.....	114
Figura 70. Estado Mecánico de Galán 84.....	115
Figura 71. Comportamiento de la Producción de Aceite con y sin Estimulación del Pozo G -71.....	126

Figura 72. Flujo de Caja de la Estimulación de CO ₂ para el Pozo G – 71.....	128
Figura 73. Comportamiento del Caudal.....	129
Figura 74. Flujo de Caja para la Operación de Pesca del Pozo G-70.....	131
Figura 75. Comportamiento de la Producción de Aceite Antes y Después de la Producción.....	134
Figura 76. Flujo de Caja para la Evaluación de Zonas.....	137
Figura 77. Comportamiento de la Producción de Aceite en el Pozo G – 09	141
Figura 78. Flujo de Caja para el Lavado de Arenas del Pozo G – 09	143
Figura 79. Comportamiento de la Producción de Aceite antes y Después del Trabajo Propuesto	145
Figura 80. Flujo de Caja para los Cañoneos y Recañoneos	148
Figura 81. Comportamiento de la Producción en el Pozo 1	151
Figura 82. Comportamiento de la Producción en el Pozo 2	151
Figura 83. Flujo de Caja del Pozo Infill 1	154
Figura 84. Flujo de Caja del Pozo Infill 2.....	154
Figura 85. Comportamiento de la Producción en el Pozo Reemplazo	156
Figura 86. Flujo de Caja del Pozo Reemplazo	158
Figura 87. Pronóstico de Producción para el pozo Galán - 1.....	166
Figura 88. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 1J	167
Figura 89. Pronóstico de Producción para el pozo Galán - 2.....	167
Figura 90. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 2J	168
Figura 91. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 3.....	168
Figura 92. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 4.....	169
Figura 93. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 7.....	169
Figura 94. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 9.....	170
Figura 95. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 10.....	170
Figura 96. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 11	171
Figura 97. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 13.....	171
Figura 98. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 14.....	172
Figura 99. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 15.....	172
Figura 100. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 16.....	173
Figura 101. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 17.....	173
Figura 102. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 18.....	174
Figura 103. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 21	174
Figura 104. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 23.....	175
Figura 105. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 25.....	175
Figura 106. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 27	176
Figura 107. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 29.....	176
Figura 108. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 30.....	177
Figura 109. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 31	177

Figura 110. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 32	178
Figura 111. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 33	178
Figura 112. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 34	179
Figura 113. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 36	179
Figura 114. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 49	180
Figura 115. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 52	180
Figura 116. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 53	181
Figura 117. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 54	181
Figura 118. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 59	182
Figura 119. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 60	182
Figura 120. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 61	183
Figura 121. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 68	183
Figura 122. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 69	184
Figura 123. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 70	184
Figura 124. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 71	185
Figura 125. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 74	185
Figura 126. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 75	186
Figura 127. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 76	186
Figura 128. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 77	187
Figura 129. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 78	187
Figura 130. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 79	188
Figura 131. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 80	188
Figura 132. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 82	189
Figura 133. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 83	189
Figura 134. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 84	190
Figura 135. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 85	190
Figura 136. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 86	191
Figura 137. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 93	191
Figura 138. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 94	192
Figura 139. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 95	192
Figura 140. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 109	193
Figura 141. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 110	193
Figura 142. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 111	194
Figura 143. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 112	194
Figura 144. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 113	195
Figura 145. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 114	195
Figura 146. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 117	196
Figura 147. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 118	196
Figura 148. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 121	197
Figura 149. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 122	197

Figura 150. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 123</i>	198
Figura 151. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 124</i>	198
Figura 152. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 125</i>	199
Figura 153. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 130</i>	199
Figura 154. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 133</i>	200
Figura 155. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 134</i>	200
Figura 156. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 135</i>	201
Figura 157. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 136</i>	201
Figura 158. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 137</i>	202
Figura 159. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 139</i>	202
Figura 160. <i>Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 140</i>	203

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estado del Campo	24
Tabla 2. Características del Yacimiento del Campo Galán.....	24
Tabla 3. OOIP del Campo Galán.....	57
Tabla 4. Historia de Eventos del Campo Galán.....	58
Tabla 5. Cálculo del Índice de Heterogeneidad para la Producción Acumulada de Agua y Aceite del Campo Galán.....	62
Tabla 6. Clasificación de Pozos del Campo Galán según su Desempeño	66
Tabla 7. Resultados de la Predicción	75
Tabla 8. Tabulación de los Pozos Seleccionados según su Comportamiento.....	90
Tabla 9. Clasificación de los Pozos según Capacidad de Flujo.....	94
Tabla 10. Clasificación de los Pozos según Capacidad de Almacenamiento.....	94
Tabla 11. Clasificación de los Pozos según su Espesor Neto.....	94
Tabla 12. Clasificación de los Pozos según su Tasa Máxima de Producción	95
Tabla 13. Evaluación del Comportamiento de las Propiedades Petrofísicas para los Pozos del Campo Galán.....	96
Tabla 14. Selección de Pozos Candidatos a Trabajos de Workover	100
Tabla 15. Tabla de Criterios de Selección de Zonas para Perforación Infill	106
Tabla 16. Características de los Pozos Infill	113
Tabla 17. Características del Pozo Galán 84	114
Tabla 18. Características del Pozo Reemplazo.....	116
Tabla 19. Variables para la Predicción de la Estimulación con Inyección de CO ₂	125
Tabla 20. Producción Acumulada de Aceite en el Pozo G – 71, Antes y Después del Tratamiento.....	126
Tabla 21. Indicadores de Rentabilidad para el Np Incremental del Pozo G – 71.	127
Tabla 22. Variables para la Predicción de la Producción de G-70.....	129
Tabla 23. Petróleo Producido por Año en el Pozo G-70.....	130
Tabla 24. Indicadores de Rentabilidad para el Pozo G-70	131
Tabla 25. Variables para la Predicción de la Evaluación de las Zonas Acuíferas	132
Tabla 26. Valor de los Caudales Antes y Después de la Evaluación	133
Tabla 27. Producción Acumulada de Aceite Antes y Después de la Evaluación.	136
Tabla 28. Indicadores de Rentabilidad para el Np Incremental de la Evaluación de Zonas.....	137
Tabla 29. Variables de Predicción para el Lavado de Arenas Pozo G-09.....	140
Tabla 30. Producción Acumulada de Aceite en el Pozo G – 09	141
Tabla 31. Indicadores de Rentabilidad para el Np del Pozo G – 09	142
Tabla 32. Variables para la Predicción de los Cañoneos y Recañoneos.....	144
Tabla 33. Comportamiento del Caudal Antes y Después del Trabajo	144
Tabla 34. Producción Acumulada de Aceite Incremental	147

Tabla 35. Variables Económicas que Evalúan la Viabilidad de los Cañoneos y Recañoneos.....	148
Tabla 36. Variables para la Predicción de la Producción en los Pozos Infill.....	150
Tabla 37. Petróleo Producido por Año en cada uno de los Pozos Infill	152
Tabla 38. Variables Económicas que Examinan la Viabilidad de la Perforación de cada uno de los Pozos Infill	153
Tabla 39. Variables para la Predicción de la Producción en el Pozo Reemplazo	155
Tabla 40. Petróleo Producido por Año en el Pozo Reemplazo.....	156
Tabla 41. Variables Económicas que Examina la Viabilidad de la Perforación del Pozo Reemplazo.....	157
Tabla 42. Rankin de Pozos.....	159
Tabla 43. Rankin de los Pozos No Viables para la Empresa Ecopetrol S.A.....	160

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN DE ECOPETROL S.A.; MEDIANTE UN SISTEMA DE EVALUACION DE DESEMPEÑO*1

AUTOR: LUIS ERNESTO MARÍN HURTADO**
JOSE ANDRÉS ANAYA MANCIPE**

PALABRAS CLAVES: Análisis Avanzado de Ingeniería, Campo Galán, Trabajos de Reacondicionamiento, Pozos Infill, Oil Field Manager (OFM), Evaluación Económica.

DESCRIPCION:

El Campo Galán, ubicado al Norte de la Concesión de Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Produce principalmente crudo de la Formación Mugrosa B y C con un espesor promedio de 1800 pies, ésta zona tiene importancia comercial cerca a la Falla Casabe que acumulan cantidad de hidrocarburos al constituirse una trampa estructural entre la Falla Casabe y las fallas laterales. Cuenta con 122 pozos de los cuales 45 fueron abandonados por motivo del proyecto de la ampliación de la refinería de Barranca Bermeja. Se le han realizado estimulaciones a 11 pozos, en los años 1989, 1990, 1991 y 1992, a 7 pozos, inyección de CO₂ y en el año 2008 a 4 pozos fracturamientos; en 1974 se inició un piloto de inyección de agua y de acuerdo al resultado se decidió extender el piloto a la zona A, iniciando en Julio 1977 terminando en 1978. Durante su vida productiva ha presentado arenamientos.

Debido a esto se decidió desarrollar este trabajo que tiene como fin implementar alternativas que permitan mejorar la producción del campo Galán mediante un análisis de ingeniería. Basado en la aplicación de diversos procesos y herramientas como el Oil Field Manager (OFM). Estas alternativas están sujetas a seleccionar pozos candidatos para trabajos de workover como cañoneos, recañoneos, estimulaciones, entre otros y ubicación de pozos infill que permitan drenar las zonas que aún no han sido alcanzadas.

Se hizo necesario realizar un análisis financiero que permita la viabilidad de la aplicación de las alternativas en el campo, logrando así conocer las variables económicas como el valor presente neto, la tasa interna de retorno, la relación costo beneficio y teniendo en cuenta la tasa de oportunidad para el desarrollo de la inversión en la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos,
Director: Jorge Andrés SÁCHICA Avila, Codirector: Edwinder Bolaños Rodríguez.

ABSTRACT

TITLE: PRODUCTION OPTIMIZATION OF THE GALÁN OILFIELD OF ECOPETROL S. A.; THROUGH A PERFORMANCE EVALUATION SYSTEM*²

AUTHOR: LUIS ERNESTO MARIN HURTADO**
JOSE ANDRES ANAYA MANCIPE**

KEYWORDS: Advanced Engineering Analysis, Galán Oilfield, Workover Operation, Infill well, Oil Field Manager (OFM), Economical Evaluation

DESCRIPTION:

The Galán field located north of the Concesión de Mares in the basin of Valle Medio del Magdalena. It mainly produces crude Mugrosa Formation B and C with an average depth of 1800 [ft]. This area has commercial importance close to the Casabe fault that accumulating oil in a structural trap between Casabe fault and lateral faults. It has 122 wells of which 45 were abandoned due to the proposed expansion of the refinery Barrancabermeja. Between 1989 and 1992, stimulations have been performed in 7 wells, injection of CO₂ and in 2008 hydraulic fracturing to 4 wells, for a total of 11 wells. In 1974 pilot water injection was performed and due to its results it was extended to zone A beginning in July 1997 to 1978. During its life screenouts presented.

For all the above it was decided to develop this work that aims primarily to improve Galán field production by an engineering analysis based on the application of various processes and tools such as the Oil Field Manager (OFM). This analysis is subject to the selection of candidate wells for workover as shelling, re-shelling, stimulations, among others and location of infill wells to allow drainage areas that have not yet been reached.

It was necessary to conduct a financial analysis to determine the viability of each of the alternatives in the field, thus knowing the economic variables, the net present value, internal rate of return and the cost-benefit ratio, taking into account the rate of opportunity for the development of investment in Colombian oil company Ecopetrol SA.

* Degree Work.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering,
Director: Jorge Andrés SÁCHICA Ávila, Codirector: Edwinder Bolaños.

INTRODUCCION

Los campos petroleros se van depletando y presentan problemas en su desempeño debido a la pérdida de energía en el yacimiento, el deterioro de las condiciones mecánicas de los pozos y la aparición de los distintos problemas que vienen asociados a la producción (arenamiento, daño de formación, conificación, entre otros). Por esta razón es necesario como primera instancia recopilar y evaluar la información del campo para conocer sus características tanto del yacimiento como de los fluidos, que trabajos se le han realizado durante su vida productiva, entre otros; con el fin de poder identificar y promover el desarrollo de trabajos y mecanismos que conlleven a la optimización de la producción del activo.

Como segunda instancia se llevó esa información a una metodología que mediante un análisis de ingeniería se pudo llevar a cabo las diferentes oportunidades de desarrollo para el campo, en este trabajo se utilizó el software Oil Field Manager (OFM) de Schlumberger que brindó las herramientas o aplicaciones necesarias para realizar el análisis detallado de esta información.

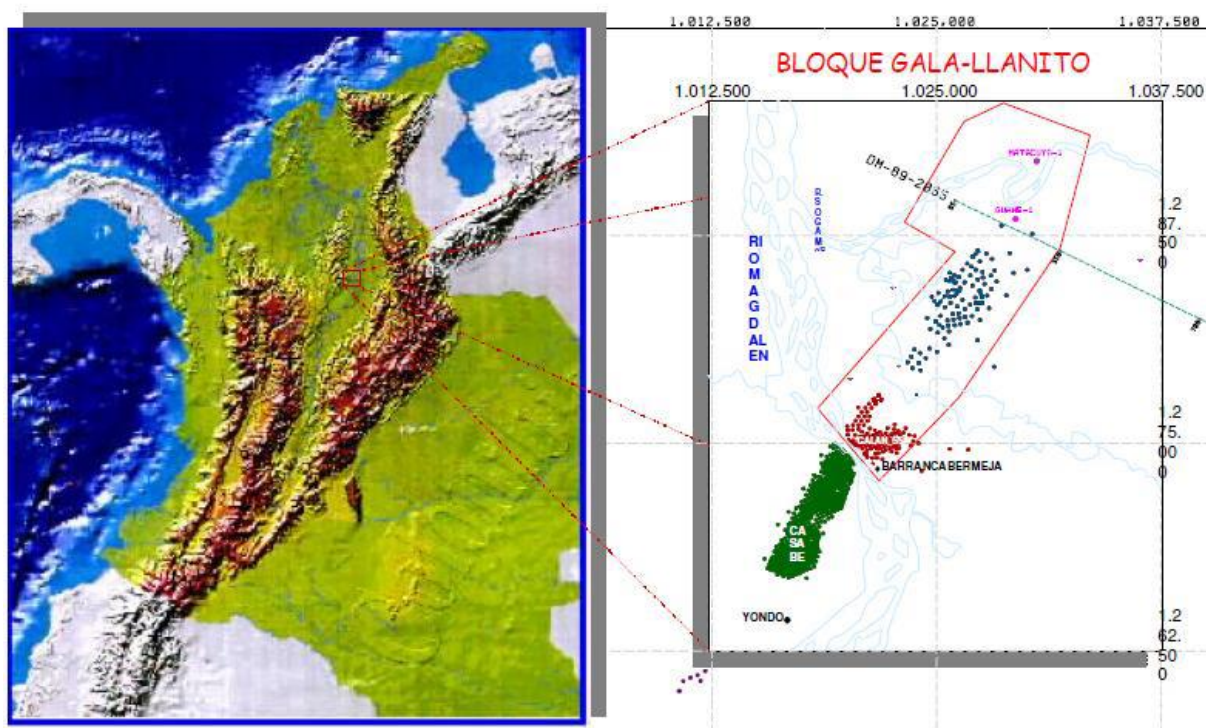
Una vez hecho este análisis se generaron las alternativas correspondientes para incrementar la producción, estos trabajos fueron: cañoneos y recañoneos (3 pozos), retiro de pescado (1 pozo), lavado de arenas (1 pozo), evaluación y aislamiento de zonas acuíferas (4 pozos), estimulación con CO₂ (1 pozo), perforación de pozos infill (2 pozos) y un pozo reemplazo (1 pozo).

Por último, para llevar a cabo estos trabajos, se realizó un análisis financiero logrando así determinar que trabajos son viables y cuáles no, generando un ranking de los pozos a intervenir según los indicadores de rentabilidad que maneja la empresa de ECOPETROL S.A, llegando a la conclusión que los más rentables son los pozos infill, el pozo reemplazo, los cañoneos y recañoneos y el lavado de arenas; los de evaluación y aislamiento de zonas, para dos de ellos son viables pero no rentables para la empresa y los otros dos nos son viables.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO³

El Campo Galán está ubicado en la parte Norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con el Campo Casabe, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito.

Figura 1. Bloque Magdalena Medio Gala – Llanito



Fuente. ECOPETROL S.A.

El Campo está conformado por bloques parcialmente independientes, con yacimientos complejos, dadas sus características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua – aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos. Su explotación ha sido en su mayoría de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeraldas-La Paz, respectivamente.

³ Fuente: Ecopetrol S.A. carta petrolera – Edición N°. 111 [Mayo – Junio del 2005]

1.1. Reseña Histórica del Campo Galán

El campo GALAN fue descubierto por Tropical Oil Company en el año de 1945 que poseía en ese momento la concesión de mares. Cuando se perforó el pozo GALAN No. 1, tuvo una producción inicial de 1300 [BPD] de crudo con gravedad de 18,5 °API, un contenido de agua del 0,1% con relación gas – aceite (GOR) de 50 [SCF/BF]. Entre los años 1945 y 1946 se perforaron cuatro pozos adicionales, los que por su potencial productivo no justificaron el desarrollo del campo en esa época, por lo tanto se suspendieron las operaciones en este campo.

Ecopetrol reinicia la actividad en 1953, perforando 9 pozos más, continuando con el desarrollo y posterior descubrimiento de la estructura de SAN SILVESTRE, hasta alcanzar en el año de 1980 un total de 80 pozos perforados en el campo GALAN y 19 en el campo SAN SILVESTRE.

Entre los años 1973 y 1974 se perforaron 3 pozos nuevos (GALAN 90, 91 y 92), que continuamente con un pozo viejo (GALAN 53), sirvieron de inyectores al pozo GALAN 39 con el propósito de llevar a cabo un ensayo piloto de inyección de agua el que se inició en Febrero de 1974. Del resultado de este ensayo piloto, se decidió extender el desarrollo secundario a la zona A del campo, este desarrollo a gran escala se inicia en Julio de 1977 y se terminan en el primer semestre de 1978 teniendo como características principales el modelo de 5 puntos, 28 pozos inyectores y 43 productores⁴.

En el año 2010, debido al Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja que tiene como objeto la ampliación y el cambio de la capacidad del tipo de crudo que se maneja, además de una conversión profunda con las mejores tecnologías en procesamiento, se estudió la posibilidad de reubicar o abandonar algunos pozos del Campo Galán ya que se encuentran en el área prevista para la expansión de la refinería. El Campo que contaba con unos 122 pozos entre activos, inactivos, abandonados e inyectores aproximadamente, se vería afectado de la siguiente manera⁵.

⁴ Fuente: Análisis de colapsos Campos Galán y Castilla.

⁵ Fuente: Centro de Información y Documentación Archivo Técnico, Distrito de Producción EL CENTRO S.S.

Tabla 1. Estado del Campo

Estado Actual del Pozo	Cantidad
Activos	29
Inactivos	33
Abandonados	15
Abandonados por Refinería	45
TOTAL	122

Fuente: Los Autores.

1.2. Características del Yacimiento⁶

La tabla muestra un resumen de las propiedades del yacimiento para cada una de las zonas productoras del campo Galán. La zona A corresponde a la formación Colorado, la zona B y C a la formación Mugrosa y la zona D a las formaciones Esmeralda y la Paz.

Tabla 2. Características del Yacimiento del Campo Galán

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero [ft]	26 - gas	50	40	18
Porosidad Promedio [%]	21	17	18	15
Permeabilidad [md]	250	150	180	160
Saturación de Agua [%]	25	40	40	47
Salinidad de Agua de Formación [ppm]	18.000	23.500	29.900	32.000
Presión de Yacimiento [Psi]	1.880	2.400	2.800	3.200
Presión Actual [Psi]	1.600	900 - 1.500	1.100	900
Temperatura de Yacimiento [°F]		135	140	140
Gravedad API	18,4 - gas	21	23	24
GOR (Inicial)	150	200	200	370
F.V.F		1.094	1.105	1.206
Bsw Inicial [%]	0	0 - 3	0 - 3	0 - 3

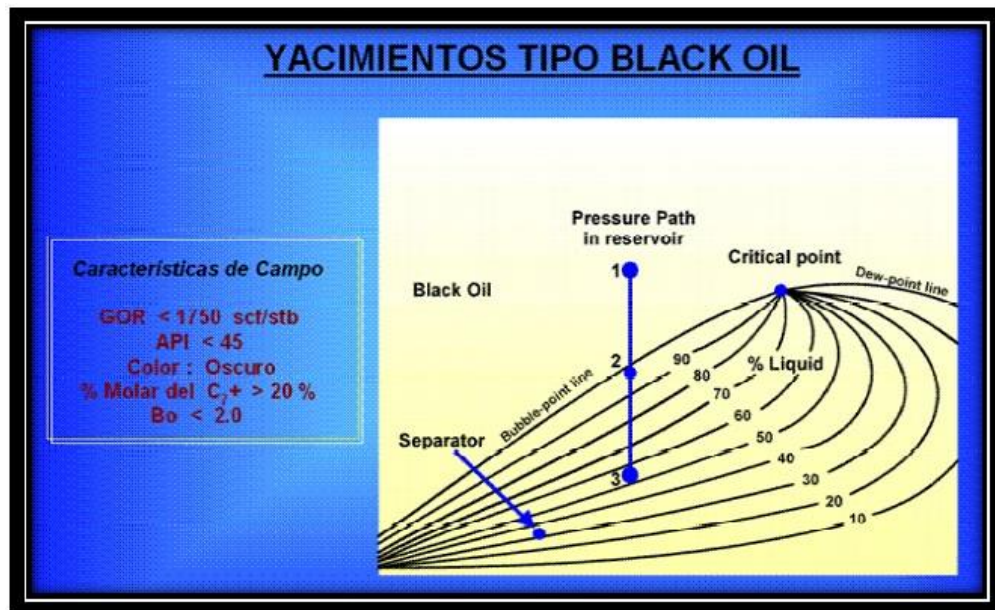
Fuente: Prognosis – campaña de perforación Llanito – Gala – Cardales vigencia 2008.

⁶ Fuente: Tesis. Estudio Integrado de Producción para la Optimización del Campo Galán. Jair A. Gutiérrez Garzón y Natalia Piamonte Ardila

1.2.1. Características del Fluido⁷

El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito, Gala y Galán es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24°, clasificándose de esta manera como un Black Oil. La información de presiones adquirida recientemente determina que inicialmente los yacimientos, se encontraban subsaturados y que actualmente la presión en las Arenas A, B, C y D que están en explotación, está por debajo de la presión de burbuja.

Figura 2. Características de un Yacimiento de tipo Black Oil



Fuente: Estrategias de desarrollo a corto plazo campo llanito. ICP 2008

1.2.2. Zonas Productoras⁸

✓ Zona A

Es la zona más extensa del Campo; tiene un área de 2.330 [acres] con un espesor neto petrolífero promedio de 65 [pies], para un volumen de 151.000 [acres-pie]. La zona A presenta irregularidades que se han comprobado tanto en la correlación que se obtiene de los registros eléctricos, como del comportamiento de ciertos intervalos sometidos a recuperación secundaria. La Principal característica de la

⁷ Fuente: Centro de Información y Documentación Archivo Técnico, Distrito de Producción EL CENTRO S.S.

⁸ Fuente: Tesis. Estudio Integrado de Producción para la Optimización del Campo Galán. Jair A. Gutiérrez Garzón y Natalia Piamonte Ardila.

zona A es su poca consolidación que ocasiona frecuentes arenamientos de los pozos, y como consecuencia de esto, se tienen bajos recobros de aceite por pozo. Las arenas van desde arenas arcillosas hasta arcillas arenosas, las cuales no presentan un acuífero común bien definido, ya que se encuentran arenas acuíferas en estratos más altos que otros estratos petrolíferos. Asimismo, la poca cantidad de agua producida en el Campo mientras estuvo en recuperación primaria y el bajo recobro de aceite hace pensar que los acuíferos son pequeños, de poca presión, constituyendo acuíferos no activos.

La zona A inferior presenta mayores cantidades de arcilla intercalada entre las arenas y frecuentes arenas de agua que imposibilita la exacta interpretación de los registros especialmente para los pozos viejos que no poseen registros radioactivos, que definan exactamente el grado de arcillosidad de las arenas y las saturaciones reales de aceite.

✓ **Zona B**

Tiene importancia comercial en los primeros seis bloques que se encuentran situadas cerca a la Falla Casabe. El área de la zona B es de 799 [acres], con un espesor petrolífero neto promedio de 75 [pies] para conformar un volumen de 59.595 [acres-pie].

Al igual que la zona A inferior las arenas de la zona B presentan bastante arcillosidad y arenas acuíferas intercaladas que dificultan la interpretación de registros y con frecuencia los pozos empiezan a producir considerable cantidad de agua a los pocos años de ser completados en la zona B, especialmente los pozos situados en los bloques V, VI y IX.

✓ **Zona C**

La Zona C tiene importancia comercial en cercanías de la Falla Casabe, especialmente hacia la parte norte donde se acumulan hidrocarburos aparentemente por entrampamiento formado por las fallas laterales y la Falla Casabe. Tiene un área de 453 [acres], un espesor petrolífero neto promedio de 34 [pies] y un volumen total de 15.600 [acre/pie].

1.2.3. Configuración del Yacimiento

Rafael Valderrama, José Velandía y Hernando Aguilera, en su estudio llamado "Distribución de Arenas de Zona A en la parte Sur del Campo Galán", Bogotá, ECOJETROL, Octubre de 1975, demostraron que los agentes de transporte de sedimentos del Terciario Hedió, fueron continentales de tipo fluvial, con un sentido de las corrientes de SW a NE. Este tipo de sedimentación origina cambios de facies bruscos y distribución caótica de los estratos.

La estructura se hunde a medida que se avanza al Noreste a lo largo de la Falla Casabe. Durante el año de 1962 el campo GALAN alcanzó su máxima producción aportando 3800 [BOPD].

El campo GALAN comprende 4 formaciones:

✓ **Series Real**

Correspondiente al Mioceno, con un espesor aproximado de 2.500 [pies]. Esta formación no presenta horizontes petrolíferos, pero es de importancia geológica especialmente por encontrarse en ella la arcilla Real que sirve como marcador geológico para las diversas correlaciones. Comprende arcillas moteadas de color gris, rojas o pardas intercaladas con arenas semicalcáreas; en la parte inferior presenta considerable cantidad de yeso y pirita que dan un color gris pálido con tono café o en algunos casos, rojos.

✓ **Formación Colorado**

Corresponde al Oligoceno con un espesor aproximado de 2.700 [pies]. En parte superior se encuentra la Cira Shale que es muy importante en todo el Valle Medio del Río Magdalena, por considerarse como el principal estrato guía para la exploración por presentar características inconfundibles, tanto en muestras de zanja, por su contenido fosilífero, como en registros eléctricos, por su fácil identificación.

A unos 250 [pies] por debajo de la Cira Shale se encuentra el tope de la Zona A, que es el principal horizonte petrolífero del Campo presentando espesores netos petrolíferos que varían desde 0 hasta 210 [pies]; en la parte superior de la Zona A, se encuentran los mejores intervalos petrolíferos constituidos por arenas grises y azuladas de grano fino a medio, con mala distribución granulométrica y poco consolidadas; las arenas están separadas por arcillas gris y rojas frecuentemente laminadas.

La parte intermedia de la formación está constituida por arcillas púrpuras moteadas intercaladas con delgadas arenas de color gris azulado algunas veces petrolíferas.

La parte inferior de la formación está constituida por arenas gris, azules, o pardas pobremente clasificadas algunas veces petrolíferas, aunque es muy común encontrar altas saturaciones de agua en algunas arenas intercaladas en intervalos petrolíferos. La mala clasificación de las arenas, su arcillosidad y la alta saturación de agua hace difícil la interpretación de los registros eléctricos. También se encuentran arcillas moteadas y semimoteadas de color gris y rojas que van intercaladas con las arenas generalmente en forma laminar.

✓ **Formación Mugrosa**

Corresponde también al Oligoceno con espesor promedio de 1.800 [pies]. La formación se reconoce por el marcador denominado Fósiles de Mugrosa que se encuentra en el tope de la formación. Después de los Fósiles de Mugrosa, se encuentra la zona B que comprende areniscas blanquecinas y gris, pobremente clasificadas más compactas que en la zona A, frecuentemente acuíferas, especialmente en la parte sur del Campo. Esta zona tiene importancia comercial cerca a la Falla Casabe donde forma bloques separados que acumulan cantidad de hidrocarburos al constituirse una trampa estructural entre la Falla Casabe y las fallas laterales. Las arenas están intercaladas entre arcillas violáceas, gris claro o verdosas generalmente compactas.

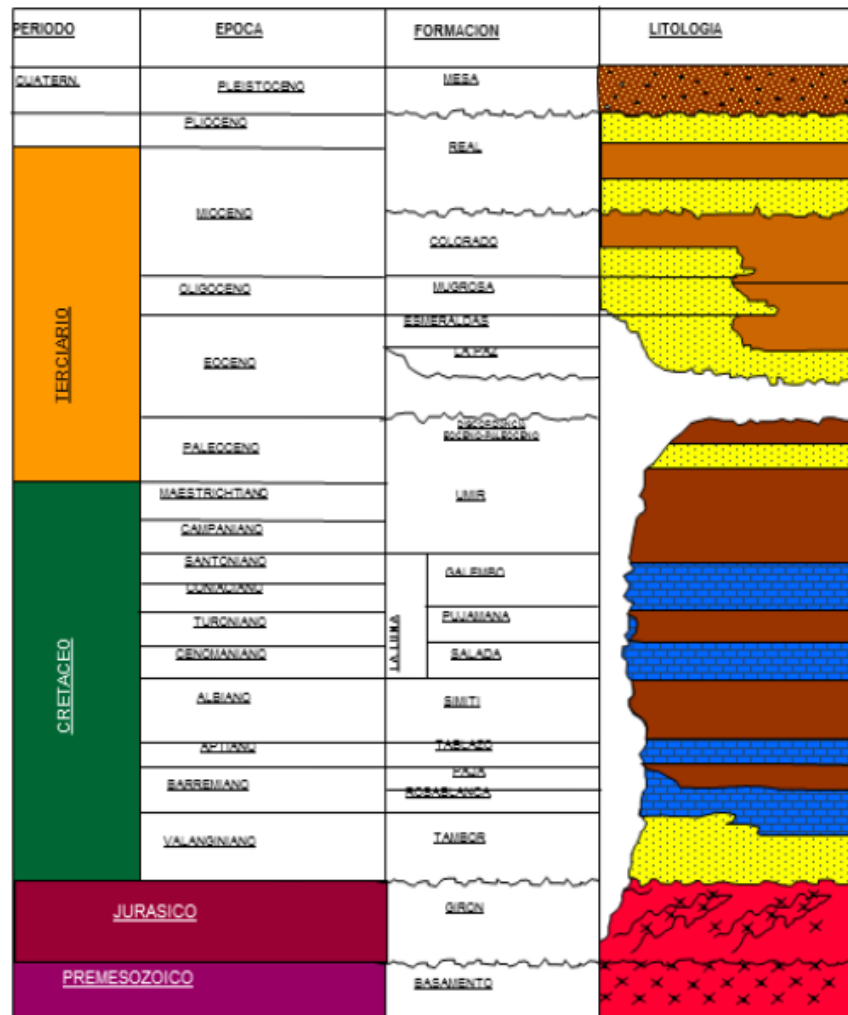
En la parte intermedia de la formación se encuentra constituida por arcillas y arcillolitas abigarradas en diferentes tonos de gris, algunas veces violáceas medianamente compactas. La zona inferior de la formación Mugrosa, se ha denominado como zona C, correspondientes a las arenas de zona B, según nomenclatura del Campo la Cira-Infantas. Comprende areniscas de color blanquecino y gris en diferentes tonos, en algunas ocasiones calcáreas, tamaño de grano medio a grueso generalmente compactas, intercaladas con arcillas gris verdosas o gris oscuras. Las arenas son petrolíferas en cercanías de la Falla Casabe especialmente en el sector más septentrional donde las fallas juegan un papel importante en la acumulación de hidrocarburos.

✓ **Formación La Paz**

Corresponde al Eoceno situado entre la base de la Formación Mugrosa y la intercalación lignítica correspondiente al tope del Miembro Toro, marcador inconfundible del Terciario Continental del Campo. La Formación La Paz ha sido penetrada por el Pozo Galán 84 sin que se encontrara acumulaciones comerciales de hidrocarburo.

El Miembro Toro y el Cretáceo fueron penetrados por el pozo Galán 84 encontrando los topes en 7.500 y 7.700 [pies] respectivamente.

Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena



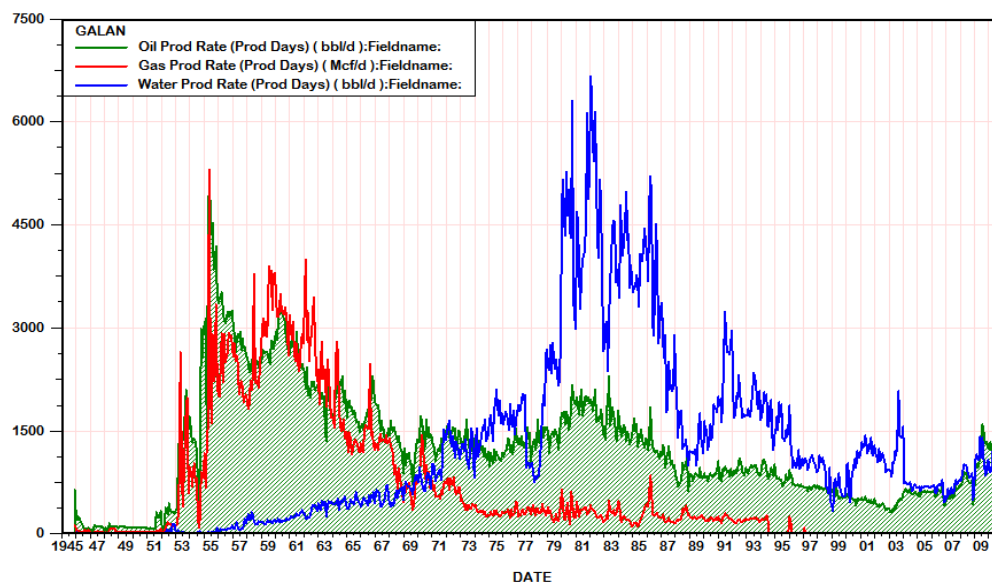
Fuente: ECOPETROL S.A.

1.3. Historia de Producción del Campo⁹

En la figura 4, se aprecia el comportamiento histórico de producción de petróleo, agua y gas, del Campo Galán. El inicio de producción se da en el mes de diciembre de 1945 al poner en producción el pozo Galán 3, el cual aportó inicialmente 643 [BOPD], con un corte de agua aproximado del 2 %. Durante 1946 Tropical Oil Company perforó cuatro pozos y suspendió la explotación del campo por no encontrar niveles de producción atractivos.

⁹ Fuente: Tesis. Estudio Integrado de Producción para la Optimización del Campo Galán. Jair A. Gutiérrez Garzón y Natalia Piamonte Ardila.

Figura 4. Producción Campo Galán



Fuente: Tesis. Estudio Integrado de Producción para la Optimización del Campo Galán. Jair A. Gutiérrez Garzón y Natalia Piamonte Ardila.

En el año de 1953, Ecopetrol reinició actividades de perforación en este campo y fue así como entre los años de 1954 y 1964, desarrollo el Campo estableciendo un modelo rectangular de espaciamento de 26 [acres] para pozos perforados verticalmente y de 13 acres para los pozos desviados. La producción de petróleo aumento gradualmente en este campo, llegando a sus niveles más altos en abril de 1955 con un aporte de 5390 [BPPD] y un corte de agua menor del 1% con un total de 28 pozos activos simultáneamente.

Entre 1953 y 1961 el campo Galán – San Silvestre, alcanza una producción promedio de 3600 [BPPD], declinando en 1958 a 2200 [BPPD].

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

En el año de 1977 se inició el desarrollo secundario en el Campo Galán mediante inyección de agua, incrementando la producción del Campo Galán a 1500 [BPPD]. La inyección de agua se suspende en 1986 por problemas de represión en el yacimiento.

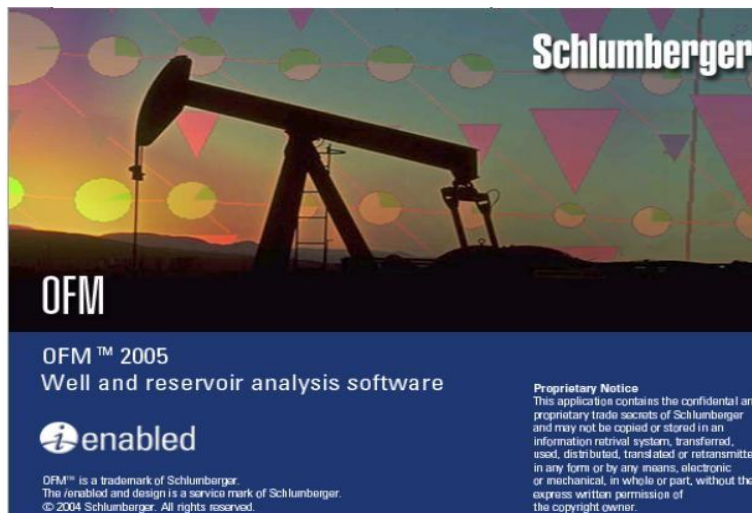
En 1989 se inicia el piloto de inyección cíclica de CO₂ en el Campo Galán, que se suspendería en 1990 básicamente por falta de disponibilidad de gas, a partir de esta fecha la producción ha tenido una declinación aproximada del 10% anual.

En el 2007 se reactivó la perforación del Campo Galán, incrementando la producción de 450 [BPPD] a 1200 [BPPD].

2. MANEJO DEL SOFTWARE OIL FIELD MANAGER (OFM)

Actualmente, el ingeniero de Petróleos debe manejar cada vez mayores cantidades de información referente a las variables que involucran tanto el comportamiento como la caracterización del yacimiento abarcado por un determinado conjunto de pozos. Esto implica que la toma de decisiones gerenciales de la producción requiera el gasto de amplios esfuerzos de personal y de importantes cuantías de tiempo. El programa Oil Field Manager (OFM) está compuesto por un conjunto de módulos de gran alcance, diseñados con el propósito de facilitar las tareas cotidianas de supervisión y administración de los campos de petróleo y gas.

Figura 5. Imagen Software Oil Field Manager (OFM)



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

OFM representa una de las principales herramientas informáticas con las cuales es posible almacenar y organizar toda la información que se dispone acerca de producción, inyección, eventos, fluidos etc. La posterior organización y generación de cálculos y gráficos permiten observar tendencias, valores anómalos, modificar, analizar y realizar los reportes pertinentes según sea el caso. A continuación se darán a conocer los procedimientos y aplicaciones empleados en el desarrollo de este trabajo.

2.1. Base de Datos OFM

OFM es una aplicación que utiliza un conjunto de tablas vinculadas para almacenar, analizar y visualizar datos; cada tabla está relacionada con otras tablas mediante un identificador único. Este conjunto de tablas vinculadas constituyen

una base de datos relacional (en OFM, a este conjunto de tablas vinculadas se le denomina proyecto).

En un sistema de gestión de bases de datos relacional, cada tabla almacena información sobre un tema (por ejemplo, los datos de los pozos, la historia de producción), y dispone de unas columnas que contienen los diferentes tipos de información sobre ese tema, que se denominan campos o variable de la tabla (por ejemplo, las coordenadas del pozo, los volúmenes mensuales de producción, etc), y de unas filas que describen todos los atributos de una única instancia del tema, las cuales se denominan registros de la tabla.

El sistema que unifica las diferentes tablas de la base de datos se conoce como motor de base de datos, y sus principales funciones del motor de base de datos son:

- ✓ Mantener la consistencia de los datos evitando que queden datos huérfanos en la base de datos.
- ✓ Mantener las relaciones entre tablas, esto es lo que permite que al momento de consultar los datos pareciera que todos estuvieran en una sola tabla sencilla.
- ✓ Implementar procedimientos de validez de datos; por ejemplo, evitar la entrada de fechas no válidas.
- ✓ Mantener los datos organizados, aun si estos no se han cargado en la secuencia apropiada.
- ✓ Proporcionar herramientas de búsqueda para encontrar rápidamente los datos deseados.

2.2. Tipo de Información

La información a cargar en la base de datos OFM se puede clasificar en tres categorías

- ✓ Información definida.
- ✓ Información no definida
- ✓ Información de referencia

La información **definida** requiere que se especifique la estructura de la tabla en la cual se va a almacenar, antes de que pueda cargarse a la base de datos. Esta definición puede hacerse interactivamente a través de la interfase gráfica de usuario del OFM, o por medio de un archivo de definición en donde se especifica el tipo de tabla y todos los atributos de sus variables.

La información **no definida** en cambio se puede cargar directamente en la base de datos, en tablas cuya estructura esta pre-establecida por el OFM y no puede ser modificada por el usuario, de modo que no es necesario archivo de definición para ellas.

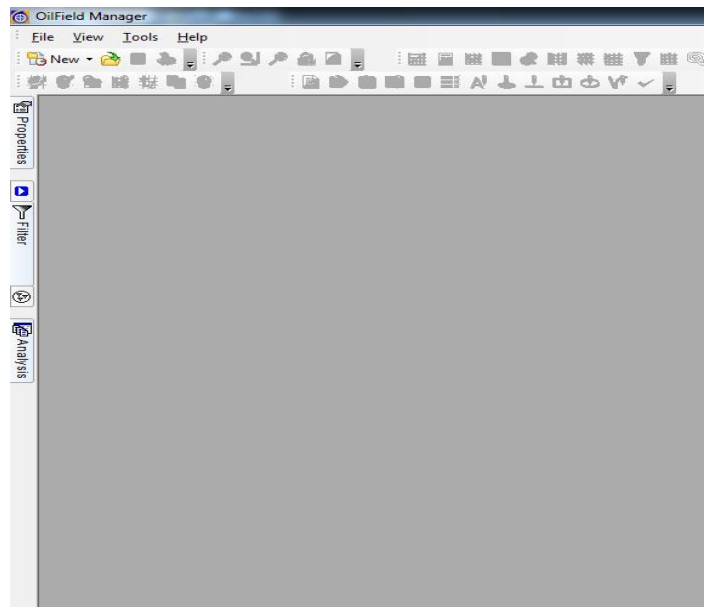
Tanto la información definida como la no definida se puede cargar a la base de datos por medio de archivos planos, o interactivamente usando la interfase del OFM. Se recomienda que los archivos con información utilicen la extensión de archivos correspondientes relacionados en la tabla para que sean reconocidos de forma automática al cargar al OFM.

Existe otro tipo de información que es usada de forma automática por el OFM y se conoce como información **de referencia**. Entre este tipo de información se encuentran: unidades, factores de conversión, multiplicadores y colores. La información de referencia no se carga pero puede ser modificada por el usuario.

2.3. Creación del Proyecto

La elaboración de un proyecto en OFM requiere de una base de datos en donde esté almacenada la información suficiente como para ser visualizada y analizada. Esta base de datos debe estar contenida en un archivo estándar de texto tipo ASCII con extensión “.mdb”, la cual puede ser creada mediante la herramienta Microsoft Access, a partir de esta se procede a cargar la plataforma de OFM.

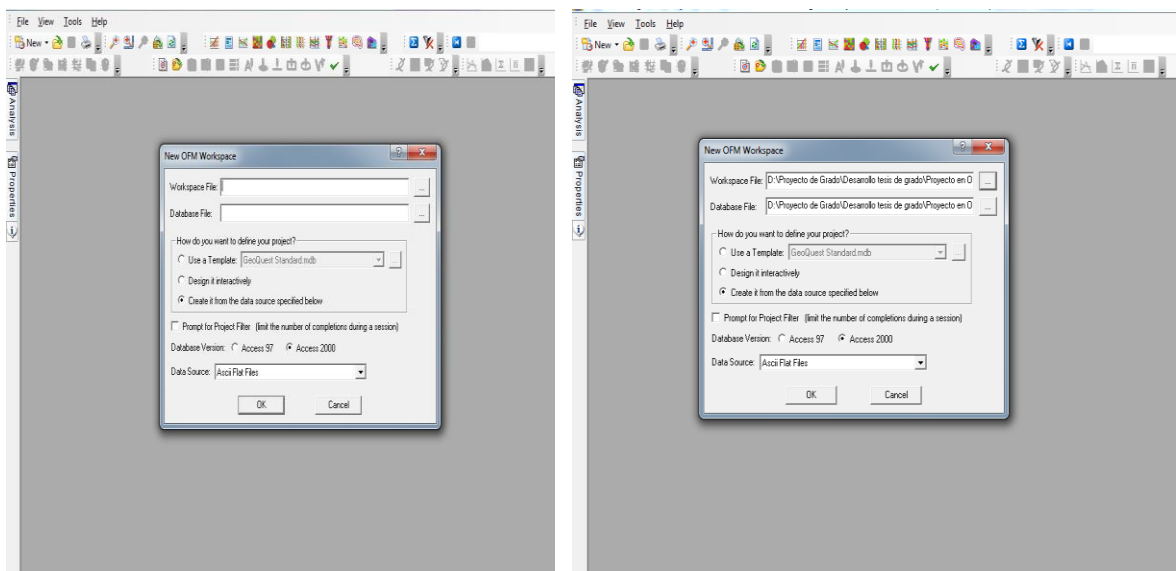
Figura 6. Ventana Principal de OFM



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Luego de acceder a la ventana principal de OFM, el usuario procede a buscar el botón de creación de un nuevo proyecto, en seguida se desplegará una nueva ventana en donde escoge la dirección del nuevo archivo del proyecto, y la dirección en el PC de la base de datos previamente creada.

Figura 7. Ventana de Creación de Nuevo Proyecto (Workspace)



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

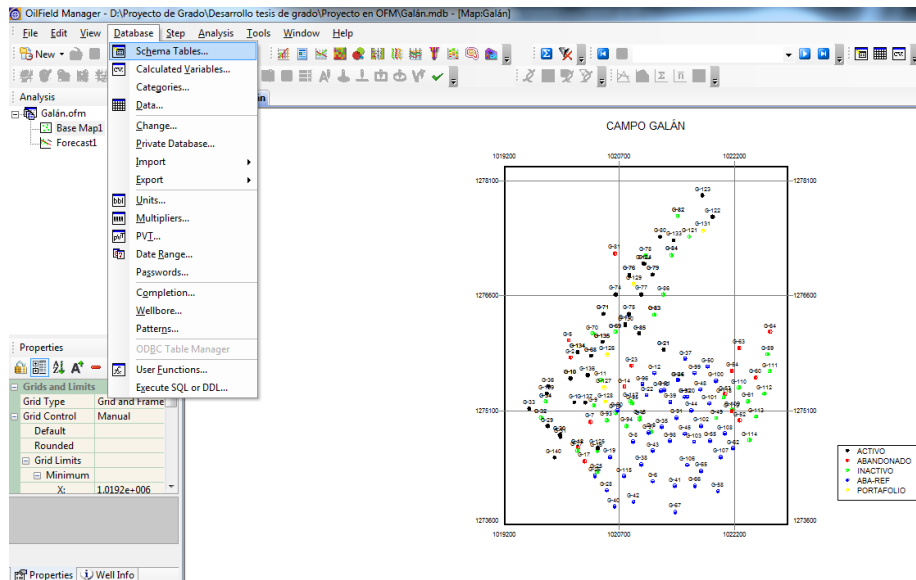
Posteriormente, la generación del proyecto, creará un nuevo archivo con extensión “.ofm”, en el cual se almacenarán todos los reportes y análisis pertinentes a las

acciones del usuario. A partir de este punto, el proyecto estará disponible para realizar los diversos análisis a la información.

2.4. Tablas

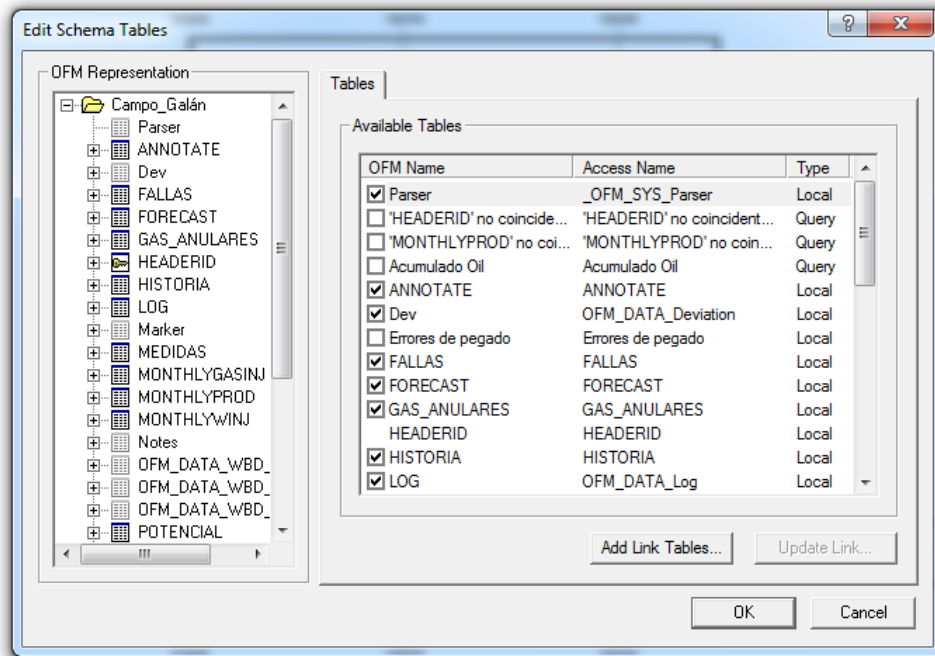
En el caso de tablas que no fueron cargadas inicialmente en la base de datos, estas pueden ser añadidas en la sección “Edit Schema Tables”, en el botón Database>Schema Tables.

Figura 8. Schema Tables



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Figura 9. Ventana de Edición de Tablas de Base de Datos



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

2.4.1. Tipos de Tablas

Cada tabla se almacena todos los datos del proyecto, teniendo su propia estructura y organización definida. Los tipos de tablas para información definida son las siguientes:

- ✓ Tablas Estáticas (Static).
- ✓ Tablas Periódicas (Monthly, Daily).
- ✓ Tablas Esporádicas (Sporadic).
- ✓ Tablas de Referencia Cruzada (Xref).
- ✓ Tablas de búsqueda (Lookup).
- ✓ Tablas Trace.

Dentro de un mismo proyecto es posible definir varias tablas de cada uno de esos tipos. A continuación se describen las características y usos de cada tipo de tablas compatibles con Microsoft Access. Según los tipos de variables que se guarden, así como el modo en que estas son editadas, se debe definir un distinto tipo de tabla. Las tablas de mayor uso en la plataforma OFM son:

✓ Tablas Estáticas (Static Master)

Datos estáticos dependen de una entidad y se registran una sola vez en la vida de la entidad. Ejemplo, ubicación, fecha de completamiento, la presión original, la profundidad total, la porosidad, la ubicación, los nombres de pozo, localización y propiedades petrofísicas en general.

✓ **Tablas Periódicas**

Estas tablas almacenan valores que cambian con el tiempo; Tablas que tienen valores que cambian constantemente y en función de otros valores que se encuentren almacenados en las tablas estáticas primarias. Ejemplo de estas tablas son las de tipo Daily, Monthly.

✓ **Tablas de Referencias Cruzadas y de Búsqueda**

Una tabla de referencia cruzada almacena datos estáticos de entidades que no necesariamente corresponden a las entidades de la tabla primaria; estos datos pueden ser numéricos o alfanuméricos. Como ejemplo se puede citar la tabla de promedios de propiedades petrofísicas de los diferentes yacimientos de un campo; este tipo de tablas, es aquel en donde los datos que se almacenan no tienen ninguna relación con la información contenida en los otros tipos de tabla. La información que se contiene en estas tablas es relacionada con datos puntuales aislados, tales como factores de calidad y datos de permeabilidades relativas de la roca.

✓ **Tablas tipo Trace**

Estas tablas son aquellas que almacenan una serie de datos que están asociados a un sólo dato en especial, pero cambian con la profundidad, un ejemplo de estas tablas son los registros de pozo, pues para un sólo pozo se tienen múltiples valores a medida que la profundidad aumente.

Otras tablas que no tienen mayor uso en la plataforma OFM son:

✓ **Tablas Esporádicas**

Una tabla esporádica permite almacenar valores que se generan ocasionalmente. Estos valores pueden ser esporádicos en el tiempo o con la profundidad, por ejemplo, datos de pruebas (esporádicos en el tiempo) o datos de corazones (esporádicos en profundidad). Para este tipo de tablas, OFM no define completamente la clave primaria; la primera columna que se debe definir es la que será combinada con la clave primaria de la tabla maestra para generar la clave primaria.

✓ **Tablas de Variables de Clasificación.**

Los datos de clasificación se consideran como información no definida porque cuando se necesitan el OFM crea automáticamente la tabla donde se almacenan; sin embargo, es el usuario que define las columnas de la tabla.

Sólo se puede tener una única tabla de variables de clasificación por proyecto, y esta puede tener hasta cincuenta variables. Esta tabla es usada por el OFM para

categorizar las entidades cargadas en la base de datos y para tener una forma rápida de filtrarlas. Es aquí donde se guardan normalmente datos como el tipo de entidad, o la región PVT correspondiente.

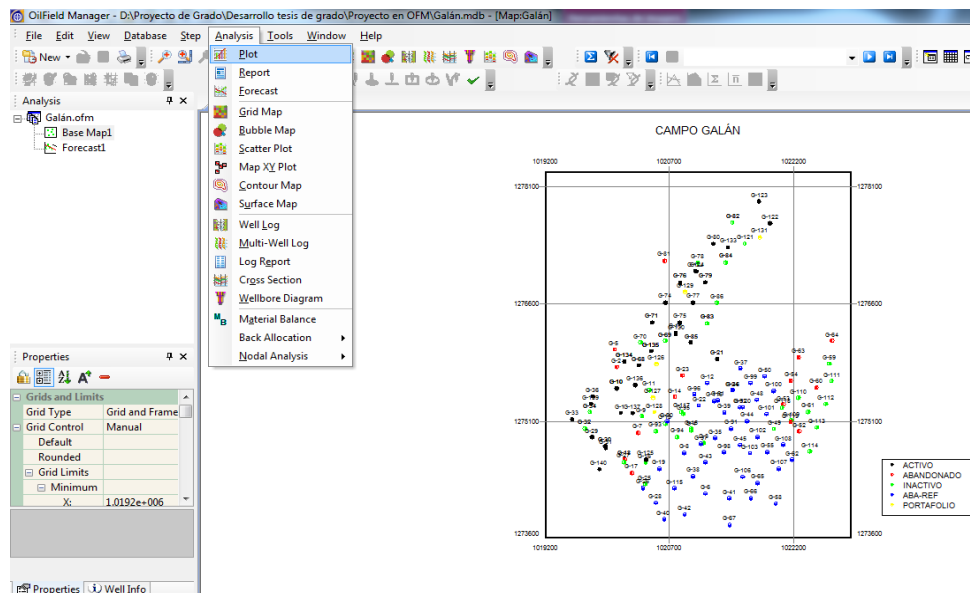
2.5. Aplicaciones del Software OFM

2.5.1. Gráficos

Un gráfico se refiere al área de trabajo donde se colocan todos los objetos que conforman una figura, por ejemplo, ejes, curvas, leyendas, etc. Una gráfica es un objeto colocado sobre el área de trabajo. Los gráficos utilizados para crear una figura que permita visualizar tendencias fáciles de identificar. OFM permite trazar hasta 6 gráficos en el área de trabajo. Cada gráfico contiene un eje "X" y hasta dos ejes "Y". OFM también selecciona la mejor escala para presentar todos los datos en cada gráfico a menos que el usuario especifique los valores máximos y mínimos.

El botón "Plot" sobre la barra de herramientas "Analysis", permite al usuario obtener una gráfica de cualquier propiedad almacenada en las tablas de la base de datos y variables calculadas con gran facilidad. Es posible realizar un extenso juego de graficas de comportamiento y así poder efectuar un análisis conjunto, según la intención del usuario.

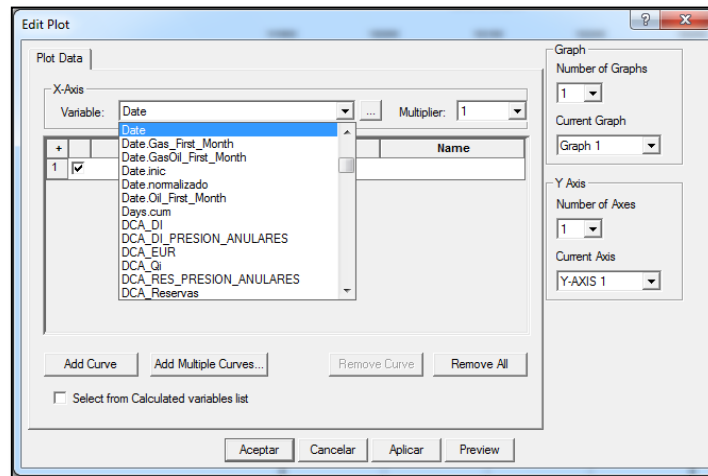
Figura 10. Elección de la Opción Plot en el Menú Analysis



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Una vez el botón “Plot” es accionado en la sección “Analysis”, la ventana “Edit Plot” es desplegada. En esta sección, es posible definir el conjunto de variables que el usuario solicite, al igual que es posible definir los ejes del nuevo gráfico.

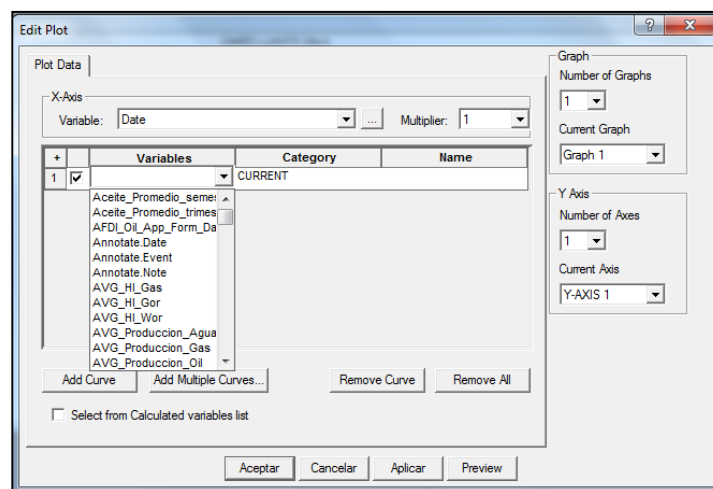
Figura 11. Ventana de Edición de Un Gráfico



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Una vez el botón “Plot” es accionado en la sección “Analysis”, la ventana “Edit Plot” es desplegada. En esta sección, es posible definir el conjunto de variables que el usuario solicite, al igual que es posible definir los ejes del nuevo gráfico.

Figura 12. Ventana de Edición de Un Gráfico

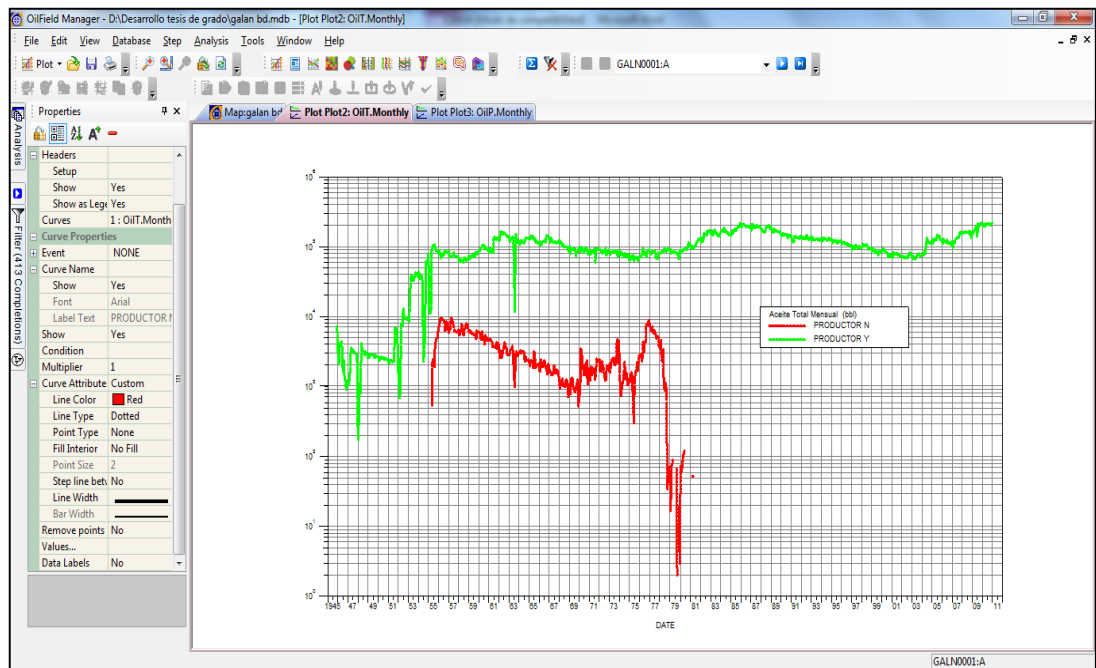


Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Al ser definidas las propiedades del nuevo gráfico, se selecciona la opción “Aceptar” de manera que el nuevo gráfico es ahora creado.

OFM permite al usuario realizar un conjunto de cambios en los atributos de la imagen calculada mediante el uso del panel “Properties”, donde es posible modificar propiedades del gráfico, tales como: grosor de la línea, color de la línea, añadir/quitar gráficas, añadir/quitar variables de la gráfica, etc.

Figura 13. Creación de un Nuevo Gráfico

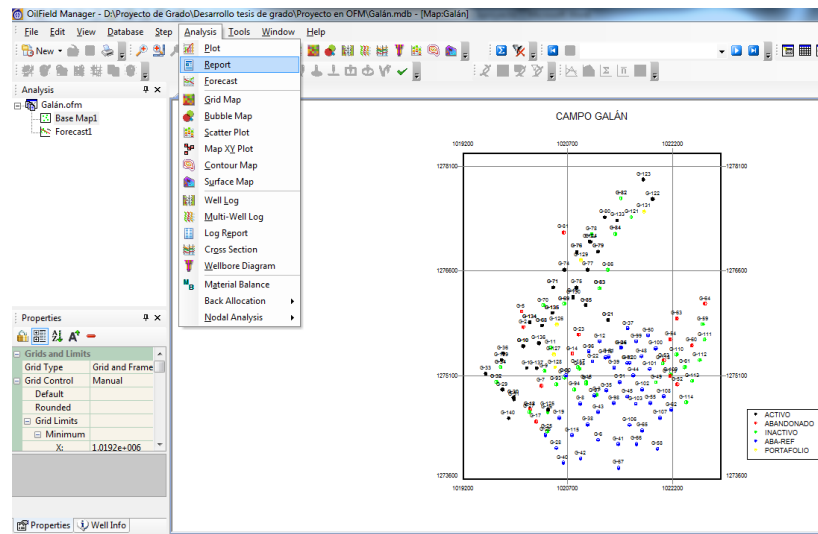


Fuente: Oil Field Manager Production Software.

2.5.2. Reporte de Datos

La opción “Report”, es usada para crear un reporte de variables calculadas; dichos reportes pueden ser muy útiles al momento de realizar estudios especiales como por ejemplo el análisis de curvas de declinación. Este informe es elaborado en un arreglo de celdas que muestran los diversos valores de las variables calculadas e información contenida en las tablas que conforman la base de datos.

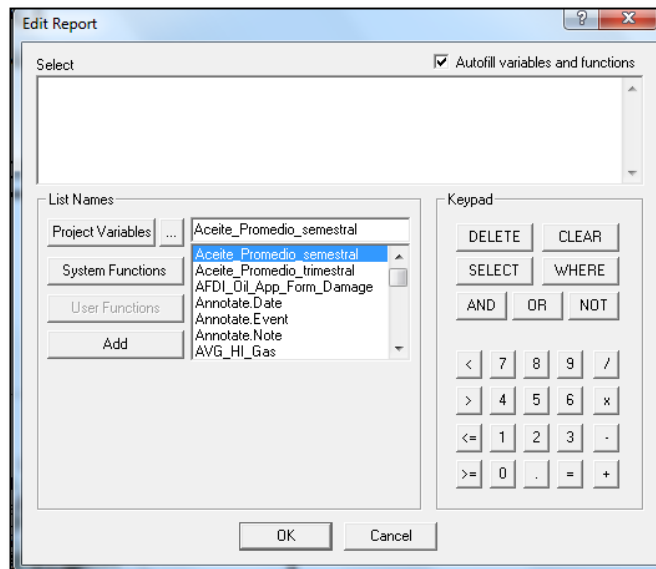
Figura 14. Selección de la Opción Report en el Menú Analysis



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Al seleccionar la opción “Report” en la sección “Analysis”, se abre una nueva ventana llamada “Edit Report”, en donde se puede escoger el juego de variables que se deseen visualizar.

Figura 15. Ventana de Edición de Reporte



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Luego de definir el conjunto de variables que serán mostradas en el reporte, OFM estará listo para crearlo y mostrarlo según los datos que el usuario haya filtrado. Estos reportes pueden ser examinados por pozo, estación, última fecha, etc.

Figura 16. Creación de un Nuevo Reporte

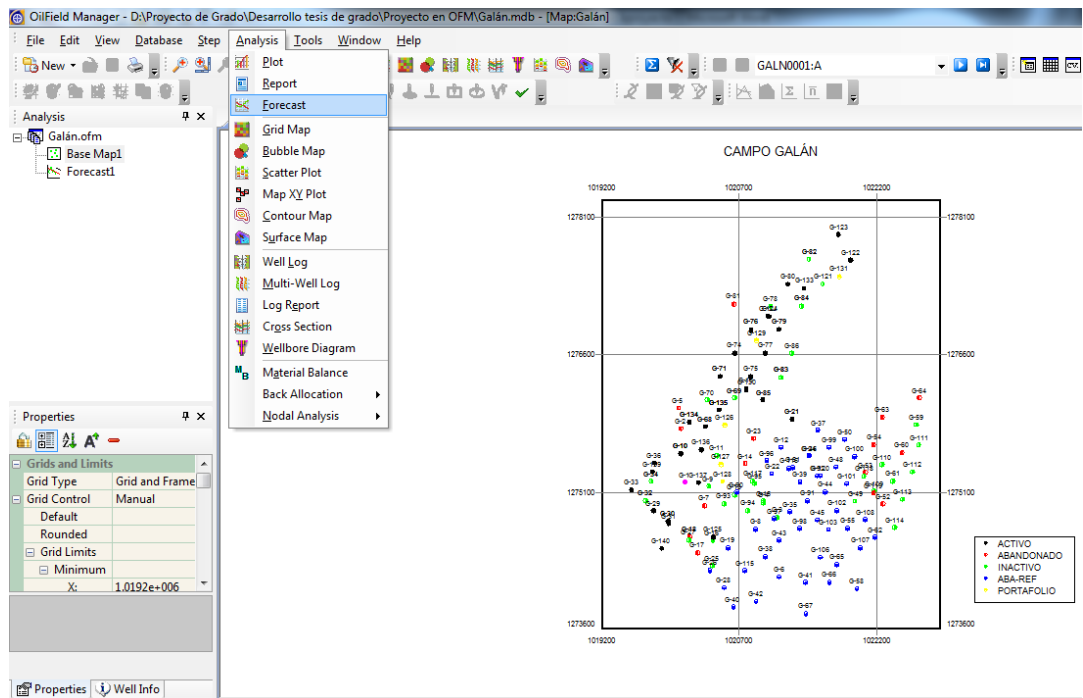
	@Name()	DCA b Galan	DCA Di Galan	DCA qi Galan bbl/d	DCA ti Galan	DCA te Galan	DCA Final Rate Galan bbl/d	Producción Aceite Acumulado Galan bbl	DCA Reservas Galan bbl	DCA EUR Galan bbl	Porcentaje de Depletación Galan %
1	GALN0001	1.000	0.00647	3.0	20120930		0.0	359855	0	359855	100
2	GALN0001J	0.485	0.03287	143.3	20120930	20320930	5.6	86836	209183	296020	29
3	GALN0002	1.000	0.00124	4.0	20120930		0.0	32629	0	32629	100
4	GALN0002J	0.377	0.10987	20.3	20120930	20140228	4.9	34090	5275	39365	87
5	GALN0003	0.523	0.00559	4.2	20120930		0.0	840838	0	840838	100
6	GALN0004	0.001	0.01061	6.9	20120930	20150430	5.0	27411	5558	32969	83
7	GALN0007	0.000	0.02166	0.4	20120930		0.0	371944	0	371944	100
8	GALN0009	0.595	0.00434	9.5	20120930	20271130	5.0	829035	38132	867167	96
9	GALN0010	0.000	0.00448	32.2	20120930	20320930	11.0	540019	143856	683875	79
10	GALN0011	0.954	0.00412	4.9	20120930		0.0	520584	0	520584	100
11	GALN0013	0.001	0.00985	1.3	20120930		0.0	407616	0	407616	100
12	GALN0014	0.445	0.00496	3.9	20120930		0.0	206050	0	206050	100
13	GALN0015	1.000	0.00172	6.3	20120930	20250228	5.0	307010	25331	332341	92
14	GALN0016	0.000	0.03543	0.4	20120930		0.0	589655	0	589655	100
15	GALN0017	1.000	0.00221	4.7	20120930		0.0	644503	0	644503	100
16	GALN0018	0.000	0.03365	4.7	20120930		0.0	858187	0	858187	100
17	GALN0021	0.000	0.00156	5.3	20120930	20160331	5.0	220863	6594	227457	97
18	GALN0023	0.000	0.01777	32.4	20120930	20210731	4.9	177182	47015	224197	79
19	GALN0025	0.000	0.14423	0.0	20120930		0.0	279236	0	279236	100
20	GALN0027	0.000	0.05528	0.0	20120930		0.0	663913	0	663913	100
21	GALN0029	0.000	0.01819	2.1	20120930		0.0	516071	0	516071	100
22	GALN0030	0.000	0.02999	5.5	20120930	20130131	4.9	414802	639	415441	100
23	GALN0031	0.000	0.08075	0.0	20120930		0.0	339166	0	339166	100
24	GALN0032	0.000	0.02606	14.9	20120930	20160331	5.0	469666	11584	481250	98
25	GALN0033	0.000	0.02822	3.7	20120930		0.0	488802	0	488802	100
26	GALN0034	2.521	0.00094	4.8	20120930		0.0	316834	0	316834	100

Fuente: Oil Field Manager Production Software.

2.5.3. Predicciones

Los “Forecast” o predicciones del comportamiento de un juego de variables en OFM representan un conjunto de herramientas de cálculo de amplio uso, que otorgan un reporte visual acerca de los pronósticos de las reservas de un pozo o un grupo de pozos, basado en las tasas de producción y en las soluciones empíricas: Fetkovich, Locke & Sawyer y Analytical Transcient.

Figura 17. Selección de la Opción Forecast en el Menú Analysis

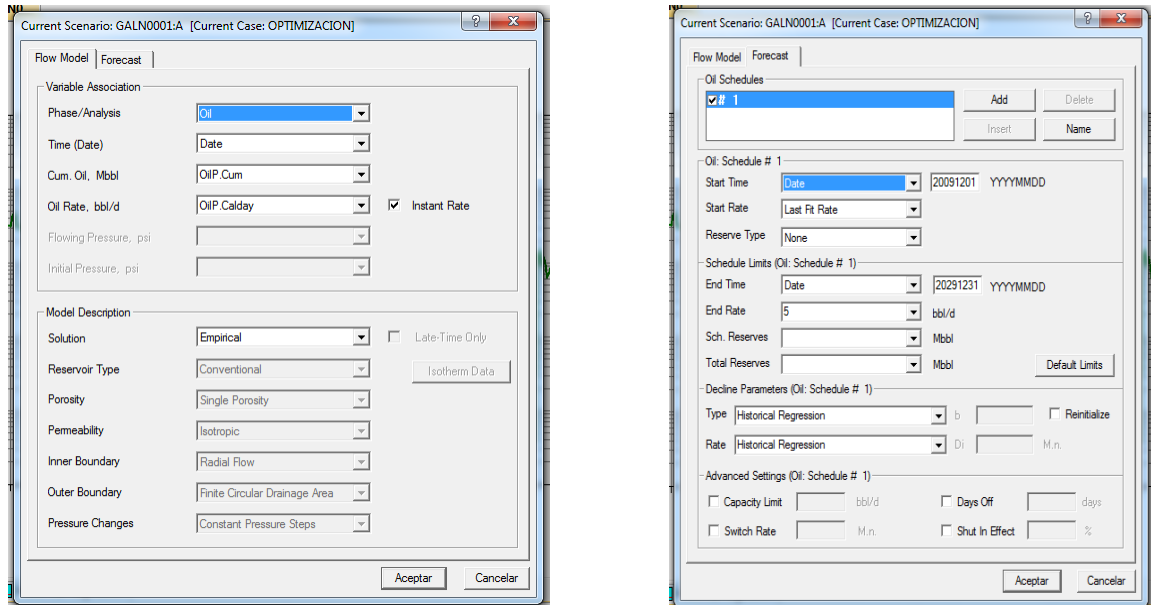


Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Para crear un nuevo pronóstico, se debe ubicar la aplicación “Forecast” en la sección “Analysis”. Automáticamente OFM creará una pestaña de pronóstico de la producción del grupo de pozos que se hayan filtrado.

Cuando se crea el pronóstico, el usuario debe tratar de obtener un acertado ajuste mediante métodos de solución, según se crea conveniente. Para hacer esto, es necesario dar clic derecho en el pronóstico y ubicar en la barra de herramientas la opción “Scenario”.

Figura 18. Ventana de Definición de Predicción



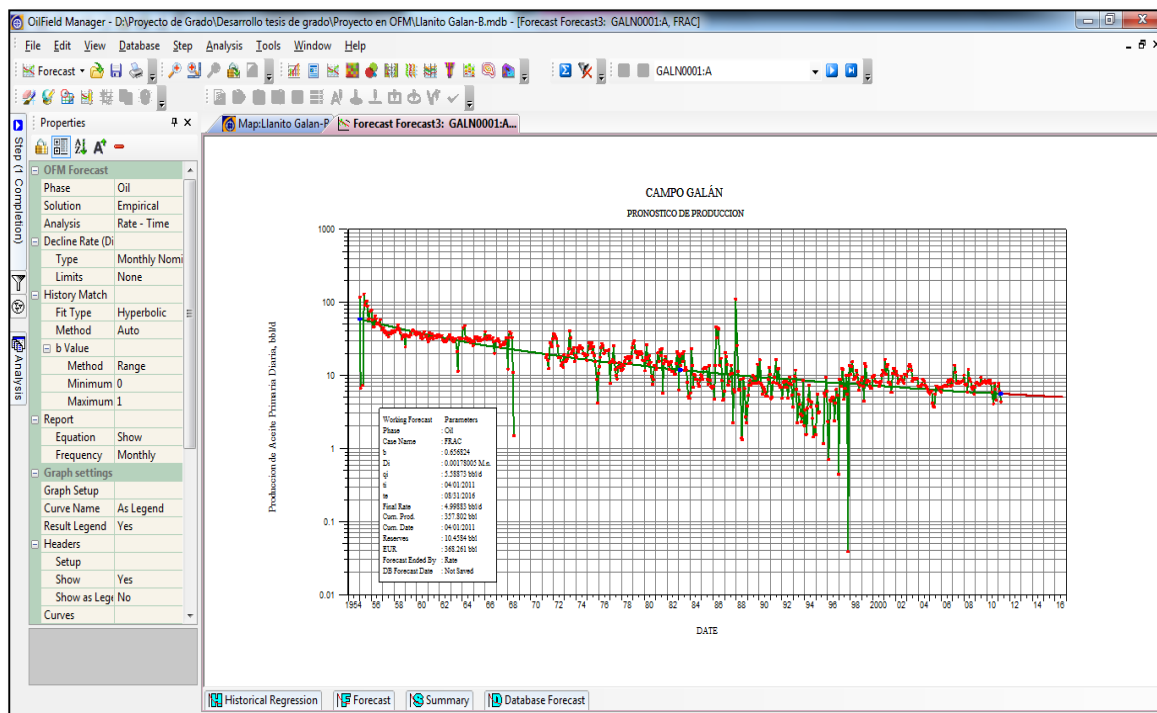
Fuente: Oil Field Manager Production Software.

La ventana “Current Scenario” consta de dos pestañas; la pestaña “Flow Model” en la cual se puede escoger la fase de análisis (gas, crudo o agua) y el tipo de solución que se desee aplicar.

En la segunda pestaña “Forecast” es posible editar las fechas que se van a tomar en el pronóstico, las tasas de arranque y finalización, tipos de ajuste de la declinación y límite económico.

A partir de esto, el usuario está en capacidad de editar los puntos iniciales y finales sobre los datos reales de comportamiento que la plataforma tendrá en cuenta para realizar sus cálculos y mostrar la predicción.

Figura 19. Creación de una Predicción para un Pozo



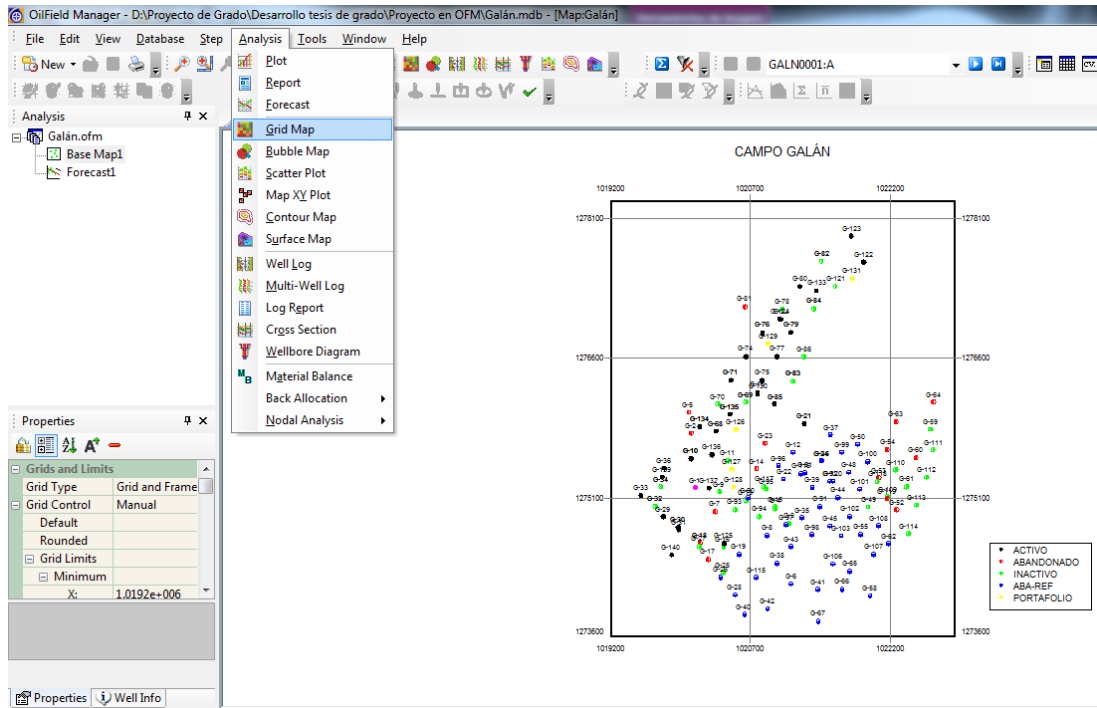
Fuente: Oil Field Manager Production Software.

2.5.4. Mapas de Grilla

La herramienta Grid Map de OFM utiliza geoestadística para mapas de contorno con datos sobre un mapa base. En general, los valores mapeados incluyen parámetros de yacimientos tales como porosidad, espesor o profundidad. El usuario puede seleccionar tres métodos numéricos para crear el mapa de contorno de los datos. OFM divide el mapa base en pequeñas celdas y aplica, a los datos, el método numérico seleccionado por el usuario para trazar el mapa de contorno. El mapa resultante se presenta como un conjunto de contornos con colores asignados a diferentes intervalos de la propiedad que se está mapeando. El usuario controla los colores, el tamaño del intervalo, y otros parámetros.

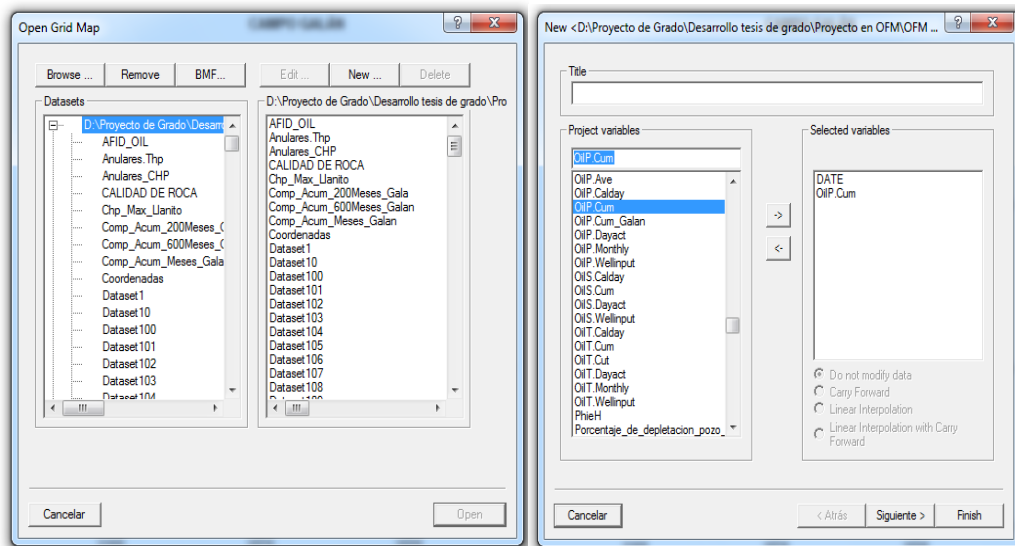
Los “Grid Maps” o mapas de grilla, representan uno de los mejores reportes gráficos que emplea OFM para mostrar el comportamiento general de un conjunto de pozos en un área, campo, estación, etc. Mediante la aplicación de los mapas de grilla, es posible obtener la tendencia espacial de las variables creadas en el proyecto o de las propiedades del yacimiento.

Figura 20. Selección de la Opción “Grid Map” del Menú Analysis



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

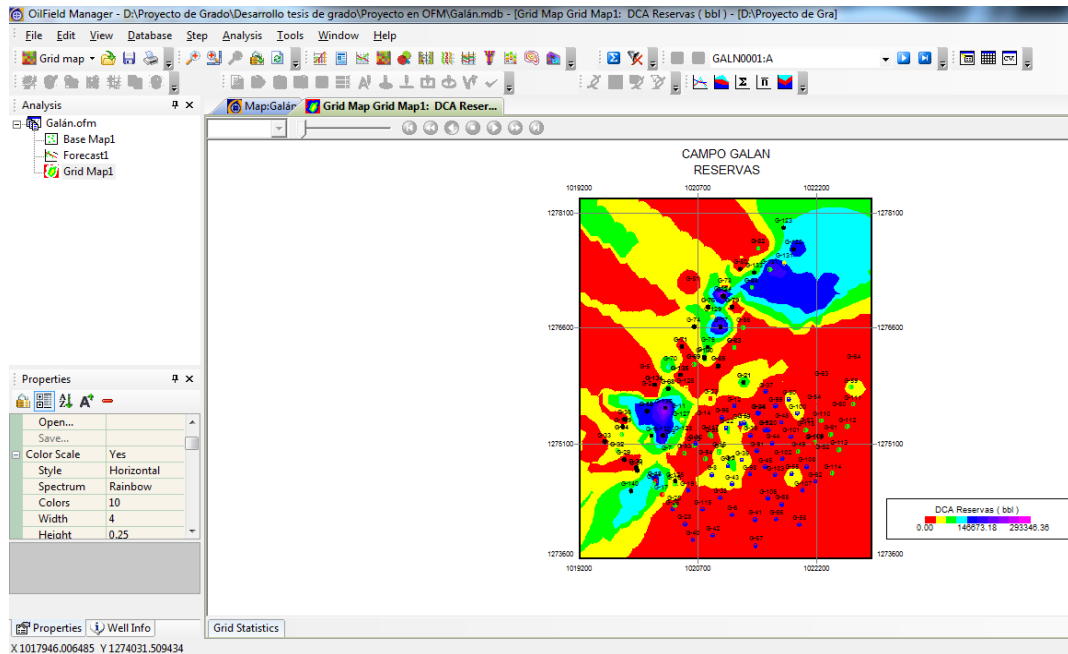
Figura 21. Ventana de Apertura/Edición de un Mapa de Grilla



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

En seguida se define el título del mapa y se selecciona la variable que se mostrará, y si no se desean hacer cambios especiales en los atributos (fechas de reporte, filtrado de datos, rango de datos de tiempo, etc.), se procede a seleccionar la opción “Finish”.

Figura 22. Creación de un Nuevo Mapa de Grilla

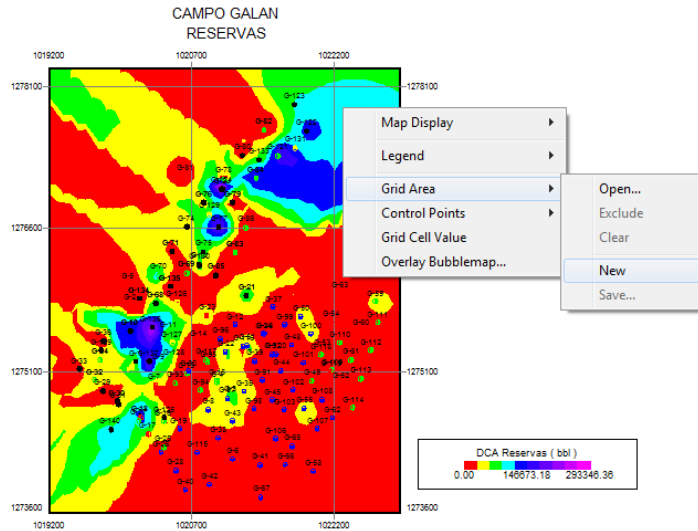


Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Inmediatamente después de esto, se calcula y se crea el nuevo mapa de grilla quedando a disposición del usuario aplicar los cambios pertinentes a fecha de reporte y demás opciones gráficas que ofrece la plataforma.

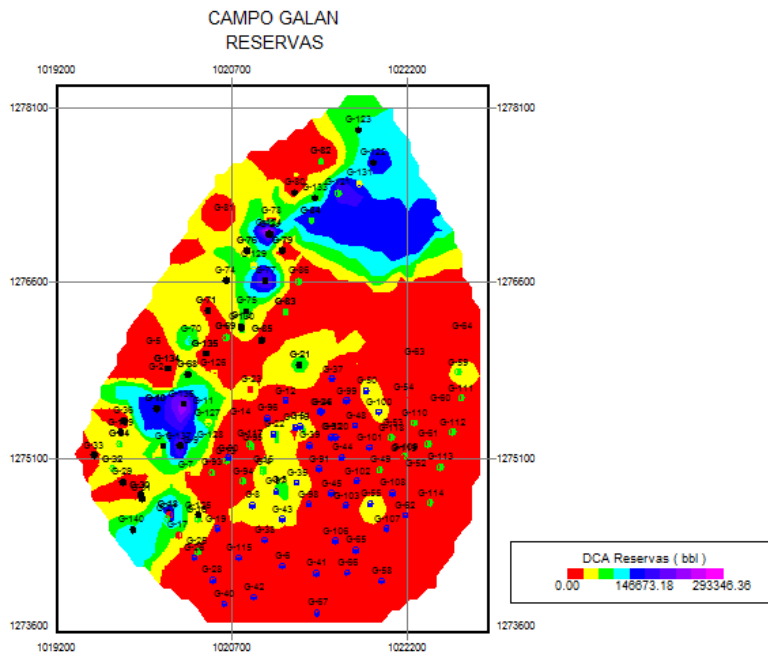
Una ventaja que representa Oil Field Manager (OFM) para el análisis de este tipo de reportes, es la realización de cálculos entre mapas mediante la correcta depuración de las áreas mostradas en los reportes. Primero se debe limitar el área de estudio del mapa de grilla, de manera que la herramienta no haga cálculos innecesarios; la limitación del área del mapa de grilla, consiste en la creación de un polígono cuya área encerrará la zona de estudio o de interés. Para realizar esta se debe dar clic derecho en el mapa y en la sección “Grid Área” se acciona la opción “New”, a continuación se procede a seleccionar el conjunto de puntos que encierren el área deseada. Ésta Área puede ser guardada mediante la opción “Save” en la sección “Grid Área” llevando a cabo la creación de un archivo con extensión “.ga”. Este archivo puede ser cargado en cualquier otro mapa de grilla con el fin de realizar la misma limitación.

Figura 23. Creación de una Nueva Grid Área



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Figura 24. Selección de un Área Específica de un Mapa de Grilla



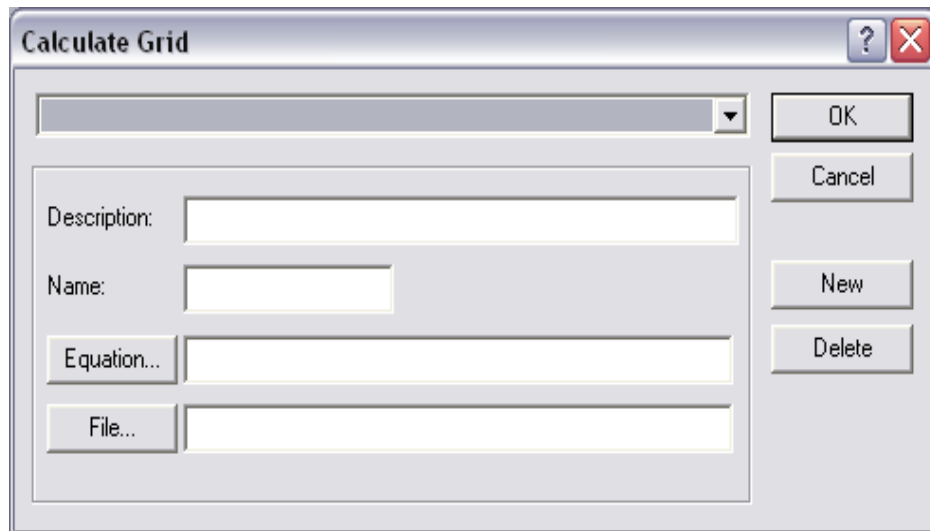
Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Para el cálculo entre mapas de grilla, primero es necesario guardar cada uno de los mapas por aparte en un archivo “.grd”, luego de guardar cada mapa como “variable de cálculo”, se carga un nuevo mapa de grillas cualquiera, el cual va a

ser donde se realicen los cálculos, sin tener en cuenta la información previamente reportada.

Se busca la opción “Calculate” en la sección “Tools”, donde se puede definir un nuevo nombre al mapa resultado así como las operaciones matemáticas entre los mapas guardados previamente.

Figura 25. Ventana de Cálculo entre Mapas de Grilla

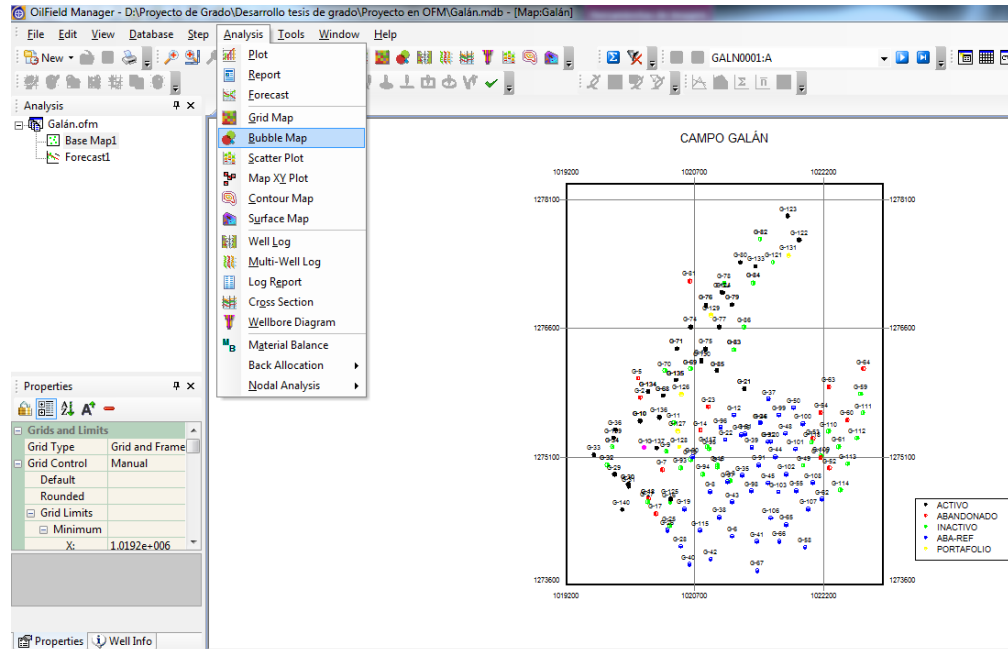


Fuente: Oil Field Manager Production Software.

2.5.5. Mapas de Burbuja

Los mapas de burbujas son una herramienta de OFM utilizada para visualizar gráficamente datos sobre la ubicación de cada pozo en el mapa base. Los mapas de burbujas muestran cambios mensuales sobre valores dinámicos de la base de datos (producción de aceite, agua, líquido y gas, inyección de fluidos) e identifican tendencias, anomalías y problemas potenciales del campo; Los mapas de burbuja son una de las ayudas más didácticas y dicientes en cuanto a la comparación cualitativa y cuantitativa de las variables contenidas en el proyecto que se está analizando.

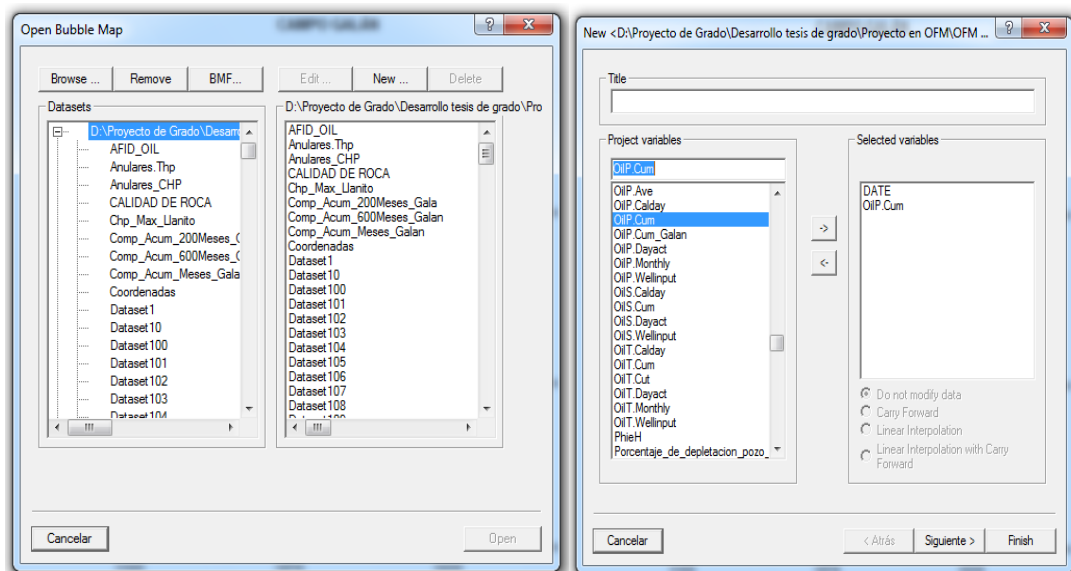
Figura 26. Selección de la Opción Bubble Map del Menú Analysis



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Al seleccionar la Opción “Bubble Map” en la pestaña de “Analysis”, se procede a escoger las variables almacenadas en la base de datos.

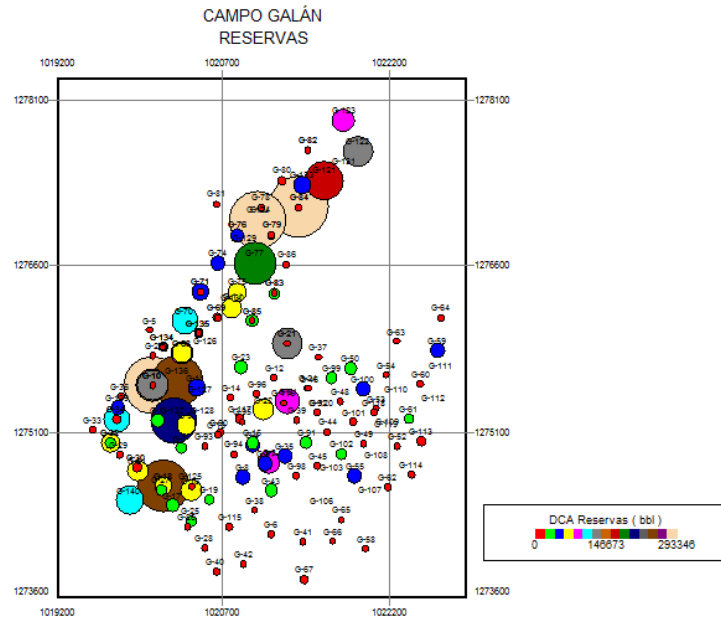
Figura 27. Ventana de Apertura/Edición de un Mapa de Burbuja



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

El estudio de este tipo de reporte en el tiempo puede otorgar al ingeniero, información de primera mano y establecer los fenómenos que ocurren en el yacimiento.

Figura 28. Creación de Un Mapa de Burbuja



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

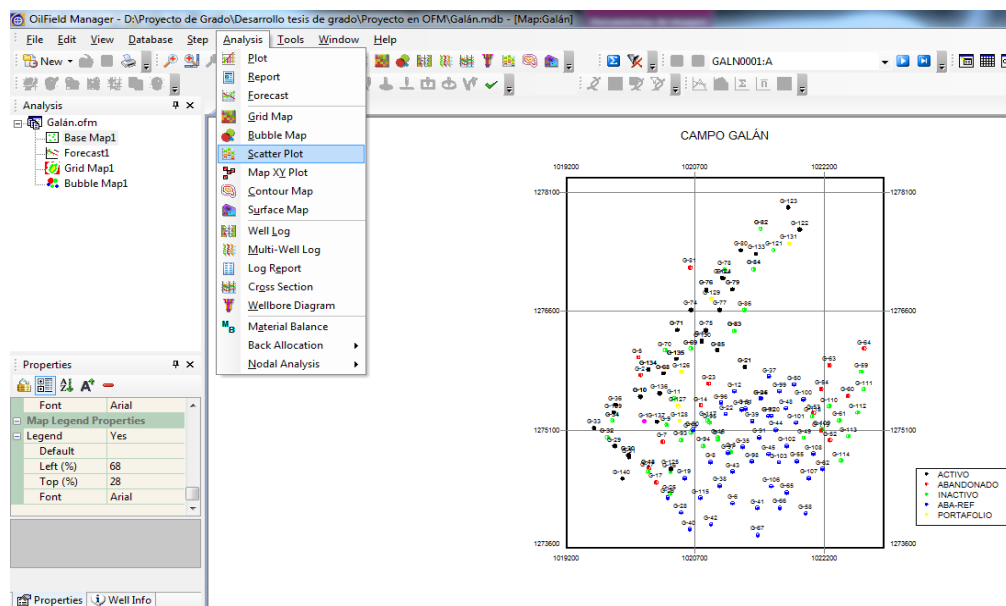
2.5.6. Gráficos de Dispersión

La herramienta ‘Scatter Plot’ de OFM le permite ver los datos de varios pozos o grupos en una gráfica. Esta herramienta también le permite crear histogramas y desarrollar simulación Monte Carlo sobre sus datos.

Los “Scatter Plots” o gráficos de dispersión son aquellos que permiten obtener la dispersión en los parámetros de un grupo de pozos, mediante la ilustración de una gráfica con ejes X, Y en los cuales se pueden cargar la información seleccionada por el usuario para su respectivo análisis.

Los “Scatter Plots” elabora histogramas de virtualmente cualquier elemento de datos muy simple. El usuario también puede crear graficas de frecuencia de distribución acumulativa en la misma carta.

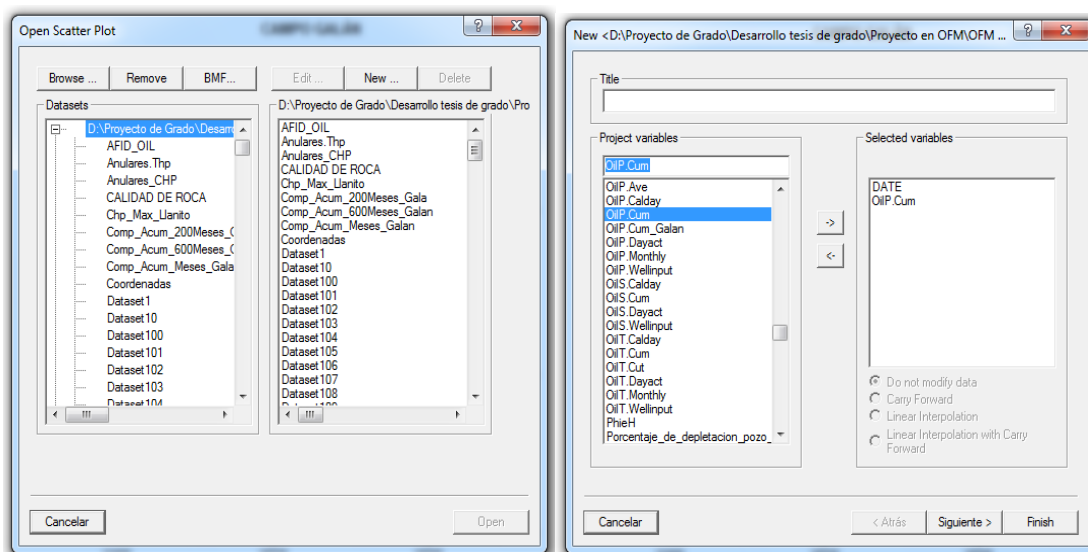
Figura 29. Selección de la Opción Scatter Plot del Menú Analysis



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Para crear un nuevo gráfico de dispersión, se debe ir a la opción “Scatter Plot” en la pestaña “Analysis” en donde se desplegará la ventana “Open Scatter Plot”, y de manera similar a la creación de un mapa de grilla se debe seleccionar la base de datos que se está trabajando y a continuación se escogen las variables que se desean tener en cuenta en el gráfico de dispersión.

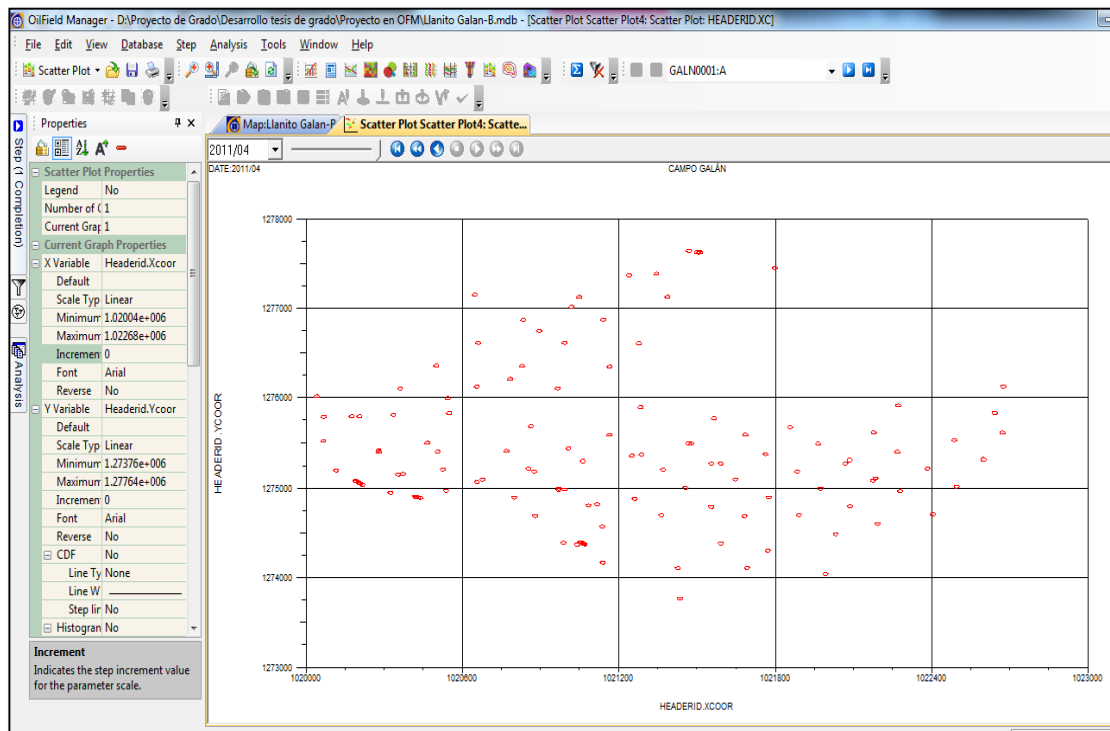
Figura 30. Ventana de Apertura/Edición de un Gráfico de Dispersión



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Luego de ingresar los datos al software, datos seleccionados para crear y ajustar las variables según el orden que queramos representar, aplicamos Finish, esto es posible mediante la modificación del panel de propiedades.

Figura 31. Gráfico de Dispersión



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

2.5.7. Diagrama de Pozo

La integridad física de cada pozo se puede reportar mediante los "Wellbore Diagram" en donde se muestra el estado y los componentes que integran todo el cuerpo del pozo.

3. ANÁLISIS DE INGENIERÍA

Un análisis de ingeniería en la industria de los Hidrocarburos, es de vital importancia, ya que es donde se toman las decisiones necesarias con ayuda de herramientas útiles para los diversos procesos como los son sistemas de información y software disponibles como lo es Oil Field Manager (OFM) y otras herramientas tecnológicas. Estas técnicas permiten y dan al ingeniero las condiciones más óptimas para realizar una evaluación de desempeño de la producción, llevando así esta tarea a un buen término en la optimización del campo petrolero.

En el desarrollo de este trabajo fue necesario tener en cuenta las diferentes aplicaciones que maneja el software Oil Filed Manager (OFM), ya que es indispensable conocer lo que el yacimiento y las formaciones geológicas poseen y de esta forma identificar las oportunidades que presente el yacimiento en todo el campo Galán, y así tener múltiples soluciones al momento de generar alternativas que permitan resolver problemas operacionales, buscando aumentar la producción en el campo, mejorando las condiciones del yacimiento y buscando tener la mejor forma de recuperar la mayor cantidad de reservas existentes en el campo.

Durante el estudio de la producción y con ayuda de las herramientas computacionales existentes para el estudio íntegro del campo, son necesarios algunos procedimientos como lo son:

- ✓ Gráficos de comportamiento (Plot).
- ✓ Reportes de datos (Report).
- ✓ Pronósticos (Forecast).
- ✓ Mapas de grillas (Grid Map).
- ✓ Mapas de burbuja (Bubble Map).
- ✓ Gráficos de dispersión (Scatter Plot).
- ✓ Diagramas de pozo (Wellbore Diagram).

Éstas herramientas ayudan al ingeniero a tomar las mejores decisiones, identificando las mejores zonas de desarrollo, áreas donde se puede encontrar un alto potencial para optimizar el campo, descubriendo zonas que aún no han sido drenadas, mejorando las condiciones del pozo y estableciendo un Rankin para los posibles candidatos a algún tipo de trabajo, tratamientos y pozos de desarrollo en función de optimizar la producción del campo.

3.1. Recopilación y Evaluación de la Información

Es vital para el buen desarrollo en algún proyecto que se haga cual fuese su estudio la cantidad, la calidad de información y real que se tenga al momento de estudiar, es necesario reunir toda esta información, ya que se encuentra en muchos casos dispersa dentro de una compañía, información con la cual se pretende trabajar y analizar, ésta debe ser cuidadosamente controlada pues de

ésta emanará las decisiones que conlleven a óptimos y eficientes trabajos de ingeniería al momento de la implementación, disminuyendo la incertidumbre en los resultados y las estimaciones de cálculos con el fin de caracterizar temas de interés específicos y globales, es por eso que para este trabajo y de acuerdo a la confidencialidad de los mismos, la información en su totalidad fue suministrada por la empresa ECOPETROL S.A.

3.1.1. Datos Básicos de Pozo

En busca de un buen desarrollo y en mejora del campo, la empresa Ecopetrol S.A. suministró toda la información requerida y necesaria para la ubicación de cada uno de los pozos del campo Galán, sus coordenadas y sus especificaciones con el fin del estudio integro.

3.1.2. Datos de Producción Mensual

Los reportes de producción del campo Galán, fueron cargados en la tabla MONTHLYPROD del software Oil Field Manager (OFM), esta información es suministrada por Ecopetrol S.A. con el fin de observar el comportamiento de la producción del campo y así determinar las zonas con mayor potencial para estudios de optimización de la producción del mismo, analizando que tipos de trabajos se pueden realizar al campo, trabajos como de workover, pozos infill, y pozos reemplazos con el fin de aumentar la producción en el campo.

3.1.3. Factor de Recobro

Cuando un fluido desplaza a otro, inmisible con él, este desplazamiento no se produce nunca en un ciento por ciento. Por donde pasa el fluido desplazante, a nivel poroso, queda siempre una cierta cantidad de aceite y es aquí donde es necesaria una ayuda adicional de barrido para sacar la mayor cantidad de aceite que queda en el yacimiento. Para poder hallar este Factor de Recobro, es necesario conocer el Original Oil In Place (OOIP). El OOIP fue suministrado.

Concepto para el cálculo del OOIP:

$$N = \frac{7758 \times A \times H \times \Phi \times (S_{oi})}{B_o} \text{ [STB]}$$

Dónde:

A= Área [acres]

H= Espesor [pies]

Φ= Porosidad [fracción]

S_{oi}= Saturación de aceite inicial [fracción].

B_o= Factor volumétrico de formación del aceite [RB/STB].

Hallado el OOIP (N), por definición de Factor de Recobro tenemos que:

$$FR = \left(\frac{Np}{N}\right) * 100$$

Np = Aceite producido acumulado.

N = Aceite original en sitio.

El valor del Aceite original en sitio (N), lo suministró la empresa Ecopetrol S.A.

Tabla 3. OOIP del Campo Galán

CAMPOS	PARTICIPACIÓN ECP (%)	FORMACIONES PRODUCTORAS	OOIP (MBL)
GALÁN SAN SILVESTRE	100	COLORADO, MUGROSA, ESMERALDAS	376

Fuente: Ecopetrol S.A.

De acuerdo con el OOIP suministrado por la empresa Ecopetrol S.A. y la producción de Aceite Acumulada calculado por el software, se puede determinar matemáticamente el Factor de Recobro del campo. De esta manera se presenta la ecuación empleada y los resultados obtenidos.

$$FR = \left(\frac{Np}{N}\right) * 100 ; FR = \left(\frac{29.050.108}{376.000.000}\right) * 100 = 7,73 \%$$

Este Factor de Recobro hace referencia al presente en el campo Galán, de la formación Mugrosa (formación B y C).

3.1.4. Historia de Eventos

En busca de mejorar día a día las condiciones del pozo y desarrollar mejor la producción es necesario contar con la historia de los eventos de cada uno de los pozos existentes que conforman el campo Galán. Se requiere una revisión detallada de trabajos de workover, producción y geológica de cada pozo para obtener resultados confiables, y así al introducir los datos al software, se tomen decisiones adecuadas y acertadas con la producción con el fin de incrementarla.

Los siguientes datos se tomaron de los archivos de historial de cada pozo de acuerdo a la zona cañoneada, completamiento y demás que se encuentran en Ecopetrol S.A., esta información se planteó en Excel para un mejor manejo y de acuerdo a la fecha.

Tabla 4. Historia de Eventos del Campo Galán

POZO	INTERVALOS	ELEVACION		PROFUNDIDAD TOTAL (ft)	FECHA DE APLICACION		RESULTADO DEL CAÑONEO	ESTADO
		M.R. (ft)	Terreno (ft)					
GALN 0001	3000 - 3008'	255,1'	249,1'	5003	4 Junio de 1945	cañoneados	aceite	abiertos
	3056' - 3090'							
	3200' - 3216'							
	3269' - 3289'							
	3549' - 3559'							
	3570' - 3580'							
	3600' - 3621'						acuiferos	aislados
	3702' - 3711'							
	3774' - 3796'							
	3825' - 3840'							
	3963' - 3975'							
	4013' - 4021'							

POZO	REVESTIMIENTO			PRODUCCION INICIAL (BPD)	% AGUA INICIAL	GRAVEDAD API	PRODUCCION (Último registro)			
	tipo	intervalos (ft)	cementado (ft)				aceite (bpd)	agua(bpd)	gas (kpcd)	BSW (%)
GALN 0001	SUP 13 3/8"	0' - 303'	0' - 303'	711	3,4	18,9	7	0	0	3%
	PROD 6 5/8	0' - 4087'	2800' - 4087'							

POZO	EVENTOS
GALN 0001	<p>10 Ago 1945 Completamiento, 2 May 1946 Aislamiento de arenas (Se probaron los intervalos 4021'-4013', 3975'-3963', 3840'-3825' y 3796'-3774' y produjeron agua salada. Se sentaron dos retenedores, a 3900' y a 3748'), 24 Abr 1971 Limpieza de arenas (se limpió por circulación directa con agua salada desde 3127' - 3748', se encontro tope de pescado a 3703', el cual se recuperaron, se dejó el pozo con sarta de producción listo para instalar unidad de bombeo. Se limpiaron 621' de sucio, y se determino colapso a 3071' con diametro menor a 5 5/8" y mayor de 4 5/8"). despues de este trabajo solo se han efectuado cambios de bomba al pozo</p>

Fuente: Estados Mecánicos del Campo Galán.

Es así como se estudia cada uno de los pozos existentes en el campo y su estado. Dentro de los eventos más realizados en el campo son: aislamiento de arenas, limpiezas de arenas, recompletamiento, estimulaciones y cañoneos adicionales.

Este campo se dividió en 3 zonas donde muestra su potencial en producción y se clasificaron como: zona A, zona B y zona C. Sin embargo y teniendo en cuenta la producción actual del campo proviene en su mayor proporción de las zonas B y C (Formación Mugrosa), este estudio está orientado hacia las mismas.

3.2. Análisis en OFM

La evaluación analítica del campo, consiste básicamente en la evaluación del desempeño que ha tenido el campo durante su inicio de producción en el año de 1945 a través del software Oil Field Manager (OFM) y sus herramientas que dan al ingeniero las diferentes aplicaciones a tener en cuenta y así, los aportes que se logran de las aplicaciones que el software presenta. Para desarrollar el análisis en OFM, es indispensable la Base de datos ACCESS, donde se encuentra recopilada detalladamente la información del campo. En esta base de datos se actualizó cuatro tablas importantes que son: MONTHYPROD, HEARDERID, ANOTATE, SORTCATEGORY y RESERVOIR, éstas son necesarias para la creación del proyecto, donde posteriormente se hace la simulación del campo en OFM, y así proponer las mejores alternativas de producción para la optimización del campo.

Figura 34. Estructura de la Base de Datos de Acces

UNIQUEID	XCOORD	YCOORD	ALIAS	KBELEVATION	TOTALDEPTH	CDATE	ALIAS_ACTI	ALIAS_INJEC	GLEVEL	WEL
GALN0001:A	1020115,5	1275197,125	G-1	255,1000061	5003	10/08/1945			249	GALN
GALN0001J	1020781,24	1276223,88	G-1J	252,23						GALN
GALN0002:A	1020067,5	1275787,25	G-2	249,0800018	3894	29/03/1946			239	GALN
GALN0002J	1021035,25	1277013,03	G-2J	252,23						GALN
GALN0003:A	1021117,938	1274817,25	G-3	251,8000031	4155	12/12/1945			242	GALN
GALN0004:A	1020970,375	1274977,5	G-4	244,7799988	4380	11/06/1946			235	GALN
GALN0005:ND	1020040,5	1276015,5	G-5	253,1000061	4023	12/04/1953			243	GALN
GALN0006:A	1021139,688	1274167,875	G-6	250,3000031	4000	20/02/1946			243	GALN
GALN0007:A	1020324,5	1274948	G-7	250,3300018	4150	30/03/1953			238	GALN
GALN0008:A	1020880,313	1274690,125	G-8	254,3000031	4000	28/03/1953			243	GALN
GALN0009:A	1020371,688	1275157,25	G-9	252,3000031	4000	06/03/1953			-9999	GALN
GALN0010:A	1020065,688	1275517,25	G-10	255,8000031	6195	12/07/1953			244	GALN
GALN0010:B	1020065,688	1275517,25	G-10	255,8000031	6195	12/07/1953			244	GALN
GALN0010:C	1020065,688	1275517,25	G-10	255,8000031	6195	12/07/1953			244	GALN
GALN0010:CBA	1020065,688	1275517,25	G-10	255,8000031	6195	12/07/1953			244	GALN
GALN0011:A	1020465,5	1275495,5	G-11	250,6999969	4000	12/04/1953			239	GALN
GALN0012:A	1021165,188	1275585	G-12	251,1799927	6500	21/09/1953			241	GALN
GALN0013:A	1020655,563	1275065,625	G-13	256,6000061	4001	06/07/1953			247	GALN
GALN0014:A	1020769,563	1275405,875	G-14	252,6000061	4000	06/08/1953			243	GALN
GALN0015:A	1020970,375	1274995,75	G-15	251,3500061	3990	29/09/1954			244	GALN
GALN0016:A	1020437,813	1274890,125	G-16	260,3999939	4010	25/09/1954			250	GALN
GALN0017:A	1020423,813	1274897,75	G-17	261	4325	13/11/1954			250	GALN
GALN0018:A	1020417,875	1274901,625	G-18	260,3999939	5971	21/12/1954			250	GALN
GALN0018:B	1020417,875	1274901,625	G-18	260,3999939	5971	21/12/1954			250	GALN
GALN0019:A	1021052,875	1274394,125	G-19	256,7999878	3882	06/09/1955			244	GALN
GALN0021:A	1021284,5	1275893,875	G-21	251,5599976	4166	08/09/1954			243,4299927	GALN

Fuente: Los Autores.

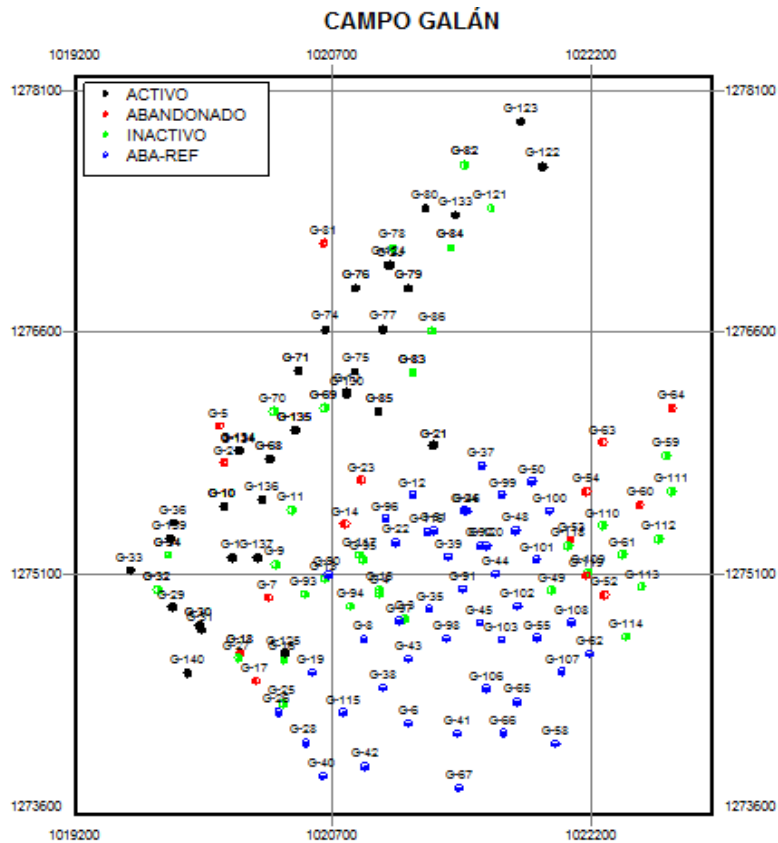
Para dar desarrollo a la parte analítica de este trabajo, es necesario hacer una evaluación de desempeño del campo Galán a través del tiempo de producción.

Aquí se presentan las diferentes aplicaciones que el Software da y los aportes que éste brinda.

Con los datos que son suministrados por la Empresa Ecopetrol S.A., son ingresados a la base de datos de Oil Field Manager (OFM), en un nuevo proyecto para desarrollar éstos procesos, y dar los pertinentes gráficos y figuras.

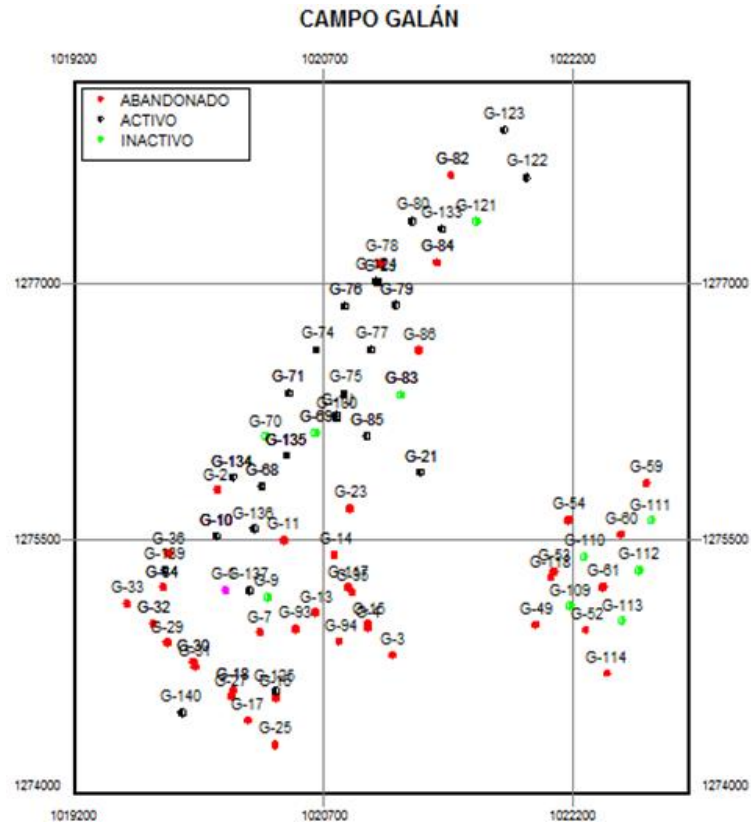
Con todos los datos ya ingresados en el software, se procede a generar el mapa base que es donde se muestran los pozos del campo que son de estudio como los pozos activos, inactivos, abandonados y los que se quitaron por proyecto de refinería.

Figura 35. Mapa Base del Campo Galán. Producción de las zonas A, B, C



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Figura 36. Mapa Base del Campo Galán. Producción de las zonas B, C



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

3.2.1. Índice de Heterogeneidad (HI)

El índice de heterogeneidad permite evaluar el comportamiento de un pozo, con respecto a un grupo de pozos en un área específica de estudio. Si definimos el índice de heterogeneidad como la variación del valor puntual de un pozo respecto al promedio de pozos, de modo que al tener valores positivos del índice de heterogeneidad (HI), asegura que el pozo en estudio es de conducta superior al promedio del grupo y viceversa si es el valor negativo.

La fórmula general del índice de heterogeneidad es:

$$HI = \frac{Valor_{Pozo}}{Valor_{Promedio\ de\ Pozos}} - 1$$

Fuente: SPE 81427, Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing.

La comparación entre pozos es de gran utilidad, siendo este criterio un medio para establecer los pozos que presentan un mejor desempeño sea positivo o negativo con respecto al promedio.

Con el fin de darle la aplicación y realizar las estimaciones de los índices de heterogeneidad de producción de aceite normalizada en el tiempo y la producción de agua normalizada en el tiempo, se generaron las siguientes variables calculadas en OFM:

$$\checkmark \text{ HI del Aceite} = (\text{ProdAcumOil_DaysAct}/39,230) - 1$$

$$\checkmark \text{ HI del Agua} = (\text{ProdAcumW_DaysAct}/36,568) - 1$$

Se calculó el índice de Heterogeneidad para todos los pozos del campo Galán, datos que reportamos en la siguiente tabla.

Tabla 5. Cálculo del Índice de Heterogeneidad para la Producción Acumulada de Agua y Aceite del Campo Galán

Pozo	(Prod. Acumulada Oil/ Días Activos) [bbl/d]	(Prod. Acumulada Agua/ Días Activos) [bbl/d]	Indice de Heterogeneidad del Crudo	Indice de Heterogeneidad del Agua
GALN0001	19	2	-0,5139	-0,94322
GALN0001J	211	38	4,3728	0,03527
GALN0002	15	0	-0,62851	-0,99217
GALN0002J	95	150	1,4274	3,11413
GALN0003	52	171	0,33363	3,67391
GALN0004	13	0	-0,67287	-0,99597
GALN0007	50	6	0,26875	-0,8309
GALN0009	53	36	0,34641	-0,00636
GALN0010	28	2	-0,2941	-0,94403
GALN0011	31	11	-0,20403	-0,70859
GALN0013	32	4	-0,18293	-0,89094
GALN0014	20	15	-0,50109	-0,58346
GALN0015	36	5	-0,08904	-0,8667
GALN0016	55	12	0,4082	-0,67453
GALN0017	54	18	0,3649	-0,51983
GALN0018	57	33	0,44189	-0,08794
GALN0021	13	2	-0,66126	-0,95643
GALN0023	78	1	0,98271	-0,97615
GALN0025	35	15	-0,10374	-0,58216
GALN0027	55	6	0,40088	-0,84751
GALN0029	31	3	-0,21013	-0,91581
GALN0030	44	25	0,10907	-0,3236

Pozo	(Prod. Acumulada Oil/ Días Activos) [bbl/d]	(Prod. Acumulada Agua/ Días Activos) [bbl/d]	Indice de Heterogeneidad del Crudo	Indice de Heterogeneidad del Agua
GALN0031	23	8	-0,41372	-0,78323
GALN0032	31	42	-0,20136	0,13721
GALN0033	29	3	-0,25713	-0,91509
GALN0034	33	11	-0,17121	-0,68853
GALN0036	28	3	-0,28245	-0,92988
GALN0049	11	3	-0,71274	-0,90711
GALN0052	8	5	-0,79312	-0,86612
GALN0053	49	388	0,25683	9,62088
GALN0054	13	2	-0,67328	-0,93242
GALN0059	16	8	-0,58597	-0,79462
GALN0060	12	28	-0,69205	-0,24089
GALN0061	26	5	-0,34673	-0,86369
GALN0068	20	4	-0,49893	-0,87738
GALN0069	16	32	-0,60179	-0,12478
GALN0070	49	24	0,23881	-0,34253
GALN0071	31	105	-0,20679	1,87117
GALN0074	33	25	-0,16817	-0,30625
GALN0075	24	18	-0,39028	-0,51
GALN0076	12	9	-0,68801	-0,76054
GALN0077	31	86	0	1,34955
GALN0078	5	0	-0,86158	-0,99841
GALN0079	23	34	-0,41876	-0,08269
GALN0080	30	30	0	-0,16789
GALN0082	31	110	-0,2201	2,01846
GALN0083	12	60	-0,70259	0,64192
GALN0084	131	342	2,34656	8,35629
GALN0085	14	8	-0,63326	-0,77896
GALN0086	28	107	-0,29153	1,92819
GALN0093	10	36	-1	-0,02034
GALN0094	44	36	0	-0,01158
GALN0095	20	2	0	-0,95285
GALN0109	13	0	-0,6657	-0,98849
GALN0110	21	3	-0,47083	-0,90683
GALN0111	6	2	-0,83459	-0,94285
GALN0112	11	1	-1	-0,95994
GALN0113	10	1	-0,74907	-0,97272
GALN0114	5	2	-0,86234	-0,95067
GALN0117	14	143	-0,63796	2,90936

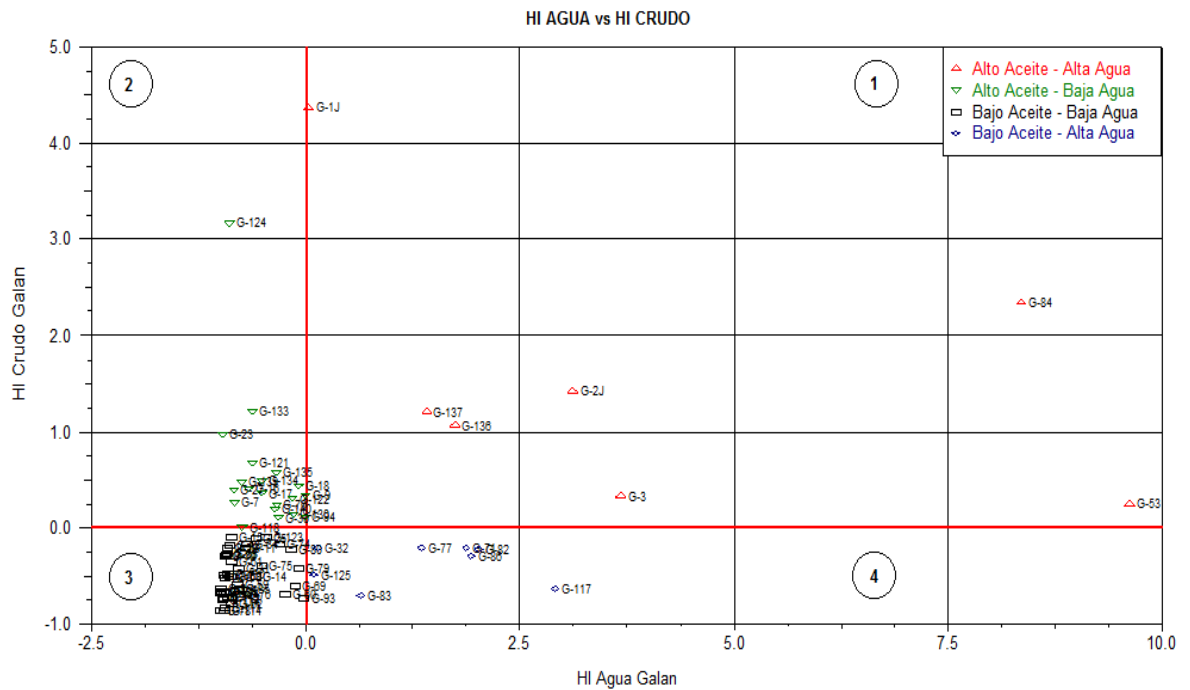
Pozo	(Prod. Acumulada Oil/ Días Activos) [bbl/d]	(Prod. Acumulada Agua/ Días Activos) [bbl/d]	Indice de Heterogeneidad del Crudo	Indice de Heterogeneidad del Agua
GALN0118	40	9	0,00999	-0,74183
GALN0121	66	14	0,68456	-0,62797
GALN0122	51	31	0,30668	-0,15957
GALN0123	36	20	-0,09411	-0,46363
GALN0124	164	4	3,16908	-0,89594
GALN0125	20	40	-0,4835	0,09064
GALN0130	45	31	0,14583	0
GALN0133	87	14	1,21566	-0,62759
GALN0134	59	18	0,50233	-0,51662
GALN0135	62	24	0,57895	-0,3489
GALN0136	81	100	1,06835	1,73936
GALN0137	87	88	1,20597	1,40936
GALN0139	58	9	0,48267	-0,75204
GALN0140	47	23	0,20157	-0,36554

Promedio [bbl/d]	39,230	36,568
-------------------------	---------------	---------------

Fuente: Los Autores.

Los cálculos del índice de Heterogeneidad pueden ser visualizados por medio de gráficos de dispersión como se muestra en figura 37, figura que representa el HI del Agua Acumulada en el eje X y el HI del Aceite Acumulado en el eje Y.

Figura 37. Índice de Heterogeneidad del Agua Acumulada Vs Índice de Heterogeneidad de Producción de Aceite Acumulado



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Gráficamente, podemos establecer los cuatro cuadrantes donde se encuentra ubicado cada pozo del campo Galán, pozos que de acuerdo a su producción ya sea de agua o de aceite se ubica en cada uno de los cuadrantes de la gráfica. La ubicación de la gráfica en el primer (1) cuadrante deja ver los pozos que presentan una Alta Producción de Agua y Alta Producción de Aceite, los ubicados en el segundo (2) cuadrante presentan el mejor comportamiento de producción de fluidos, una Baja Producción de Agua y una Alta Producción de Aceite, los ubicados en el tercer (3) cuadrante muestran una Baja Producción de Agua y una Baja Producción de Aceite y por último en el cuarto (4) cuadrante presenta una Alta Producción de Agua y una Baja Producción de Aceite. Esta clasificación se tabula y se muestra en la siguiente tabla para cada uno de los cuadrantes, clasificando la calidad de cada pozo en el campo.

Tabla 6. Clasificación de Pozos del Campo Galán según su Desempeño

HI AGUA vs HI CRUDO					HI AGUA vs HI CRUDO				
1. - Alto Aceite - Alta Agua					1. - Alto Aceite - Alta Agua				
2. - Alto Aceite - Baja Agua					2. - Alto Aceite - Baja Agua				
3. - Bajo Aceite - Baja Agua					3. - Bajo Aceite - Baja Agua				
4. - Bajo Aceite - Alta Agua					4. - Bajo Aceite - Alta Agua				
Pozo	1	2	3	4	Pozo	1	2	3	4
G-1			*		G-71				*
G-1J	*				G-74			*	
G-2			*		G-75			*	
G-2J	*				G-76			*	
G-3	*				G-77				*
G-4			*		G-78			*	
G-7		*			G-79			*	
G-9		*			G-80			*	
G-10			*		G-82				*
G-11			*		G-83				*
G-13			*		G-84	*			
G-14			*		G-85			*	
G-15			*		G-86				*
G-16		*			G-93			*	
G-17		*			G-94		*		
G-18		*			G-95			*	
G-21			*		G-109			*	
G-23		*			G-110			*	
G-25			*		G-111			*	
G-27		*			G-112			*	
G-29			*		G-113			*	
G-30		*			G-114			*	
G-31			*		G-117				*
G-32				*	G-118		*		
G-33			*		G-121		*		
G-34			*		G-122		*		
G-36			*		G-123			*	
G-49			*		G-124		*		
G-52			*		G-125				*
G-53	*				G-130		*		
G-54			*		G-133		*		
G-59			*		G-134		*		
G-60			*		G-135		*		
G-61			*		G-136	*			
G-68			*		G-137	*			
G-69			*		G-139		*		
G-70		*			G-140		*		

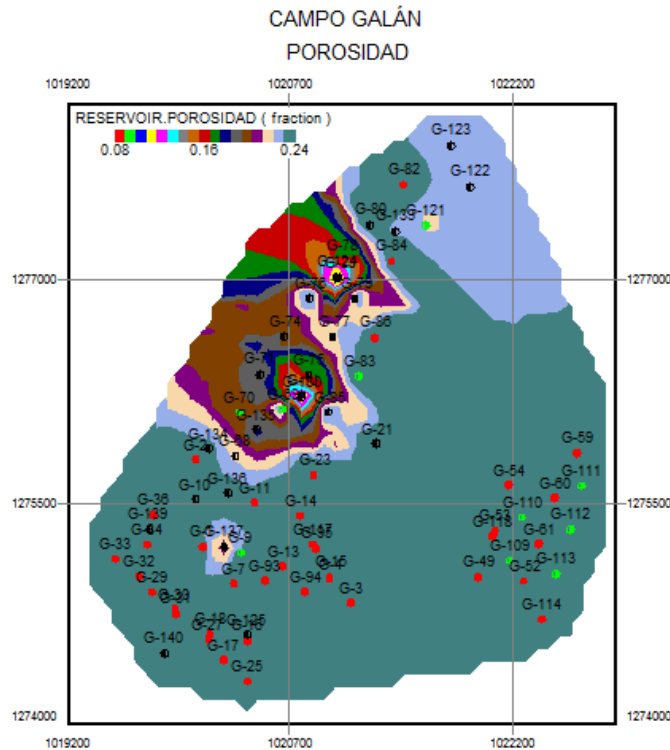
Fuente: Los Autores.

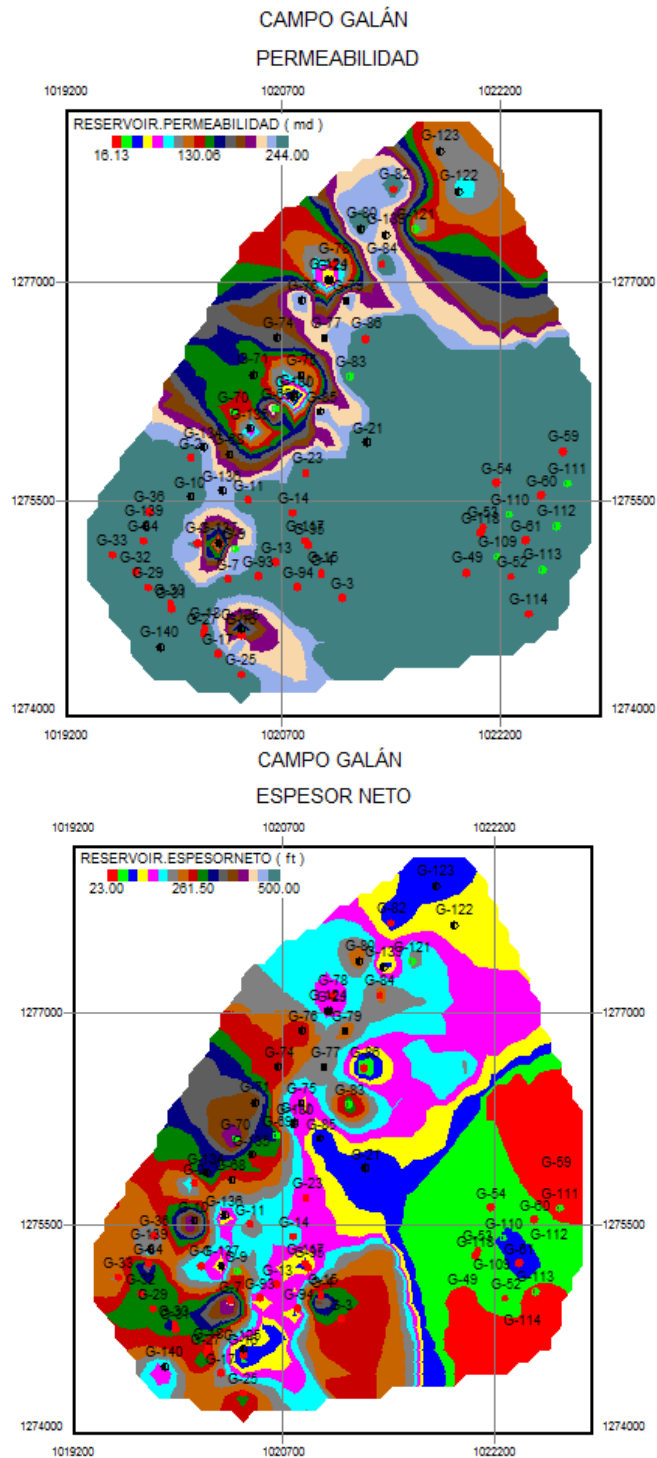
3.2.2. Análisis de las Propiedades Petrofísicas

Con la información existente de porosidad, permeabilidad y espesor neto, información suministrada por la empresa Ecopetrol S.A. se realizó el cargue en el Software Oil Field Manager (OFM) para cada uno de los pozos del campo Galán, al cargar cada pozo, se generaron los mapas de grilla, logrando observar las áreas donde se cuenta con buenas características en cuanto a cada una de estas propiedades. Para poder realizar estos mapas se graficaron las siguientes variables que hacen referencia a las diferentes propiedades:

- ✓ **Porosidad (frac) = Reservoir.Porosidad**
- ✓ **Permeabilidad (md) = Reservoir.Permeabilidad**
- ✓ **Espesor Neto (ft) = Reservoir.Espesorneto**

Figura 38. Mapas de Porosidad, Permeabilidad y Espesor Neto

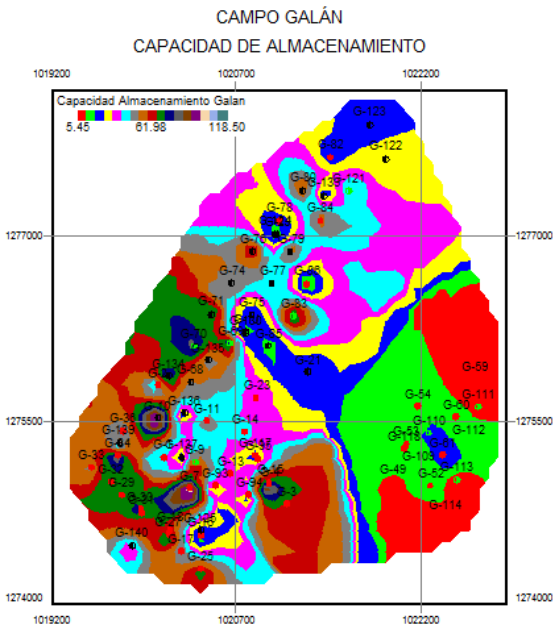




Fuente: Oil Field Manager Production Software.

En base a la información que se introdujo en el software OFM, y con los conceptos de porosidad, permeabilidad y espesor neto, se puede calcular la capacidad de flujo y capacidad de almacenamiento, generándose dos mapas de grilla que son

Figura 40. Mapa de Capacidad de Almacenamiento (ϕ^*H)



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

En base a los anteriores mapas de grilla y evaluando estos resultados con las propiedades petrofísicas del campo Galán, se logran determinar las zonas con mejor comportamiento, donde se pueden sugerir pozos candidatos para trabajos de Workover o la perforación de pozos Infill, en mejoramiento de la producción del activo.

3.2.3. Análisis de los Datos de Producción

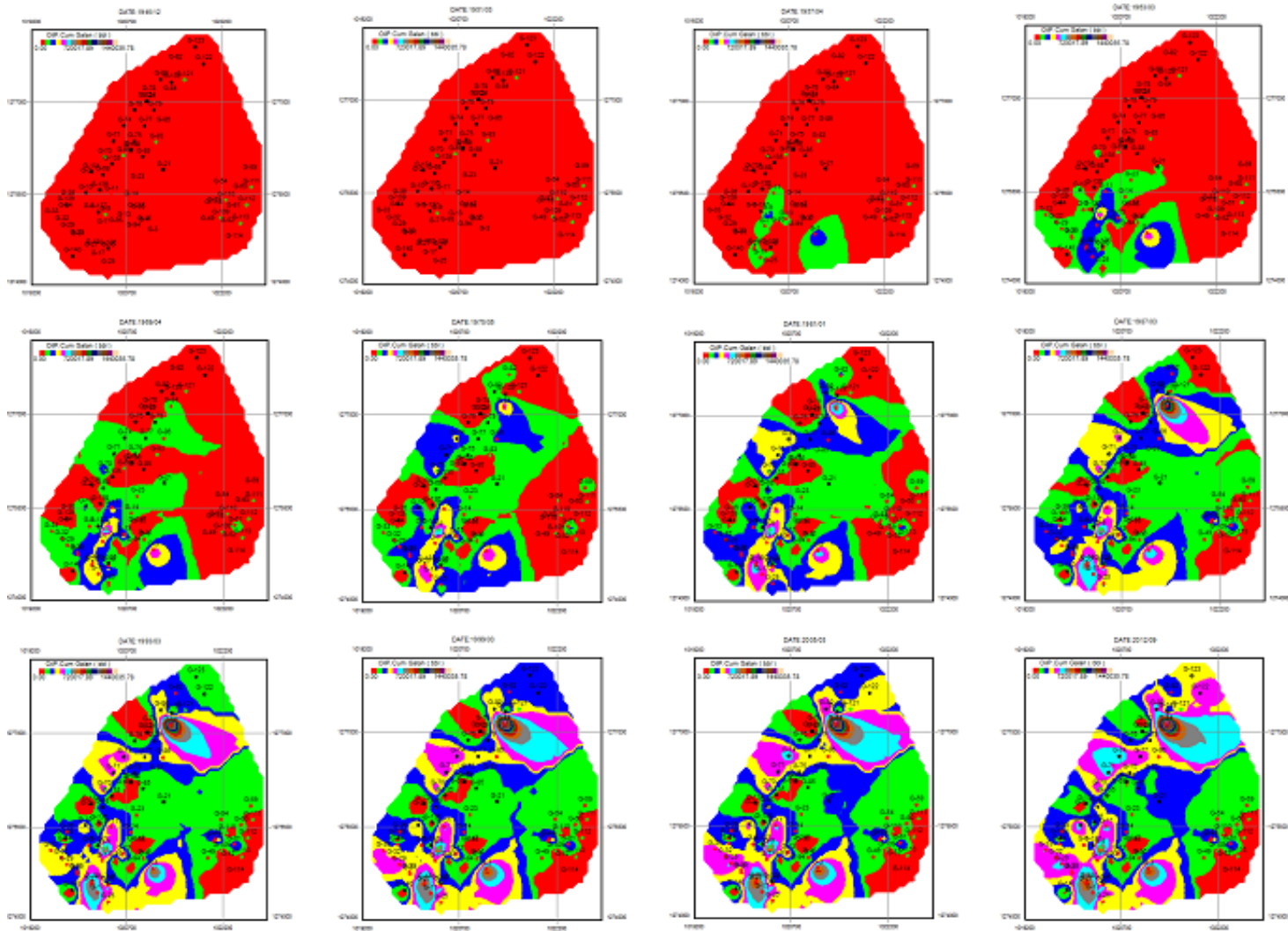
Detallando los mapas de grilla dinámicos, se puede observar el comportamiento de la producción en toda el área del campo y su vida productiva en el tiempo, identificando las zonas donde el desempeño del campo ha sido óptimo y donde no.

En las siguientes graficas se mostrará el comportamiento de la producción que ha tenido el campo durante su desarrollo desde su inicio en intervalos de 6 años. Para las gráficas se utilizó la variable de producción de aceite acumulada en el software OFM y con los mapas de grilla se obtuvo así los diferentes comportamientos.

✓ **Producción de aceite Acumulada (Bbl) = @CumInput(MonthlyProd.OilP)**

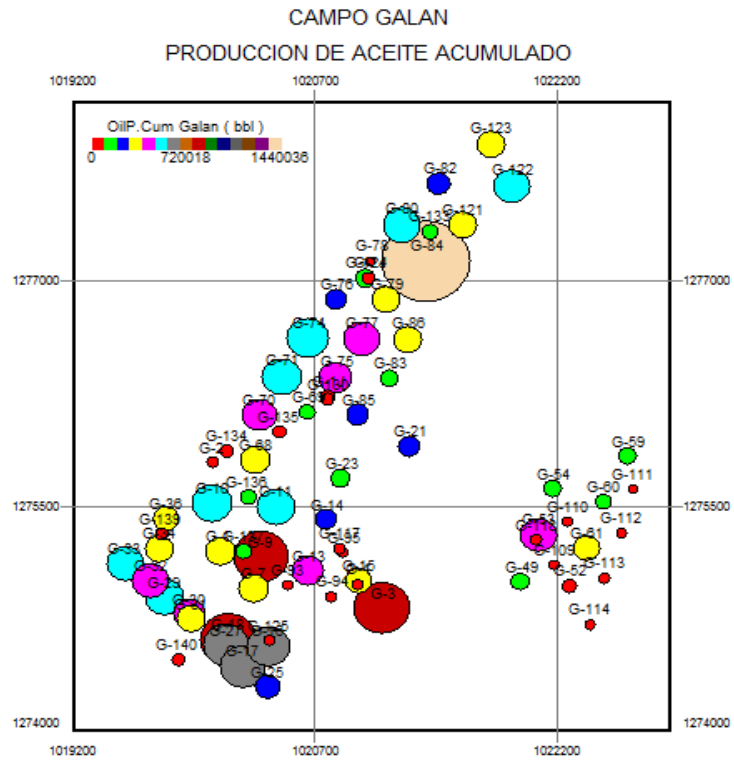
Con el uso del software Oil Filed Manager (OFM), la aplicación de los mapas de burbuja se puede visualizar el mismo comportamiento pero a nivel individual, es decir en cada pozo que conforma el campo.

Figura 41. Mapa de Comportamiento de la Producción del Campo Galán



Fuente: Los Autores.

Figura 43. Mapa de Burbuja del Acumulado de la Producción

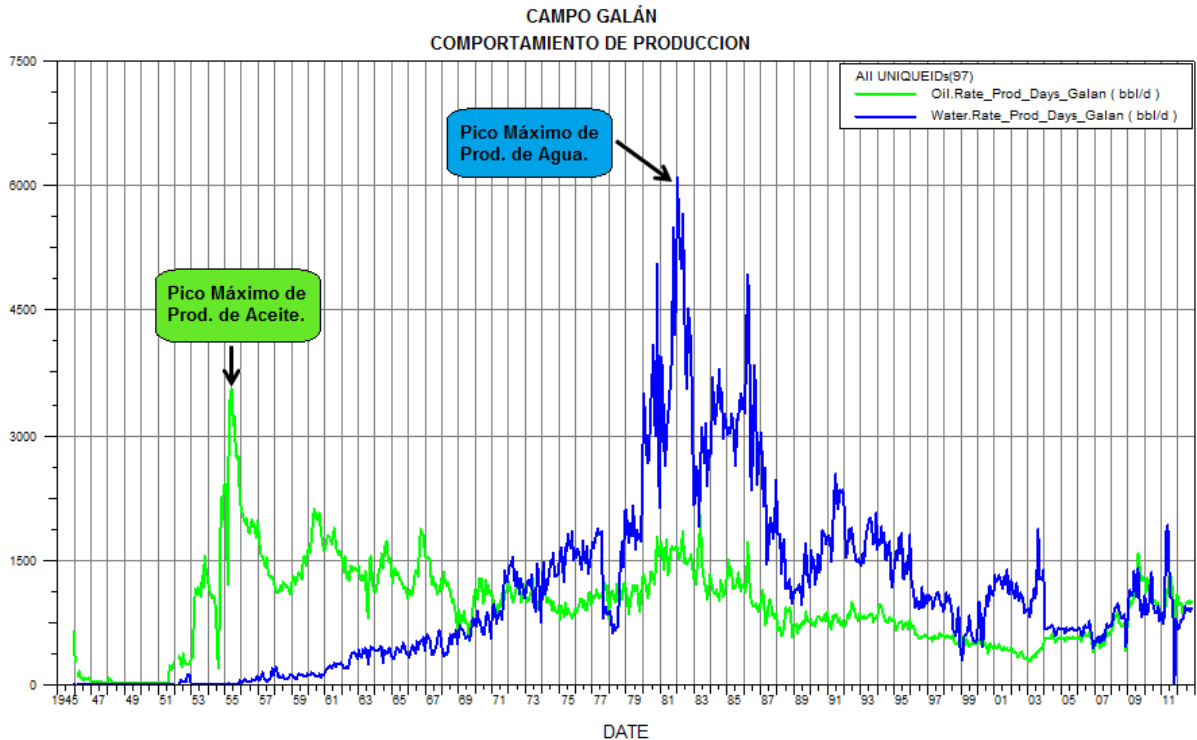


Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Al observar los mapas anteriores se puede notar que las zonas donde se ha desarrollado de una manera más óptima el yacimiento, coinciden con las zonas donde se cuenta con las mejores propiedades.

La siguiente gráfica permite visualizar el comportamiento de producción de los fluidos en el yacimiento.

Figura 44. Gráfica del Comportamiento de la Producción



Fuente: Oil Field Manager Producción Software.

3.2.3.1. Cálculo de Reservas

Durante toda la vida productiva del campo, es necesario estimar los recursos que se tienen, por eso es necesario tener la historia de producción del campo y mediante el uso de los gráficos de pronóstico “Forecast” llevar a cabo los posibles comportamientos en cuanto al índice de declinación, cantidad de reservas, último recobro esperado EUR ($N_p + Reservas$), cabe resaltar que estos comportamientos se hicieron para la fase aceite ya que ésta es la de interés para el proyecto. **(VER ANEXO A).**

Los parámetros a tener en cuenta para los cálculos fueron:

- ✓ Un tiempo comprendido desde el mes de octubre del año 2012 hasta el mismo mes del año 2032, pronóstico de 20 años.
- ✓ En los parámetros de declinación, se utilizó un tipo de regresión hiperbólica que nos permite obtener un valor de coeficiente entre el rango de 0 a 1 cumpliendo con la ecuación de Arps.
- ✓ Las tendencias en la producción histórica del campo y de cada pozo, seleccionando los puntos más representativos con el fin de que el

pronostico sea lo más cercano a la realidad y tener la predicción más acertada.

Mediante la aplicación de Report, se mostro la información obtenida haciendo uso de las siguientes variables:

- ✓ **Reservas estimadas por pozo (Bbl) = @DcaResults("Oil Res","OPTIMIZACION",1)**
- ✓ **Índice de Declinación (Di) = @DcaResults("Oil Di","OPTIMIZACION",1)**
- ✓ **Recobro Último Esperado (EUR) = @DcaResults("Oil EUR","OPTIMIZACION",1)**
- ✓ **Caudal Inicial (Qi) = @DcaResults("Oil Qi","OPTIMIZACION",1)**

La siguiente tabla muestra los resultados de los cálculos de reservas, índice de declinación, caudal inicial del pronóstico, último recobro esperado y el estado del pozo, en los pozos del campo Galán.

Tabla 7. Resultados de la Predicción

Pozo	DCA Di Galan	DCA qi Galan bbl/d	DCA Reservas Galan bbl	DCA EUR Galan bbl	% Depletación Galan	Estado del Pozo
GALN0001	0,00647	3	0	359.855	100	Abandonado
GALN0001J	0,03287	143,3	209.183	296.020	29	Activo
GALN0002	0,00124	4	0	32.629	100	Abandonado
GALN0002J	0,10987	20,3	5.275	39.365	87	Activo
GALN0003	0,00559	4,2	0	840.838	100	Abandonado
GALN0004	0,01061	6,9	5.558	32.969	83	Abandonado
GALN0007	0,02166	0,4	0	371.944	100	Abandonado
GALN0009	0,00434	9,5	38.132	867.167	96	Inactivo
GALN0010	0,00448	32,2	143.856	683.875	79	Activo
GALN0011	0,00412	4,9	0	520.584	100	Abandonado
GALN0013	0,00985	1,3	0	407.616	100	Abandonado
GALN0014	0,00496	3,9	0	206.050	100	Abandonado
GALN0015	0,00172	6,3	25.331	332.341	92	Abandonado
GALN0016	0,03543	0,4	0	589.655	100	Abandonado
GALN0017	0,00221	4,7	0	644.503	100	Abandonado
GALN0018	0,03365	4,7	0	858.187	100	Abandonado
GALN0021	0,00156	5,3	6.594	227.457	97	Activo
GALN0023	0,02599	16,9	13.942	191.124	93	Abandonado
GALN0025	0,14423	0	0	279.236	100	Abandonado
GALN0027	0,05528	0	0	663.913	100	Abandonado
GALN0029	0,01819	2,1	0	516.071	100	Abandonado

Pozo	DCA Di Galan	DCA qi Galan bbl/d	DCA Reservas Galan bbl	DCA EUR Galan bbl	% Depletación Galan	Estado del Pozo
GALN0030	0,02999	5,5	639	415.441	100	Abandonado
GALN0031	0,08075	0	0	339.166	100	Abandonado
GALN0032	0,02606	14,9	11.584	481.250	98	Abandonado
GALN0033	0,02822	3,7	0	488.802	100	Abandonado
GALN0034	0,00094	4,8	0	316.834	100	Abandonado
GALN0036	0,024	1,5	0	289.849	100	Abandonado
GALN0049	0,00666	5,3	1.245	163.948	99	Abandonado
GALN0052	0,00826	1,2	0	75.986	100	Abandonado
GALN0053	0,03625	6,8	1.591	465.249	100	Abandonado
GALN0054	0,00215	3,7	0	152.879	100	Abandonado
GALN0059	0,0187	0,8	0	147.996	100	Abandonado
GALN0060	0,00339	0,7	0	124.116	100	Abandonado
GALN0061	0,0172	1,9	0	310.087	100	Abandonado
GALN0068	0,00861	10	17.792	380.435	95	Activo
GALN0069	0,01305	1	0	116.849	100	Inactivo
GALN0070	0,00143	22,3	140.106	594.685	76	Inactivo
GALN0071	0,00537	20,7	97.358	641.682	85	Activo
GALN0074	0,00433	16,8	84.034	658.842	87	Activo
GALN0075	0,00213	12,4	73.012	486.042	85	Activo
GALN0076	0,00826	16,1	41.040	250.572	84	Activo
GALN0077	0,00234	42,1	244.003	719.947	66	Activo
GALN0078	0,44892	0,3	0	467	100	Abandonado
GALN0079	0,01528	15,7	21.324	374.932	94	Activo
GALN0080	0,00322	26,9	140.574	645.097	78	Activo
GALN0082	0,0117	2,4	0	227.105	100	Abandonado
GALN0083	0,00234	4,5	0	152.617	100	Inactivo
GALN0084	0,00262	48	272.020	1.712.056	84	Abandonado
GALN0085	0,01062	12,2	20.869	243.939	91	Activo
GALN0086	0,01739	1,9	0	327.787	100	Abandonado
GALN0093	0,01176	0,5	0	19.328	100	Abandonado
GALN0094	0,0909	6,6	528	31.771	98	Abandonado
GALN0095	0,06555	7,1	1.065	16.956	94	Abandonado
GALN0109	0,00219	8	46.686	53.571	13	Inactivo
GALN0110	0,02621	14,3	10.919	21.942	50	Inactivo
GALN0111	0,00035	5,5	38.818	41.128	6	Inactivo
GALN0112	0,0012	4,8	0	4.843	100	Inactivo
GALN0113	0,17326	2,1	0	11.281	100	Inactivo
GALN0114	0,01217	3,6	0	21.136	100	Abandonado
GALN0117	0,00058	4,4	0	15.083	100	Abandonado
GALN0118	0,00525	0,6	0	37.957	100	Abandonado
GALN0121	0,00342	35,7	190.190	542.812	65	Inactivo
GALN0122	0,00045	34,1	238.657	722.396	67	Activo

Pozo	DCA Di Galan	DCA qi Galan bbl/d	DCA Reservas Galan bbl	DCA EUR Galan bbl	% Depletación Galan	Estado del Pozo
GALN0123	0,0081	18,2	49.723	380.217	87	Activo
GALN0124	0,01607	96,3	288.128	466.724	38	Activo
GALN0125	0,00598	11,3	31.935	57.079	44	Activo
GALN0130	0,03924	12	5.526	47.554	88	Activo
GALN0133	0,01648	50,9	150.386	262.771	43	Activo
GALN0134	0,03638	23,7	15.667	50.465	146	Activo
GALN0135	0,01561	32,6	54.022	90.032	82	Activo
GALN0136	0,03398	21,5	14.775	148.979	90	Activo
GALN0137	0,00941	57,4	166.257	264.824	37	Activo
GALN0139	0,02698	29,5	27.631	86.027	68	Activo
GALN0140	0,03147	19,1	14.692	70.407	79	Activo

Total	1.078	2.960.667	23.731.339
--------------	-------	-----------	------------

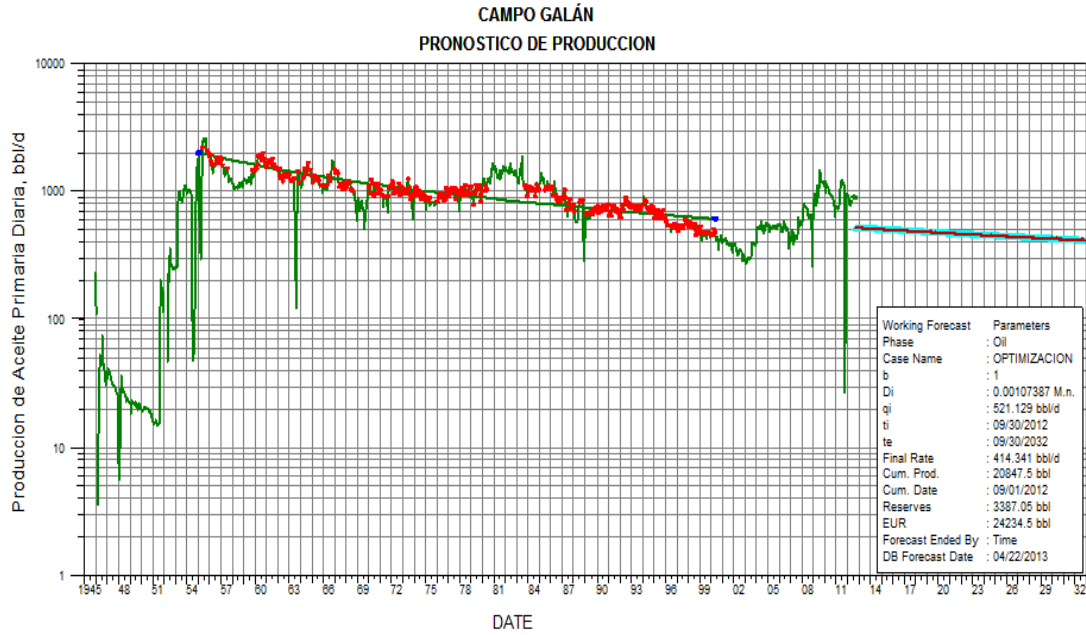
Fuente: Los Autores.

Para los análisis de la anterior tabla, el porcentaje de depletación y las reservas, fue los factores más relevantes a la hora de escoger los pozos candidatos a posibles optimizaciones.

El porcentaje de depletación es igual a la producción de aceite acumulado sobre el recobro último esperado, a mayor porcentaje de depletación, menos reservas por extraer, y a menor porcentaje de depletación, mayores reservas por extraer, clasificando cada pozo. Una vez hecho este procedimiento, se observó el estado del pozo, si está activo, inactivo o abandonado con el fin de generar alternativas para optimizar la producción.

La siguiente figura muestra la curva de declinación en la producción y su predicción hecha para el campo Galán.

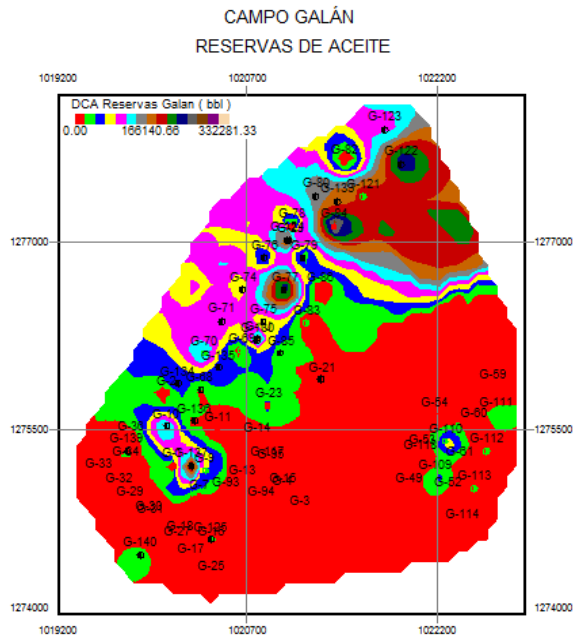
Figura 45. Curva de Declinación del campo Galán



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

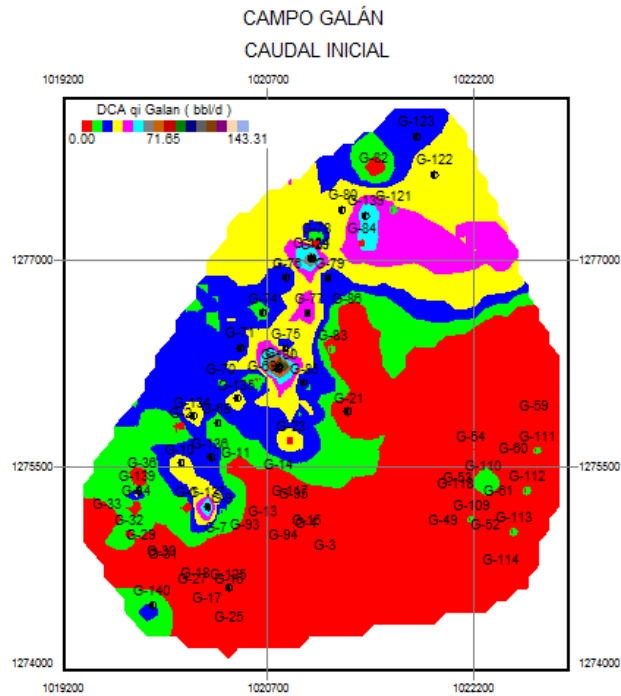
Con la ayuda de los mapas de grilla, se pueden representar las diferentes zonas de estudio, donde se observan los comportamientos anteriores.

Figura 46. Mapa de la Distribución de Reservas en el Campo Galán



Fuente: Oil Field Manager production Software.

Figura 49. Mapa de la Distribución del Caudal Inicial en el Campo Galán



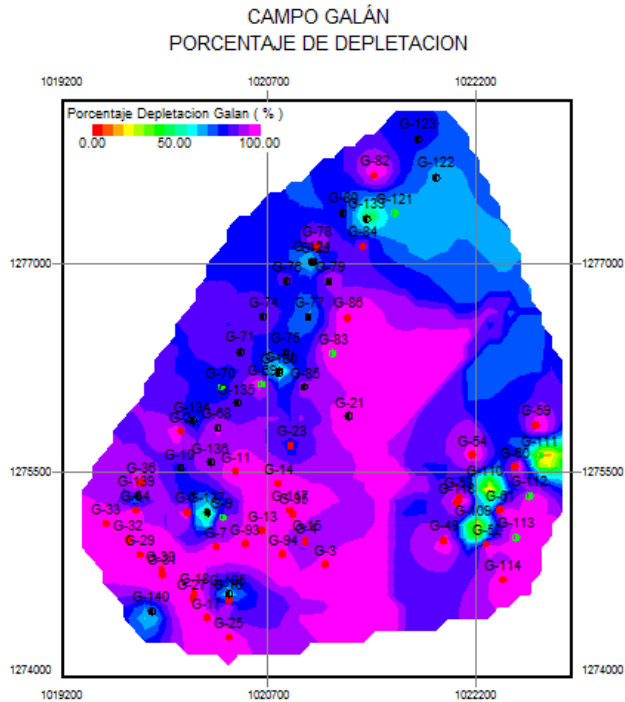
Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Es necesario conocer como se depleta el yacimiento a través del tiempo y como es su comportamiento, es así como a través del mismo software establecemos una nueva variable para poder predecir de cierta manera el porcentaje de depletación y de como se ha explotado el yacimiento. Este cálculo da un mejor reconocimiento de las zonas donde se ha tenido el mayor desarrollo de producción y donde aun no se ha depletado.

✓ **Porcentaje de Depletación (%) = $((\text{Oil.Cum}) / (\text{OilT.Cum} + \text{DCA_Reservas})) * 100$**

Con estos mapas de grilla que se realizaron en el software, se reafirma las zonas que han sido desarrolladas en el campo, y esto se debe a que han presentado las mejores propiedades petrofísicas; por lo tanto permite visualizar que zonas son potenciales de estudio.

Figura 50. Mapa de Porcentaje de Depletación del Campo Galán



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

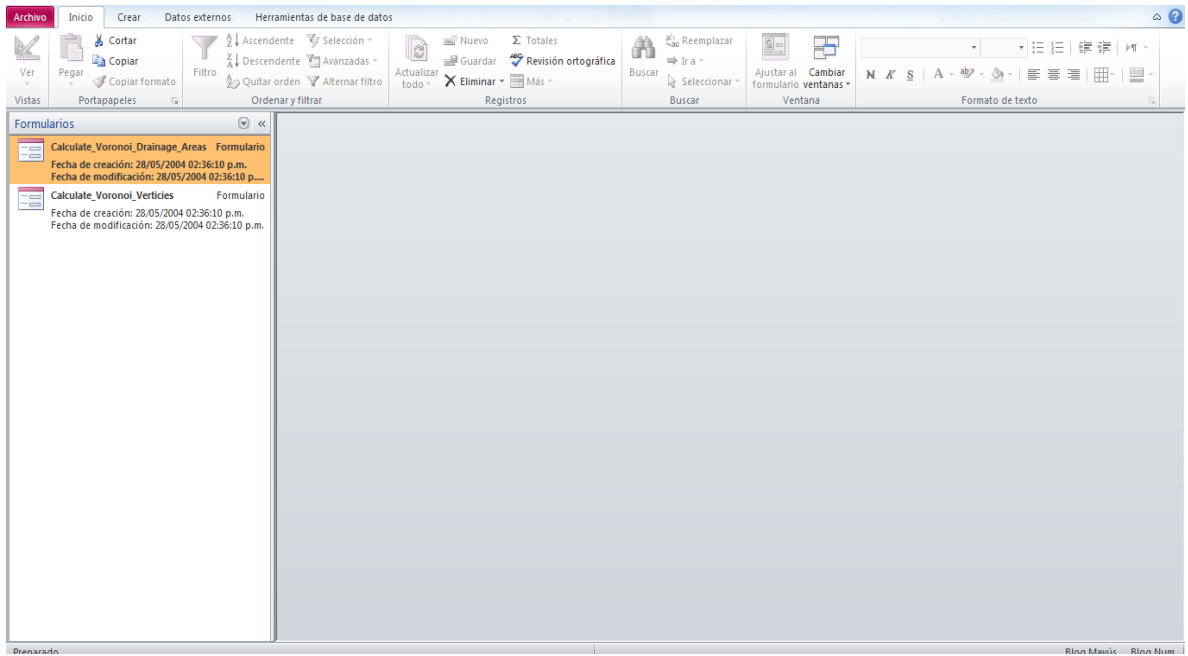
3.2.4. Calculo del Espaciamiento entre Pozos

Para determinar el espaciamiento entre los pozos se llevó a cabo los cálculos de los Voronoi, valores correspondientes a 5, 10, 15 y 20 [acres], el cual se seleccionó un espaciamiento de 10 [acres].

Un espaciamiento es necesario para ver donde se pueden ubicar los posibles pozos infill, pozos con los que se busca reducir el espacio entre éstos cuando se presenta distancias muy grandes y aumentar la producción en el campo.

En el software Oil Field Manager (OFM), para el caso de los espaciamientos, los archivos existentes son (*.ano) los cuales se cargan como "Annotation" en el software. Para llevar a cabo la creación de los Voronoi se toma la base de datos generada "CALCULATE_VORONOI_DRAINAGE_AREAS, donde se pueden calcular las áreas de drenaje que se desee, ingresando el valor del área en acres y después pulsando el botón de CALCULATE. Este valor generado es el que se carga por Annotation en el software OFM.

Figura 51. Cálculo de los Voronoi



Calculate Voronoi Grids

Maximum Domain Area, Acres
Area, Acres:

X - Y Units
 Meters
 Feet

Status

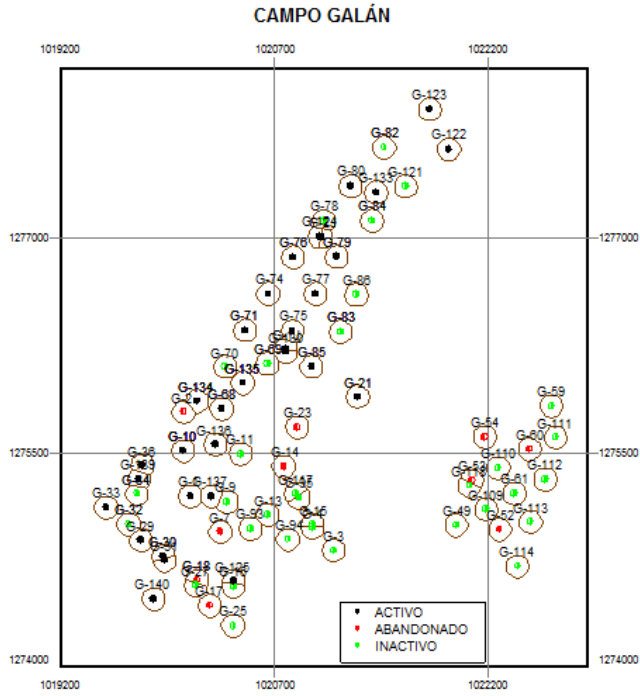
Input Tables/Queries and Output Table

Completion List Table/Query	<input type="text" value="Completions"/>
Output Drainage Area Table:	<input type="text" value="Voronoi_Drainage_Areas"/>
Output Polygon Table:	<input type="text" value="Voronoi_Polygons"/>
OFM Annotation File:	<input type="text" value="Voronoi.ano"/>

Fuente: Base de Datos Acces – Voronoi.

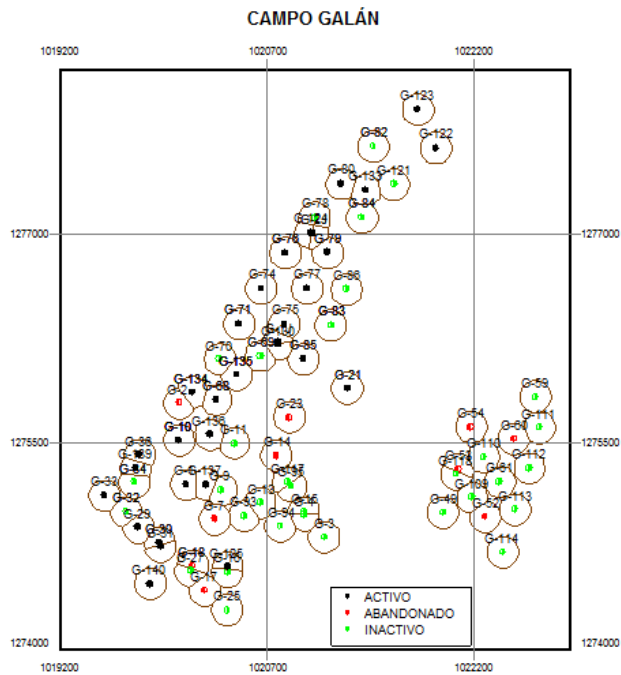
A continuación se muestran los resultados que se obtuvieron para cada uno de los Voronoi calculados y asumidos.

Figura 52. Voronoi de 5 [acres]



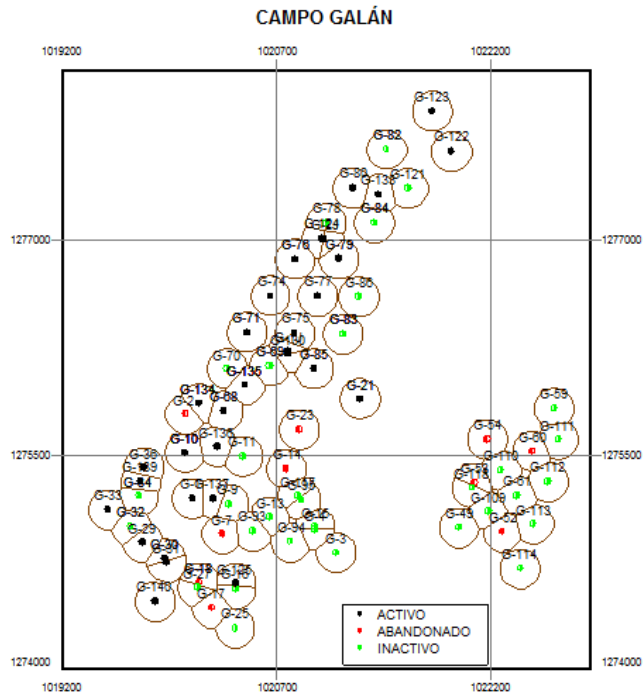
Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Figura 53. Voronoi de 10 [acres]



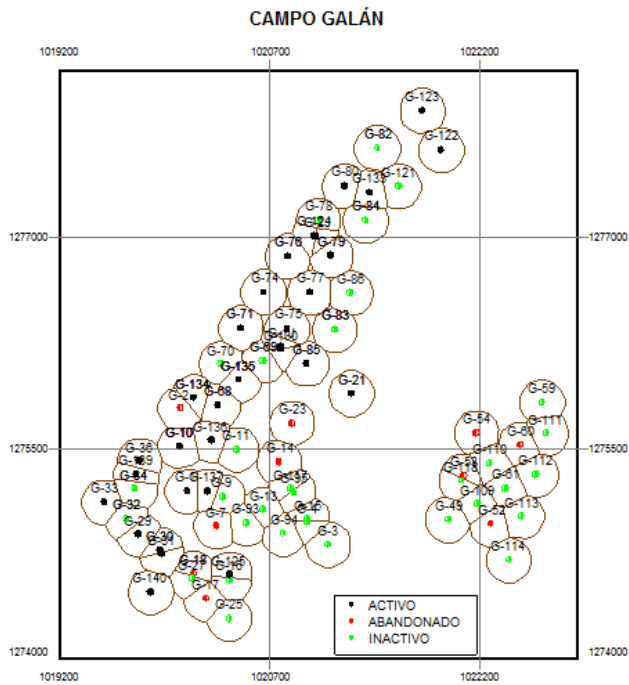
Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Figura 54. Voronoi de 15 [acres]



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

Figura 55. Voronoi de 20 [acres]



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

3.2.5. Gráficas de Comportamiento

Para el análisis de las propiedades del yacimiento y la producción del campo, adicionalmente se usaron gráficos de dispersión, de tal manera que permita observar de forma más detallada las características y comportamientos de cada pozo, y así clasificarlos según el rendimiento que presente con el fin de escoger los más óptimos para las posibles alternativas.

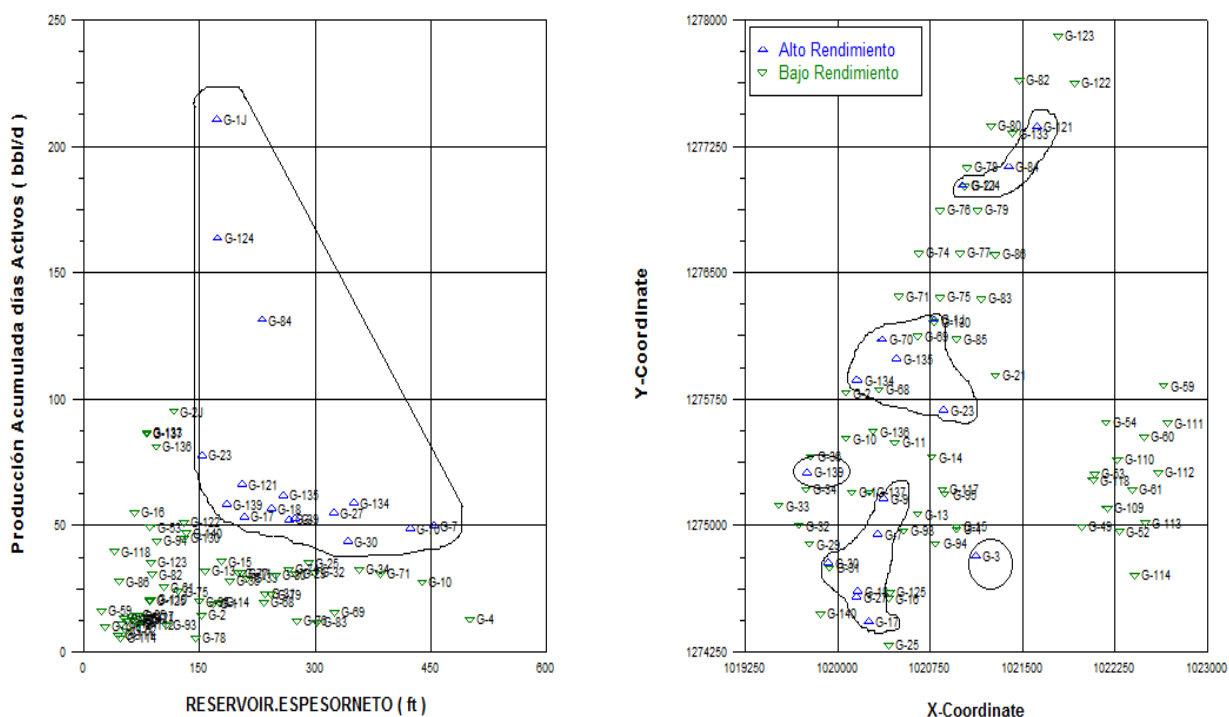
Las variables a tener en cuenta en este análisis del comportamiento de los pozos son:

- ✓ **Producción de Aceite Acumulado (Bbl) = OiltP.cum**
- ✓ **Tasa máxima de producción (Bbl/día) = Max_Prod_Oil_Galán**
- ✓ **Espesor Neto (ft) = Reservoir.Hnet**
- ✓ **Capacidad de Flujo = Capacidad_flujo_Galan**
- ✓ **Capacidad de Almacenamiento = Capacidad_Almacenamiento_Galan**

Con esta información, se crearon cuatro gráficos de comportamiento, donde se relacionan cada una de estas variables y así visualizar los pozos con alto y bajo rendimiento para su análisis.

Las variables mencionadas anteriormente se grafican cada una de ellas respecto a una variable en común que es la Producción de Aceite Acumulado [Bbl].

Figura 57. Gráfico de Dispersión, Producción de Aceite Acumulado vs Espesor Neto



Fuente: Oil Field Manager Production Software.

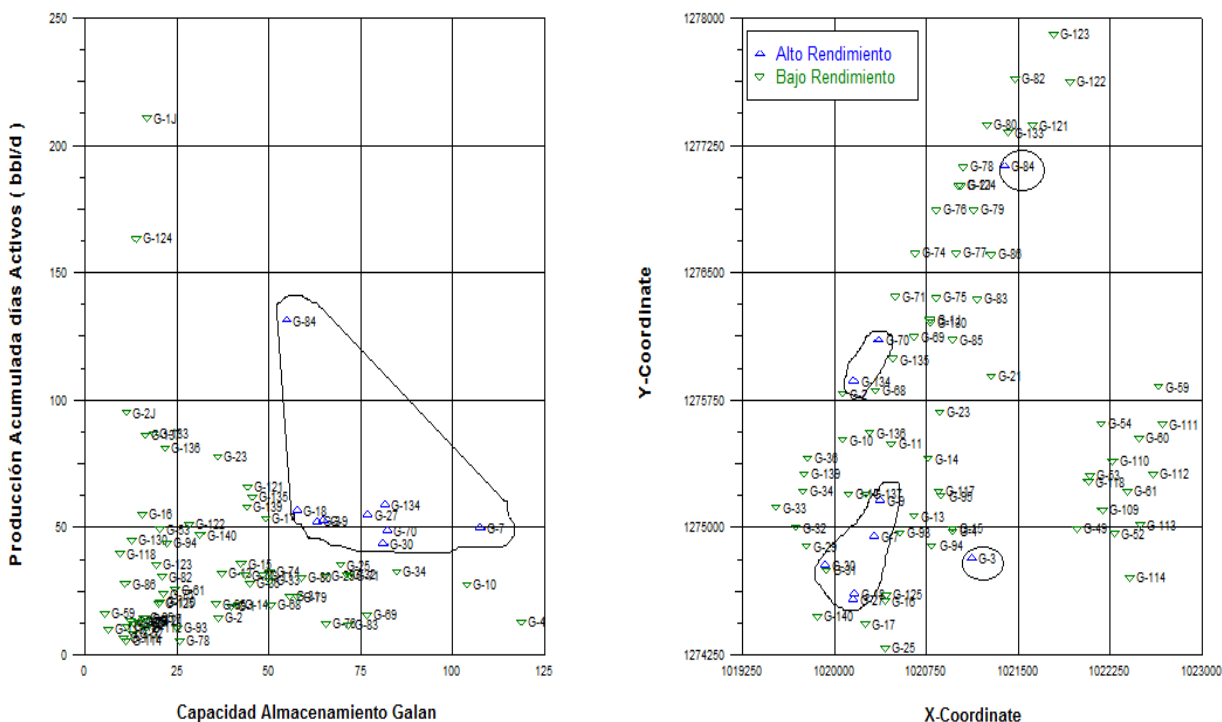
De igual forma, se agrupan los pozos del campo en dos grupos: los de “Alto Rendimiento” cuyos valores sean superiores a 300.000 [Bbls] de Producción de Aceite Acumulado y superiores a 200 [pies] de Espesor Neto; y los de “Bajo Rendimiento” para los que no cumplan este parámetro.

➤ **Capacidad de Flujo vs Producción de Aceite Acumulado**

En este reporte se evaluó la relación de la Producción de Aceite Acumulado con respecto al producto de la Permeabilidad por el Espesor Neto (Capacidad de Flujo).

Nuevamente se toman dos grupos de pozos, de “Alto Rendimiento” a todos aquellos pozos que estén por encima del valor de 300.000 [Bbls] de Producción de Aceite Acumulado y superiores a 25.000 de Capacidad de flujo y otro de “Bajo Rendimiento”, los que no cumplan con una de las condiciones anteriores.

Figura 59. Gráfico de Dispersión, Producción de Aceite Acumulado vs Capacidad de Almacenamiento



Fuente: Oil Field Manager Production software.

Nuevamente se toman dos grupos de pozos, de “Alto Rendimiento” a todos aquellos pozos que estén por encima del valor de 300.000 [Bbls] de Producción de Aceite Acumulado y superiores a 50 de Capacidad de Almacenamiento, y aquellos que no cumplan con una de estas condiciones, se catalogan en el otro grupo de “Bajo Rendimiento”.

Después de graficar cada comportamiento, se tabula los resultados, donde se compara cada pozo, y así establecer los más óptimos para los trabajos a realizar; es decir los pozos que cumplan con al menos 3 de las condiciones en los cuatro parámetros de estudio se considerarían exitosos para trabajos de workover y los que no cumplan con una de las condiciones, no se toman como objeto de estudio,

En la siguiente tabla se hace la comparación de cada comportamiento.

Tabla 8. Tabulación de los Pozos Seleccionados según su Comportamiento

Prod. Oil Acumulado diario vs Espesor Neto			Prod. Oil Acumulado diario vs Tasa Máxima			Prod. Oil Acumulado diario vs Cap. Flujo			Prod. Oil Acumulado diario vs Cap. Almacen.		
1.- Alto Rendimiento			1.- Alto Rendimiento			1.- Alto Rendimiento			1.- Alto Rendimiento		
2.- Bajo Rendimiento			2.- Bajo Rendimiento			2.- Bajo Rendimiento			2.- Bajo Rendimiento		
Pozo	1	2	Pozo	1	2	Pozo	1	2	Pozo	1	2
G-1		*	G-1		*	G-1		*	G-1		*
G-1J	*		G-1J	*		G-1J		*	G-1J		*
G-2		*	G-2		*	G-2		*	G-2		*
G-2J		*	G-2J		*	G-2J		*	G-2J		*
G-3	*		G-3	*		G-3	*		G-3	*	
G-4		*	G-4		*	G-4		*	G-4		*
G-7	*		G-7	*		G-7	*		G-7	*	
G-9	*		G-9	*		G-9	*		G-9	*	
G-10		*	G-10		*	G-10		*	G-10		*
G-11		*	G-11		*	G-11		*	G-11		*
G-13		*	G-13		*	G-13		*	G-13		*
G-14		*	G-14		*	G-14		*	G-14		*
G-15		*	G-15		*	G-15		*	G-15		*
G-16		*	G-16	*		G-16		*	G-16		*
G-17	*		G-17	*		G-17	*		G-17		*
G-18	*		G-18	*		G-18	*		G-18	*	
G-21		*	G-21		*	G-21		*	G-21		*
G-23	*		G-23	*		G-23	*		G-23		*
G-25		*	G-25		*	G-25		*	G-25		*
G-27	*		G-27	*		G-27	*		G-27	*	
G-29		*	G-29		*	G-29		*	G-29		*
G-30	*		G-30		*	G-30	*		G-30	*	
G-31		*	G-31		*	G-31		*	G-31		*
G-32		*	G-32		*	G-32		*	G-32		*
G-33		*	G-33		*	G-33		*	G-33		*
G-34		*	G-34		*	G-34		*	G-34		*
G-36		*	G-36		*	G-36		*	G-36		*
G-49		*	G-49		*	G-49		*	G-49		*
G-52		*	G-52		*	G-52		*	G-52		*
G-53		*	G-53	*		G-53		*	G-53		*
G-54		*	G-54		*	G-54		*	G-54		*
G-59		*	G-59		*	G-59		*	G-59		*
G-60		*	G-60		*	G-60		*	G-60		*
G-61		*	G-61		*	G-61		*	G-61		*
G-68		*	G-68		*	G-68		*	G-68		*
G-69		*	G-69		*	G-69		*	G-69		*
G-70	*		G-70		*	G-70	*		G-70	*	
G-71		*	G-71		*	G-71		*	G-71		*

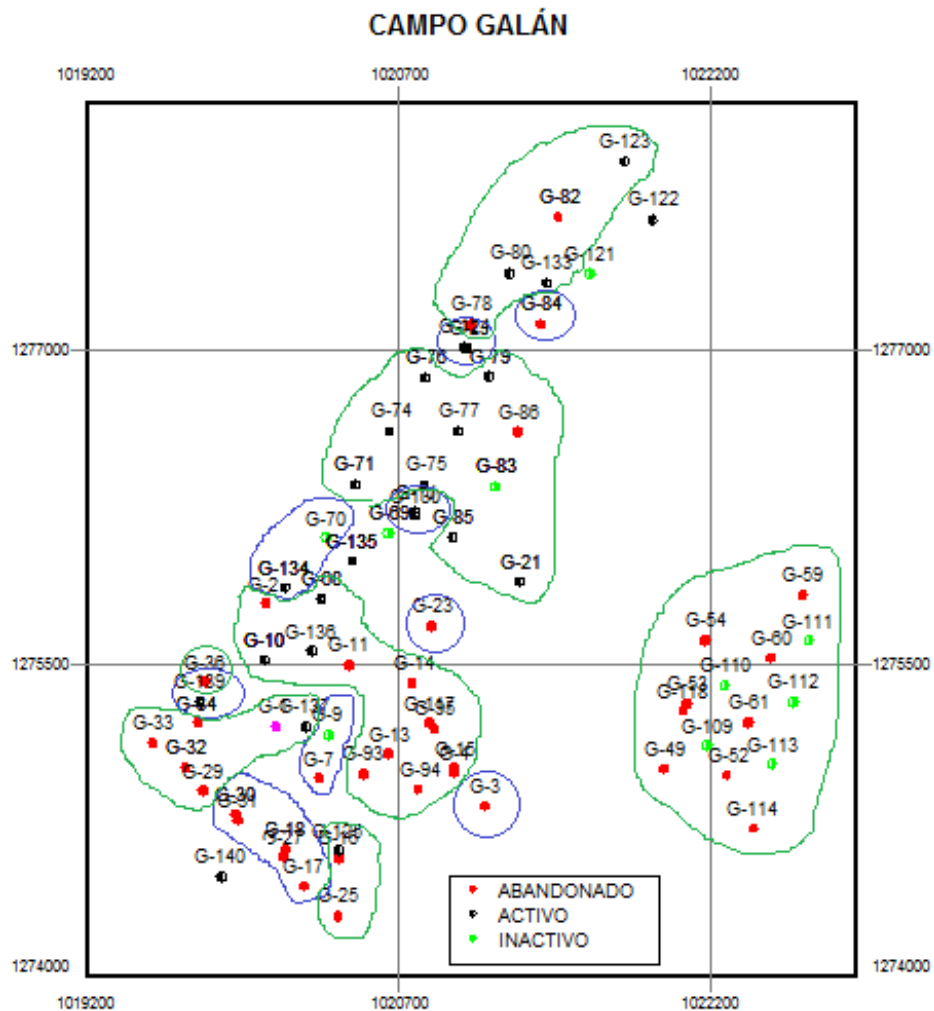
Prod. Oil Acumulado diario vs Espesor Neto			Prod. Oil Acumulado diario vs Tasa Máxima			Prod. Oil Acumulado diario vs Cap. Flujo			Prod. Oil Acumulado diario vs Cap. Almacen.		
1.- Alto Rendimiento			1.- Alto Rendimiento			1.- Alto Rendimiento			1.- Alto Rendimiento		
2.- Bajo Rendimiento			2.- Bajo Rendimiento			2.- Bajo Rendimiento			2.- Bajo Rendimiento		
Pozo	1	2	Pozo	1	2	Pozo	1	2	Pozo	1	2
G-74		*	G-74		*	G-74		*	G-74		*
G-75		*	G-75		*	G-75		*	G-75		*
G-76		*	G-76		*	G-76		*	G-76		*
G-77		*	G-77		*	G-77		*	G-77		*
G-78		*	G-78		*	G-78		*	G-78		*
G-79		*	G-79		*	G-79		*	G-79		*
G-80		*	G-80		*	G-80		*	G-80		*
G-82		*	G-82		*	G-82		*	G-82		*
G-83		*	G-83		*	G-83		*	G-83		*
G-84	*		G-84	*		G-84	*		G-84	*	
G-85		*	G-85		*	G-85		*	G-85		*
G-86		*	G-86		*	G-86		*	G-86		*
G-93		*	G-93		*	G-93		*	G-93		*
G-94		*	G-94		*	G-94		*	G-94		*
G-95		*	G-95		*	G-95		*	G-95		*
G-109		*	G-109		*	G-109		*	G-109		*
G-110		*	G-110		*	G-110		*	G-110		*
G-111		*	G-111		*	G-111		*	G-111		*
G-112		*	G-112		*	G-112		*	G-112		*
G-113		*	G-113		*	G-113		*	G-113		*
G-114		*	G-114		*	G-114		*	G-114		*
G-117		*	G-117		*	G-117		*	G-117		*
G-118		*	G-118		*	G-118		*	G-118		*
G-121	*		G-121		*	G-121		*	G-121		*
G-122		*	G-122	*		G-122		*	G-122		*
G-123		*	G-123		*	G-123		*	G-123		*
G-124	*		G-124	*		G-124		*	G-124		*
G-125		*	G-125		*	G-125		*	G-125		*
G-130		*	G-130		*	G-130		*	G-130		*
G-133		*	G-133		*	G-133		*	G-133		*
G-134	*		G-134		*	G-134	*		G-134	*	
G-135	*		G-135		*	G-135		*	G-135		*
G-136		*	G-136		*	G-136		*	G-136		*
G-137		*	G-137		*	G-137		*	G-137		*
G-139	*		G-139		*	G-139	*		G-139		*
G-140		*	G-140		*	G-140	*		G-140		*

Fuente: Los Autores.

Se encontraron cuatro zonas de “Alto Rendimiento”, una hacia la parte norte del campo, nueve (4) zonas al sur-occidente del campo, tres (3) zonas en el centro del campo y dos (2) al norte, encerradas en color azul (ver figura 60) en el siguiente mapa. En cuanto a las zonas de “Bajo Rendimiento” se encontraron siete (7) zonas, una (1) zona al norte del campo, una (1) central, cuatro (4) zonas en la parte sur – occidente y una (1) zona al sur – oriente del campo, encerradas en color verde (ver figura 60).

En cuanto a los pozos de “Alto Rendimiento”, ocho (8) están abandonados, dos (2) inactivo y cuatro (4) activos, se debe revisar los estados mecánicos para determinar las causas de su abandono e inactividad con el fin de mirar si es viable hacer los trabajos de workover o no.

Figura 60. Localización de las Zonas con Pozos de Alto y Bajo Potencial



Fuente: Los Autores.

4. GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN

Una vez conocido el desempeño del campo durante toda su vida productiva de la formación Mugrosa B y C, se pueden identificar esquemas de comportamiento de cada pozo que permitan sugerir algún tipo de alternativa que conlleve a la optimización de producción del campo Galán. Es de vital importancia tener en cuenta cada uno de los aspectos de las propuestas a generar, ya que esto reduce los errores al momento de tomar decisiones, con los resultados esperados.

Cumpliendo con el objetivo establecido para este trabajo, se tomaron todas las variables de estudio en el capítulo anterior, con el fin de generar las diferentes alternativas para el mejoramiento de la producción del campo Galán.

4.1. Operaciones de Workover

Uno de los principales objetivos de estudio de este proyecto es generar alternativas de aplicación de reacondicionamiento de pozos para optimizar la producción del campo Galán; Con el fin de llevar a cabo este análisis, se tuvo en cuenta ciertas variables que muestran las características tanto del yacimiento como el comportamiento de cada pozo. Entre estas variables se tiene:

- ✓ Análisis petrofísico.
- ✓ Forecast (Pronóstico de Producción).
- ✓ Gráficos de Comportamiento.
- ✓ Índice de Heterogeneidad (HI).
- ✓ Revisión de Estados Mecánicos.

Estas variables se tomaron del estudio ya hecho en el capítulo anterior.

4.1.1. Evaluación de las Propiedades Petrofísicas

Para los trabajos de reacondicionamientos de pozos, es de vital importancia conocer sus propiedades petrofísicas con el fin de hacer un análisis selectivo y comparativo de cada uno de los pozos, haciendo uso de la información; Las propiedades petrofísicas a evaluar fueron:

➤ Capacidad de Flujo

El producto entre la Permeabilidad y el Espesor Neto de la formación productora, muestra el aporte de fluido que puede proveer de aceite el yacimiento, por ello se realiza una clasificación de los pozos según su Capacidad de Flujo. Para la clasificación de los pozos, se tomaron valores de 1 a 5 en cada una de sus propiedades, siendo 1 el valor más malo y 5 el mejor, ubicados en el rango total del campo Galán.

Tabla 9. Clasificación de los Pozos según Capacidad de Flujo

CAPACIDAD DE FLUJO					
Puntaje	1	2	3	4	5
Rango	0 - 24399	24400 - 48799	48800 - 73199	73200 - 97599	97600 - 122000

Fuente: Los Autores.

➤ **Capacidad de Almacenamiento**

La Capacidad de Almacenamiento es la Porosidad por el Espesor Neto, según los datos petrofísicos de los pozos, se tabularon para su clasificación.

Tabla 10. Clasificación de los Pozos según Capacidad de Almacenamiento

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO					
Puntaje	1	2	3	4	5
Rango	0 – 23,79	23,8 – 47,59	47,6 – 71,39	71,4 – 95,19	95.2 - 119

Fuente: Los Autores.

➤ **Espesor Neto**

El Espesor Neto es de vital importancia para el estudio de la factibilidad de trabajos de Workover, puesto que esta propiedad indica que tan grande es el intervalo por donde fluye el fluido, por esto se evaluó en el cálculo de la Capacidad de Almacenamiento y en la Capacidad de Flujo.

Tabla 11. Clasificación de los Pozos según su Espesor Neto

ESPESOR NETO [ft]					
Puntaje	1	2	3	4	5
Rango	0 - 99	100 - 199	200 - 299	300 - 399	400 - 500

Fuente: Los Autores.

➤ **Tasa Máxima de Producción**

En vista de la importancia de la producción del campo Galán, se tomó una nueva variable que corresponde a la Tasa Máxima de la producción, y se generó una nueva tabla comparativa.

Tabla 12. Clasificación de los Pozos según su Tasa Máxima de Producción

TASA MAXIMA DE PRODUCCION [bb/d]					
Puntaje	1	2	3	4	5
Rango	0 - 136,39	136,4 - 272,79	272,8 - 409,19	409,2 - 545,59	545,6 - 682

Fuente: Loa Autores.

Ya con los criterios de selección de cada una de las variables seleccionadas, se tabulan estas propiedades petrofísicas correspondientes a cada uno de los 74 pozos del campo Galán, realizando la clasificación respectiva. Con el fin de evaluar los pozos, se llevó a cabo la sumatoria de cada uno de los puntajes.

Se encontró que el promedio de todos los pozos es de 8,45 y dando un rango al error por la calidad de los datos, se toma un nuevo valor de 9 para aquellos pozos que estén igual o superior a este valor (9) se clasifiquen como “Buenos” con respecto a todas las propiedades petrofísicas y para los que no cumplan con este valor, es decir que estén por debajo, se clasifiquen como “Regulares”.

En la siguiente tabla se encuentran cada uno de las variables y sus respectivos valores para el análisis petrofísico, de igual forma, se encuentran cada uno de los pozos, sus calificaciones y su puntaje total para la clasificación

Tabla 13. Evaluación del Comportamiento de las Propiedades Petrofísicas para los Pozos del Campo Galán

Pozo	Hneto [ft]	K*Hneto	ϕ *Hnet	Tasa Máx. de Prod. [bbl/d]	Hneto [ft] Puntaje	K*Hneto Puntaje	ϕ *Hnet Puntaje	Tasa Máx. de Prod. Puntaje	Puntaje Total	Calificación
GALN0001	167	40.748	40	166	2	2	2	2	8	Regular
GALN0001J	172	2.774	17	265	2	1	1	2	6	Regular
GALN0002	153	37.332	36	172	2	2	2	2	8	Regular
GALN0002J	116	5.781	11	204	2	1	1	2	6	Regular
GALN0003	266	64.904	63	644	3	3	3	5	14	Bueno
GALN0004	500	122.000	119	47	5	5	5	1	16	Bueno
GALN0007	453	110.532	107	281	5	5	5	3	18	Bueno
GALN0009	273	66.612	65	682	3	3	3	5	14	Bueno
GALN0010	437,56	106.765	104	127	5	5	5	1	16	Bueno
GALN0011	204	49.776	48	410	3	3	3	4	13	Bueno
GALN0013	157	38.308	37	391	2	2	2	3	9	Bueno
GALN0014	176	42.944	42	197	2	2	2	2	8	Regular
GALN0015	179	43.676	42	323	2	2	2	3	9	Bueno
GALN0016	66	16.104	16	634	1	1	1	5	8	Regular
GALN0017	207	50.508	49	631	3	3	3	5	14	Bueno
GALN0018	243	59.292	58	250	3	3	3	2	11	Bueno
GALN0021	78	19.032	18	202	1	1	1	2	5	Regular
GALN0023	152	37.088	36	251	2	2	2	2	8	Regular
GALN0025	292	71.248	69	514	3	3	3	4	13	Bueno
GALN0027	324	79.056	77	275	4	4	4	3	15	Bueno
GALN0029	275	67.100	65	212	3	3	3	2	11	Bueno
GALN0030	341,51	83.328	81	170	4	4	4	2	14	Bueno
GALN0031	235	57.340	56	142	3	3	3	2	11	Bueno
GALN0032	299,1	72.980	71	122	3	3	3	1	10	Bueno
GALN0033	212	51.728	50	227	3	3	3	2	11	Bueno
GALN0034	356,49	86.984	84	274	4	4	4	3	15	Bueno

Pozo	Hneto [ft]	K*Hneto	ϕ *Hnet	Tasa Max. de Prod. [bbl/d]	Hneto [ft] Puntaje	K*Hneto Puntaje	ϕ *Hnet Puntaje	Tasa Max. de Prod. Puntaje	Puntaje Total	Calificacion
GALN0036	189	46.116	45	113	2	2	2	1	7	Regular
GALN0049	48	11.712	11	79	1	1	1	1	4	Regular
GALN0052	55	13.420	13	82	1	1	1	1	4	Regular
GALN0053	86	20.984	20	423	1	1	1	4	7	Regular
GALN0054	62	15.128	15	176	1	1	1	2	5	Regular
GALN0059	23	5.612	5	205	1	1	1	2	5	Regular
GALN0060	56	13.664	13	96	1	1	1	1	4	Regular
GALN0061	103	25.132	24	203	2	2	2	2	8	Regular
GALN0068	233	42.471	51	116	3	2	3	1	9	Bueno
GALN0069	325,21	78.515	77	94	4	4	4	1	13	Bueno
GALN0070	423	55.980	82	156	5	3	4	2	14	Bueno
GALN0071	384	55.972	72	158	4	3	4	2	13	Bueno
GALN0074	265	45.734	50	148	3	2	3	2	10	Bueno
GALN0075	122	15.172	21	644	2	1	1	5	9	Bueno
GALN0076	276	67.344	65	63	3	3	3	1	10	Bueno
GALN0077	200	43.236	43	254	3	2	2	2	9	Bueno
GALN0078	145	16.462	26	11	2	1	2	1	6	Regular
GALN0079	243,07	59.309	58	164	3	3	3	2	11	Bueno
GALN0080	248	60.512	59	143	3	3	3	2	11	Bueno
GALN0082	88,76	21.657	21	109	1	1	1	1	4	Regular
GALN0083	302,28	73.365	71	65	4	4	3	1	12	Bueno
GALN0084	230,37	56.210	55	618	3	3	3	5	14	Bueno
GALN0085	67	16.348	16	98	1	1	1	1	4	Regular
GALN0086	46	11.224	11	196	1	1	1	2	5	Regular
GALN0093	106	25.864	25	70	2	2	2	1	7	Regular
GALN0094	94	22.936	22	90	1	1	1	1	4	Regular
GALN0095	150	36.600	36	39	2	2	2	1	7	Regular

Pozo	Hneto [ft]	K*Hneto	ϕ *Hnet	Tasa Max. de Prod. [bbl/d]
GALN0109	52	12.688	12	48
GALN0110	86	20.984	20	58
GALN0111	44	10.736	10	11
GALN0112	70	17.080	17	52
GALN0113	27	6.588	6	24
GALN0114	47	11.468	11	49
GALN0117	70	17.080	17	50
GALN0118	40	9.760	9	255
GALN0121	204	18.686	44	203
GALN0122	129	11.442	28	255
GALN0123	87	8.836	19	138
GALN0124	173	4.673	14	282
GALN0125	85	8.989	20	89
GALN0130	129	2.270	13	101
GALN0133	81	16.906	18	120
GALN0134	350	80.794	82	121
GALN0135	258,19	16.307	45	141
GALN0136	93	20.857	22	168
GALN0137	81	5.134	16	146
GALN0139	185	45.140	44	93
GALN0140	132	32.208	31	96

Hneto [ft] Puntaje	K*Hneto Puntaje	ϕ *Hnet Puntaje	Tasa Max. de Prod. Puntaje
1	1	1	1
1	1	1	1
1	1	1	1
1	1	1	1
1	1	1	1
1	1	1	1
1	1	1	1
1	1	1	2
3	1	2	2
2	1	2	2
1	1	1	2
2	1	1	3
1	1	1	1
2	1	1	1
1	1	1	1
4	4	4	1
3	1	2	2
1	1	1	2
1	1	1	2
2	2	2	1
2	2	2	1

Puntaje Total	Calificacion
4	Regular
4	Regular
4	Regular
4	Regular
4	Regular
4	Regular
4	Regular
5	Regular
8	Regular
7	Regular
5	Regular
7	Regular
4	Regular
5	Regular
4	Regular
13	Bueno
8	Regular
5	Regular
5	Regular
7	Regular
7	Regular

Promedio	8,44594595
-----------------	------------

Fuente: Los Autores.

4.1.2. Pozos Candidatos para los Trabajos de Workover

Con la clasificación antes mencionada de cada uno de los pozos y sus comportamientos según cada propiedad que se evaluó, se busca integrar todos estos criterios para los pozos candidatos a trabajos de Workover, aclarando que no es necesario que los pozos que presentan un alto valor en su clasificación de las mejores propiedades petrofísicas sean los seleccionados para candidatos a estos trabajos de reacondicionamientos; por esto es necesario una organización adecuada de las cualidades de cada pozo para su interpretación.

Inicialmente se presentó una agrupación de los pozos según sus propiedades petrofísicas, de esta manera se clasificaron en “Bueno” y “Regular” en la sección “Petrofísica” del análisis para la selección de cada pozo.

Luego de esta selección, se tuvo en cuenta las Reservas y el Caudal Inicial estimado anteriormente mediante las curvas de declinación (DCA) en cada uno de los pozos, mostrando un pronóstico completo de las mayores reservas que presente cada pozo, es importante aclarar que ningún trabajo de reacondicionamiento de pozo tiene como motivo incrementar las reservas de hidrocarburos que se tienen en el campo Galán, de manera que tan sólo se busca obtener una aceleración en la producción de aceite.

Evaluando las reservas, se asegura en primera instancia que aquellos pozos que no poseen reservas no son tema de estudio para este proyecto, es decir sus reservas son cero (0), y en segunda instancia, los pozos que poseen altas reservas de petróleo, podrán cubrir las inversiones que representan cada uno de los trabajos a efectuar en un tiempo determinado. Para hacer estas estimaciones se tomaron los pozos que posean igual o por encima de unas reservas de 30.000 [Bbls].

Se clasifican los pozos según los mapas de Comportamiento e Índices de Heterogeneidad para ser evaluados, incluyendo el estado actual de cada uno de los pozos del campo Galán.

En la siguiente tabla, se presentan todos los criterios de selección tenidos en cuenta para tomar los pozos candidatos a estudio en trabajos de Workover, los cuales se pretende mejorar el caudal de producción, en trabajos tales como cañoneos, re-cañoneos y estimulaciones.

Tabla 14. Selección de Pozos Candidatos a Trabajos de Workover

Pozo	Petrofísica	Pronóstico		Comportamiento		Indice de Heterogeneidad				Estado
		Reservas [bb]l	Qi [bb]l/]	Alto Rendimiento	Bajo Rendimiento	HO - HW	HO - LW	LO - HW	LO - LW	
GALN0001J	Regular	209.183	143,3	*		*				Activo
GALN0002J	Regular	5.275	20,3		*	*				Activo
GALN0004	Bueno	5.558	6,9		*			*		Abandonado
GALN0009	Bueno	38.132	9,5	*			*			Inactivo
GALN0010	Bueno	143.856	32,2		*			*		Activo
GALN0015	Bueno	25.331	6,3		*			*		Abandonado
GALN0021	Regular	6.594	5,3		*			*		Activo
GALN0023	Regular	13.942	16,9	*			*			Abandonado
GALN0030	Bueno	639	5,5	*			*			Abandonado
GALN0032	Bueno	11.584	14,9		*				*	Abandonado
GALN0049	Regular	1.245	5,3		*			*		Abandonado
GALN0053	Regular	1.591	6,8			*				Abandonado
GALN0068	Bueno	17.792	10		*			*		Activo
GALN0070	Bueno	140.106	22,3	*			*			Inactivo
GALN0071	Bueno	97.358	20,7		*				*	Activo
GALN0074	Bueno	84.034	16,8		*			*		Activo
GALN0075	Bueno	73.012	12,4		*			*		Activo
GALN0076	Bueno	41.040	16,1		*			*		Activo
GALN0077	Bueno	244.003	42,1		*				*	Activo
GALN0079	Bueno	21.324	15,7		*			*		Activo
GALN0080	Bueno	140.574	26,9		*			*		Activo

Pozo	Petrofísica	Pronóstico		Comportamiento		Índice de Heterogeneidad				Estado
		Reservas [bbl]	Qi [bbl/]	Alto Rendimiento	Bajo Rendimiento	HO - HW	HO - LW	LO - HW	LO - LW	
GALN0084	Bueno	272.020	48	*		*				Abandonado
GALN0085	Regular	20.869	12,2		*			*		Activo
GALN0094	Regular	528	6,6		*		*			Abandonado
GALN0095	Regular	1.065	7,1		*			*		Abandonado
GALN0109	Regular	46.686	8		*			*		Inactivo
GALN0110	Regular	10.919	14,3		*			*		Inactivo
GALN0111	Regular	38.818	5,5		*			*		Inactivo
GALN0121	Regular	190.190	35,7				*			Inactivo
GALN0122	Regular	238.657	34,1				*			Activo
GALN0123	Regular	49.723	18,2		*			*		Activo
GALN0124	Regular	288.128	96,3	*			*			Activo
GALN0125	Regular	31.935	11,3		*				*	Activo
GALN0130	Regular	5.526	12		*		*			Activo
GALN0133	Regular	150.386	50,9		*		*			Activo
GALN0134	Bueno	15.667	23,7	*			*			Activo
GALN0135	Regular	54.022	32,6				*			Activo
GALN0136	Regular	14.775	21,5		*	*				Activo
GALN0137	Regular	166.257	57,4		*	*				Activo
GALN0139	Regular	27.631	29,5	*			*			Activo
GALN0140	Regular	14.692	19,1				*			Activo

Fuente: Los Autores.

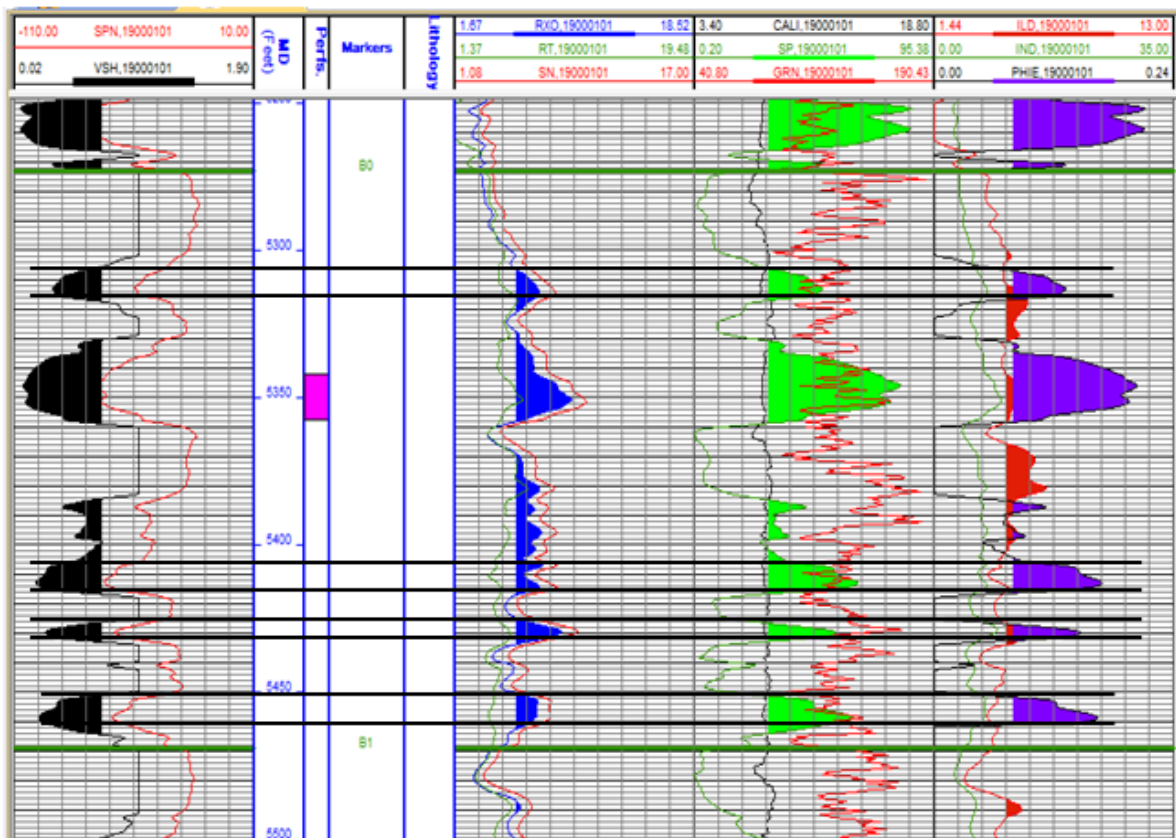
Teniendo en cuenta las propiedades anteriormente calculadas y evaluadas, así como la revisión de cada uno de los estados mecánicos en cada pozo, y los eventos que desde los inicios de producción del campo se han registrado y han afectado de una u otra forma la producción de petróleo en el activo, mostrando así los pozos de estudio para trabajos de Workover. Los trabajos a realizar son:

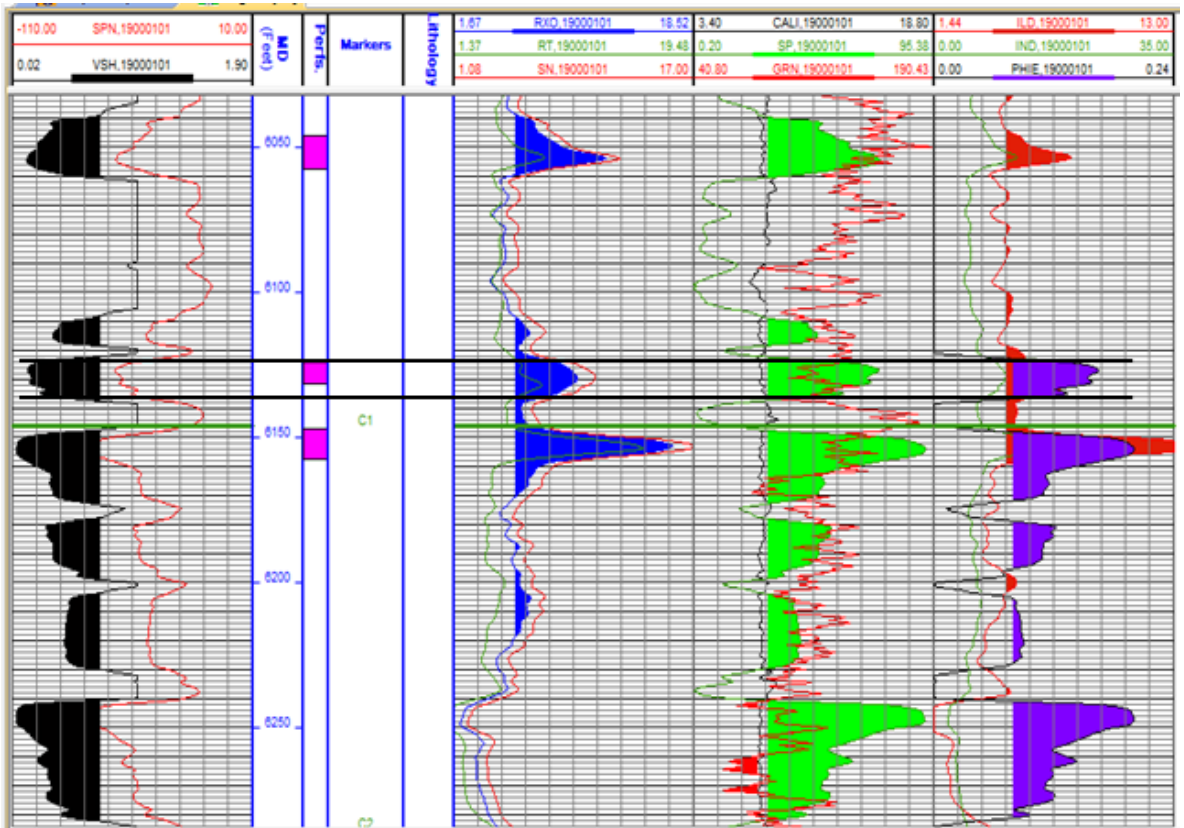
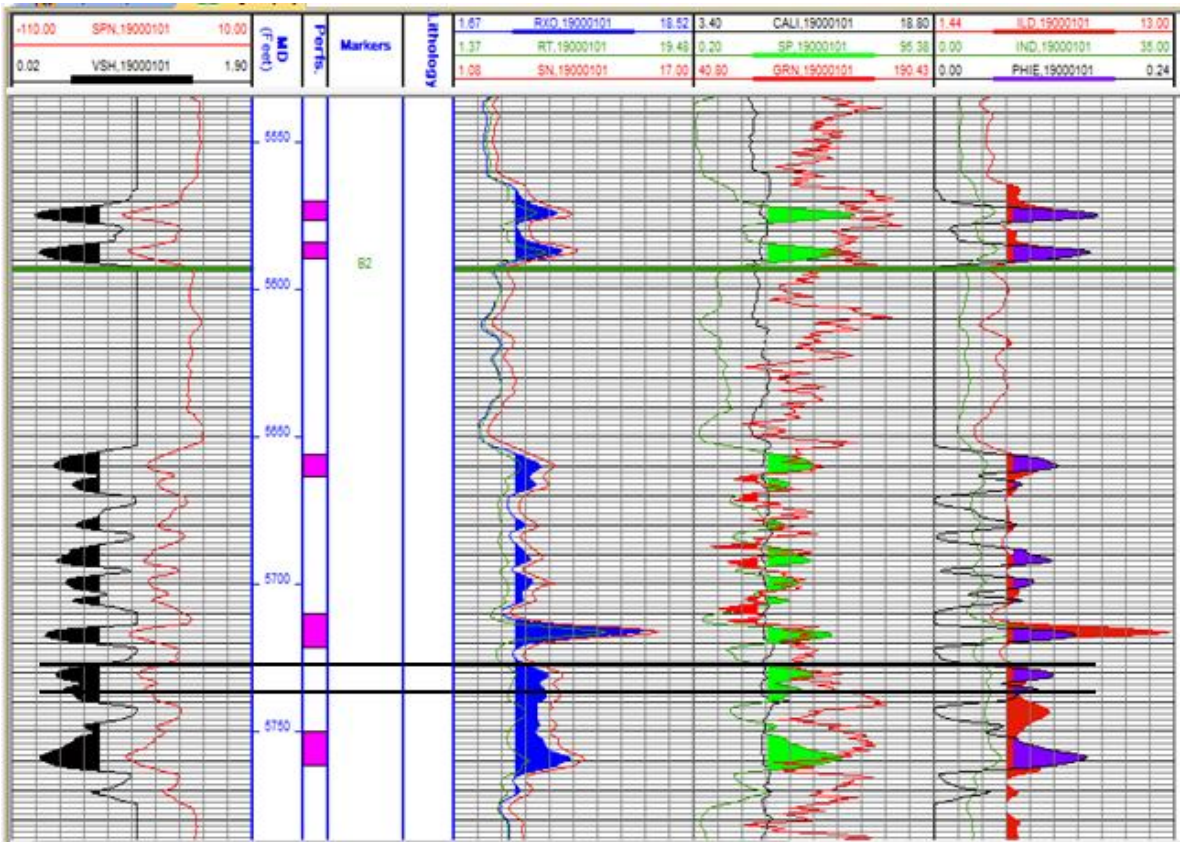
➤ **Cañoneos y Recañoneos**

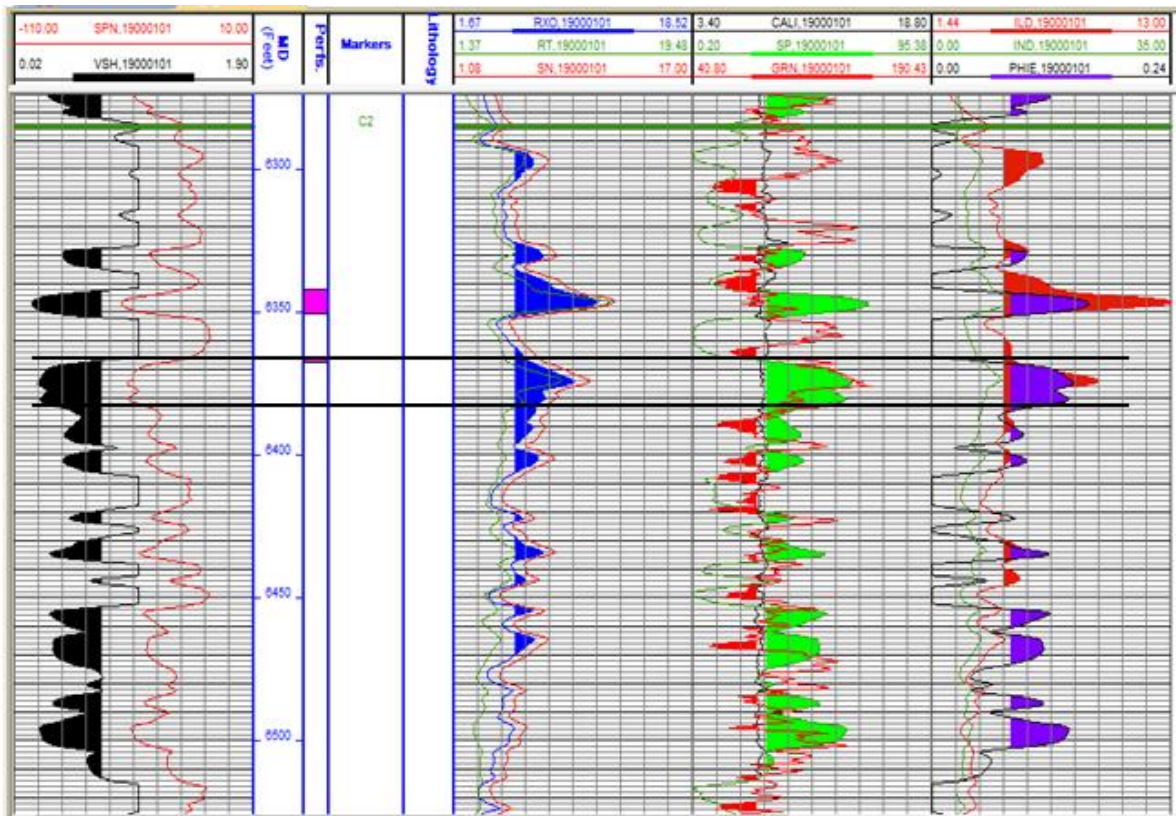
Los pozos que posean una buena petrofísica, con reservas considerables, teniendo en cuenta el rango antes mencionado, cuyo caudal sea relativamente bajo, y se encuentren en su estado mecánico viables para un reacondicionamiento, serán catalogados para trabajos de cañoneos y recañoneos. Los pozos que presentan estas condiciones son, G-10, G-70, G-75.

A continuación se presenta un esquema de uno de los pozos (G-75) como ejemplo para mostrar la manera como se tomaron los intervalos a cañonear y recañonear, éstos esquemas se analizaron en OFM en la aplicación de **ANALISYS – WELL LOG**. Cabe resaltar que este procedimiento se hizo para cada uno de los pozos que se seleccionaron para este tipo de trabajo.

Figura 61. Esquema de Registros para Cañoneo y Recañoneo







Fuente: Software Oil Field Manager Production.

➤ **Retirar Pescado**

Hay pozos que a pesar de tener buenas características de producción son inactivos por contener residuos de perforación dentro de él, este es el caso del pozo G – 70, que al presentar buenas propiedades en cada uno de los criterios de estudio, pero al tener un pescado, se encuentra inactivo. El pescado consta de 48 tubos de 3 1/2 pulgadas, con tope a 2.569 [pies] (pin de 3 ½ [pulgadas] en la punta).

➤ **Evaluación y Aislamiento de Zonas Acuíferas**

Se presentan pozos que producen mayor cantidad de agua que de aceite, y al tener buenas características de producción, no se puede aprovechar el potencial que el pozo tiene. Según el análisis hecho en el capítulo anterior los pozos que ostentan este problema son: G – 10, G – 74, G – 75 y G-121. Lo que se propone para estos pozos es una evaluación y aislamiento de las arenas productoras de agua con el fin de reducir el Bsw y aumentar el caudal de aceite.

➤ Trabajo de Estimulación

Se postula al pozo G – 71 para una estimulación

Los criterios que se tomaron en cuenta para realizar dichos trabajos a este pozo fue el estado actual del pozo, un índice de declinación bajo, mostrando un caudal de aceite aceptable y reservas considerables, es decir que no esté tan depletado pero que tampoco esté en su tope máximo de producción, logrando así éxito en este trabajo. Es importante aclarar que a este campo se le han realizado anteriormente trabajos de estimulación, obteniendo buenos resultados.

➤ Lavado de arena

En el campo Galán se presentan pozos que se arenan fácilmente y debido a esto disminuye su producción de aceite a pesar que sus reservas son relativamente buenas, es el caso del pozo G – 9, que tiene buenas características pero su estado mecánico muestra un liner ranurado de 3^{1/2}" y con arena 8 – 12. Se propone un lavado de arena hasta el fondo, estudiar su comportamiento y si es viable aislar las zonas acuíferas, si no llega a funcionar oficializar su abandono.

Este tipo de análisis se realizó a todos los pozos tabulados, dejando viable los pozos anteriormente mencionados. Por otro lado, cabe resaltar que este tipo de análisis arrojaría mejores resultados en campos donde el desempeño de su producción no ha sufrido extensas alteraciones como es el caso de éste, aunque es muy valioso cualquier aporte que se logre obtener y que pueda llevar a optimizar la producción.

4.2. Localización de Pozos Infill

De acuerdo con los objetivos establecidos para este proyecto, se empleó el análisis hecho con el fin de ubicar los nuevos pozos Infill, con la principal función de incrementar la producción del campo Galán.

4.2.1. Criterios para la Selección

Con el fin de ubicar nuevas estrategias para la recuperación del aceite en el campo Galán y de drenar la mayor cantidad de aceite para aumentar de esta forma la producción en el activo en las zonas con un buen potencial, se desarrolló un método que consiste en ubicar todas las zonas que cumplan con los siguientes requisitos, ubicándolos en el mapa y resaltando los espacios para la selección de pozos infill.

- ✓ Espaciamiento entre pozos.
- ✓ Bajo BSW.

- ✓ Buena Capacidad de Flujo.
- ✓ Buena capacidad de Almacenamiento.
- ✓ Buen número de Reservas.

De acuerdo con los resultados observados durante el análisis, se diseñó la siguiente tabla, ubicando numéricamente rangos para lo evaluado con un color específico a cada variable en los mapas de grilla.

Tabla 15. Tabla de Criterios de Selección de Zonas para Perforación Infill

	Reservas	Bsw	ϕ * Hneto	K * Hneto
	0	0	5,45	2.270,40
	66.456,27	0,2	23,7	24.400
	132.912,54	0,4	47,4	48.800
	199.368,81	0,6	71,1	73.200
	265.825,08	0,8	94,8	97.600
	332.281,35	1	118,5	122.000

Fuente: Los Autores

De la tabla anterior se seleccionan las zonas que cumplan con los siguientes requisitos a cada una de las variables.

- ✓ Bajo BSW. Por debajo del 50%.
- ✓ Buena Capacidad de Flujo. Por encima de 26.216,32.
- ✓ Buena capacidad de Almacenamiento. Por encima de 28,06.
- ✓ Buen número de Reservas. Por encima de 132.912,532 [Bbls].

Es decir, en el mapa de grilla del Bsw se observa los colores que están por debajo del 50%, colores que cumplen son el rojo, verde y azul.

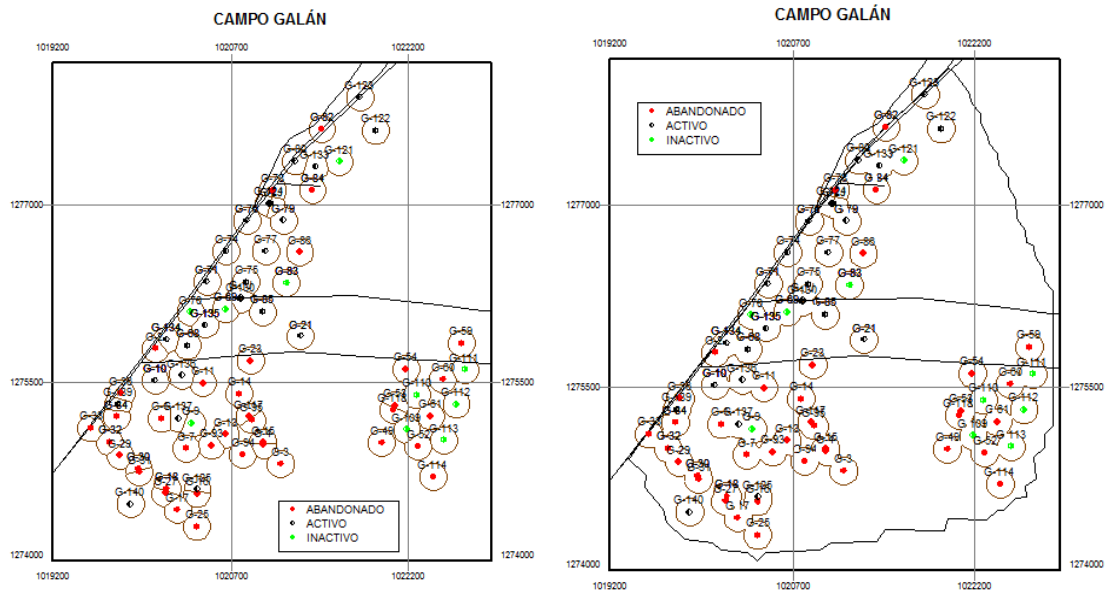
4.2.2. Selección de Areas y Ubicación de Pozos Infill

De acuerdo a lo antes mencionado, se crearon en el software OFM cada uno de los mapas de grilla y sus características respectivas de los criterios a seguir. Para llevar a cabo este análisis, se realizó una superposición con cada una de las áreas seleccionadas de los mapas de grilla, procedimiento que se efectuó con ayuda del Software.

➤ Espaciamiento entre Pozos

En la siguiente figura, se visualizan los espacios libres entre cada uno de los pozos del Campo Galán. Estas áreas se obtuvieron mediante el uso de la aplicación Annotation, teniendo en cuenta los voronoi de 10 [acres].

Figura 62. Mapa de Grilla del Espaciamiento entre Pozos, para Voronoi de 10 [acres]



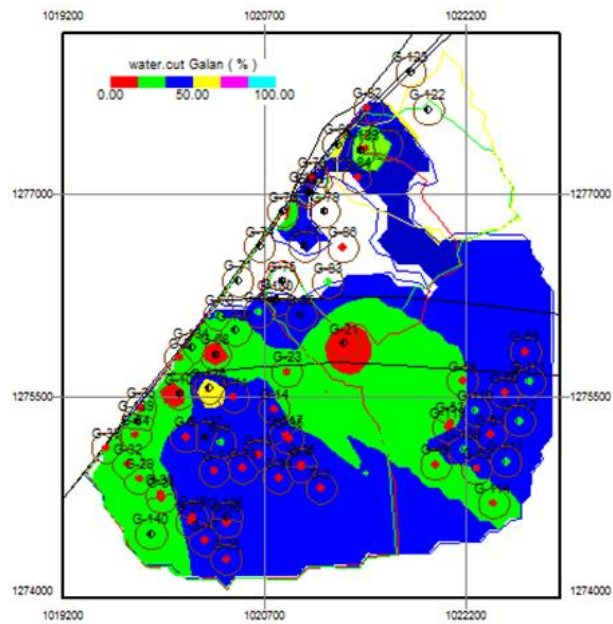
Fuente: Los Autores.

En las anteriores figuras, se observa el mapa base, un antes y un después de la delimitación, área donde se va a realizar el estudio para la selección de los pozos infill.

➤ Bajo BSW

El siguiente paso es ubicar la zona que cumpla con el requisito de un bajo Bsw, calculado mediante el uso de un mapa de grilla, mapa que se seleccionó con el área ya establecida. Esta área .ga, fue convertida a un archivo .ano, el cual se carga al mapa base por medio de la aplicación Annotation. En la siguiente figura se muestra el resultado del procedimiento antes mencionado.

Figura 63. Mapa de Grilla de Distribución del BSW



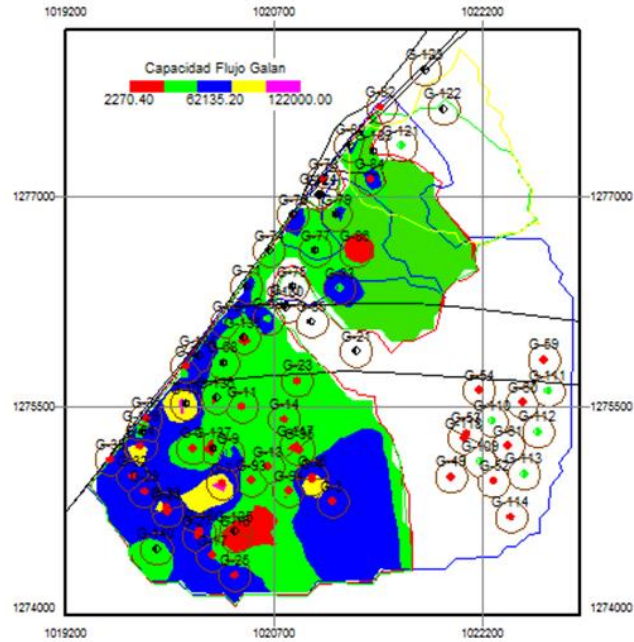
Fuente: Los Autores.

Se puede observar, que el área delimitada por un bajo Bsw, esta delineada con un color azul, tomando de la paleta de colores: rojo, verde y azul.

Siguiendo con los criterios de selección, las siguientes figuras que corresponden a la Capacidad de Flujo y a la Capacidad de Almacenamiento, se escogen las zonas donde presenten un mejor comportamiento.

➤ Buena Capacidad de Flujo

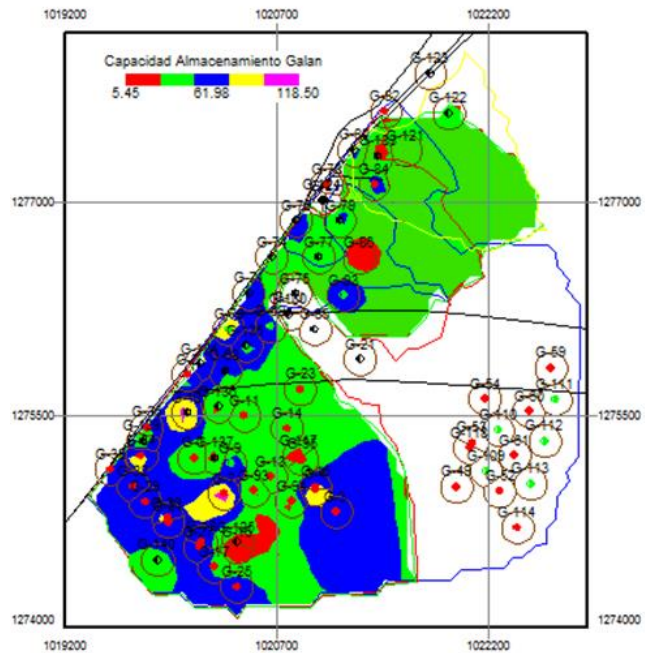
Figura 64. Mapa de Grilla de Capacidad de Flujo



Fuente: Los Autores.

➤ Buena Capacidad de Almacenamiento

Figura 65. Mapa de Grilla de la Capacidad de Almacenamiento

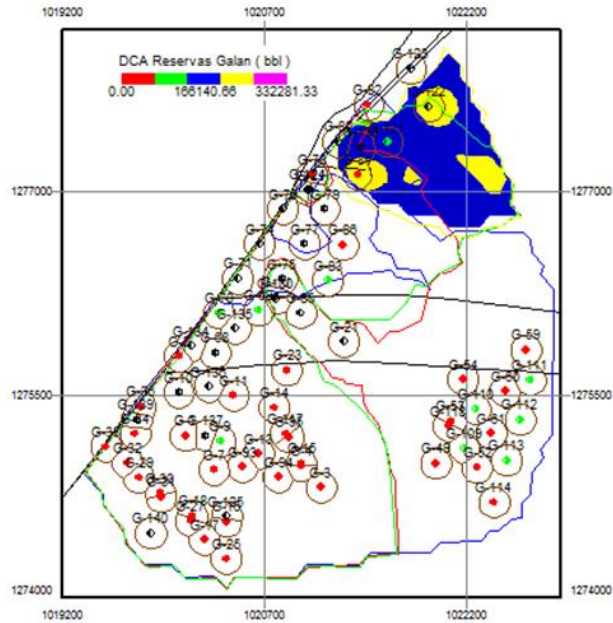


Fuente: Los Autores.

Para el último criterio de selección se hace referencia a la cantidad de reservas existentes en el yacimiento, en la siguiente figura se muestra la ubicación de las mejores zonas.

➤ **Buen número de Reservas**

Figura 66. Mapa de Grilla de las Reservas

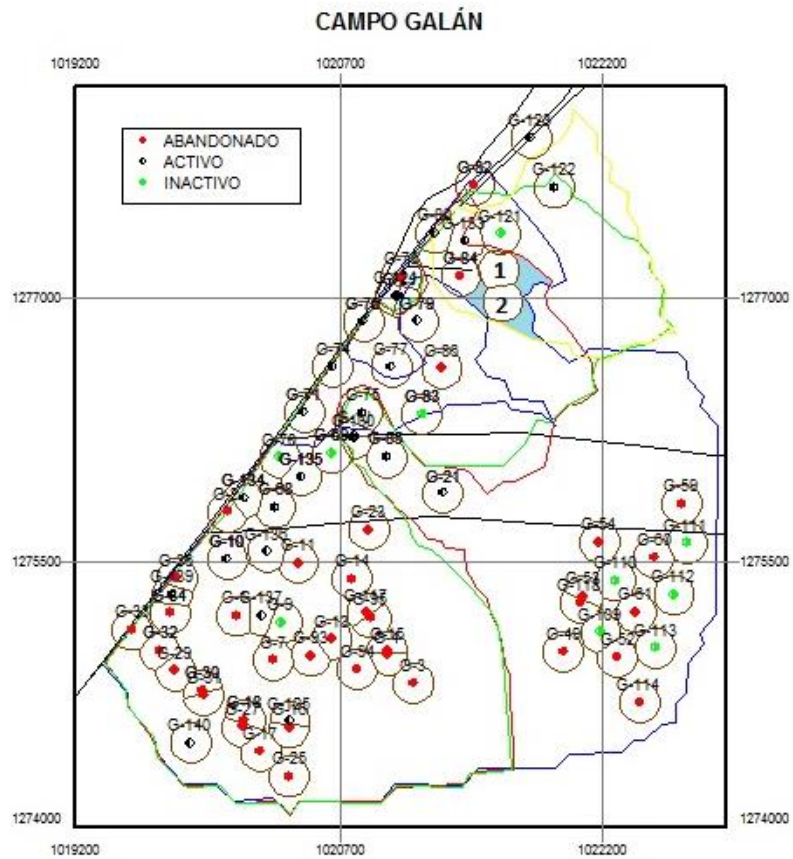


Fuente: Los Autores.

La línea de color amarillo delimita la zona azul, área que presenta la mejor zona de reservas en el yacimiento.

De esta manera se observa cada una de las áreas correspondientes a los criterios de estudio (archivos de extensión .ano), líneas que encierran las nuevas áreas, en donde se realiza una superposición de estas en el mapa base del Campo Galán, dejando ver una área en común entre todas las áreas superpuestas y así ubicar los pozos Infill como se muestra en la siguiente figura.

Figura 68. Mapa de la Ubicación de los Pozos Infill



Fuente: Los Autores.

Como se puede ver en la figura, se observan los dos pozos ya ubicados en el mapa dentro de la zona seleccionada. Ahora se procede a evaluar cada pozo, destacando las principales características de cada uno de ellos, generando la siguiente tabla.

Tabla 16. Características de los Pozos Infill

VARIABLE	POZO 1	POZO 2
Coordenada X	1.021.612,748	1.021.632,494
Coordenada Y	1.277.161,958	1.276.984,142
Capacidad de flujo	33.844,590	37.620,471
Capacidad de almacenamiento	41,473	41,656
Bsw [%]	40,100	50,800
Qi (BPPD) (Ponderación Forecast)	40,75	33,31
Qi (BPPD) (Ponderación Optimista)	305,62	350,24
Qi (BPPD) (Valor medio)	173,18	191,78
Di (M.n)	0,006287000	0,008200000
Di (Anual)	0,075444	0,098400
Coefficiente B	0,895000000	0,767000000
Reservas (Bbls) (Forecast)	181.709,133	164.150,132
Reservas (Bbls) (Optimista)	1.343.491,18	1.359.539,408
Reservas (Bbls) (Medio)	761.335,114	744.439,435

Fuente: Los Autores.

Esta tabla se obtuvo mediante el uso de la aplicación Grid Cell Value, hecha con cada una de los mapas de grid donde se visualizan estas propiedades. Esta aplicación es muy confiable, pues utiliza un valor ponderado y lo distribuye en toda el área de interés, de tal manera que hace fácil la obtención de estos valores.

Al tomar los caudales iniciales como valores representativos a la hora de tener respuestas a las reservas estimadas para cada uno de los escenarios de estudio, en cuanto al primer caso, este valor que se toma del FORECAST, caudal obtenido a partir del pronóstico de la producción realizado a partir del mes de Octubre del año 2012; para el caso optimista se realizó una ponderación entre los caudales de producción obtenidos en el momento de la perforación y para el último caudal de estudio. Para el caudal inicial medio, se obtuvo del promedio de los valores del Forecast y del optimista, dato que se va a trabajar en el análisis financiero.

Otra de las alternativas que se propone, es realizar un pozo remplazo al Galán 84, ya que éste pozo cuenta con buenas características de producción, pero por motivos de daño mecánico (daño en el revestimiento) fue abandonado. A continuación se muestran las características del pozo G – 84.

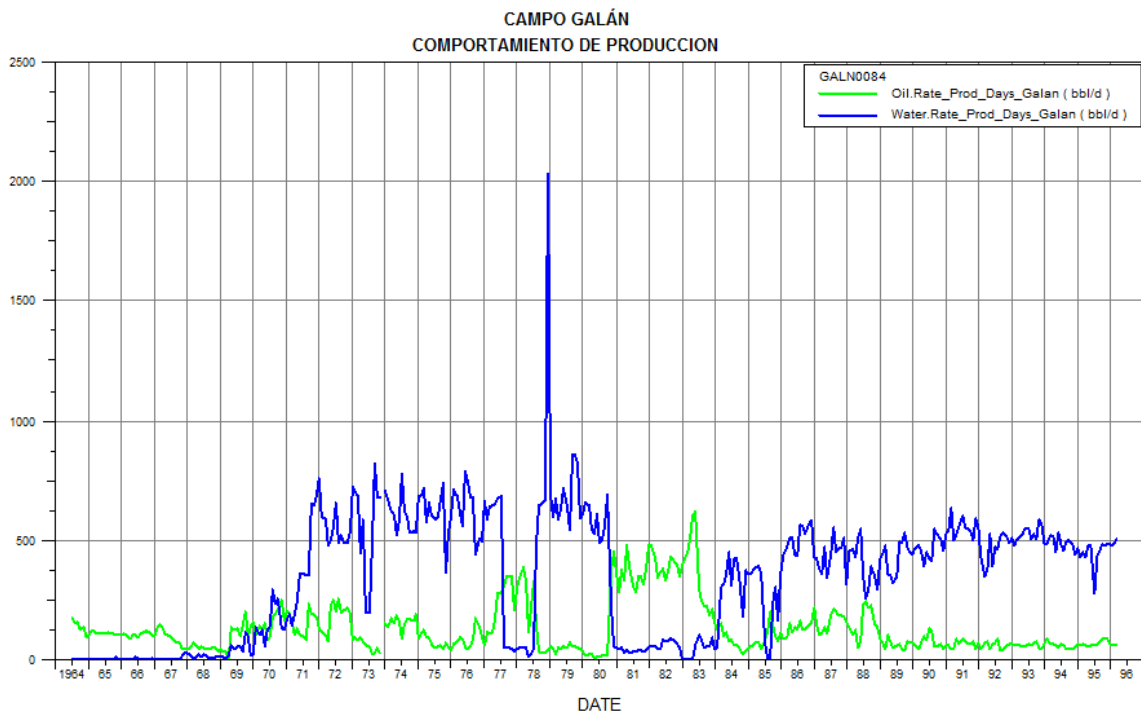
Tabla 17. Características del Pozo Galán 84

Coeficiente B	1,000
Indice de Declinación (Di)	0,00262
Qi [bbl/d]	48
Producción Aceite Acumulado [bbl]	1.440.036
Reservas [bbl]	272.020
EUR [bbl]	1.712.056
Porcentaje de Depletación [%]	84
Hneto [ft]	230,37
Porosidad [frac.]	0,24
K [mD]	244
Hnet * K	56210,28
Hnet * ϕ	55,29
Tasa Máxima de Prod. [bbl/d]	618
SOI	0.71
SWI	0.29
Estado Actual del Pozo	Abandonado

Fuente: Los Autores.

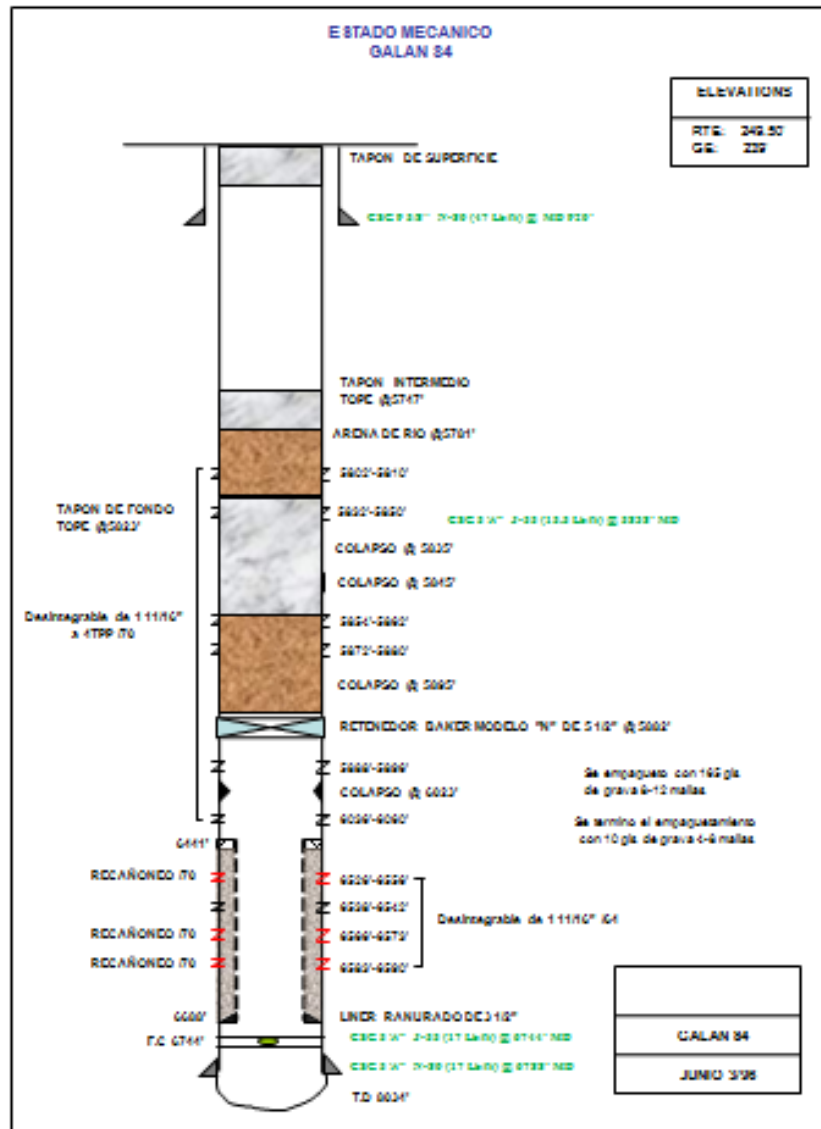
Las siguientes figuras muestran el comportamiento de producción del pozo G – 84.

Figura 69. Comportamiento de la Producción del Pozo Galán 84



Fuente: Los Autores.

Figura 70. Estado Mecánico de Galán 84



Fuente: ECOPETROL S.A.

Como a éste pozo no se le puede realizar ningún trabajo de workover, estimulación ni fracturamiento entre otras, se decide efectuar un pozo reemplazo que permita aprovechar cada una de las propiedades de éste, ayudando de esta forma a la optimización de la producción del campo Galán. A continuación se presenta una tabla con las coordenadas del pozo reemplazo y sus características.

Tabla 18. Características del Pozo Reemplazo

VARIABLES	POZO REMPLAZO (G-84)
Coordenada X	1.021.426,19
Coordenada Y	1.277.164,72
Capacidad de Flujo	48.644,21
Capacidad de Almacenamiento	49,1024
Bsw [%]	59,5
Qi (BPPD) (Ponderación Forecast)	48,00
Qi (BPPD) (Ponderación Optimista)	457,41
Qi (BPPD) (Valor medio)	252,71
Di (M.n)	0,0026200
Di (Anual)	0,03144000
Coficiente B	1,000000
Reservas (Bbls) (Forecast)	271.851,475
Reservas (Bbls) (Optimista)	1.402.145,41
Reservas (Bbls) (Medio)	836.998,44

Fuente: Los Autores.

5. EVALUACION FINANCIERA

Un análisis económico se centra, fundamentalmente, en la valoración de la situación económica y financiera existente y en los riesgos implícitos de corto a medio plazo, identificando la naturaleza que afectan a la economía, sus efectos sobre el comportamiento de los costes y de los precios.

Es de vital importancia determinar la factibilidad de la aplicación de los trabajos sugeridos en el campo Galán y la viabilidad del proyecto, siendo así necesario desarrollar modelos económicos con los respectivos indicadores económicos, indicadores que buscan minimizar el riesgo de la inversión y costos tanto al operador como para el inversionista

Al evaluar el proyecto, es preciso conocer el comportamiento de los flujos de dinero y la recuperación de la inversión, es decir, el valor del dinero en el tiempo; criterios que se tienen en cuenta para el análisis son: la Tasa Interna de Retorno y el Valor Presente Neto, clasificando así las propuestas establecidas en el proyecto.

5.1. Flujo de caja¹⁰

La proyección del flujo de caja constituye uno de los elementos más importantes del estudio de un proyecto, ya que la evaluación del mismo se efectuará sobre los resultados que en ella se determinen.

El problema más común asociado a la construcción de un flujo de cada es que existen diferentes flujos para diferentes fines: para medir la rentabilidad del proyecto, otro para medir la rentabilidad de los recursos propios y un tercero para medir la capacidad de pago frente a los préstamos que ayudaron a su financiación.

El flujo de caja de cualquier proyecto se compone de cuatro elementos básicos: **a.)** los egresos iniciales de fondo, **b.)** los ingresos y egresos de operación, **c.)** el momento en que ocurren estos ingresos y egresos, **d.)** el valor de desecho o salvamento del proyecto.

Los egresos iniciales corresponden al total de la inversión inicial requerida para la propuesta en marcha del proyecto. El capital de trabajo, si bien no implicará un desembolso en su totalidad antes de iniciar la operación, se considerará también como un egreso en el momento cero, ya que deberá quedar disponible para que el administrador del proyecto pueda utilizarlo en su gestión.

Los ingresos y egresos de operación constituyen todos los flujos de entradas y salidas reales de caja. Es usual encontrar cálculos de ingresos y egresos basados

¹⁰ Fuente: Preparación y Evaluación de Proyectos. Cuarta Edición – 2000.

en los flujos contables en estudio de proyectos, los cuales, por su carácter de causados o devengados, no necesariamente ocurren en forma simultánea con los flujos reales. La diferencia entre devengados o causados reales se hace necesaria, ya que el momento en que realmente se hacen efectivos los ingresos y egresos será determinante para la evaluación del proyecto, esta diferencia se hace mínima cuando se trabaja con flujos anuales, ya que las cuentas devengadas en un mes se hacen efectivas por lo general dentro del periodo anual. El flujo de caja se expresa en momentos. El momento se reflejará todos los egresos previos a la puesta en marcha del proyecto.

- **Ingresos¹¹**

Los ingresos representan recursos que reciben el negocio por la venta de un servicio o producto, en efectivo o a crédito. Cuando el cliente no paga en efectivo por el servicio o producto se produce una venta a crédito conocida como cuenta por cobrar.

Los ingresos se consideran como tales en el momento en que se presta el servicio o se vende el producto, y no en el que se recibe el efectivo. Los ingresos aumentan el capital del negocio.

- **Egresos**

Los egresos representan el conjunto de todos los desembolsos que deben ser contemplados en la implementación de cualquier proyecto. Para este caso se contemplaron los siguientes.

- ✓ Costos de Inversión.
- ✓ Costos de Operación.
- ✓ Impuestos devengados al estado.
- ✓ Regalías por Explotación de recursos Naturales (20% de la producción).

5.2. Premisas para el Análisis

Es necesario tener parámetros útiles para concluir e inferir con ayuda de los parámetros tomados, la viabilidad del proyecto.

5.2.1. Precio de referencia de Crudo (WTI)

La fiscalización de cada barril de crudo producido en el Campo Galán, está sujeta a una corrección, corrección entre las características tales como la gravedad API y contenido de Azufre del crudo del campo y el crudo de referencia WTI (West Texas Intermediate).

¹¹ Fuente: Contabilidad Financiera, Cuarta Edición – 2004.

Actualmente el costo del barril del crudo de referencia WTI es de 58.32 [USD/Bbl], incluido el factor de ajuste del campo por calidad de crudo. Este valor se tomó para el análisis económico del proyecto.

5.2.2. Impuestos

Son prestaciones por lo general en dinero al estado y demás entidades de derecho público en forma y en cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación.

Existen dos tipos de impuestos:

- ✓ **Impuesto Directo:** Se aplican sobre el patrimonio afectado principalmente los ingresos y pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación.
- ✓ **Impuestos Indirectos:** Afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio.

La industria petrolera se ve afectada principalmente por dos impuestos: las regalías que son el derecho que tiene el Estado sobre el producto resultante de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad, se determina sobre el porcentaje de volumen bruto explotado y el impuesto sobre la renta es de tipo nacional y se paga al Físico en función del resultado de la actividad financiera de la empresa petrolera en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo.

De acuerdo a los datos suministrados por ECOPETROL S.A. el porcentaje de regalías que paga es del 20%¹² para el campo Galán. El impuesto de renta en Colombia es del 34.5% anual, la cual se aplican al total de los ingresos menos los costos de operación, mantenimiento y depreciación.

5.2.3. Lifting Cost

Se refiere al costo de producción de petróleo y de gas después de la perforación que se ha completado. Los costos de extracción incluyen lo siguiente:

- ✓ Costos de transporte.
- ✓ Costos laborales.
- ✓ Costos de supervisión.
- ✓ Suministros.
- ✓ Costos de operación de las bombas.
- ✓ Electricidad.
- ✓ Reparaciones.

¹² Fuente: ECOPETROL S.A.

- ✓ Depreciaciones.
- ✓ Ciertos cánones a pagar al arrendador.
- ✓ Otros.

Estas actividades comprenden la extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización y entrega del producto al sistema de transporte entre éstas se encuentra el mantenimiento de equipos de subsuelo y superficie, materiales y suministros que se consumen en las operaciones, consumo de energía, mano de obra, servicios de soporte, contribuciones y demás gastos necesarios para mantener la producción del campo en los mayores niveles posibles.

5.3. Indicadores de Rentabilidad¹³

Los índices de rentabilidad que se tuvieron en cuenta para la evaluación financiera de este proyecto son: La tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto (VPN) y la relación costo/beneficio o índice de rentabilidad (IR).

5.3.1. Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto o el valor anual neto, se define como el valor que resulta de la diferencia entre el valor presente de los futuros ingresos netos esperados (son descontados a una tasa K, que representa el costo de oportunidad del capital) y el desembolso inicial de la inversión (FF₀), la expresión del valor presente neto es:

$$VAN = -FF_0 + \frac{FF_1}{(1+K)} + \frac{FF_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{FF_n + V}{(1+K)^n}$$

$$VAN = -FF_0 + \frac{\sum_{j=1}^n FF_j}{(1+K)^j}$$

FF = Flujo de Efectivo.

K = Costo de Oportunidad de Capital.

La regla de decisión nos dice que debemos aceptar el proyecto cuando el Van es positivo y rechazarlo cuando es negativo. En el primer caso, si se aceptara el proyecto, se estaría creando riqueza para los accionistas y en el segundo se destruiría, siempre en función del valor del VPN. El caso en que el VPN sea igual a cero o muy próximo a ese valor, generalmente se tiende a pensarse como una situación donde el inversor podría hacerle indiferente realizar el proyecto o no, pues su rendimiento iguala al costo de oportunidad.

¹³ Fuente: Finanzas Corporativas 2006.

5.3.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define como aquella tasa que descuenta el valor de los futuros ingresos netos esperados igualándolos con el desembolso inicial de la inversión. Matemáticamente, esta definición es equivalente a decir que la TIR es aquella tasa que iguala el VPN a cero.

$$FF_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1 + TIR)^j}$$

O también:

$$-FF_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1 + TIR)^j} = 0$$

La TIR es una medida de rentabilidad periódica de la inversión. A diferencia del VPN, ésta no mide en términos absolutos sino lo hace en términos relativos, al indicar, el principio, cual es el porcentaje de rentabilidad que se obtiene por cada moneda invertida en el proyecto.

Si la TIR es $> K$ el proyecto es rentable, $TIR < K$ el proyecto no es rentable, y si es $TIR = K$ indagar si el proyecto tiene opciones y cuál es su valor.

5.3.3. Relación Costo-beneficio o Índice de Rentabilidad (IR)

El índice de rentabilidad (IR) es un competidor del método VPN y de la TIR en el sentido de la consideración del valor tiempo del dinero. Se obtiene calculando el cociente entre el valor actual de los ingresos netos esperados y el desembolso inicial de la inversión. Al igual que el VPN, el IR descuenta los futuros ingresos esperados con el costo de oportunidad K , pero en vez de restar el desembolso inicial, este es utilizado en el cálculo como denominador. Si el Índice de Rentabilidad es mayor que 1 ($IR > 1$), el valor actual de los ingresos es mayor que la inversión inicial y, por lo tanto debe tener un VPN positivo.

$$IR = \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1 + K)^j} \frac{1}{FF_0}$$

El proyecto se acepta si el índice es mayor que 1, resulta indiferente si es igual a 1, y no se acepta si es menor que 1, sin embargo, el IR puede no ser una medida cuando se analizan proyectos mutuamente excluyentes. En este caso, de nuevo lo mejor es seleccionar el proyecto con mayor VPN.

5.3.4. Periodo de Recupero (Payback)

El periodo de recuperacion nos dice la cantidad de periodos que han de transcurrir para que la acumulación de flujo de efectivo iguale a la inversión inicial.

Los problemas del periodo de recuperacion comienzan cuando reparamos que no tiene en cuenta la rentabilidad. En efecto, nos dice cuanto tiempo tardamos en recuperar el valor tiempo del dinero, pero no cuanto ganamos con el proyecto. Tampoco tiene en cuenta el valor tiempo del dinero, ni considera los flujos de efectivo que se generen después de recuperar la inversión original, lo cual hace que puedan desecharse proyectos más rentables que los que resultan elegidos si llevamos al límite el criterio del Payback.

5.3.5. Rendimiento (R%)

Se ha considerado el rendimiento requerido.

$$R = \frac{Div_1}{P_0} + g$$

El rendimiento total, R, tiene dos componentes. El primero de ellos, Div_1/P_0 , se denomina rendimiento de los dividendos. Debido a que éste se calcula como el dividendo esperado en efectivo dividido entre el precio actual, es conceptualmente similar al rendimiento actual sobre un bono, el cual es el cupón anual dividido entre el precio del bono.

La segunda parte del rendimiento total es la tasa de crecimiento, "g". La tasa de crecimiento de los dividendos es también la tasa a la cual crece el precio de las acciones. Por lo tanto, esta tasa de crecimiento se puede interpretar como el rendimiento de ganancias de capital, es decir, la tasa a la cual crece el valor de la inversión.

5.3.6. Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

Tasa de interés que es determinada por la empresa o grupo de inversionistas, quienes se encuentran dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del proyecto estudiado. Esta tasa de interés es la mínima tasa de interés de rentabilidad que un inversionista está dispuesto a aceptar como rendimiento en sus nuevas inversiones fijada a partir del margen de utilidades y sirve entre otras cosas para la elección de la factibilidad de varios proyectos como un patrón de comparación. Para el caso de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL S.A.), la tasa de Interés de Oportunidad es de alrededor del 11%¹⁴.

¹⁴ Fuente: ECOPETROL S.A.

5.4. Teoría de Arps para la Predicción de la Producción de Crudo

Para realizar el análisis económico durante el desempeño de los nuevos pozos a perforar y de los pozos seleccionados para la aplicación de trabajos de Workover, es necesario tener herramientas o mecanismos para la predicción de la producción de cada uno de los pozos.

Para la optimización de la producción del Campo Galán, es necesario conocer la producción de cada uno de los pozos estudiados, para ello, fue necesaria la implementación de la metodología desarrollada por Arps⁸, mediante la cual es posible establecer, de manera acertada, una relación en función de las variables de cálculo obtenidas en los análisis de curvas de declinación (DCA), por la cual se obtiene el comportamiento a futuro de la producción obedeciendo a una declinación de tipo hiperbólico.

$$Q(t) = Q_0 \times (1 + b \times D_0 \times t)^{-1/b} \quad [Bbl]$$

En donde:

Q₀= Caudal inicial (Bbl/día).

b = Exponente de Ajuste

D₀ = Índice de Declinación (A.n.)

T = Tiempo (Años).

El área bajo la curva de la producción diaria de aceite entre un periodo de tiempo, representa la producción acumulada de barriles de petróleo en un lapso de estudio, de manera que es importante buscar la solución⁹ de la integral definida entre un año y otro con el fin de obtener la producción acumulada de aceite para cada año de predicción.

$$N_p = \int_0^t \{ Q_i \times [1 + b \times D_i \times t]^{-1/b} \} dt$$

Entonces:

$$N_p = \frac{Q_i^b \times (Q_i^{1-b} - Q_f^{1-b})}{(1-b) D_i} \quad [Bbl]$$

Dónde:

Q_i = Caudal al inicio del periodo (Bbl/día)

Q_f = Caudal al final del periodo (Bbl/día)

b = Exponente de Ajuste

D_i = Índice de Declinación (A.n.)

T = Tiempo (Años).

5.5. Análisis Financiero de los Trabajos de Workover

Al tener seleccionado los pozos a los cuales se les realizaran trabajos de Workover, trabajos de estimulación, Cañoneos y Re-cañoneos, es necesario establecer una comparación entre el estado actual de la producción y el estado futuro, trabajo en el cual se incluye la aplicación de los trabajos antes mencionados.

5.5.1. Análisis Económico Trabajo de Estimulación

Para llevar a cabo el análisis económico del proyecto de estimulación con inyección cíclica de CO₂ para el pozo G – 71 del Campo Galán, se partió de la información de los costos totales actuales obtenidos de los tratamientos hechos anteriormente en este activo.

En el flujo de caja realizado para esta estimulación, se establece: la tasa de declinación del pozo previa a la estimulación, la tasa de declinación del pozo posterior a la estimulación, una producción básica del pozo antes de la estimulación, la estimulación básica del pozo después de la estimulación, los costos de operación, los días de producción diferida como la tasa de oportunidad y el impuesto de renta.

El análisis de este flujo de caja se realizó sensibilizando la producción incremental que debería tener este pozo, el incremento para este caso es de 1.5¹⁵, valor que se tomó de un promedio de las anteriores estimulaciones que se le han realizado a este campo.

¹⁵ TESIS: Evaluación Técnico - Económica del Resultado de las Estimulaciones Realizadas en el Desarrollo del Activo Llanito de ECOPETROL S.A. Janice Cabeza Mantilla y Sandra Catalina Puello.

Tabla 19. Variables para la Predicción de la Estimulación con Inyección de CO₂

Incremento Producción	1,5
Di [Mn]	0,00537

	Variable	G-71
Antes del Tratamiento	Q [Bbl/día]	20,7
	Di [A.n]	0,06444
	b	1,000
Después del Tratamiento	Q [Bbl/día]	27,95
	Di [A.n]	0,100001
	b	1,000

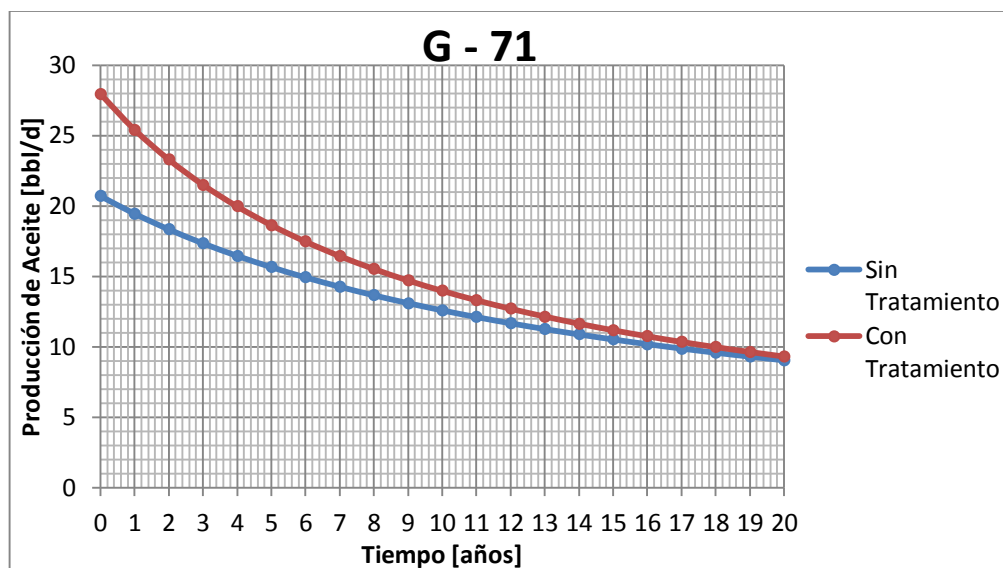
Fuente: Los Autores.

Los valores correspondientes a la tabla anterior fueron obtenidos para el cálculo de los siguientes escenarios:

- **Antes del tratamiento:** Estos datos se obtuvieron del análisis de declinación del Campo Galán (FORECAST) que fue realizado en el capítulo III.
- **Después del tratamiento:** En cuanto al caudal inicial, se realizó un incremento de 1.5 veces del Caudal base, dando un caudal de 31,05 [Bbl/d]. Este incremento se determinó después de realizar una revisión a la respuesta de estos trabajos hechos anteriormente en este campo y haciendo un promedio aritmético, sin embargo para no ser tan optimistas, se le redujo en un 10% este valor, cuyo valor va a ser objeto para el análisis financiero de este tratamiento. El caudal final es de 27,95 [Bbls/d], incrementando la producción de aceite más no las reservas en el tiempo estipulado de 20 años, de esta forma se ratifica que una estimulación cumple con la función de recuperar más rápidamente las reservas más no efectúa un incremento de estas, manteniendo el factor b igual en ambos casos, es decir antes y después del tratamiento y el índice de declinación sí se modifica con el fin de ajustar la curva de producción de aceite con respecto al tiempo para hallar el valor del incremento de la producción.

La siguiente figura muestra la tendencia que presenta la producción de aceite en el pozo G – 71 en los dos escenarios.

Figura 71. Comportamiento de la Producción de Aceite con y sin Estimulación del Pozo G -71



Fuente: Los Autores.

Con base en los datos obtenidos del caudal antes y después de la estimulación, se generan dos tablas donde se visualiza la producción acumulada de aceite en el pozo G – 71.

Tabla 20. Producción Acumulada de Aceite en el Pozo G – 71, Antes y Después del Tratamiento

TIEMPO [Años]	Np SIN TRATAMIENTO	Np CON TRATAMIENTO
	G-71 Np [bbl]	G-71 Np [bbl]
1	7.322,04	9.723,30
2	6.891,54	8.876,66
3	6.508,86	8.165,72
4	6.166,45	7.560,26
5	5.858,27	7.038,42
6	5.579,43	6.583,98
7	5.325,94	6.184,68
8	5.094,48	5.831,06
9	4.882,30	5.515,69
10	4.687,09	5.232,69

TIEMPO [Años]	Np SIN TRATAMIENTO	Np CON TRATAMIENTO
	G-71 Np [bbl]	G-71 Np [bbl]
11	4.506,89	4.977,32
12	4.340,04	4.745,72
13	4.185,10	4.534,72
14	4.040,84	4.341,68
15	3.906,19	4.164,41
16	3.780,23	4.001,04
17	3.662,14	3.850,01
18	3.551,21	3.709,97
19	3.446,80	3.579,76
20	3.348,35	3.458,38
TOTAL	97.084,17	112.075,49

Fuente: Los Autores.

Al contar con esta información y con los valores referentes al precio del WTI así como la corrección que hay que hacerle al crudo con respecto al estándar, se pueden generar los ingresos anuales para cada uno de los escenarios.

Con respecto a los egresos generados por los diferentes conceptos ya establecidos, se tiene que para producir un barril de petróleo hoy en el Campo Galán se requiere de 19 [USD]. Este valor comprende todos los gastos en cuanto a regalías, impuestos devengados y costos operacionales.

El valor de inversión para una estimulación de CO₂ es de 238.587 [USD], los cuales se discriminan de la siguiente forma: Costo de Inyección (servicio) 80.000 [USD], Costo de Equipo: 92.000 [USD], Costo DIF: 20.963 [USD] y costo de levantamiento del Hidrocarburo: 45.624 [USD].

Con esta información, se generó el cálculo del valor presente neto para el valor incremental, ya que con este valor se realiza el análisis financiero para la estimulación, obteniendo como resultado la siguiente tabla de valores.

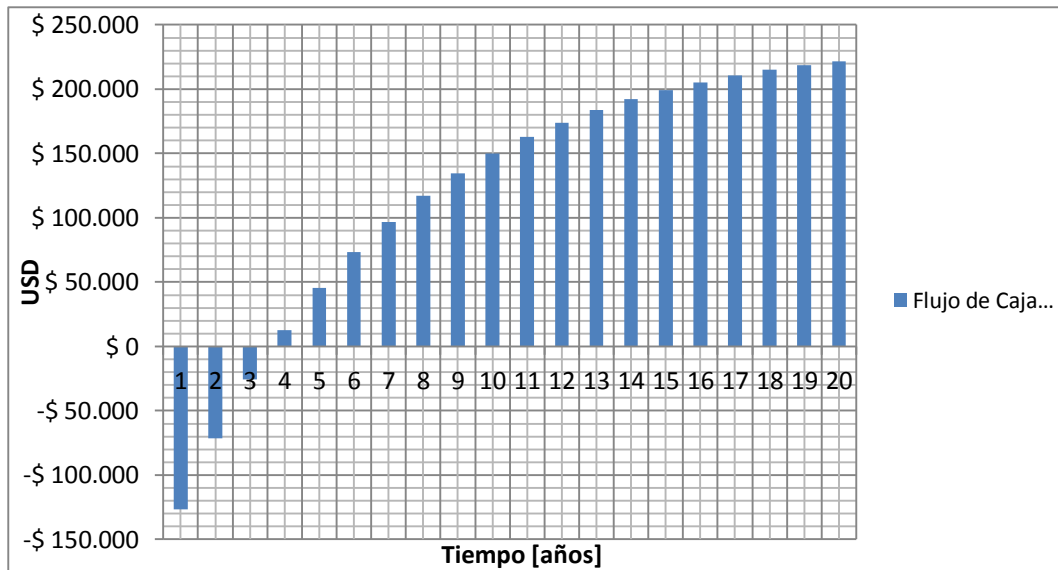
Tabla 21. Indicadores de Rentabilidad para el Np Incremental del Pozo G – 71

VPN Ingresos [USD]	462.117
VPN Egresos [USD]	381.154
VPN Flujo de Caja [USD]	80.963
TIR	28%

Fuente: Los Autores.

En ésta tabla se presenta los valores del VPN, dejando ver que es viable el proyecto de Estimulación de inyección con CO₂, ya que la relación costo beneficio está por encima de 1 y con una Tasa Interna de Retorno del 28%. A continuación se muestra la figura del flujo de caja para este trabajo.

Figura 72. Flujo de Caja de la Estimulación de CO₂ para el Pozo G – 71



Fuente: Los Autores.

Como se muestra en la figura, la recuperación de la inversión se da a los 3.5 años aproximadamente. Cabe resaltar que estas respuestas están totalmente ligadas al comportamiento del precio del petróleo en la economía mundial.

5.5.2. Análisis Económico Operaciones de Pesca

Al observar el resultado del Forecast, el pozo G-70, muestra características importantes a tener en cuenta como también su estado mecánico, por esta razón es necesario realizar un estado financiero y evaluar la viabilidad de retirar el pescado que tiene este pozo.

Como en el caso anterior es importante tener en cuenta los parámetros de VPN, TIR, RCB y la TIO según la empresa Colombiana de Petróleo ECOPETROL S.A. para evaluar los costos que trae dicha operación y el comportamiento de la producción una vez activado el pozo. En la siguiente tabla se deja ver las variables de predicción de la producción del pozo G-70.

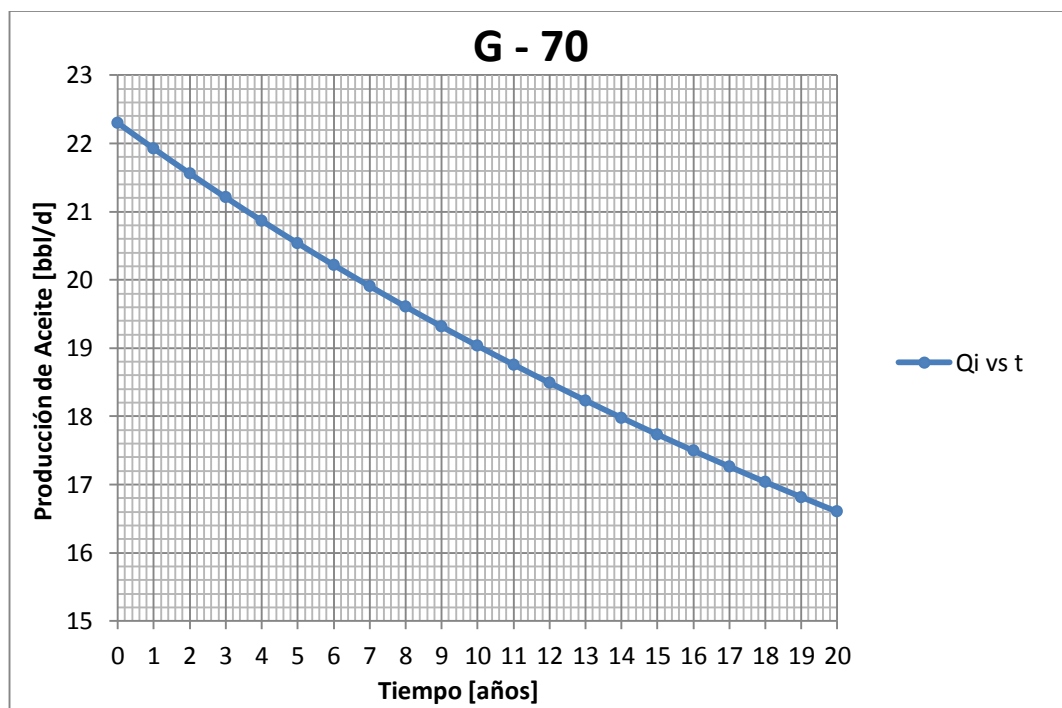
Tabla 22. Variables para la Predicción de la Producción de G-70

Di [Mn]	0,00143
Variable	G-70
Q [Bbl/día]	22,3
Di [A.n]	0,01716
b	1,000

Fuente: Los Autores.

Con la información mostrada en la tabla anterior se procede a realizar los cálculos para conocer el comportamiento de la producción en el tiempo y una vez obtenido estos datos se comienza a realizar el estado financiero. La siguiente figura y tabla representa el comportamiento del caudal y la producción acumulada de aceite respectivamente para este pozo.

Figura 73. Comportamiento del Caudal



Fuente: Los Autores.

Tabla 23. Petróleo Producido por Año en el Pozo G-70

Np Inicial	
TIEMPO [Años]	G-70 Np [bbl]
1	8.070,45
2	7.935,43
3	7.804,85
4	7.678,51
5	7.556,18
6	7.437,69
7	7.322,86
8	7.211,53
9	7.103,52
10	6.998,71
11	6.896,94
12	6.798,09
13	6.702,03
14	6.608,65
15	6.517,84
16	6.429,49
17	6.343,50
18	6.259,78
19	6.178,24
20	6.098,80
TOTAL	139.953,12

Fuente: Los Autores.

Con estos datos obtenidos, se hace la evaluación financiera para ver la rentabilidad del trabajo propuesto (Pesca). El valor de la inversión se estimó según datos de la empresa ECOPETROL S.A por un valor de 350.000 [USD], valores que se discretizan así: 100.000 [USD] costo de pesca, 250.000 [USD] costo de los días del equipo, evaluando así la viabilidad de la operación a realizar, como lo muestra la siguiente tabla.

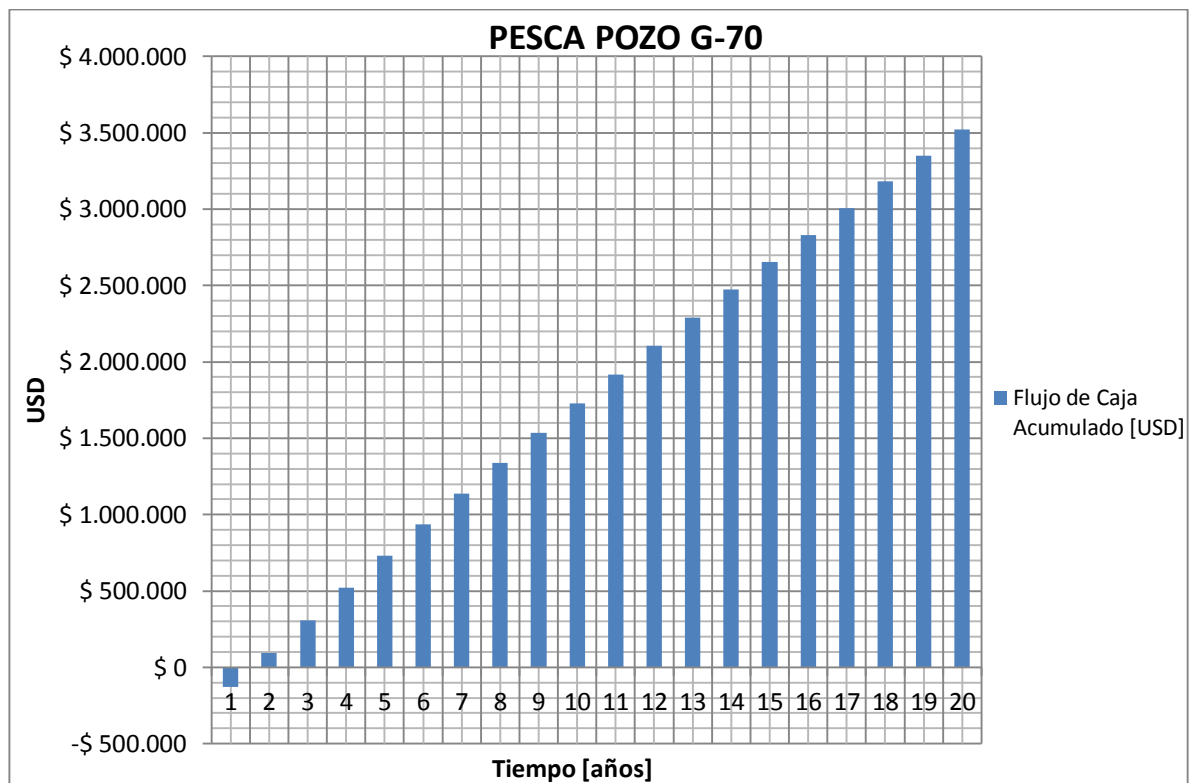
Tabla 24. Indicadores de Rentabilidad para el Pozo G-70

VPN Ingresos [USD]	3.026.407
VPN Egresos [USD]	1.582.462
VPN Flujo de Caja [USD]	1.443.945
TIR	171%
Relación Costo/Beneficio	1,91

Fuente: Los Autores.

Como se puede ver en la tabla anterior, la viabilidad del proyecto es rentable para la operación de pesca, pues sus indicadores son positivos. La siguiente figura muestra la confiabilidad de la inversión en el flujo de caja y la recuperación de la misma en poco tiempo, aproximadamente 1,5 años.

Figura 74. Flujo de Caja para la Operación de Pesca del Pozo G-70



Fuente: Los Autores.

5.5.3. Análisis Económico para la Evaluación y Aislamientos de Zonas Acuíferas

Para la evaluación de las zonas acuíferas del campo Galán, se tuvo en cuenta el caudal inicial obtenidos del Forecast. Para los pozos G-10, G-74, G-75 y G-121 se disminuyó el Bsw de un 90% a un 30% con el fin de incrementar el caudal de aceite.

Teniendo estos nuevos datos del caudal de aceite para cada pozo a evaluar, se procede a realizar el análisis financiero para cada uno de los pozos donde los parámetros que se tuvieron en cuenta fueron: VPN, TIR, TIO, RCB. Como se hizo en los anteriores análisis, se utilizó la ecuación de ARPS para hallar el caudal y posteriormente la producción de aceite acumulado y así visualizar si es o no viable este tipo de trabajo. La siguiente tabla muestra las variables a utilizar en el análisis de cada uno de los pozos antes y después de la evaluación.

Tabla 25. Variables para la Predicción de la Evaluación de las Zonas Acuíferas

		Di [Mn]	0,00448	0,00433	0,00213	0,00342
		Variable	G-10	G-74	G-75	G-121
Antes de la evaluación	Q [Bbl/día]		3,22	1,68	1,24	3,57
	Di [A.n]		0,05376	0,05196	0,02556	0,04104
	b		0,000	1,000	1,000	6,505
Después de la evaluación	Q [Bbl/día]		7,52	3,92	2,89	8,33
	Di [A.n]		0,09376	0,1764	0,11787	7,94984
	b		0,000	1,000	1,000	6,505

Fuente: Los Autores

A continuación se muestra los valores de los caudales que se obtuvieron antes y después de la evaluación.

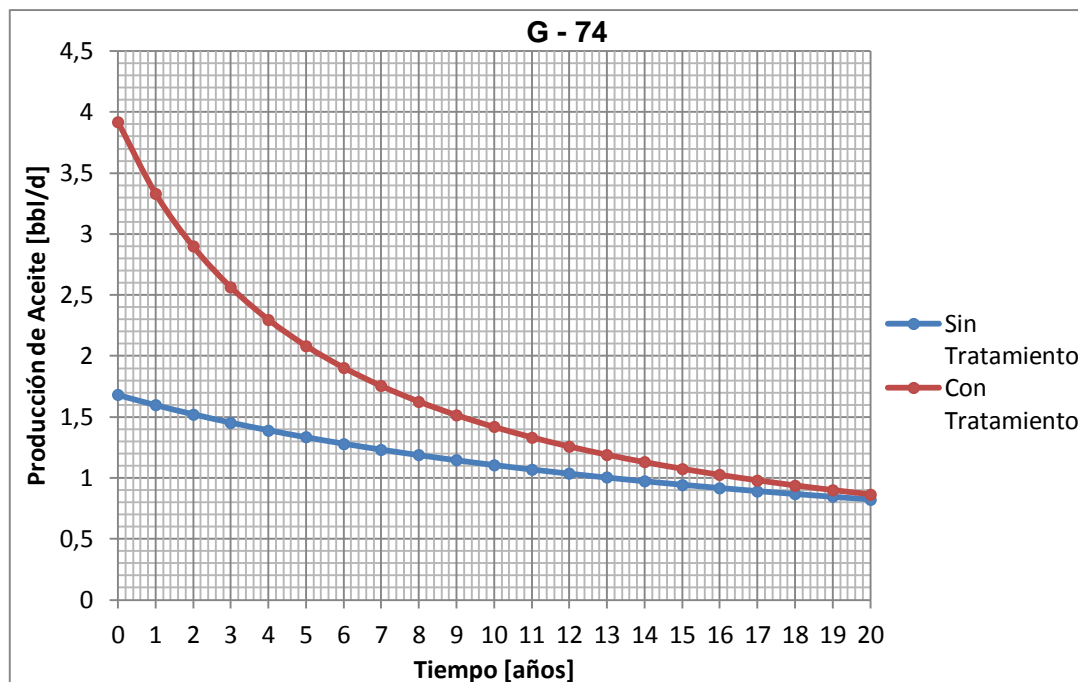
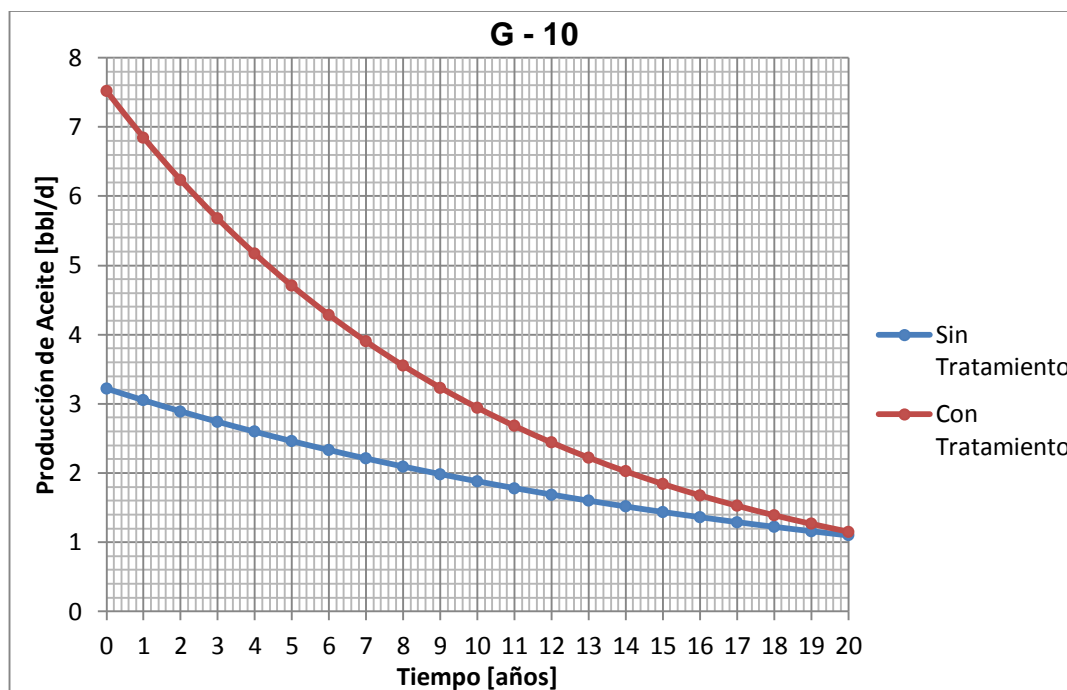
Tabla 26. Valor de los Caudales Antes y Después de la Evaluación

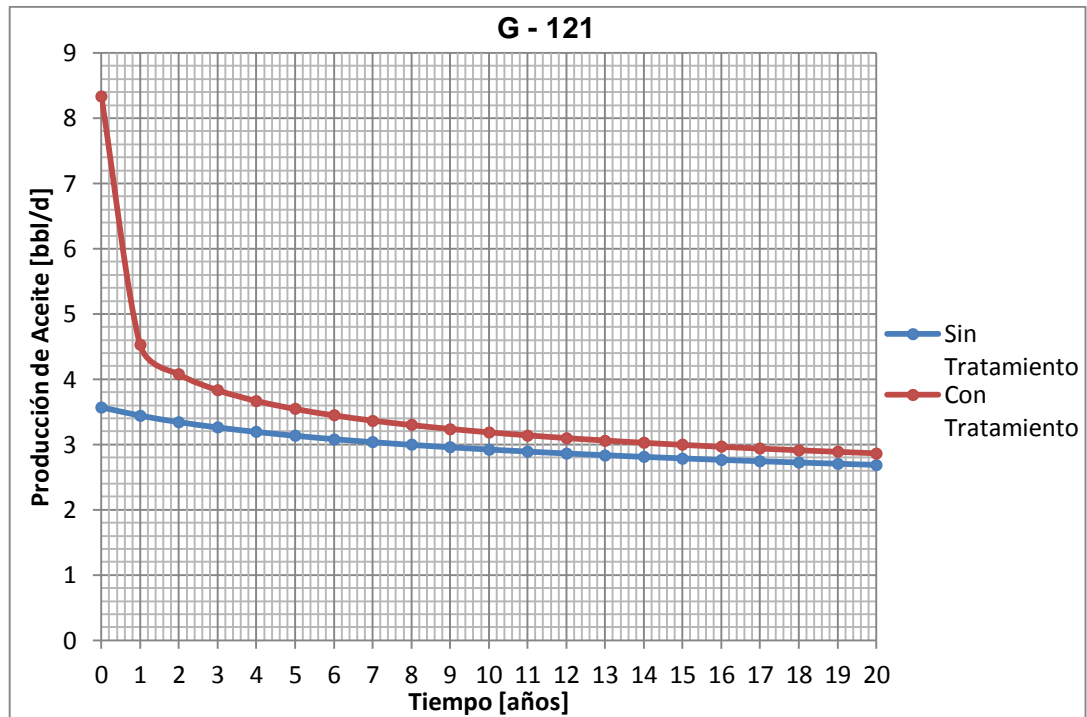
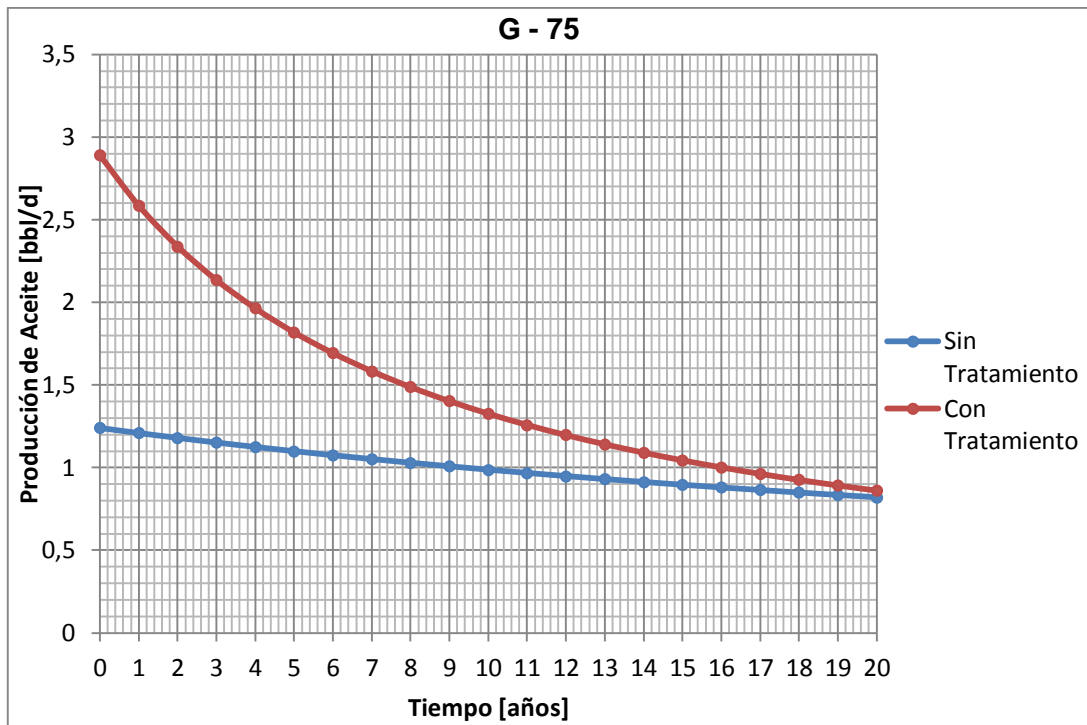
TIEMPO [Años]	SIN TRATAMIENTO				CON TRATAMIENTO			
	G-10 Qt [bbl/d]	G-74 Qt [bbl/d]	G-75 Qt [bbl/d]	G-121 Qt [bbl/d]	G-10 Qt [bbl/d]	G-74 Qt [bbl/d]	G-75 Qt [bbl/d]	G-121 Qt [bbl/d]
0	3,22	1,68	1,24	3,57	6,4240545	3,0238607	2,412307	4,1861578
1	3,0514637	1,5970187	1,2090955	3,442472	6,4742306	3,0583957	2,432164	4,2184999
2	2,8917487	1,5218487	1,1796939	3,342756	6,5200217	3,0903678	2,450436	4,2494961
3	2,7403934	1,4534366	1,1516882	3,261313	6,5619776	3,1200521	2,467306	4,2792611
4	2,5969602	1,3909104	1,1249813	3,192742	6,6005598	3,1476858	2,482929	4,3078952
5	2,4610343	1,3335417	1,099485	3,133699	6,6361591	3,1734741	2,497438	4,3354865
6	2,332223	1,2807178	1,0751186	3,081976	6,669108	3,1975959	2,510949	4,3621129
7	2,2101537	1,2319191	1,0518088	3,036043	6,6996914	3,2202078	2,523561	4,3878438
8	2,0944737	1,1867025	1,0294882	2,994796	6,7281551	3,2414472	2,53536	4,4127411
9	1,9848484	1,1446874	1,0080953	2,957415	6,7547118	3,2614354	2,546423	4,4368604
10	1,880961	1,1055456	0,9875733	2,923275	6,7795466	3,2802797	2,556817	4,4602518
11	1,7825111	1,0689921	0,9678701	2,891886	6,8028218	3,2980757	2,566601	4,4829605
12	1,6892142	1,0347782	0,9489377	2,862862	6,8246795	3,3149084	2,575826	4,5050275
13	1,6008005	1,0026864	0,9307318	2,835892	6,8452454	3,330854	2,58454	4,5264902
14	1,5170144	0,9725252	0,9132112	2,810718	6,8646305	3,3459808	2,592784	4,5473827
15	1,4376137	0,9441254	0,8963381	2,78713	6,8829337	3,3603503	2,600594	4,5677363
16	1,3623689	0,9173372	0,8800771	2,764951	6,9002431	3,374018	2,608004	4,5875796
17	1,2910625	0,8920271	0,8643956	2,744032	6,9166373	3,3870341	2,615044	4,6069389
18	1,2234883	0,8680761	0,8492632	2,724245	6,9321871	3,399444	2,621742	4,6258387
19	1,159451	0,8453776	0,8346514	2,705481	6,9469559	3,4112892	2,628121	4,6443014
20	1,0987653	0,8238358	0,8205338	2,687646	6,9610013	3,4226074	2,634203	4,6623478

Fuente: Los Autores.

Con los valores anteriores se saca las gráficas que representan el comportamiento de la producción.

Figura 75. Comportamiento de la Producción de Aceite Antes y Después de la Producción





Fuente: Los Autores.

Con base en los datos de los caudales obtenidos anteriormente, se genera una tabla donde se visualiza la producción acumulada de aceite (N_p) para cada pozo.

Tabla 27. Producción Acumulada de Aceite Antes y Después de la Evaluación

TIEMPO [Años]	Np SIN TRATAMIENTO				Np CON TRATAMIENTO			
	G-10 Np [bbl]	G-74 Np [bbl]	G-75 Np [bbl]	G-121 Np [bbl]	G-10 Np [bbl]	G-74 Np [bbl]	G-75 Np [bbl]	G-121 Np [bbl]
1	1.144,27	597,80	446,91	1.278,72	2.620,05	1.317,72	997,17	1.921,37
2	1.084,38	568,97	435,91	1.237,64	2.385,56	1.133,26	897,12	1.559,64
3	1.027,62	542,80	425,44	1.204,78	2.172,06	994,16	815,32	1.439,90
4	973,83	518,93	415,45	1.177,53	1.977,66	885,50	747,20	1.366,98
5	922,86	497,07	405,93	1.154,32	1.800,66	798,27	689,59	1.315,11
6	874,56	476,97	396,83	1.134,16	1.639,51	726,69	640,23	1.275,16
7	828,78	458,44	388,13	1.116,38	1.492,77	666,90	597,47	1.242,85
8	785,41	441,30	379,81	1.100,50	1.359,17	616,21	560,07	1.215,83
9	744,30	425,39	371,83	1.086,17	1.237,53	572,68	527,07	1.192,68
10	705,34	410,58	364,18	1.073,14	1.126,77	534,89	497,74	1.172,48
11	668,42	396,78	356,84	1.061,19	1.025,93	501,79	471,51	1.154,60
12	633,44	383,87	349,79	1.050,17	934,11	472,54	447,90	1.138,58
13	600,28	371,78	343,02	1.039,96	850,51	446,52	426,55	1.124,09
14	568,86	360,42	336,50	1.030,46	774,39	423,21	407,14	1.110,88
15	539,09	349,74	330,22	1.021,56	705,09	402,22	389,42	1.098,75
16	510,87	339,67	324,18	1.013,21	641,98	383,21	373,18	1.087,56
17	484,13	330,17	318,35	1.005,35	584,53	365,92	358,23	1.077,16
18	458,80	321,18	312,73	997,93	532,21	350,12	344,44	1.067,47
19	434,78	312,67	307,30	990,90	484,58	335,63	331,67	1.058,40
20	412,03	304,60	302,06	984,22	441,21	322,29	319,82	1.049,87
TOTAL	14.402	8.409	7.311	21.758	24.786	12.250	10.839	24.669

Fuente: Los Autores.

Con la anterior información se realiza el análisis económico para la viabilidad de este proyecto, teniendo en cuenta los parámetros de la empresa. El valor de la inversión para una evaluación de zonas acuíferas es de 280.000 [USD], esto corresponde al tiempo del equipo que son aproximadamente 25 días. Con estos datos se generó el cálculo del VPN incremental y así evaluar si es viable o no este trabajo, dando como resultado la siguiente tabla.

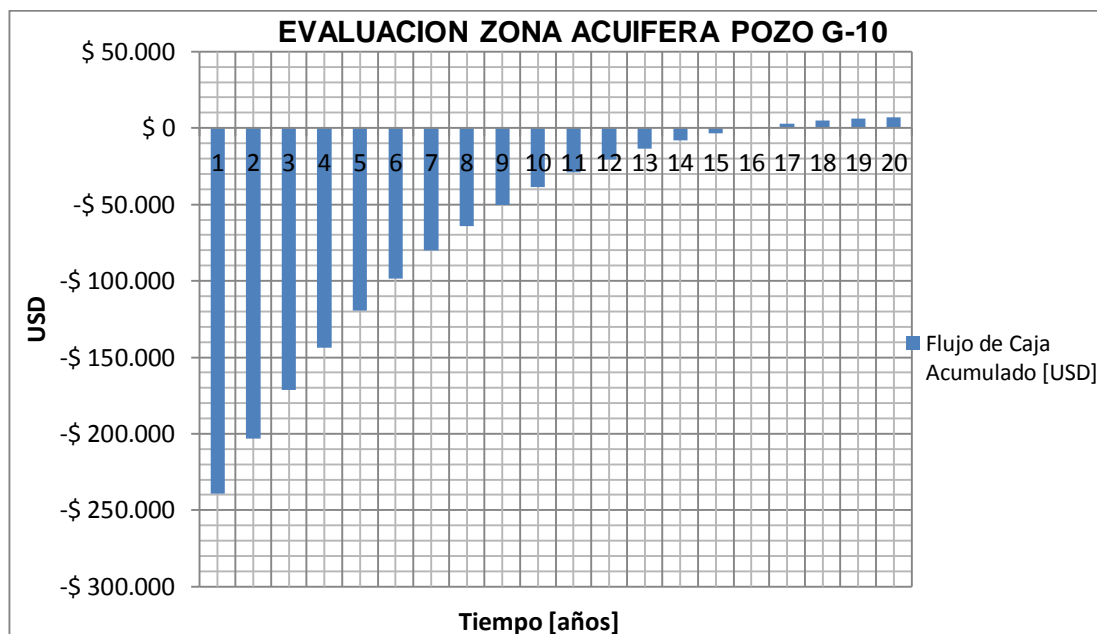
Tabla 28. Indicadores de Rentabilidad para el Np Incremental de la Evaluación de Zonas

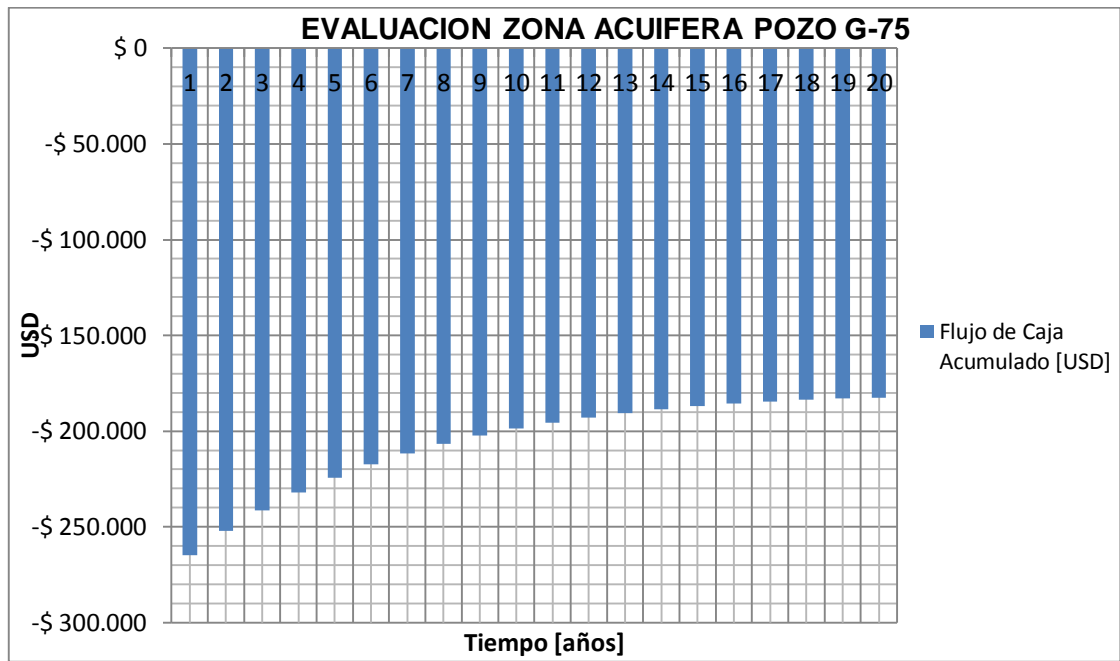
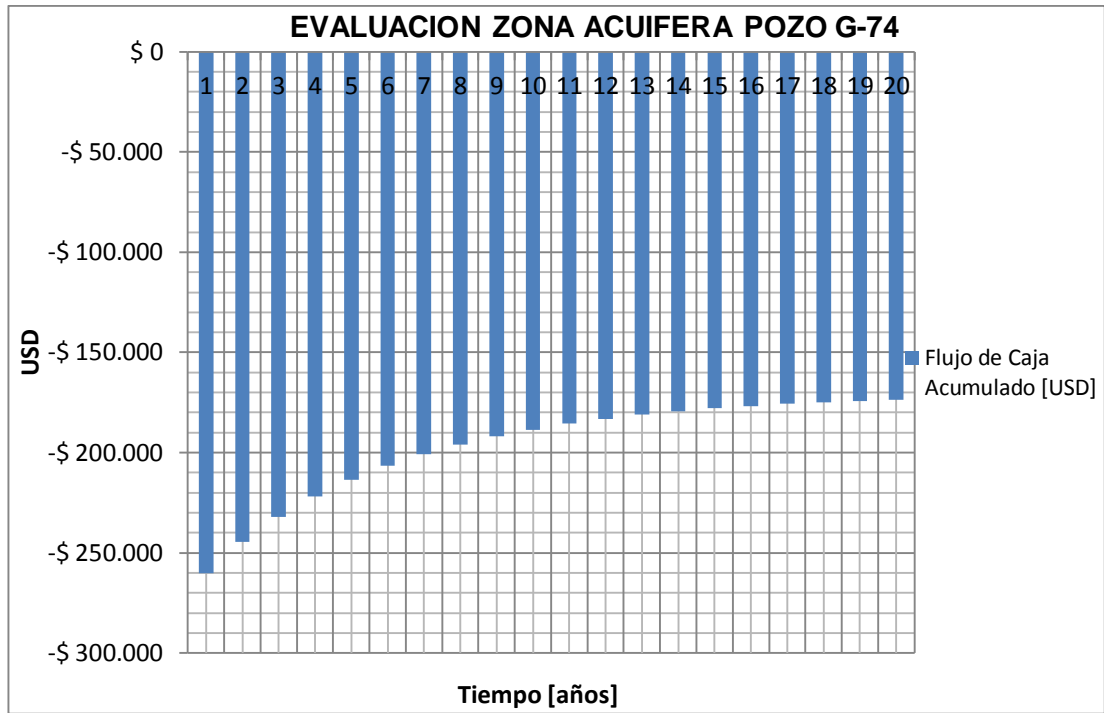
VARIABLES	POZO G-10	POZO G-74	POZO G-75	POZO G-121
VPN Ingresos [USD]	317.627	124.058	108.756	554.802
VPN Egresos [USD]	409.349	330.521	324.289	505.935
VPN Flujo de Caja [USD]	-91.722	-206.463	-215.534	48.867
TIR	1%	-14%	-14%	15%
Relación Costo/Beneficio	0,78	0,38	0,34	1,10

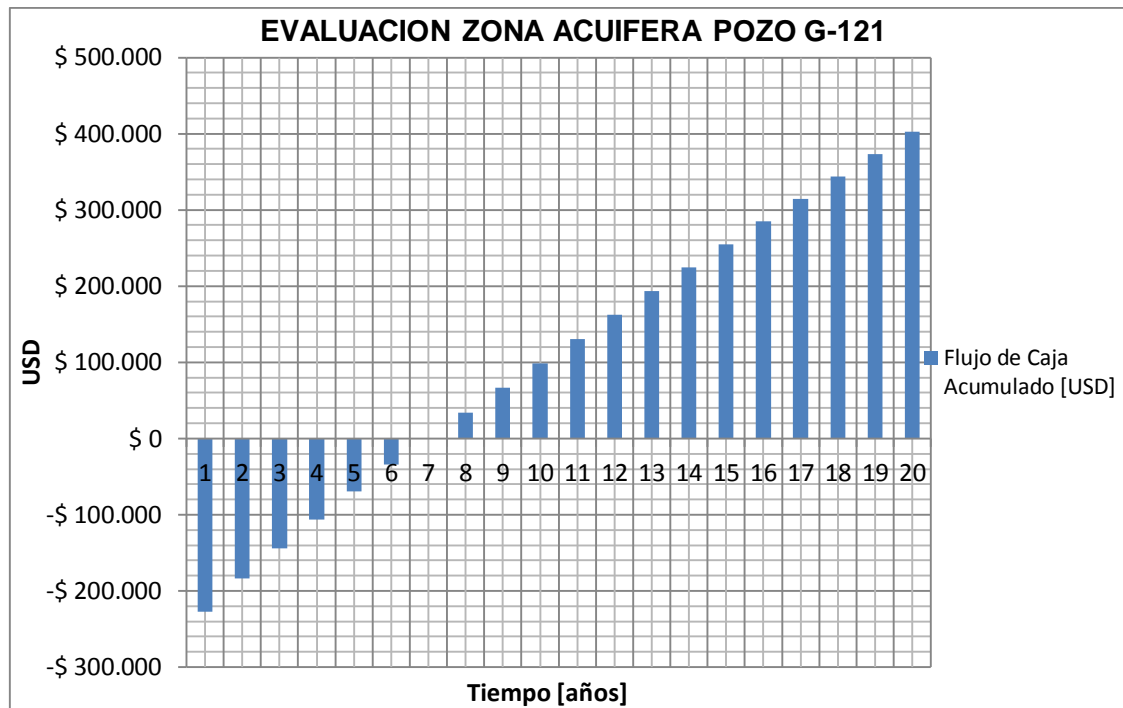
Fuente: Los Autores.

Como se logra notar en la anterior tabla, la evaluación de las zonas acuíferas no es viable para tres de los pozos (G-10, G-74 y G-75), ya que el valor presente neto (VPN) es negativo y el TIR no supera el valor de la TIO suministrada por la empresa de ECOPETROL S.A. El pozo G-121 cumple con los requisitos siendo viable pero no rentable ya que la inversión se recupera en 7,5 años. Aclarando que estos proyectos económicamente son viables pero no rentables acorde a los parámetro de la empresa. A continuación se muestra la figura del flujo de caja para cada pozo.

Figura 76. Flujo de Caja para la Evaluación de Zonas







Fuente: Los Autores.

5.5.4. Análisis Económico Lavado de Arena

Para llevar a cabo el análisis económico del proyecto de lavado de arenas para el pozo G – 09, como primera medida se tomó el caudal inicial como cero (0) ya que se encuentra actualmente inactivo, y haciendo la reactivación del pozo después del trabajo con el caudal final al cierre del pozo, con este dato se realiza la viabilidad financiera de lavado de arenas.

En la siguiente tabla se muestra las variables para la predicción del lavado de arenas.

Tabla 29. Variables de Predicción para el Lavado de Arenas Pozo G-09

	Di [Mn]	0,00434
	Variable	G-09
Antes del Lavado	Q [Bbl/día]	0
	Di [A.n]	0,05208
	b	0,595
Después del Lavado	Q [Bbl/día]	9,5
	Di [A.n]	0,05208
	b	0,595

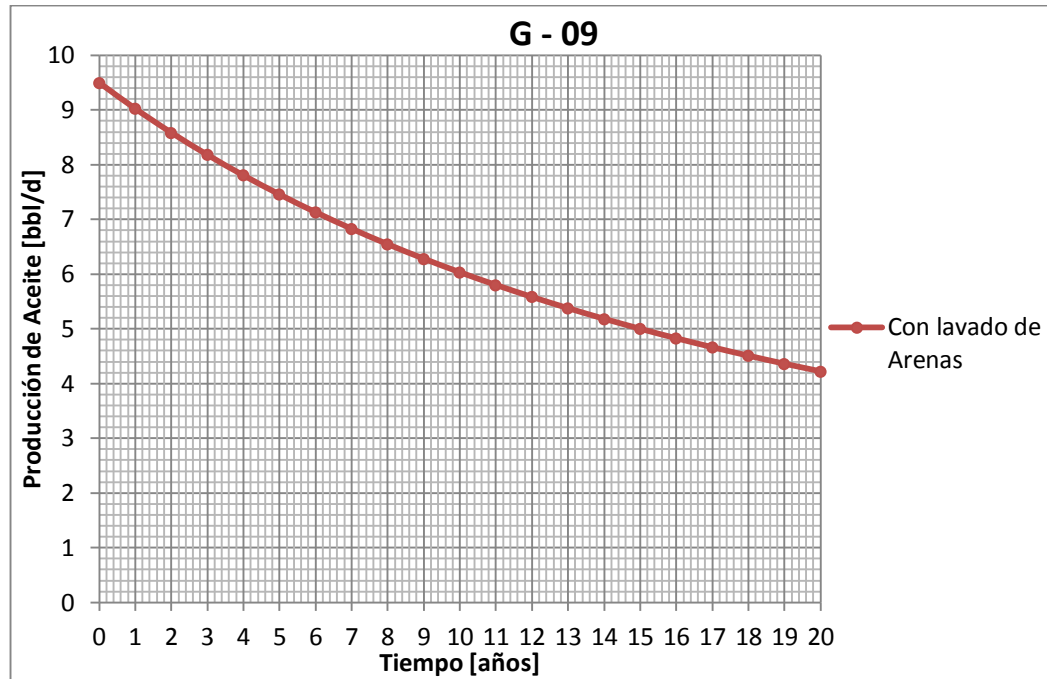
Fuente: Los Autores.

Los valores correspondientes de la tabla anterior fueron obtenidos para el cálculo de los siguientes escenarios:

- ✓ Antes del Lavado de Arenas: el pozo estuvo cerrado, por eso su caudal es cero (0).
- ✓ Después del Lavado de Arenas: en cuanto al caudal inicial, se tomó el valor con el cual se cerró el pozo, recuperando el pozo y la producción de nuevo con un valor de 9,5 [bbl/d], valor del Forecast.

La siguiente figura muestra la tendencia de la producción de aceite en el pozo

Figura 77. Comportamiento de la Producción de Aceite en el Pozo G – 09



Fuente: Los Autores.

Con base a estos resultados, se calculó la producción de aceite acumulado después del lavado de arena, permitiendo así contar con los datos esenciales para el análisis económico. La siguiente tabla deja ver los valores de la producción de aceite acumulado (N_p).

Tabla 30. Producción Acumulada de Aceite en el Pozo G – 09

N_p	
TIEMPO [Años]	G-09 N_p [bbbl]
1	3.379,64
2	3.213,11
3	3.059,30
4	2.916,91
5	2.784,80
6	2.661,99
7	2.547,59
8	2.440,84
9	2.341,06
10	2.247,62
11	2.159,99
12	2.077,69

Np	
TIEMPO [Años]	G-09 Np [bbl]
13	2.000,28
14	1.927,37
15	1.858,61
16	1.793,69
17	1.732,30
18	1.674,20
19	1.619,15
20	1.566,92
TOTAL	44.436,15

Fuente: Los Autores.

Contando con esta información se procedió a realizar el cálculo financiero para este tipo de trabajo. ECOPETROL S.A suministró los valores de inversión para el lavado de arenas, el cual da una inversión de 200.000 [USD] que corresponde a un trabajo ya sea por bomba desarenadora o por limpieza por circulación.

Con toda esta información se genera el cálculo del VPN para la producción de aceite acumulado (Np), ya que es importante para realizar el posterior análisis financiero y viabilidad del proyecto. Se obtuvo la siguiente tabla de valores.

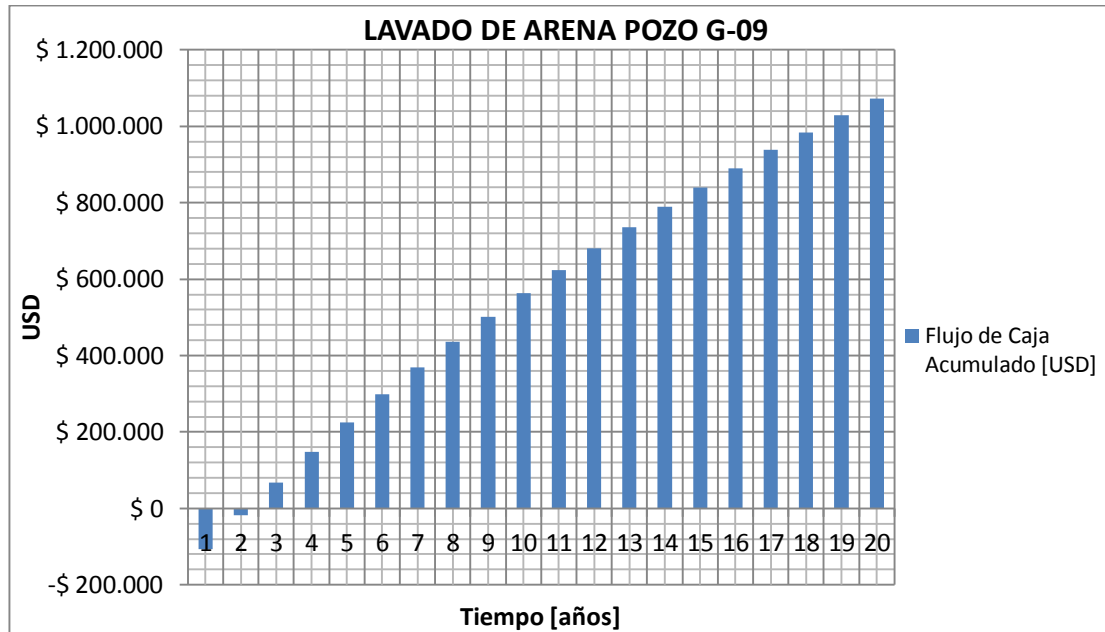
Tabla 31. Indicadores de Rentabilidad para el Np del Pozo G – 09

VPN Ingresos [USD]	1.077.940
VPN Egresos [USD]	638.976
VPN Flujo de Caja [USD]	438.964
TIR	79%
Relación Costo/Beneficio	1,69

Fuente: Los Autores.

En la tabla se presenta los VPN, dando como resultado que es viable la ejecución del lavado de arenas, ya que la Relación Costo Beneficio (RCB) está por encima de 1 y la TIR de un 79%. A continuación se muestra la figura del flujo de caja para este trabajo.

Figura 78. Flujo de Caja para el Lavado de Arenas del Pozo G – 09



Fuente: Los Autores.

Como se puede ver en la figura anterior, la recuperación de la inversión se da aproximadamente en 2,5 años.

5.5.5. Análisis Económico Trabajos de Cañoneo

Para llevar a cabo el análisis económico del proyecto de cañoneos y recañoneos para los pozos G-10, G-70, G-75, como primera medida se tomó el caudal inicial de Forecast, ahora para calcular el caudal incremental se escogió el intervalo a cañonear de mayor espesor, siendo para este caso 100 [ft] y su incremento es de 30 [bb], se hizo la división de estos dos valores dando como resultado 0,3. Este incremento se multiplica al caudal inicial y se suma al mismo, este nuevo valor es con el que se calculará el N_p incremental, valor con el cual se realiza el análisis financiero para este tipo de trabajo.

En la siguiente tabla se muestra las variables de la predicción para la producción de aceite.

Tabla 32. Variables para la Predicción de los Cañoneos y Recañoneos

		Incremento Producción			
		30[bbl]/100[ft]			
		Di [Mn]	0,00448	0,00143	0,00213
		Variable	G-10	G-70	G-75
Antes del cañoneo	Q [Bbl/día]	32,2	22,3	12,4	
	Di [A.n]	0,05376	0,01716	0,02556	
	b	0,000	1,000	1,000	
Después del Cañoneo	Q [Bbl/día]	41,9	29,0	16,1	
	Di [A.n]	0,06456	0,03379	0,045	
	b	0,000	1,000	1,000	

Fuente: Los Autores.

Con estos valores de la tabla se calcula los caudales antes y después del cañoneo y recañoneo como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 33. Comportamiento del Caudal Antes y Después del Trabajo

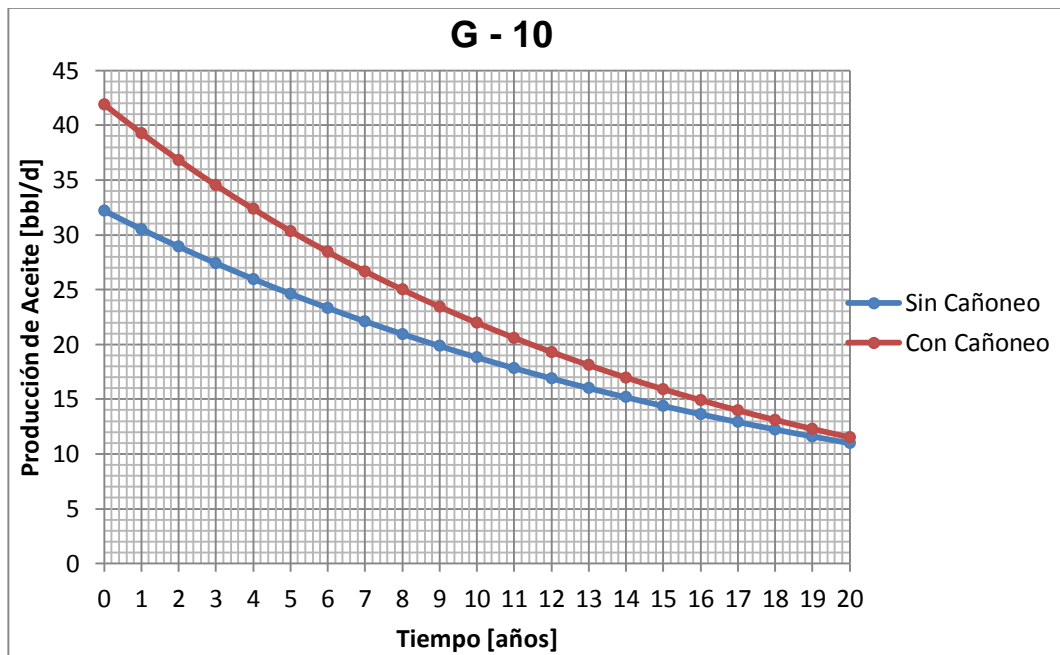
TIEMPO [Años]	SIN CAÑONEO			CON CAÑONEO		
	G-10 Qt [bbl/d]	G-70 Qt [bbl/d]	G-75 Qt [bbl/d]	G-10 Qt [bbl/d]	G-70 Qt [bbl/d]	G-75 Qt [bbl/d]
0	32,2	22,3	12,4	18,8167049	20,4368733	10,3336731
1	30,5146369	21,9237875	12,0909548	19,1959022	20,5883912	10,4267478
2	28,9174873	21,5600576	11,796939	19,5637497	20,7346408	10,5168657
3	27,4039341	21,2081991	11,5168822	19,9206858	20,875892	10,6041656
4	25,9696016	20,8676404	11,2498134	20,267133	21,0123969	10,6887777
5	24,6103433	20,5378455	10,9948496	20,6034978	21,1443906	10,7708241
6	23,3222298	20,2183122	10,7511861	20,9301701	21,2720932	10,8504199
7	22,1015372	19,9085689	10,5180878	21,2475243	21,3957106	10,9276732
8	20,9447366	19,6081724	10,2948823	21,5559189	21,5154357	11,0026858
9	19,8484838	19,316706	10,0809528	21,8556973	21,6314494	11,075554
10	18,8096098	19,0337773	9,87573286	22,1471882	21,7439218	11,1463683
11	17,8251111	18,7590165	9,67870125	22,4307061	21,8530125	11,2152144
12	16,8921418	18,4920751	9,48937747	22,7065515	21,9588717	11,2821732
13	16,0080048	18,2326239	9,30731792	22,9750119	22,0616411	11,3473213
14	15,170144	17,9803521	9,13211238	23,2363622	22,1614538	11,4107311
15	14,3761374	17,7349656	8,96338096	23,4908651	22,2584357	11,4724713

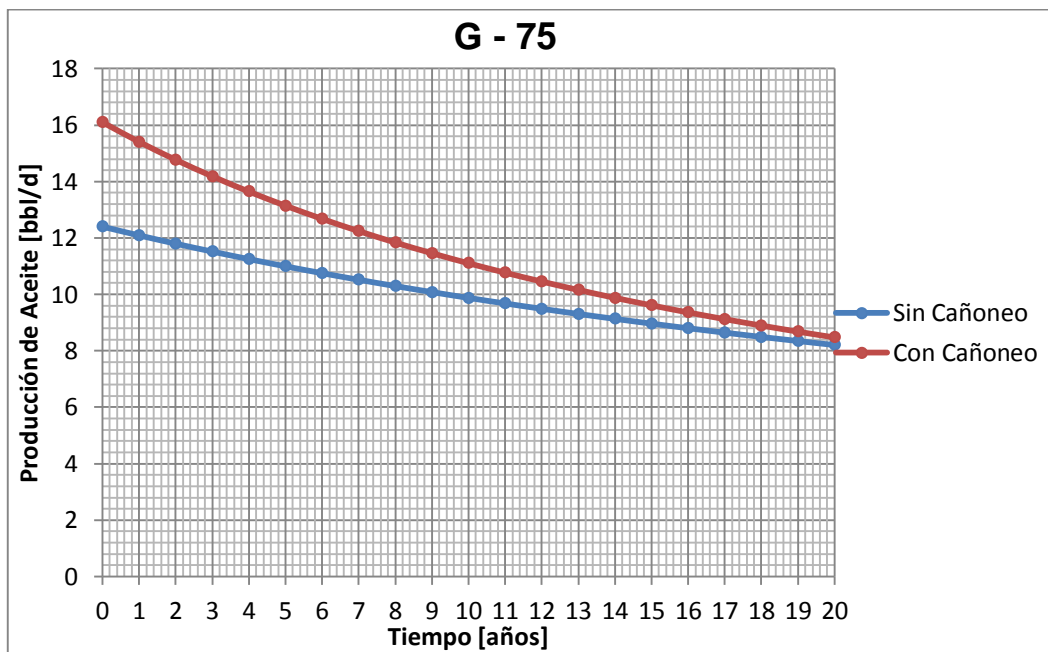
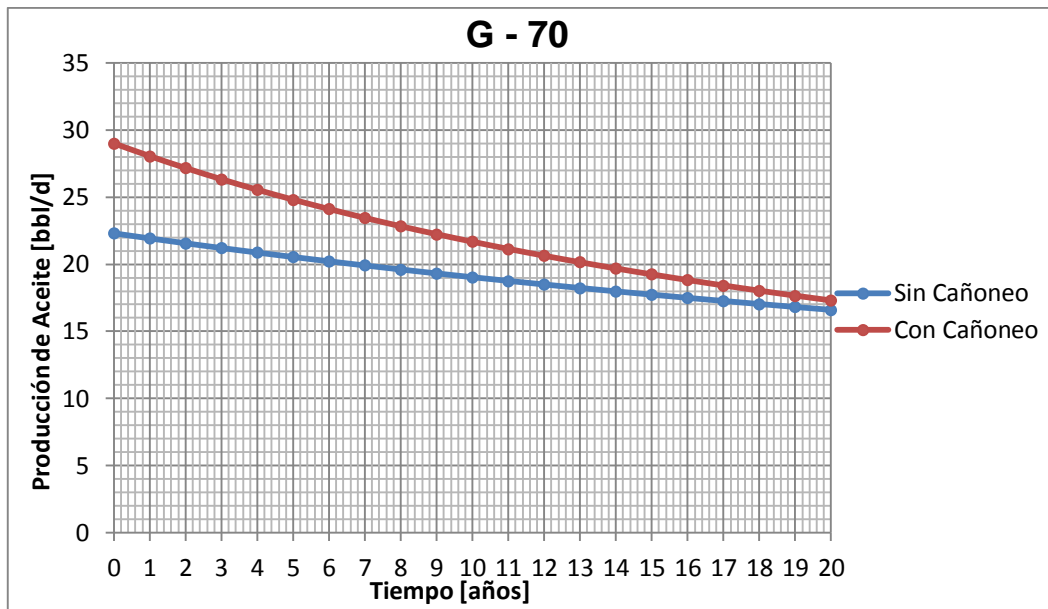
TIEMPO [Años]	SIN CAÑONEO			CON CAÑONEO		
	G-10 Qt [bbl/d]	G-70 Qt [bbl/d]	G-75 Qt [bbl/d]	G-10 Qt [bbl/d]	G-70 Qt [bbl/d]	G-75 Qt [bbl/d]
16	13,6236895	17,4961864	8,80077134	23,7387716	22,3527055	11,5326069
17	12,9106252	17,2637513	8,64395628	23,9803217	22,4443754	11,5911998
18	12,234883	17,0374106	8,4926315	24,215745	22,5335515	11,6483085
19	11,5945095	16,8169278	8,34651362	24,4452607	22,6203341	11,7039887
20	10,9876535	16,6020785	8,20533844	24,6690786	22,7048185	11,7582933

Fuente: Los Autores.

Graficando los valores anteriores se visualiza el comportamiento de la producción de aceite en un antes y después del cañoneo y recañoneo.

Figura 79. Comportamiento de la Producción de Aceite antes y Después del Trabajo Propuesto





Fuente: Los Autores.

Con las dos curvas visualizadas anteriormente, la diferencia de éstas es el incremental que se obtiene para cada uno de los pozos durante el tiempo pronosticado. La siguiente tabla representa la producción acumulada de aceite para cada pozo.

Tabla 34. Producción Acumulada de Aceite Incremental

Np INCREMENTAL			
TIEMPO [Años]	G-10 Np [bbl]	G-70 Np [bbl]	G-75 Np [bbl]
1	3.367,62	2.339,64	1.278,99
2	3.040,59	2.139,82	1.146,63
3	2.740,11	1.956,42	1.028,60
4	2.464,19	1.787,77	922,98
5	2.210,99	1.632,40	828,17
6	1.978,82	1.489,02	742,80
7	1.766,08	1.356,50	665,73
8	1.571,30	1.233,83	595,97
9	1.393,11	1.120,10	532,67
10	1.230,24	1.014,54	475,12
11	1.081,53	916,42	422,67
12	945,87	825,12	374,80
13	822,25	740,05	331,01
14	709,74	660,72	290,89
15	607,46	586,66	254,07
16	514,61	517,44	220,24
17	430,43	452,70	189,11
18	354,24	392,10	160,42
19	285,39	335,31	133,94
20	223,29	282,07	109,49
TOTAL	27.737,84	21.778,61	10.704,30

Fuente: Los Autores.

Contando con la información incremental, se procede a realizar el análisis económico, cuyas variables a tener en cuenta son el precio del crudo WTI, VPN, TIR y RCB, para la posterior evaluación de la viabilidad de este tipo de trabajos. Como se muestra en la siguiente tabla.

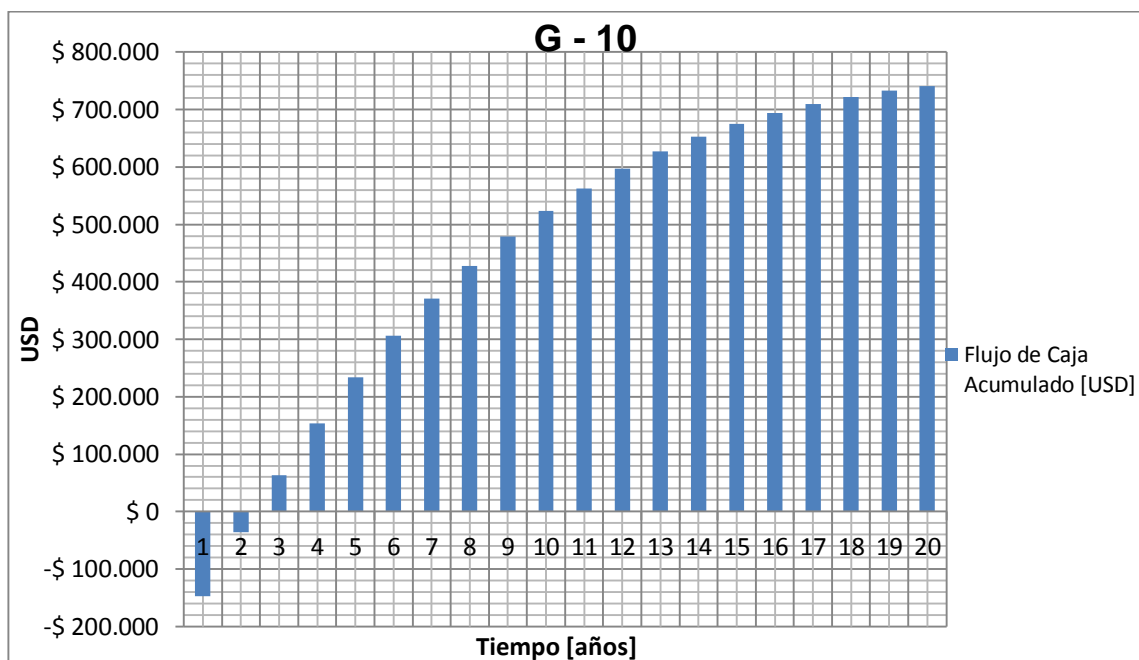
Tabla 35. Variables Económicas que Evalúan la Viabilidad de los Cañoneos y Recañoneos

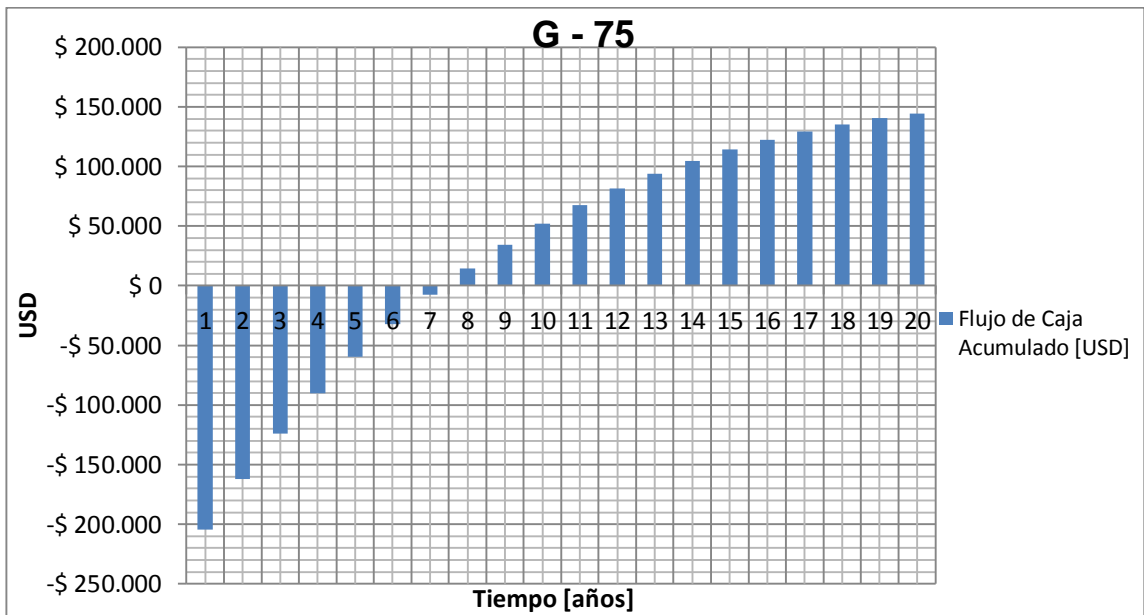
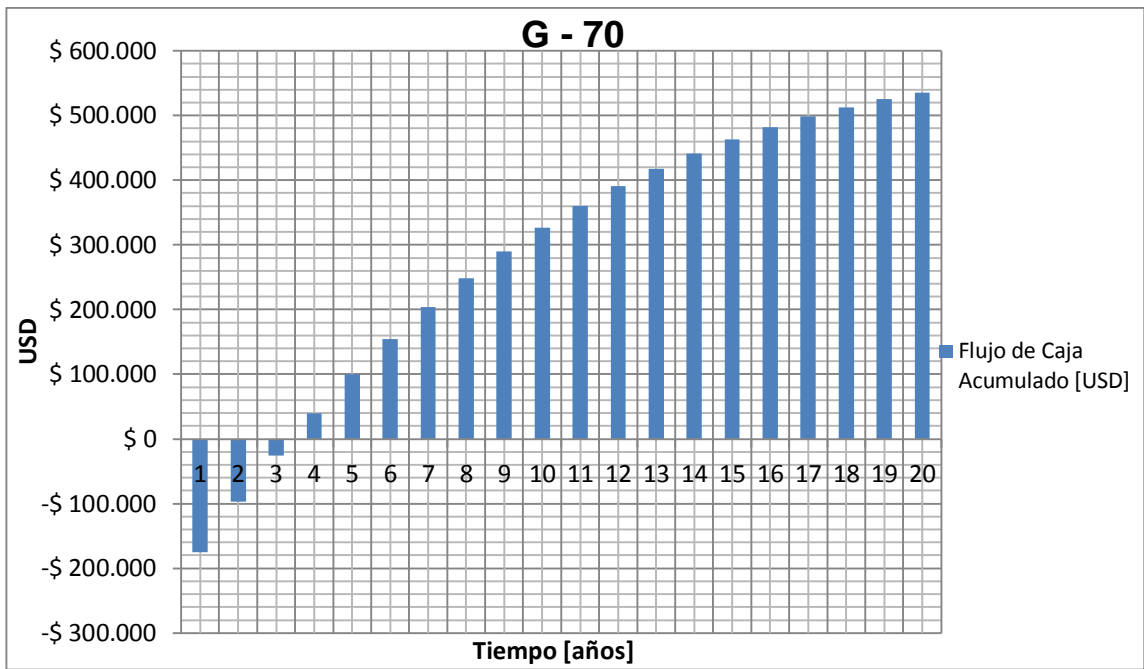
VARIABLES	G-10	G-70	G-75
VPN Ingresos [USD]	794.309	594.825	306.042
VPN Egresos [USD]	440.429	388.516	317.171
VPN Flujo de Caja [USD]	353.879	206.308	-11.129
TIR	65%	36%	10%
Relación Costo/Beneficio	1,80	1,53	0,96

Fuente: los Autores.

Los anteriores valores dan a conocer que el proyecto es viable para los pozos G-10 y G-70, recuperando la inversión en corto plazo. El pozo G-75 puede ser viable pero a largo plazo, es decir, la inversión hecha se recuperaría en 7,5 años aproximadamente. Este comportamiento se visualiza en las siguientes figuras.

Figura 80. Flujo de Caja para los Cañoneos y Recañoneos





Fuente: Los Autores.

5.6. Análisis Financiero para Pozos Infill

Al evaluar la viabilidad de los nuevos pozos en el campo, los dos pozos Infill, es de vital importancia tener una valoración económica para cada uno de ellos en cuanto a los parámetros de valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), relación costo beneficio o índice de rentabilidad (IR) y la tasa de oportunidad (TIO), según ECOPETROL S.A.

Contando con la ecuación de Arps, fueron empleadas al igual que en los tratamientos de workover para evaluar el comportamiento de la producción en cada uno de los pozos respecto a las variables necesarias para la evaluación de cada uno de los tres escenarios de producción, donde se hace referencia a cada caudal (Q_i) en la siguiente tabla.

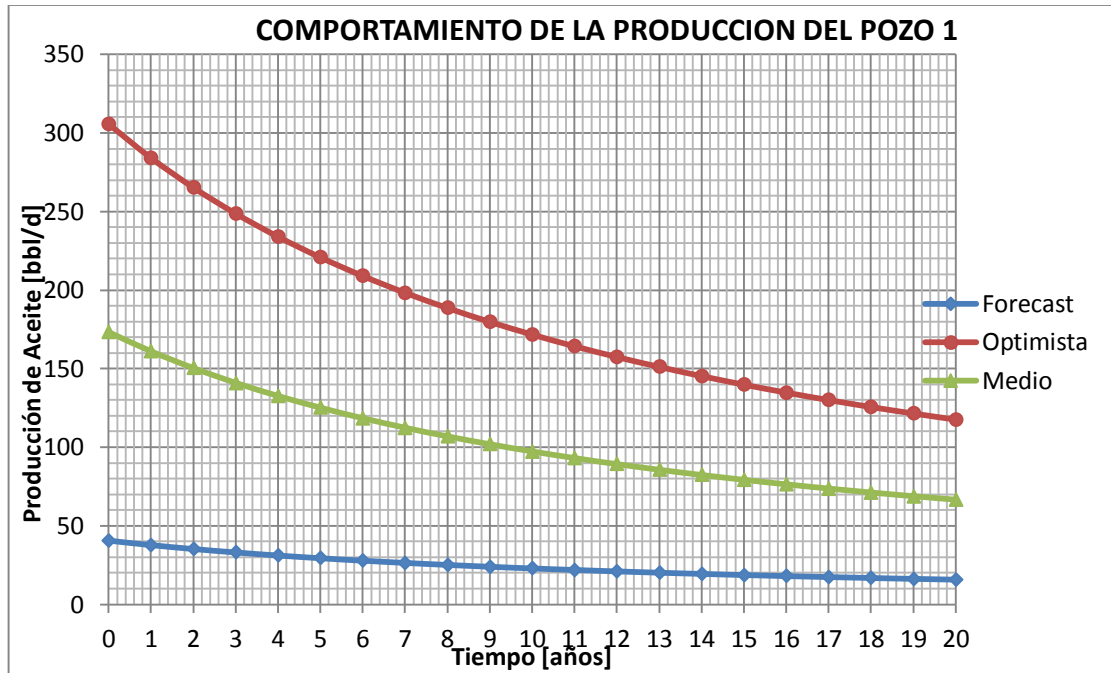
Tabla 36. Variables para la Predicción de la Producción en los Pozos Infill

VARIABLE	POZO 1	POZO 2	POZO REEMPLAZO (G-84)
Q_i (BPPD) (Ponderación Forecast)	40,75	33,31	48,00
Q_i (BPPD) (Ponderación Optimista)	305,62	350,24	457,41
Q_i (BPPD) (Valor medio)	173,19	191,78	252,71
D_i (M.n)	0,006	0,008	0,00
D_i (Anual)	0,075	0,098	0,03
Coeficiente B	0,895	0,767	0,99

Fuente: Los Autores.

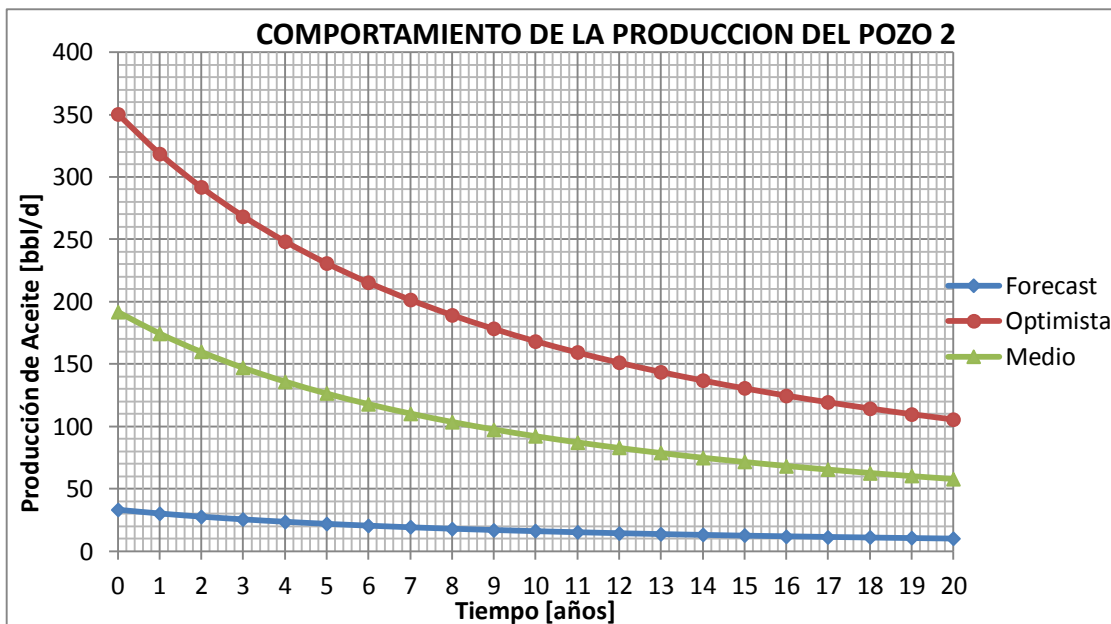
Con la información mostrada en la tabla anterior, se logró realizar los correspondientes cálculos para el comportamiento de la producción en el tiempo (20 años), así como el cálculo del aceite producido anualmente y su acumulado durante el tiempo de pronóstico. Evaluando la predicción de las reservas hechas por parte del Software OFM y el acumulado de la predicción hecha en Excel, deja ver una similitud entre estos valores, mostrando una veracidad en los datos. Las siguientes figuras y tabla, representan el comportamiento de la producción y el acumulado de aceite para cada uno de los pozos con cada uno de los caudales.

Figura 81. Comportamiento de la Producción en el Pozo 1



Fuente: Los Autores.

Figura 82. Comportamiento de la Producción en el Pozo 2



Fuente: Los Autores.

Tabla 37. Petróleo Producido por Año en cada uno de los Pozos Infill

TIEMPO [Años]	VALOR FORECAST		VALOR OPTIMISTA		VALOR MEDIO	
	POZO 1 Np [bbl]	POZO 2 Np [bbl]	POZO 1 Np [bbl]	POZO 2 Np [bbl]	POZO 1 Np [bbl]	POZO 2 Np [bbl]
1	9.140.169,03	3.885.885,14	107.532,84	121.891,18	60.935,99	66.741,89
2	7.241.832,86	3.548.200,30	93.851,17	103.414,92	53.182,95	56.625,16
3	5.826.530,36	3.248.435,95	82.586,77	88.706,17	46.799,72	48.571,34
4	4.751.301,76	2.981.534,55	73.205,88	76.822,52	41.483,82	42.064,41
5	3.920.802,12	2.743.127,74	65.313,76	67.096,07	37.011,56	36.738,66
6	3.269.853,94	2.529.306,37	58.613,49	59.043,35	33.214,70	32.329,37
7	2.752.919,34	2.337.254,48	52.878,34	52.307,80	29.964,75	28.641,30
8	2.337.557,71	2.164.129,22	47.932,84	46.622,02	27.162,26	25.528,03
9	2.000.252,58	2.007.660,66	43.639,46	41.782,52	24.729,32	22.878,15
10	1.723.686,70	1.865.887,60	39.889,25	37.632,29	22.604,17	20.605,68
11	1.494.924,99	1.737.184,79	36.594,99	34.048,75	20.737,40	18.643,50
12	1.304.179,46	1.620.044,08	33.686,22	30.935,11	19.089,08	16.938,62
13	1.143.955,20	1.513.126,34	31.105,51	28.214,17	17.626,66	15.448,76
14	1.008.450,34	1.415.502,86	28.805,71	25.823,79	16.323,43	14.139,90
15	893.128,30	1.326.022,07	26.747,80	23.713,51	15.157,26	12.984,41
16	794.408,85	1.243.968,78	24.899,26	21.842,05	14.109,75	11.959,68
17	709.442,05	1.168.546,92	23.232,87	20.175,37	13.165,45	11.047,08
18	635.941,15	1.099.010,50	21.725,63	18.685,21	12.311,33	10.231,14
19	572.057,51	1.034.983,33	20.358,07	17.347,97	11.536,37	9.498,94
20	70.744.809,78	108.560.947,83	19.113,58	16.143,84	10.831,16	8.839,61
Total [bbl]	122.266.204,03	148.030.759,52	931.713,43	932.248,60	527.977,14	510.455,62

Fuete: Los Autores.

Como se realizó anteriormente la evaluación económica para los trabajos de estimulación, se desarrollaron los cálculos correspondientes a los ingresos y egresos para cada año. El valor de la inversión se estimó según datos de la empresa ECOPETROL S.A. por un valor de 3.990.000 [USD], valor que corresponde a un pozo completo con obras civiles, revestido y cementado por un valor de 3,6 millones de [USD], Un completamiento con un valor de 250,000 [USD], más el sistema de levantamiento y una PCP o bombeo mecánico por un valor de 140,000 [USD], para el Campo Galán, evaluando así en cada uno de los escenarios propuestos como lo muestra la siguiente tabla.

Tabla 38. Variables Económicas que Examinan la Viabilidad de la Perforación de cada uno de los Pozos Infill

POZO	VARIABLE	FORECAST	OPTIMISTA	MEDIO
1	VPN [USD]	-1.445.284	15.094.868	6.824.792
	TIR [%]	3	266	62
	RCB	0,75	1,88	1,60
2	VPN [USD]	-2.085.012	16.040.107	6.977.547
	TIR [%]	-1	489	71
	RCB	0,61	1,90	1,61

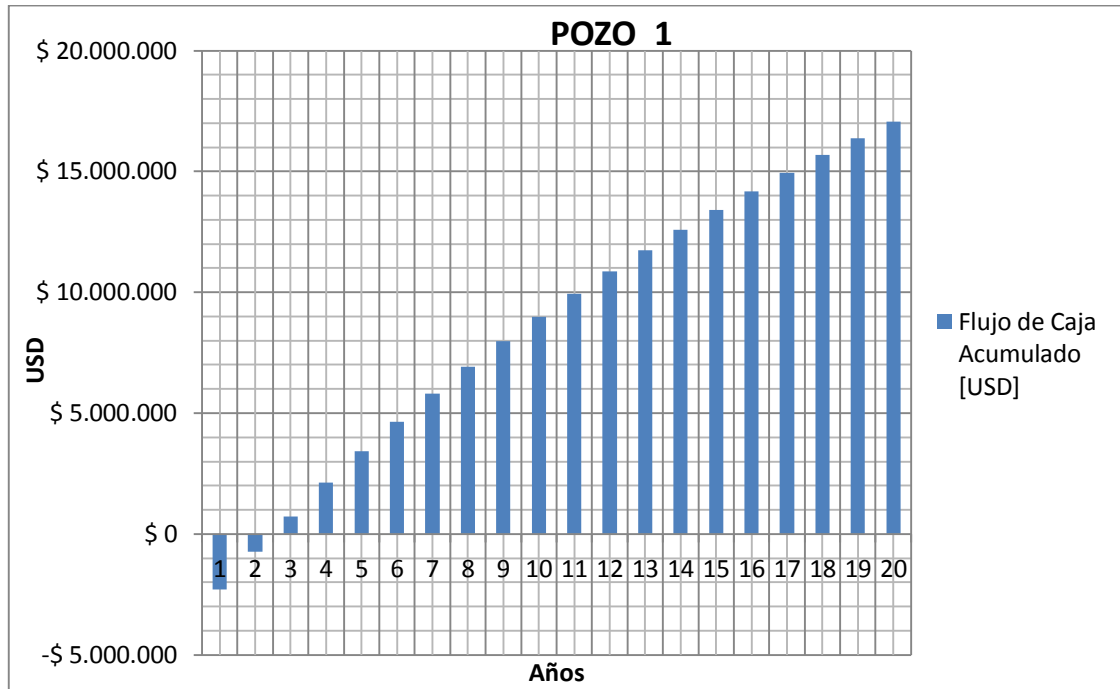
Fuente: Los Autores.

Mirando los resultados obtenidos mediante la evaluación económica en la anterior tabla, se observan todos los escenarios que corresponden al pronóstico realizado con los caudales iniciales de cada pozo, estos escenarios son: FORECAST, OPTIMISTA Y MEDIO.

Según el pronóstico FORECAST, ninguno de los dos pozos cumple con al menos una de las variables con las que se evaluó la inversión, es decir no es viable realizar la perforación de estos pozos, ya que el VPN es negativo en ambos casos y por ende no se recuperaría la inversión en el tiempo estipulado.

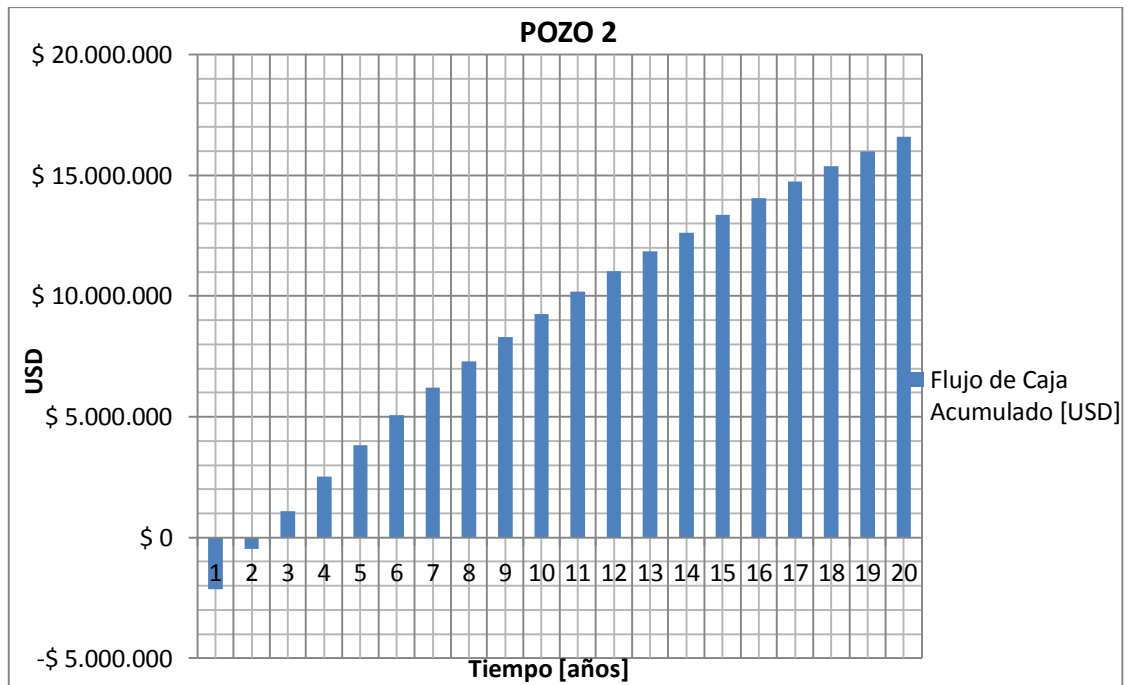
Según el pronóstico OPTIMISTA Y MEDIO, muestra un comportamiento óptimo para la inversión, ya que esta se puede recuperar durante el tiempo que se estipuló para ello, castigando el pozo de una forma que no sea tan atractivo para el inversionista que se crea falsas expectativas, como tan bajo que no alcance su inversión a pagar, por ello se toma el valor medio para hacer el análisis económico que se requiera, en las siguientes figuras se observa el comportamiento de flujo de caja en cada uno de los pozos a perforar, mostrando la trayectoria en el tiempo y la recuperación de la inversión.

Figura 83. Flujo de Caja del Pozo Infill 1



Fuente: Los Autores.

Figura 84. Flujo de Caja del Pozo Infill 2



Fuente: Los Autores.

5.7. Análisis Financiero para el Pozo Reemplazo

Al evaluar la producción en el Campo Galán, y sus estados Mecánicos, se visualizó pozos con buenas características de producción, pero en sus estados actuales, los pozos están abandonados, como es el caso del pozos G – 84, ahora es necesario realizar una valoración económica para este pozos en cuanto a los parámetros de selección, los cuales son: de valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), relación costo-beneficio o índice de rentabilidad (IR) y la tasa de oportunidad (TIO), según ECOPETROL S.A.

Al igual que en los tratamientos de Workover y selección de Pozos Infill, se evaluó el comportamiento de la producción en el pozo reemplazo con respecto a las variables necesarias para la evaluación de cada uno de los tres escenarios de producción, donde se hace referencia a cada caudal (Qi) en la siguiente tabla.

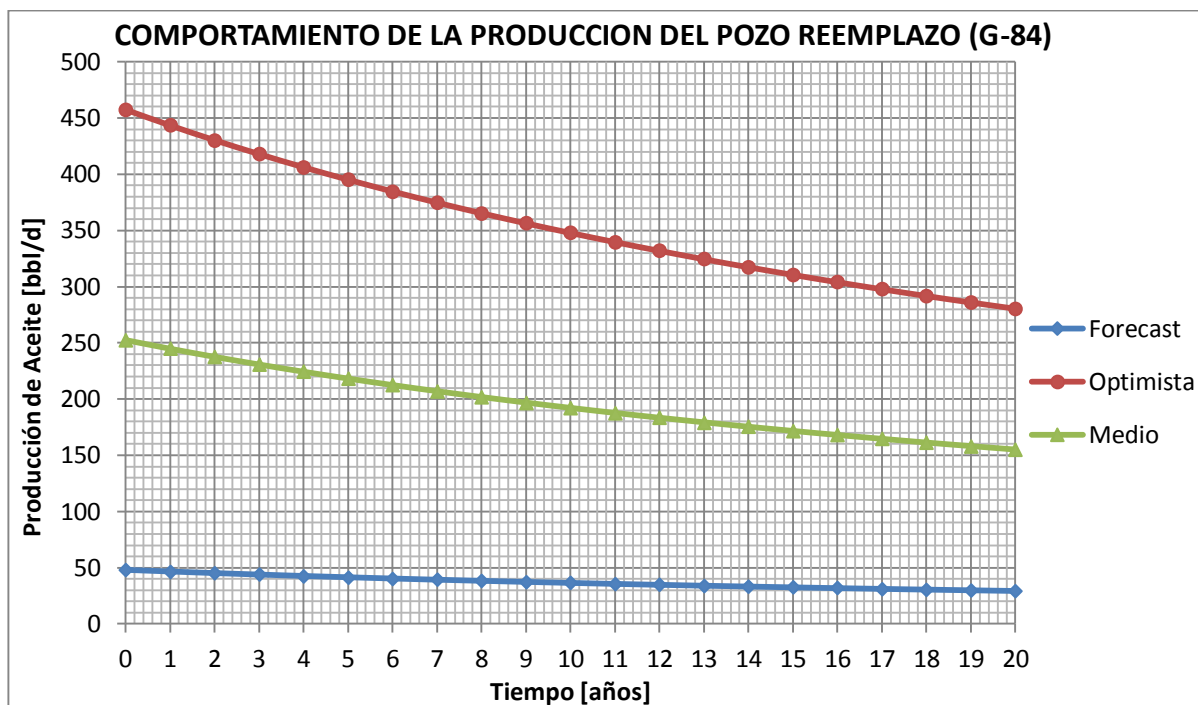
Tabla 39. Variables para la Predicción de la Producción en el Pozo Reemplazo

VARIABLE	POZO REEMPLAZO (G-84)
Qi (BPPD) (Ponderación Forecast)	48,00
Qi (BPPD) (Ponderación Optimista)	457,41
Qi (BPPD) (Valor medio)	252,71
Di (M.n)	0,00
Di (Anual)	0,03
Coeficiente B	0,99

Fuente: Los Autores.

Al igual que los pozos Infill, se realiza los correspondientes cálculos para el comportamiento de la producción en el tiempo (20 años), así como el cálculo del aceite producido anualmente y su acumulado durante el tiempo de pronóstico. Evaluando la predicción de las reservas hechas por parte del Software OFM y el acumulado de la predicción hecha en Excel, deja ver una similitud entre estos valores, mostrando una veracidad en lo datos. La siguiente figura y tabla, representa el comportamiento de la producción y el acumulado de aceite para el Pozo Reemplazo, con cada uno de los caudales.

Figura 85. Comportamiento de la Producción en el Pozo Reemplazo



Fuente: Los Autores.

Tabla 40. Petróleo Producido por Año en el Pozo Reemplazo

VALOR FORECAST		VALOR OPTIMISTA	VALOR MEDIO
TIEMPO [Años]	POZO REEMPLAZO (G-84) Np [bbl]	POZO REEMPLAZO (G-84) Np [bbl]	POZO REEMPLAZO (G-84) Np [bbl]
1	17.252,87	164.408,96	90.830,98
2	16.229,41	154.656,14	85.442,78
3	15.294,25	145.744,65	80.519,45
4	14.437,54	137.580,76	76.009,15
5	13.650,75	130.083,08	71.866,91
6	12.926,45	123.181,05	68.053,70
7	12.258,24	116.813,24	64.535,79
8	11.640,45	110.926,19	61.283,32
9	11.068,14	105.472,42	58.270,28
10	10.536,96	100.410,60	55.473,78
11	10.043,06	95.704,12	52.873,59
12	9.583,04	91.320,42	50.451,73
13	9.153,87	87.230,74	48.192,26

VALOR FORECAST		VALOR OPTIMISTA	VALOR MEDIO
TIEMPO [Años]	POZO REEMPLAZO (G-84) Np [bbl]	POZO REEMPLAZO (G-84) Np [bbl]	POZO REEMPLAZO (G-84) Np [bbl]
14	8.752,86	83.409,23	46.081,09
15	8.377,59	79.833,20	44.105,39
16	8.025,91	76.481,95	42.253,93
17	7.695,89	73.337,01	40.516,45
18	7.385,77	70.381,85	38.883,82
19	7.094,02	67.601,53	37.347,73
20	6.819,17	64.982,47	35.900,82
Total [bbl]	218.226,24	2.079.559,61	1.148.892,95

Fuente: Los Autores

Como se realizó anteriormente la evaluación económica para los trabajos de Pozos Infill, se desarrollan los cálculos correspondientes a los ingresos y egresos para cada año, tomando los mismos valores de inversión.

Tabla 41. Variables Económicas que Examina la Viabilidad de la Perforación del Pozo Reemplazo

POZO	VARIABLE	FORECAST	OPTIMISTA	MEDIO
Reemplazo (G-84)	VPN [USD]	-397.570	30.243.616	14.923.023
	TIR [%]	9	-----	162
	RCB	0,94	2,10	1,88

Fuente: Los Autores.

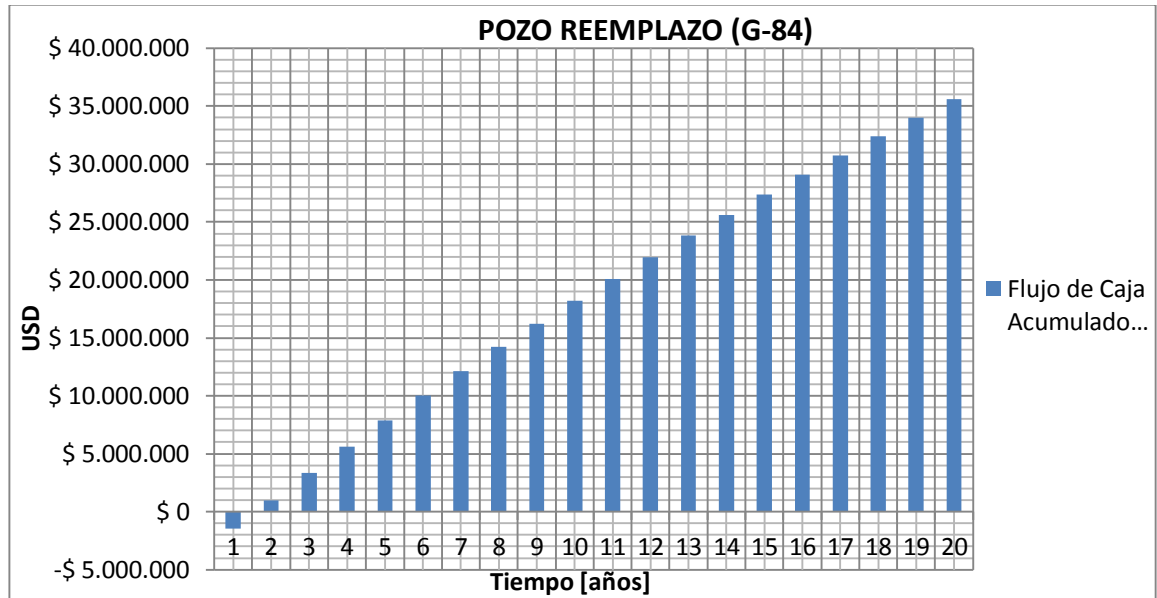
Observando los resultados obtenidos mediante la evaluación económica en la anterior tabla, se observan todos los escenarios que corresponden al pronóstico realizado con los caudales iniciales para el pozo reemplazo G – 84, estos escenarios son: FORECAST, OPTIMISTA Y MEDIO.

Según el pronóstico FORECAST, no cumple con al menos una de las variables con las que se evaluó la inversión, es decir no es viable realizar la perforación de este pozo, ya que el VPN es negativo y por ende no se recuperaría la inversión en el tiempo estipulado.

Según el pronóstico OPTIMISTA, no cumple con al menos una de las variables con las que se evaluó la inversión, en este caso el VPN es positivo mayor que 1, es decir es viable económicamente, ahora el criterio que no cumple con la evaluación es el TIR, no hay un valor que muestre si es buena o no la inversión en el proyecto, por lo tanto, no hay utilidades netas en la inversión.

Según el pronóstico MEDIO, muestra un comportamiento óptimo para la inversión, ya que esta se puede recuperar durante el tiempo que se estipuló para ello. En la siguiente figura se observa el comportamiento de flujo de caja en el pozo reemplazo G-84 a perforar, mostrando en el tiempo la trayectoria y la recuperación de la inversión.

Figura 86. Flujo de Caja del Pozo Reemplazo



Fuente: Los Autores.

5.8. Rankin de Pozos

Con el propósito de conocer cuáles son los trabajos que primero se deben hacer según el análisis financiero, se realizó un ranking de pozos a intervenir, teniendo en cuenta ciertos criterios económicos que hacen rentable el proyecto, estos son:

➤ Criterios para el Rankin de Pozos

1. **VALOR PRESENTE NETO (VPN):** Para este caso el VPN del flujo de caja, a mayor valor, será más rentable.
2. **TASA INTERNA DE RETORNO (TIR):** Para la empresa ECOPETROL S.A. la tasa Interna de Retorno (TIR) debe ser igual o superior a la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) para que un proyecto sea viable. (TIO del 11%)
3. **RELACION COSTO BENEFICIO (RCB):** El proyecto se acepta si el índice es mayor que 1, y no se acepta si es menor que 1.

La siguiente tabla muestra el Rankin de los trabajos a realizar en cada uno de los pozos.

Tabla 42. Rankin de Pozos

RANKING	TRABAJOS A REALIZAR		
1	POZO REEMPLAZO		
	POZO 84	VPN Flujo de Caja [USD]	14.923.023
		TIR	162%
		Relación Costo/Beneficio	1,88
2	POZOS INFILL		
	POZO 2	VPN Flujo de Caja [USD]	6.977.547
		TIR	71%
		Relación Costo/Beneficio	1,61
3	POZOS INFILL		
	POZO 1	VPN Flujo de Caja [USD]	6.824.792
		TIR	62%
		Relación Costo/Beneficio	1,6
4	OPERACIONES DE PESCA		
	POZO 70	VPN Flujo de Caja [USD]	1.443.945
		TIR	171%
		Relación Costo/Beneficio	1,91
5	LAVADO DE ARENAS		
	POZO 09	VPN Flujo de Caja [USD]	438.964
		TIR	79%
		Relación Costo/Beneficio	1,69
6	CANONEO Y RECAÑONEO		
	POZO 10	VPN Flujo de Caja [USD]	353.879
		TIR	65%
		Relación Costo/Beneficio	1,8
7	CANONEO Y RECAÑONEO		
	POZO 70	VPN Flujo de Caja [USD]	206.308
		TIR	36%
		Relación Costo/Beneficio	1,53
8	ESTIMULACION		
	POZO 71	VPN Flujo de Caja [USD]	80.963
		TIR	28%
		Relación Beneficio/Costo	1,21
9	EVALUACION DE ZONAS ACUIFERAS		
	POZO 121	VPN Flujo de Caja [USD]	48.867
		TIR	15%
		Relación Costo/Beneficio	1,10

Fuente: Los Autores.

De los trabajos propuestos que no son viables económicamente según los parámetros de la empresa ECOPETROL S.A se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 43. Rankin de los Pozos No Viables para la Empresa Ecopetrol S.A.

RANKING	TRABAJOS A REALIZAR		
1	CAÑONEO Y RECAÑONEO		
	POZO 75	VPN Flujo de Caja [USD]	-11.129
		TIR	10%
		Relación Costo/Beneficio	0,96
2	EVALUACION DE ZONAS ACUIFERAS		
	POZO 10	VPN Flujo de Caja [USD]	-91.722
		TIR	1%
		Relación Costo/Beneficio	0,78
3	POZO 74	VPN Flujo de Caja [USD]	-206.463
		TIR	-14%
		Relación Costo/Beneficio	0,38
4	POZO 75	VPN Flujo de Caja [USD]	-215.534
		TIR	-14%
		Relación Costo/Beneficio	0,34

Fuente: Los Autores.

6. CONCLUSIONES

- El campo Galán ha presentado varios problemas durante su vida productiva debido en su mayor parte a la poca consolidación de las arenas que presenta la zona A de la Formación Colorado que provoca arenamientos y en la zona B con presencia de acuífero; dificultando la producción de aceite.
- Al campo Galán se le han realizado trabajos de recuperación secundaria, una de ella fue la inyección de agua en 1977, incrementando la producción a 1500 [BPD] pero se abandonó por represión en el yacimiento. Posteriormente se le realizó una inyección cíclica de CO₂ en 1989, el cual fue suspendida por falta de disponibilidad de gas.
- Con el fin de aumentar la producción en el activo, se le han realizado trabajos de workover tales como estimulaciones (inyección cíclica de CO₂, fracturamientos, lavados de arenas, cañoneos y recañoneos, cambios de estado, entre otros; dando como resultado que algunos de ellos no han sido satisfactorios en el incremento de la producción.
- La herramienta Oil Field Manager de Schlumberger, provee de una buena base de datos y aplicaciones, que facilita al ingeniero analizar los diferentes tipos de escenarios para tomar la decisión más acertada al momento de estudiar un campo.
- Una de las aplicaciones más relevantes con la que trabaja OFM son las variables calculadas, ya que de aquí se derivan los diferentes procesos de análisis tales como mapa de grilla, mapa de burbuja, Scatter Plot, los Forecast, el reporte de datos de los Forecast, entre otros, con los cuales se desarrolla una evaluación detallada de la producción de un campo.
- Para el estudio de un campo es importante tener en cuenta el índice de heterogeneidad, ya que es de gran utilidad hacer una comparación entre los pozos considerando éste como un criterio para establecer los pozos que representan un desempeño ya sea positivo o negativo con respecto al promedio de los mismos.
- Mediante los mapas de grilla se puede visualizar el comportamiento de cada uno de los factores a tener en cuenta para el estudio del campo como lo son: las propiedades petrofísicas, comportamiento de la producción, comportamiento del yacimiento (índice de declinación y porcentaje de depletación), con el fin de tener una buena aproximación en cada punto dentro del área de estudio, mediante la ponderación realizada con la opción Grid Cell Value.

- El campo Galán llegó a su pico máximo de producción en el año de 1955 aproximadamente, desde entonces ha venido declinando, presentando aumentos de períodos pequeños de producción gracias a los trabajos realizados; actualmente el campo presenta un porcentaje de depletación del 86%, por esta razón su factor de recobro es bajo, del 7,73%.
- Las gráficas de comportamiento es una ayuda adicional para el análisis de las propiedades tanto de producción como del yacimiento, ya que permite observar de forma más detallada las características de comportamiento de cada pozo, clasificando su rendimiento para cada uno de ellos.
- Con el análisis de producción hecho para el campo y en busca de optimizarla, se postulan trabajos de reacondicionamiento tales como: estimulación (pozo G-70), evaluación y aislamiento de zonas acuíferas (pozos G-74 y G-75), lavado de arenas (pozo G-09), cañoneros y recañoneos (pozos G-10, G-70 y G-75).
- En base a los trabajos realizados con los voronoi de 10 [acres], y mediante la delimitación y posterior superposición de las áreas, se lograron ubicar dos (2) nuevos pozos con el fin de drenar aquellas áreas que no han sido alcanzadas con los pozos existentes.
- Al analizar las buenas características de producción y del yacimiento para el pozo G-84, presentando un daño mecánico, motivo por el cual está abandonado, se determina realizar un pozo reemplazo para aprovechar dichas características.
- Para la viabilidad de un proyecto es necesario conocer las variables económicas tales como Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Costo Beneficio (RCB) y el Flujo de Caja, las cuales permiten decidir si un proyecto es rentable o no, teniendo en cuenta el precio del crudo WTI, siendo éste de vital importancia al momento de desarrollar un proyecto.
- Es necesario conocer los parámetros que tiene la empresa al desarrollar sus proyectos, ya que puede ser viables en el tiempo estipulado pero no rentables para la empresa, como por ejemplo la evaluación de las zonas acuíferas, son viables pero no rentables en el tiempo que la empresa en este caso ECOPETROL S.A tiene para recuperar la inversión.

7. RECOMENDACIONES

- Es importante tener una buena base de datos que cuente con la información lo más actualizada posible de los pozos pertenecientes al área de estudio, ya que esto es indispensable para obtener resultados confiables y precisos en el análisis de ingeniería y así tomar la mejor decisión.
- Teniendo en cuenta la carencia de información precisa de las propiedades petrofísicas, se recomienda realizar un análisis de los datos, con el fin de obtener valores más exactos de estas variables, ya que son importantes a la hora de desarrollar un estudio como este.
- Se recomienda hacer un seguimiento en la historia de eventos realizados a los pozos, con el fin de actualizar y darle un mejor manejo a la información, siendo de vital importancia a la hora de generar los estados mecánicos.
- Para sugerir alternativas de trabajos de reacondicionamientos, es importante tener en cuenta el mayor número de variables posibles, con el objetivo de realizarles un control de calidad a los resultados disminuyendo los errores a la hora de tomar decisiones.
- Para proponer pozos infill, se recomienda hacer un estudio para disminuir el área de drenaje y así aumentar el área que aún no ha sido drenada, contribuyendo de esta manera a la optimización de la producción, en este caso del campo Galán.
- Se recomienda realizar un análisis de los pozos y de su sistema de levantamiento, ya que la mayoría de éstos presentan arenamientos que no permiten la extracción eficiente del aceite en el activo.
- Para los pozos G-109, G-110 y G-111, revisando su historia de eventos y su productividad muestran que han sido cambiados a inyectores, por lo tanto se recomienda realizarles una evaluación física y financiera para verificar si están cumpliendo su función como inyectores, y de no ser así, proponer su abandono oficial.

BIBLIOGRAFIA

AVILA O. Milton Eduardo, Metodología para la implementación de la herramienta software Oil Field Manager (OFM) en la operación y administración de la producción en un campo petrolero. Proyecto de grado Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2005.

CABEZA M, Janice y CATALINA P, Sandra C. Evaluación Técnico – Económica del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito de ECOPETROL S.A. Proyecto de grado Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2011.

BOLAÑOS R, Edwinder y OSMA R, Iván. Optimización de la producción de la estación K-27 del campo TIBU, mediante un sistema de evaluación de desempeño. Proyecto de grado Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2009.

DELGADO Fernando. Proyecto piloto de inundación con agua campo GALAN – zona A. Empresa Colombiana de Petróleos, distrito de producción. 1973.

DUMRAUF, Guillermo L, Finanzas Corporativas, 2006 Alfaomega Grupo Editor, S.A., de C.V.

ESCOBAR Mario R. Análisis de producción del sector Occidental del campo GALAN. Fundación Universidad de América. Proyecto de grado. Bogotá. 1985.

GUTIÉRREZ G, Jahir A y PIAMONTE A, Natalia. Estudio integrado de producción para la optimización de campo Galán, operado por ECOPETROL S.A. Proyecto de grado Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011

LEON Q. Camilo A, BOHADA C. Marlo J. Metodología para la Selección, Diseño y Ejecución del Reacondicionamiento de pozos inactivos – Aplicación al Campo Colorado.

NARANJO S. Carlos E. Factibilidad de la inyección de agua en las arenas mugrosa del campo LISAMA. Proyecto de grado Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2^{da} edición. Maracaibo – Venezuela. 2001.

RODRIGUEZ P. Edwin. Evaluación técnica de la implementación de un proceso de inyección de agua en el campo Lizama, mediante simulación

numérica de yacimientos. Proyecto de grado Universidad Industria de Santander. Bucaramanga. 2009.

SANABRIA G, Liliana. Determinación de oportunidades de desarrollo en campos maduros sometidos a inyección de agua usando el software ASIA y OFM. Proyecto de grado Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2008.

SANCHEZ P, Andrea y CAVIEDES G, Marcela. Selección de pozos para operaciones de workover, mediante análisis avanzados de producción en el Campo Provincia. Proyecto de grado Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011.

SILVA DE JESUS Bernardo A. Análisis de colapsos campos GALAN y CASABE. 1987.

Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de referencia.

Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de uso básico.

SPE 80909, A Generalized Hyperbolic, Decline Equation with Rate-Time - Dependent Function.

SPE 81427, A Generalized Hyperbolic, Decline Equation with Rate-Time and - Rate-Cumulative Relationships.

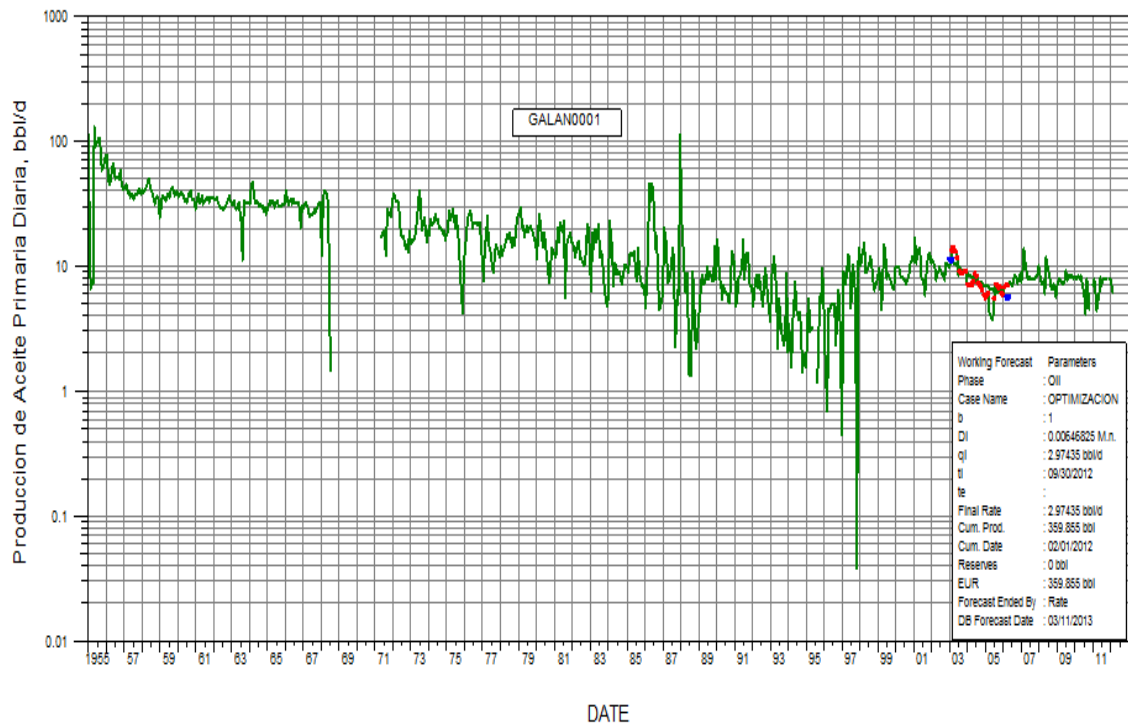
ANEXO

ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Para el análisis de ingeniería que se realizó en este proyecto, es de vital importancia destacar el desarrollo de los pronósticos de Producción de Hidrocarburos a cada uno de los Pozos existentes en el campo, usando la aplicación FORECAST del Software OFM. A continuación se dan a conocer la predicción de cada uno de ellos, mostrando los valores de Reservas, caudales Iniciales, Índice de Declinación y el Coeficiente b, valores con los cuales se evaluó el desempeño y la generación de las alternativas que permitan aumentar la producción en el campo Galán.

➤ Pozo: Galán 1

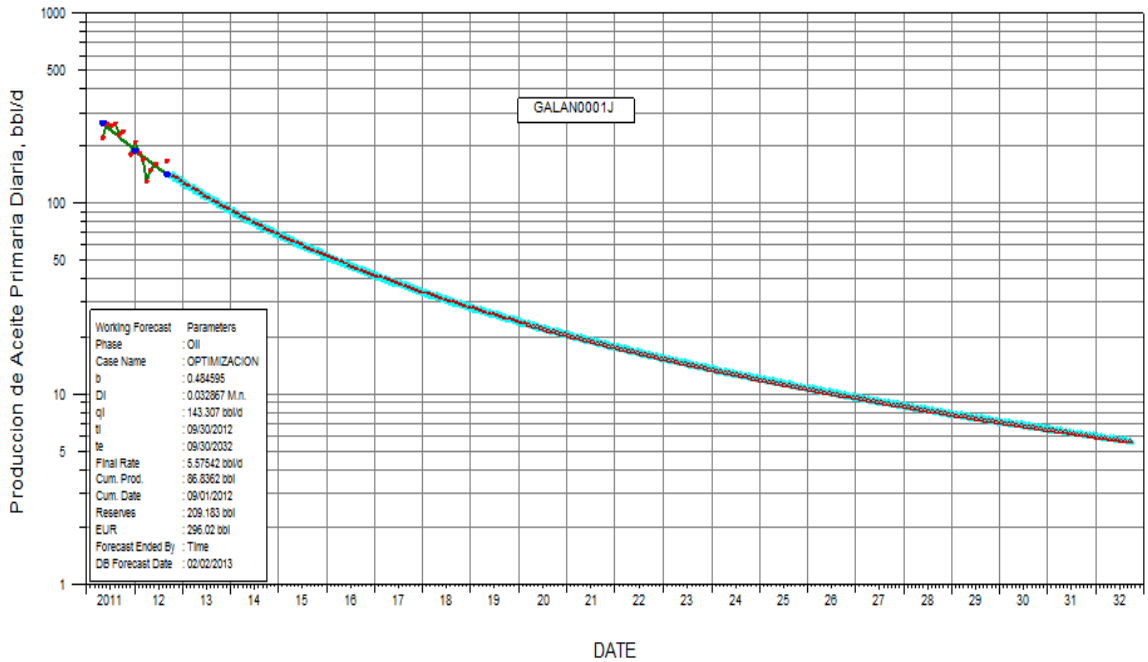
Figura 87. Pronóstico de Producción para el pozo Galán - 1



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 1J

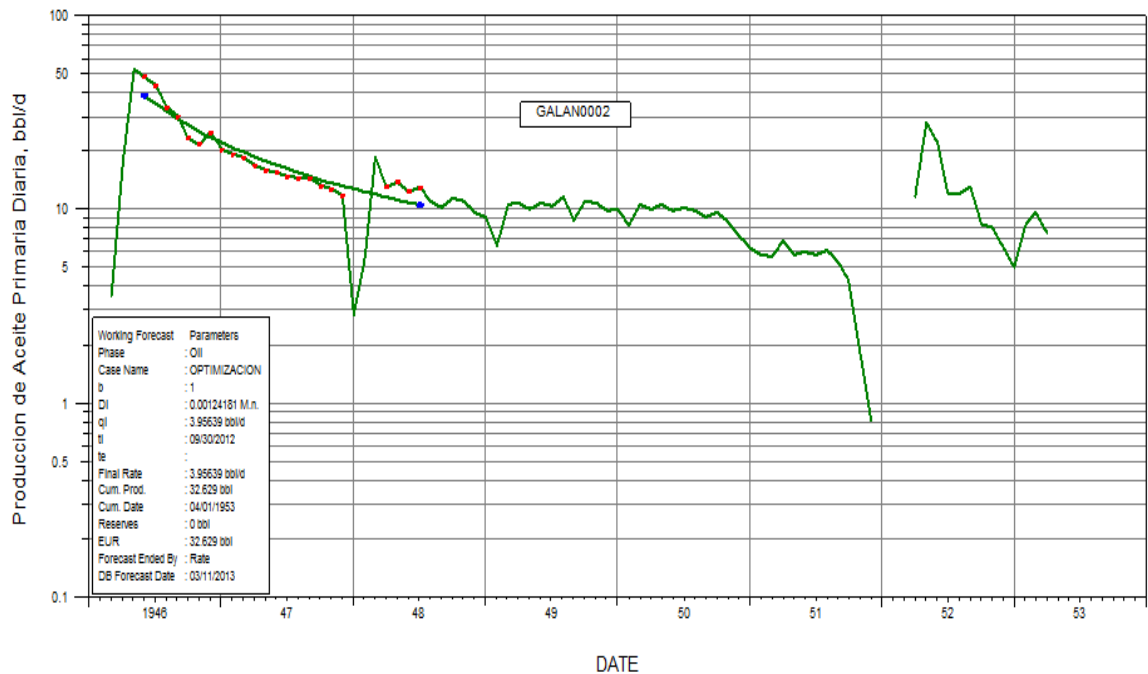
Figura 88. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 1J



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 2

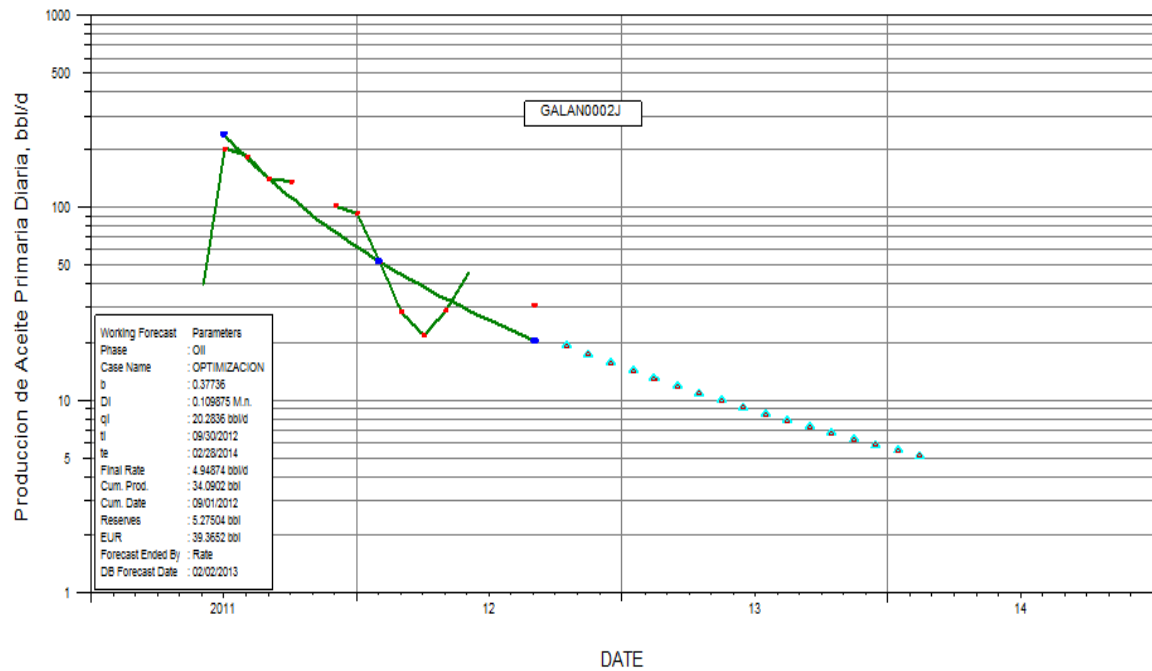
Figura 89. Pronóstico de Producción para el pozo Galán - 2



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 2J

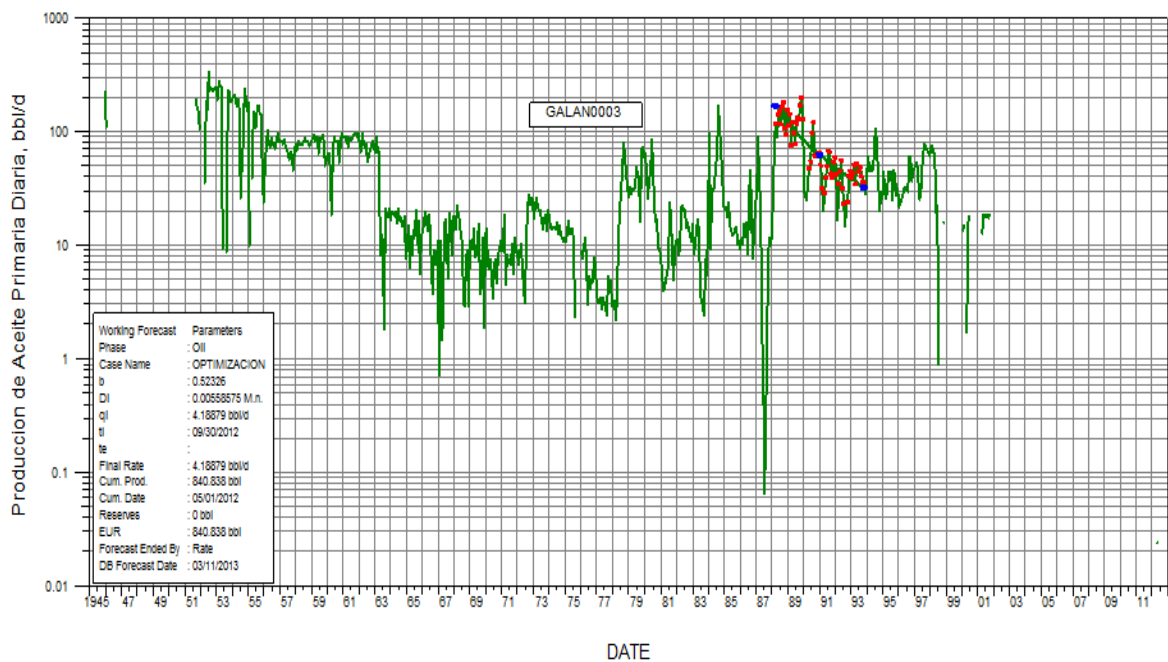
Figura 90. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 2J



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 3

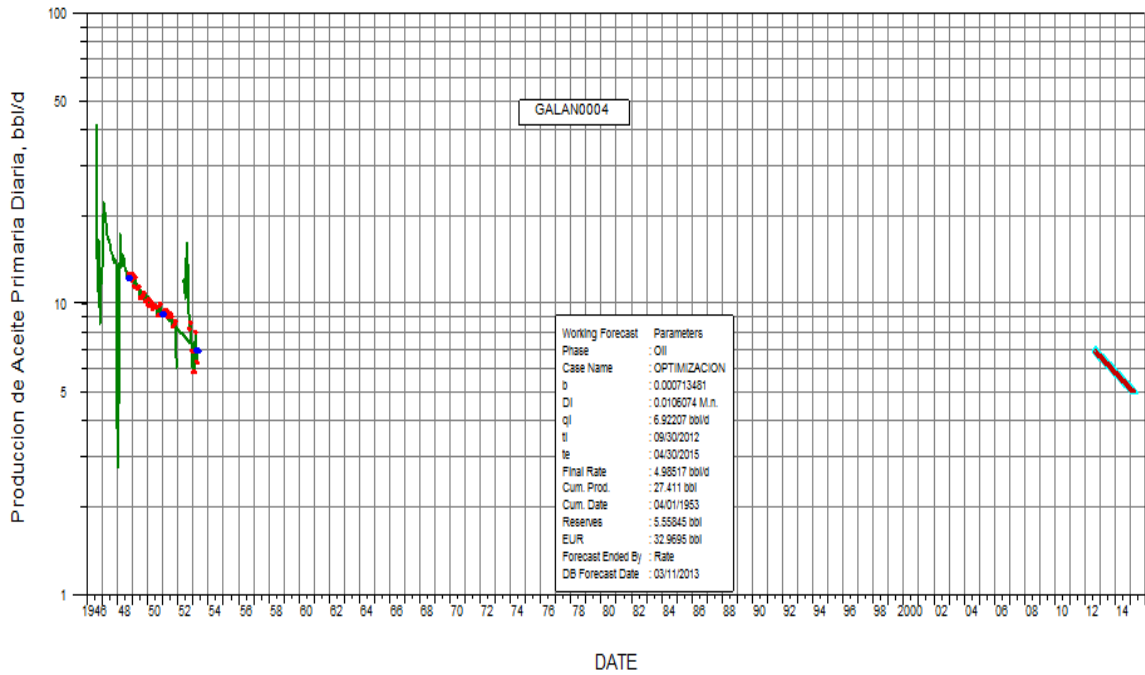
Figura 91. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 3



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 4

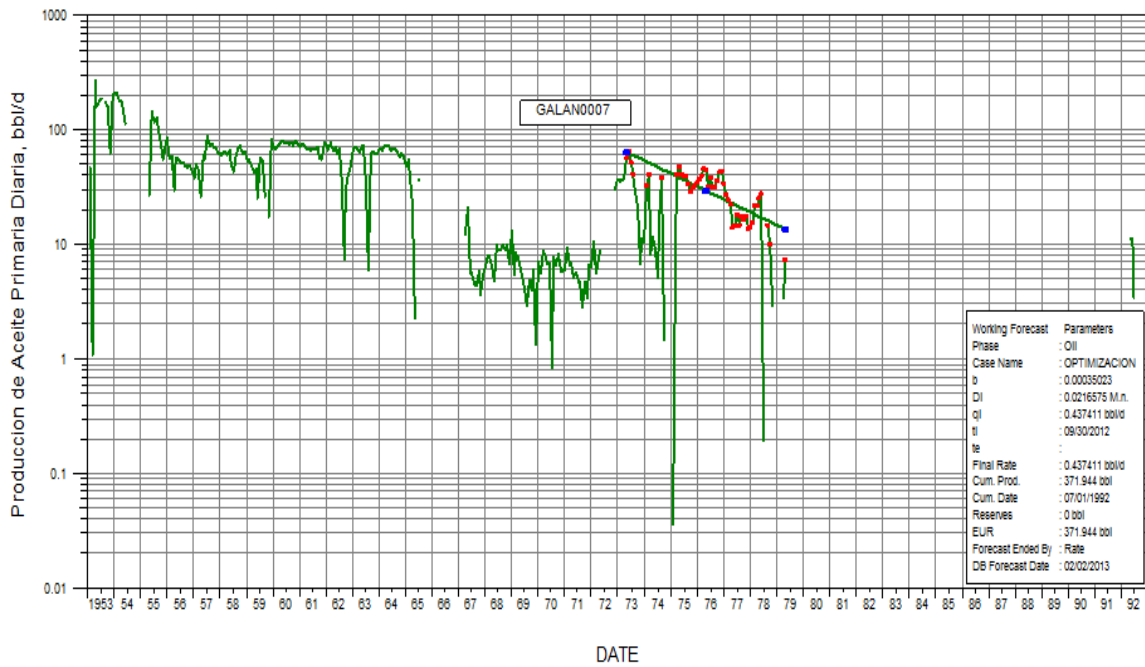
Figura 92. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 4



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 7

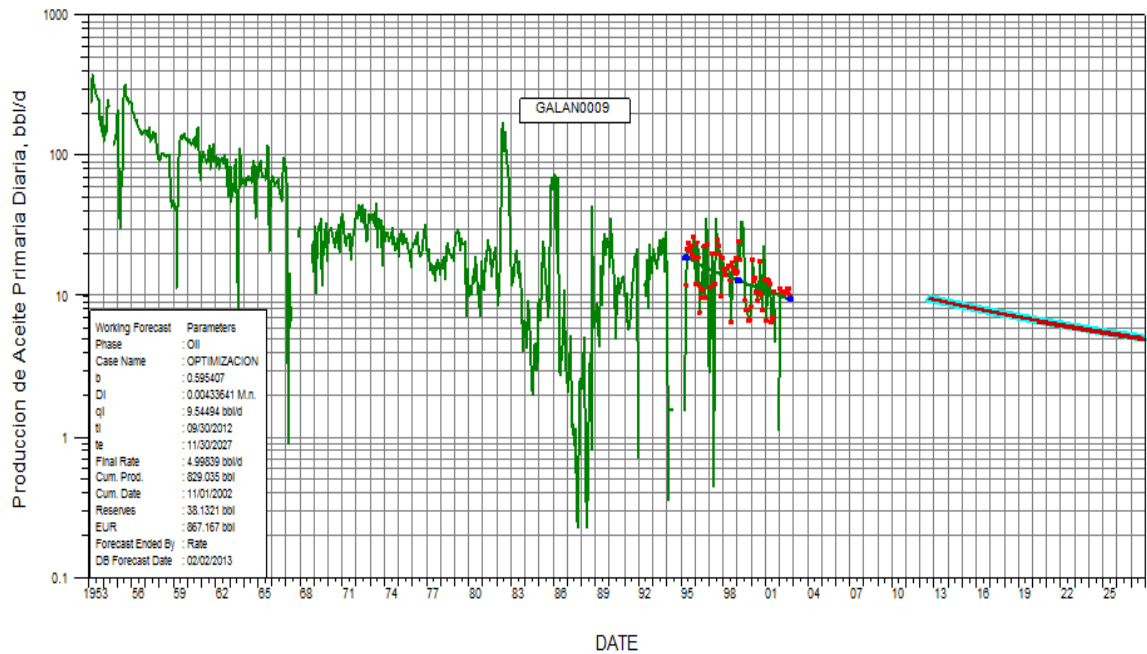
Figura 93. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 7



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 9

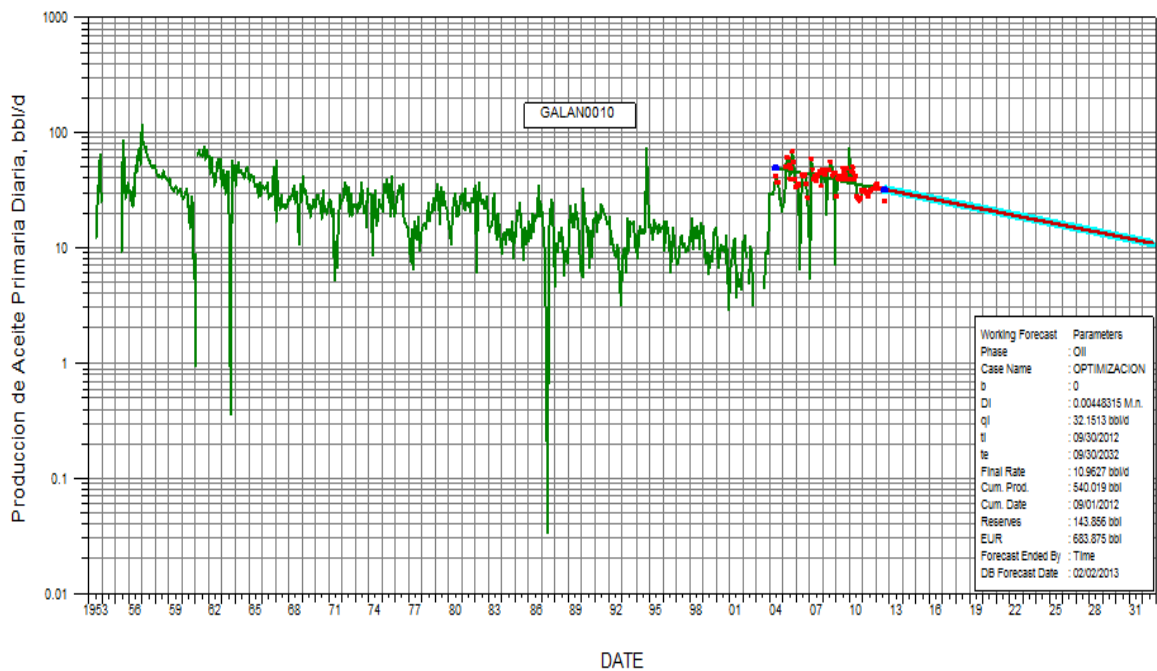
Figura 94. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 9



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 10

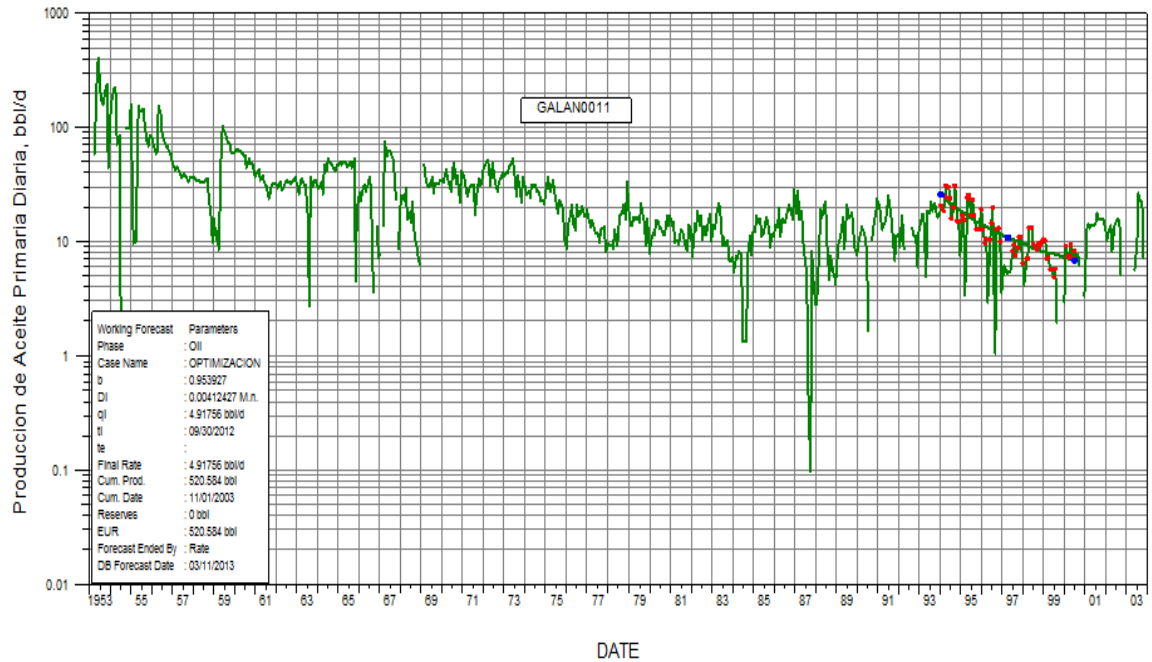
Figura 95. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 10



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 11

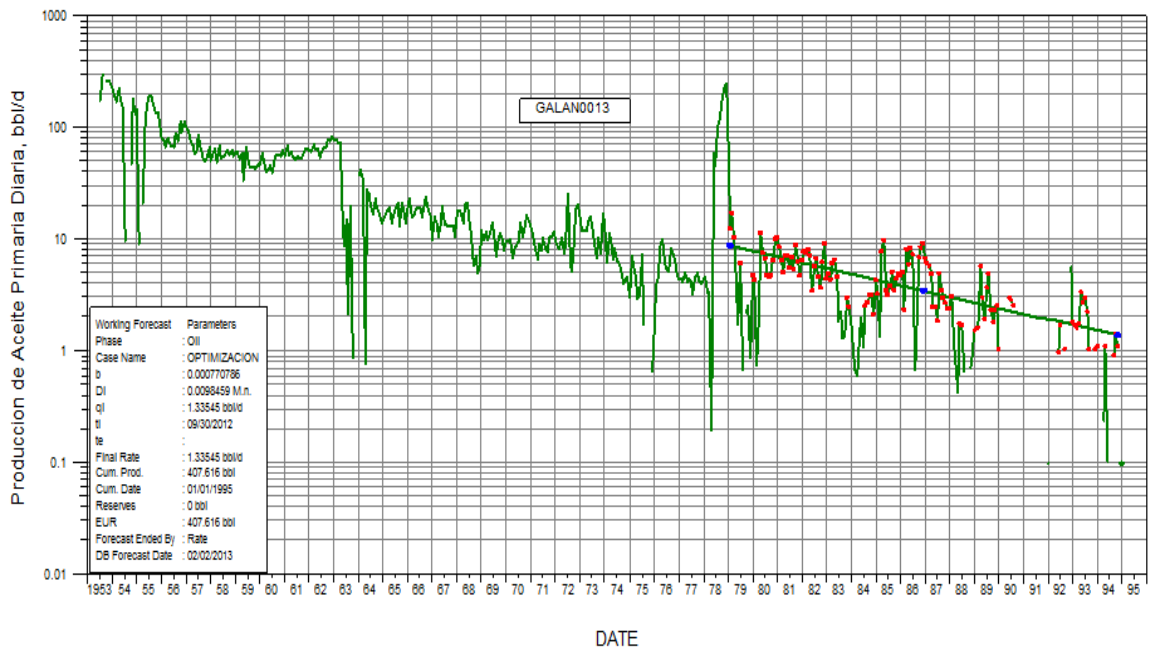
Figura 96. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 11



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 13

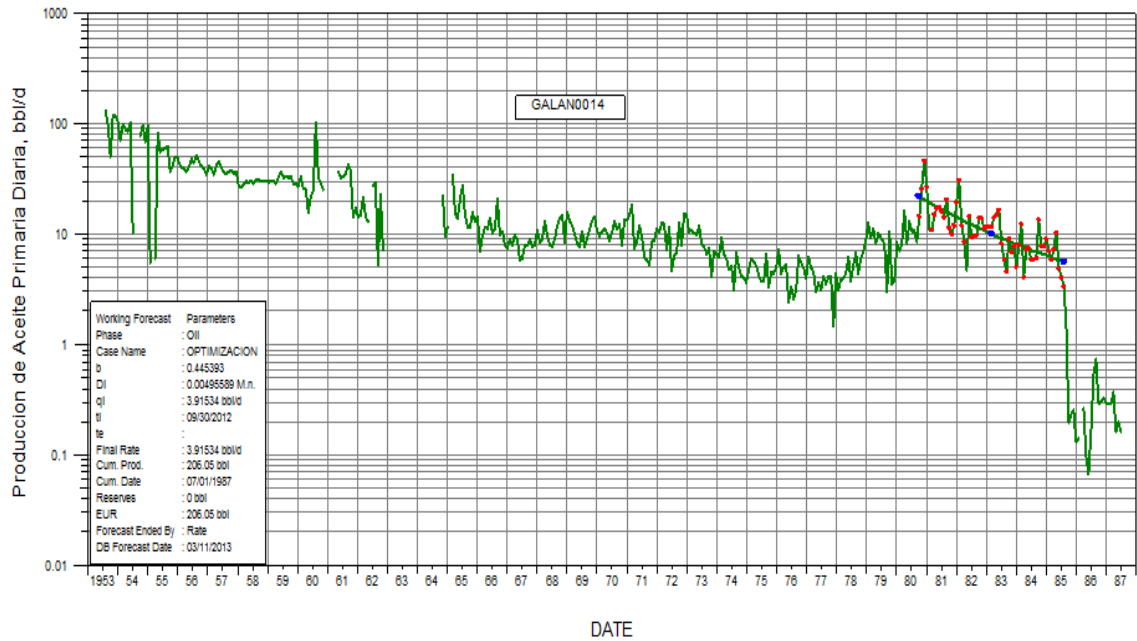
Figura 97. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 13



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 14

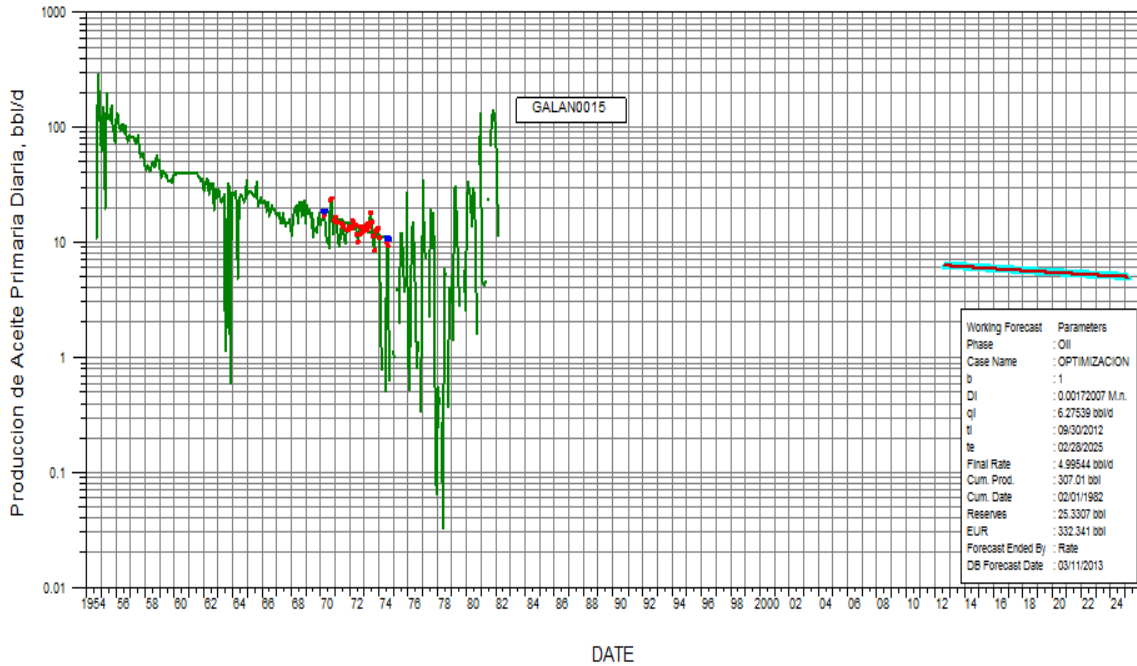
Figura 98. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 14



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 15

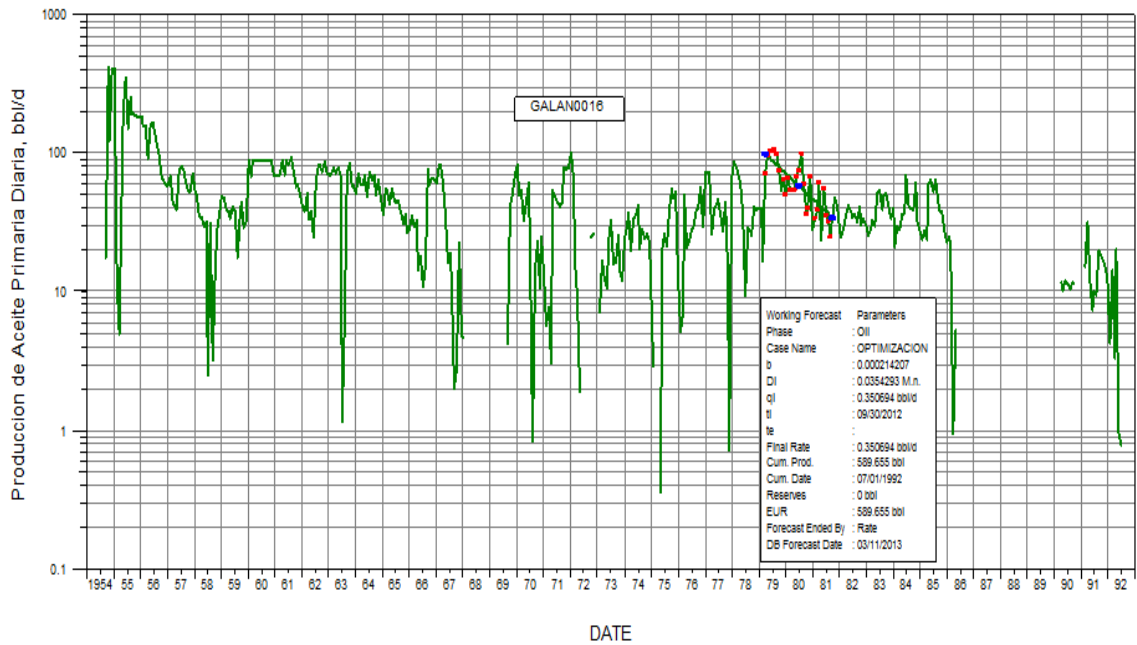
Figura 99. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 15



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 16

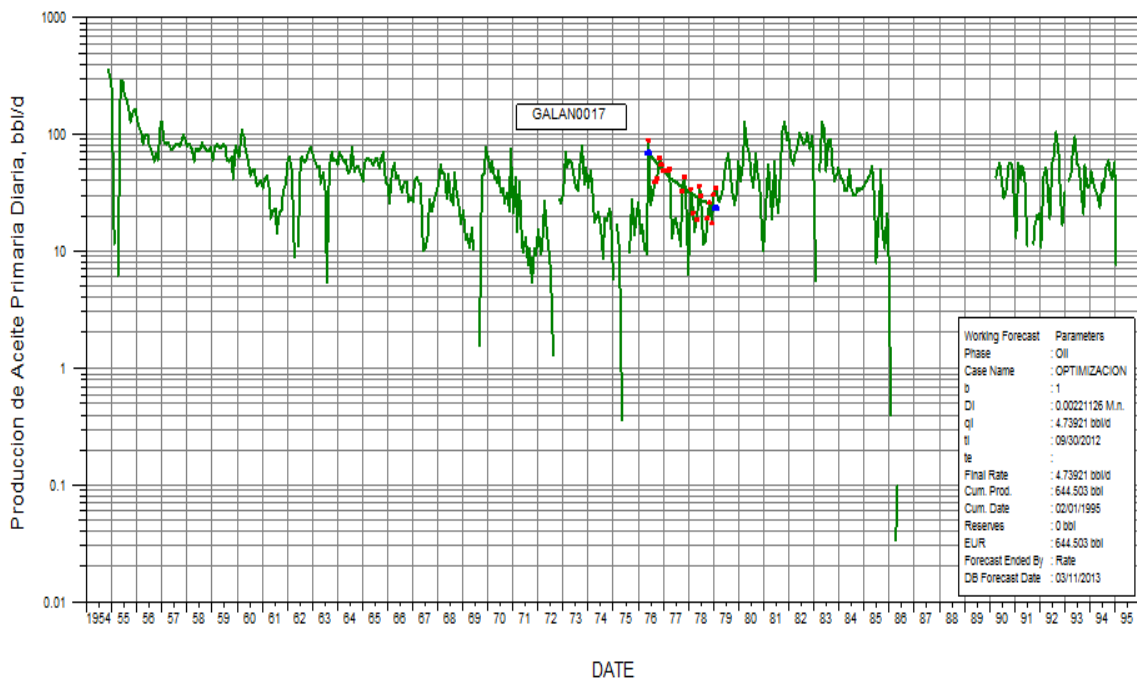
Figura 100. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 16



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 17

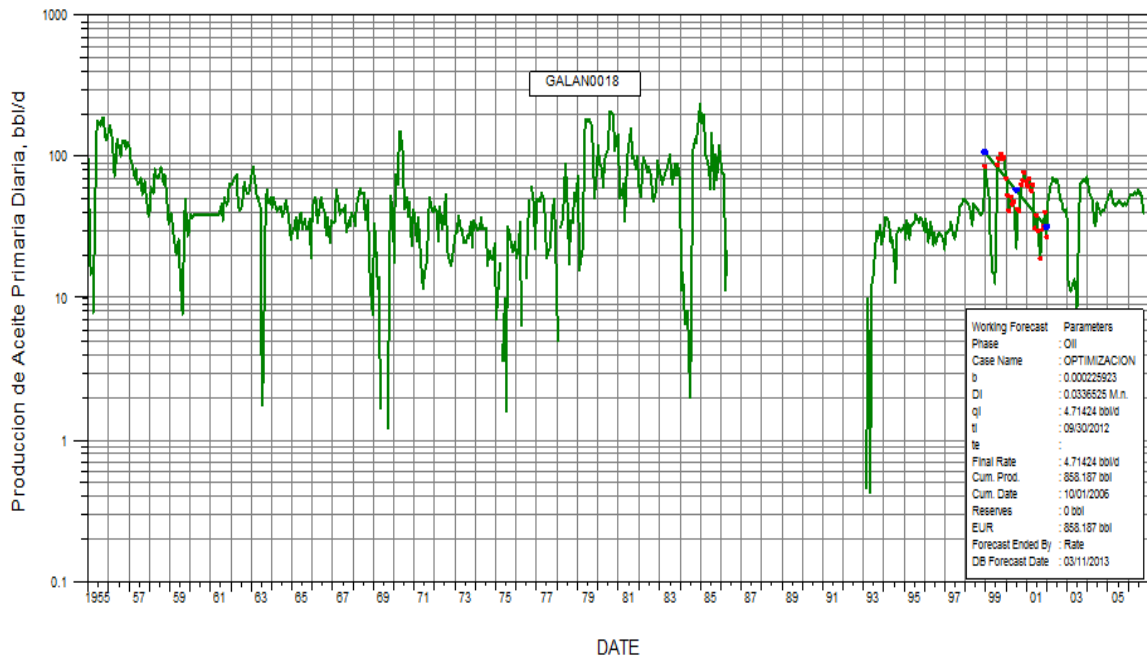
Figura 101. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 17



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 18

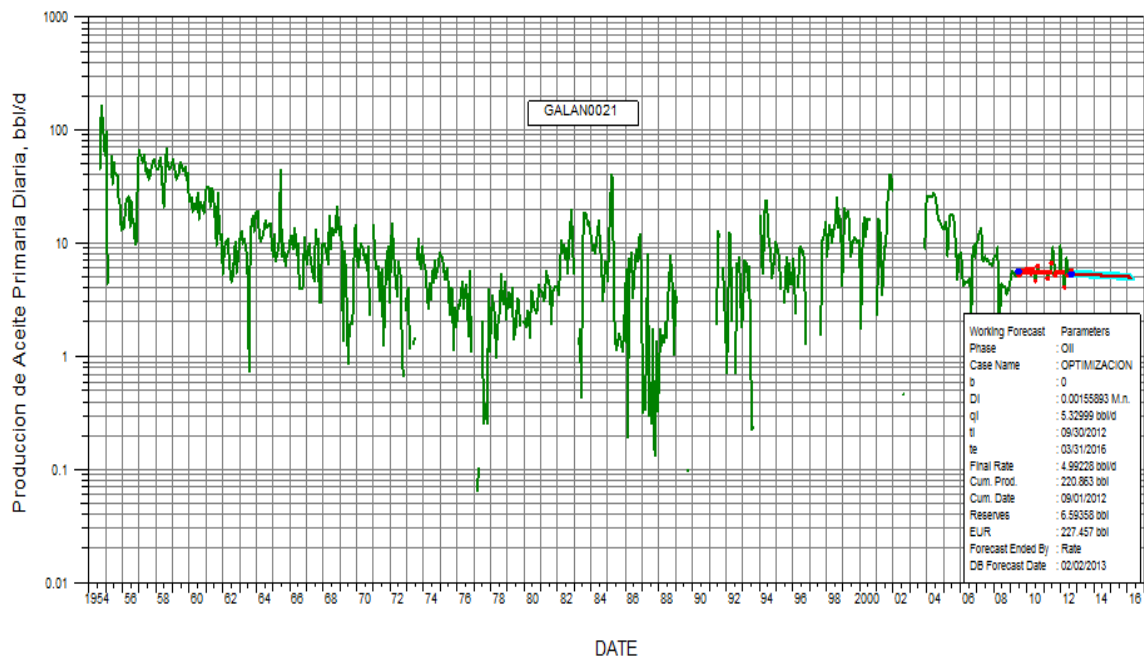
Figura 102. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 18



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 21

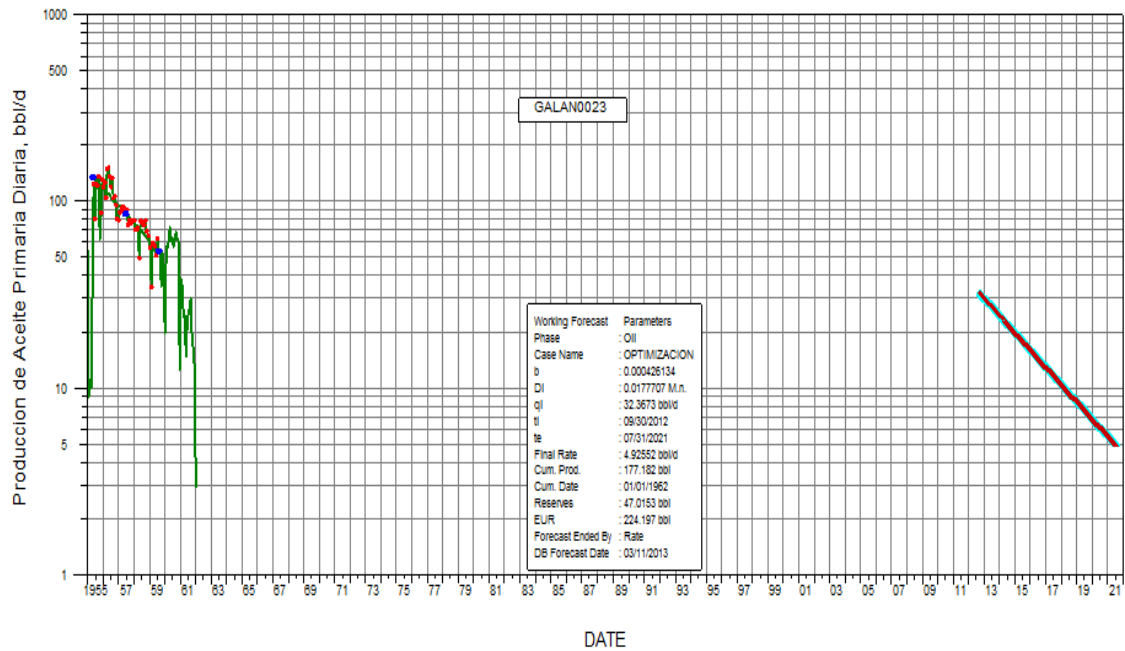
Figura 103. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 21



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 23

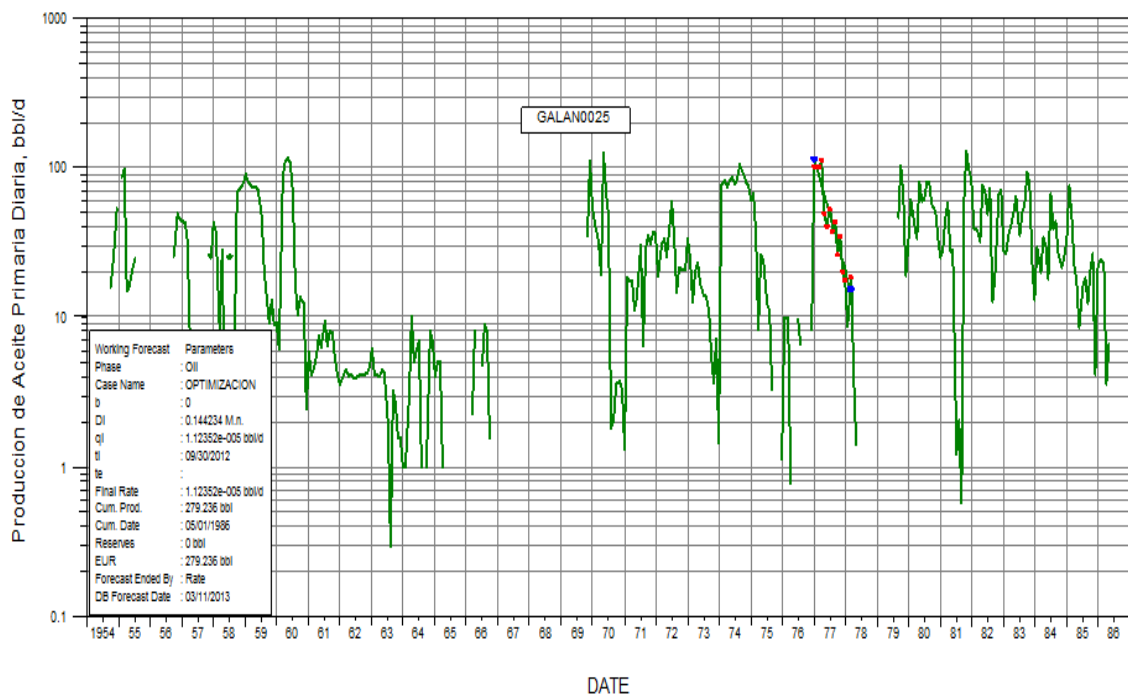
Figura 104. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 23



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 25

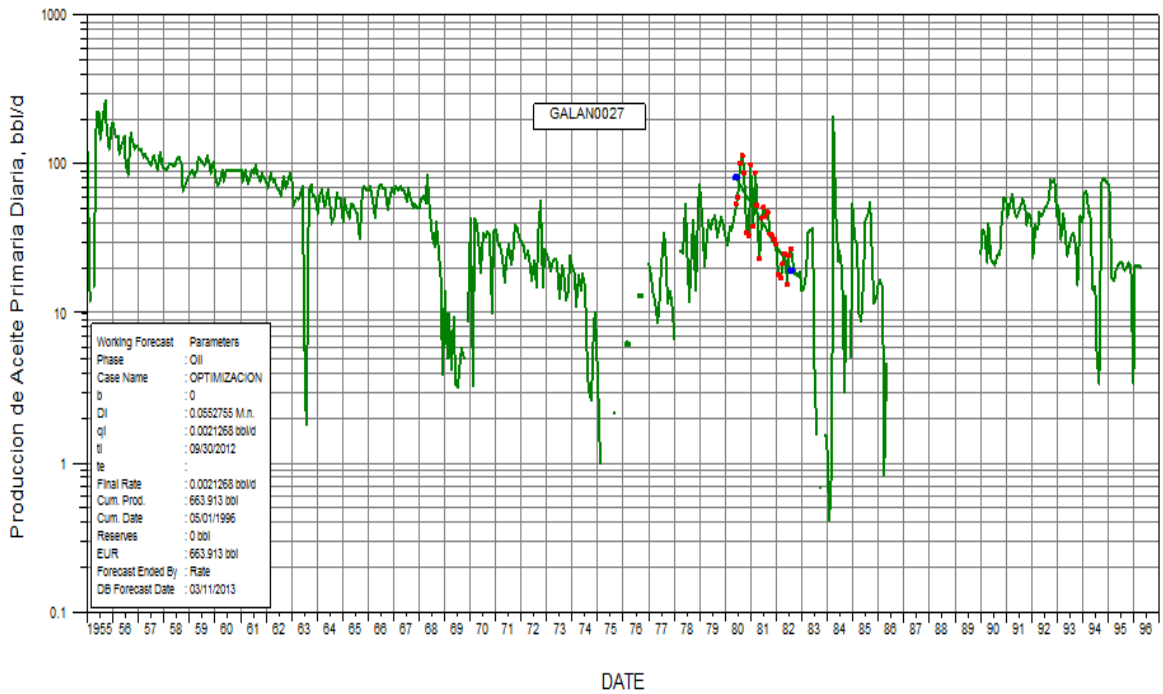
Figura 105. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 25



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 27

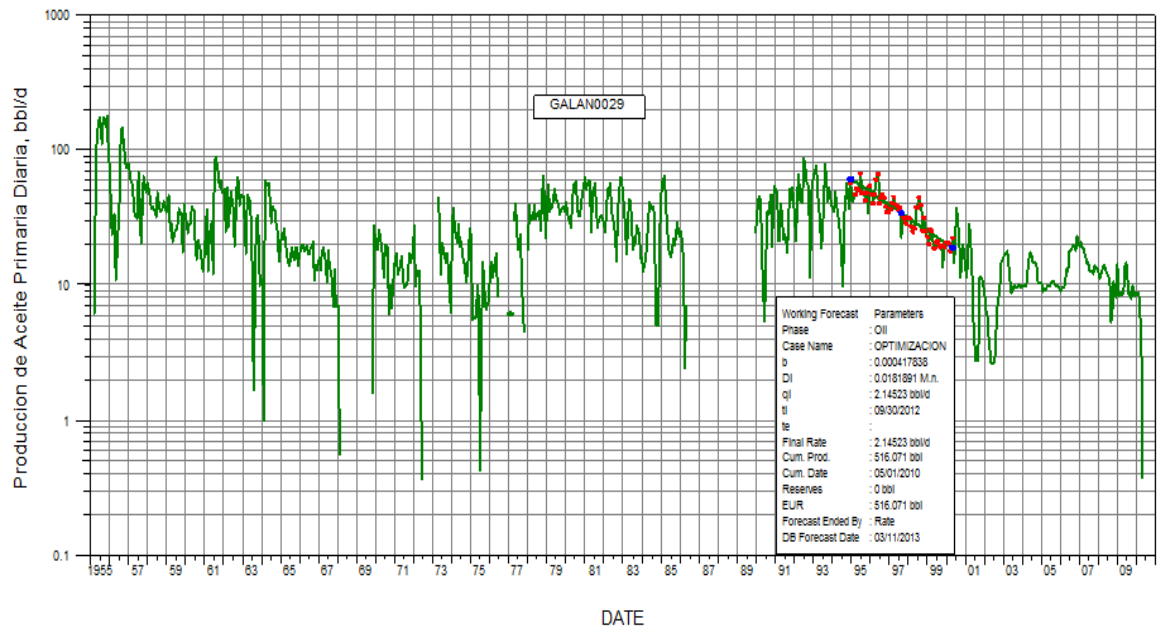
Figura 106. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 27



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 29

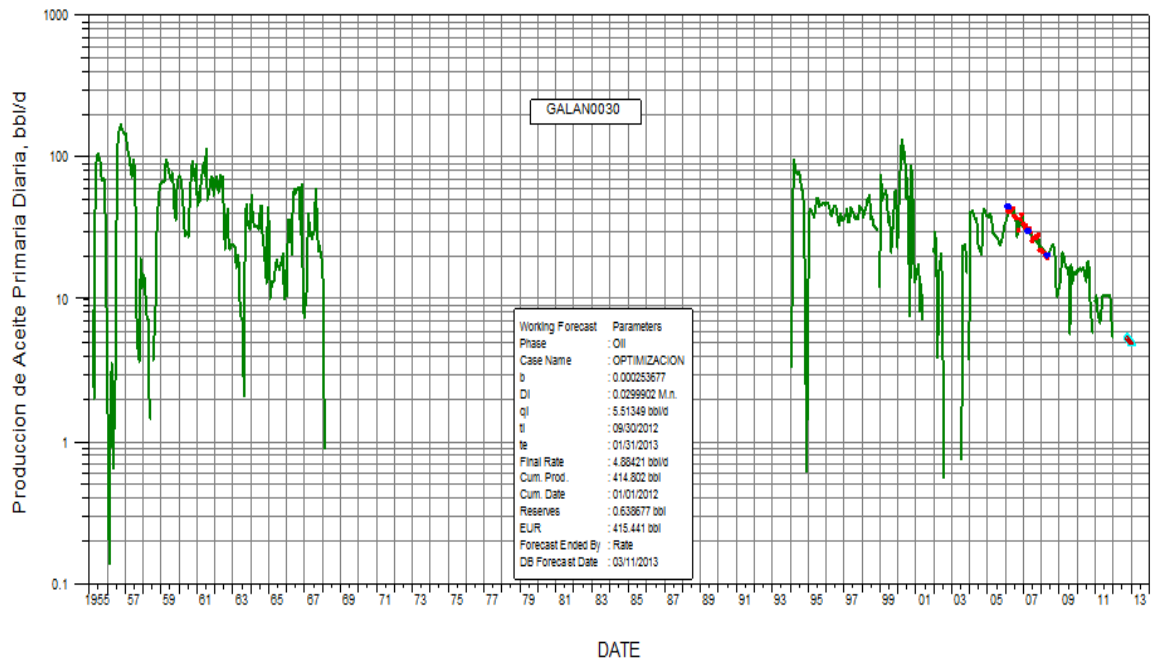
Figura 107. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 29



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 30

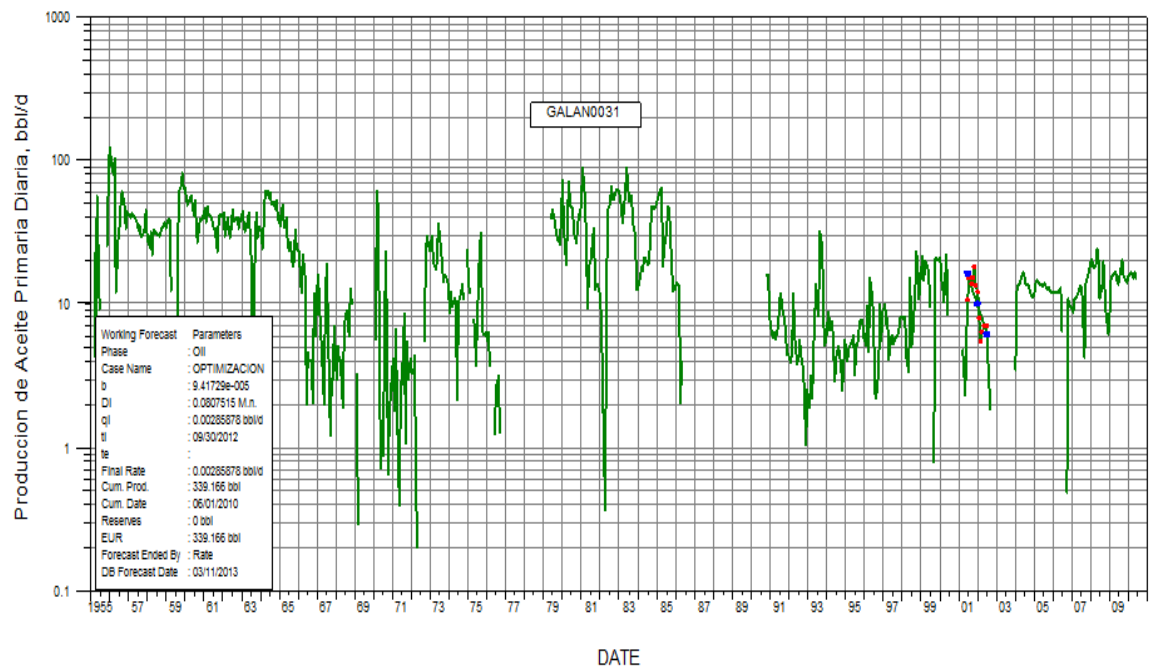
Figura 108. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 30



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 31

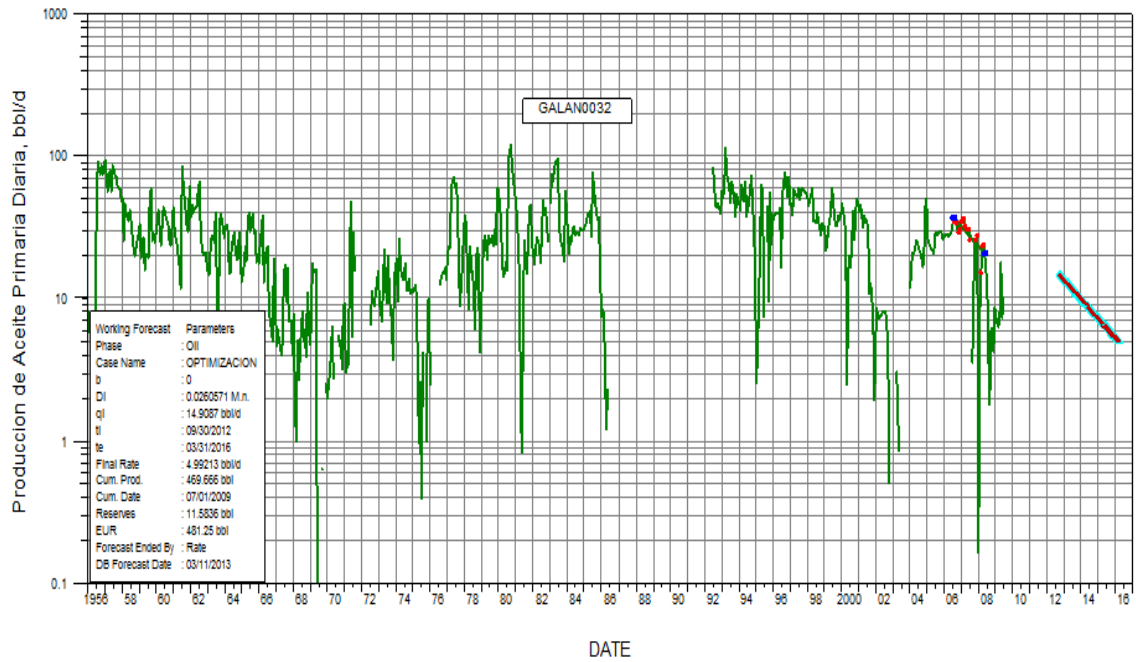
Figura 109. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 31



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 32

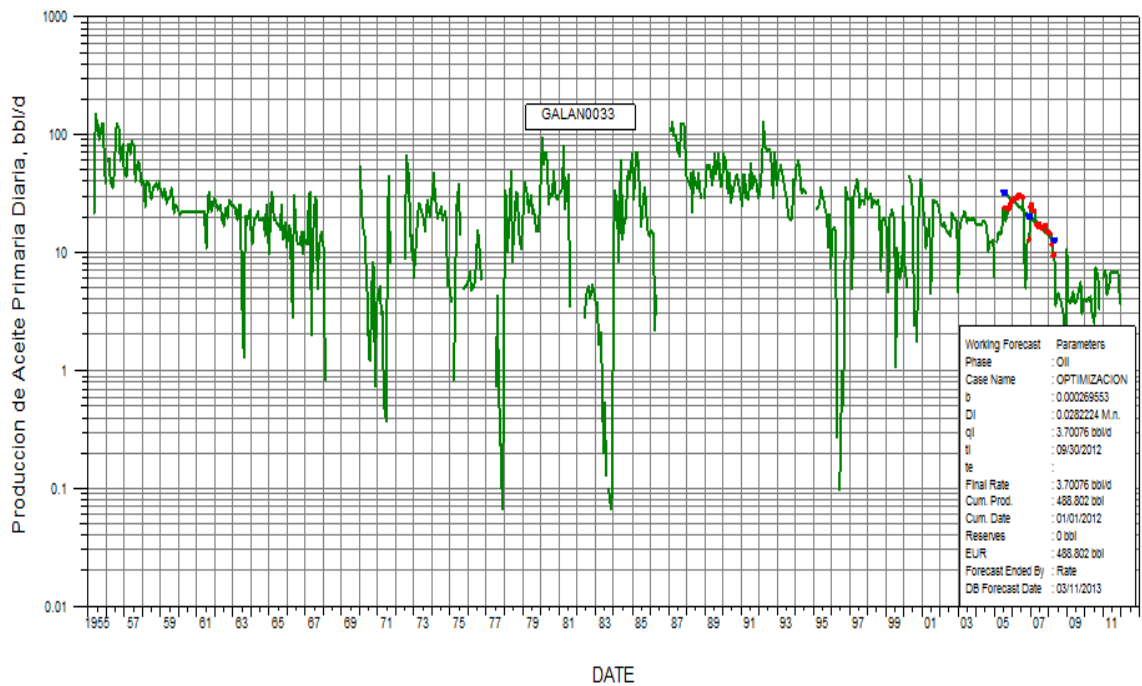
Figura 110. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 32



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 33

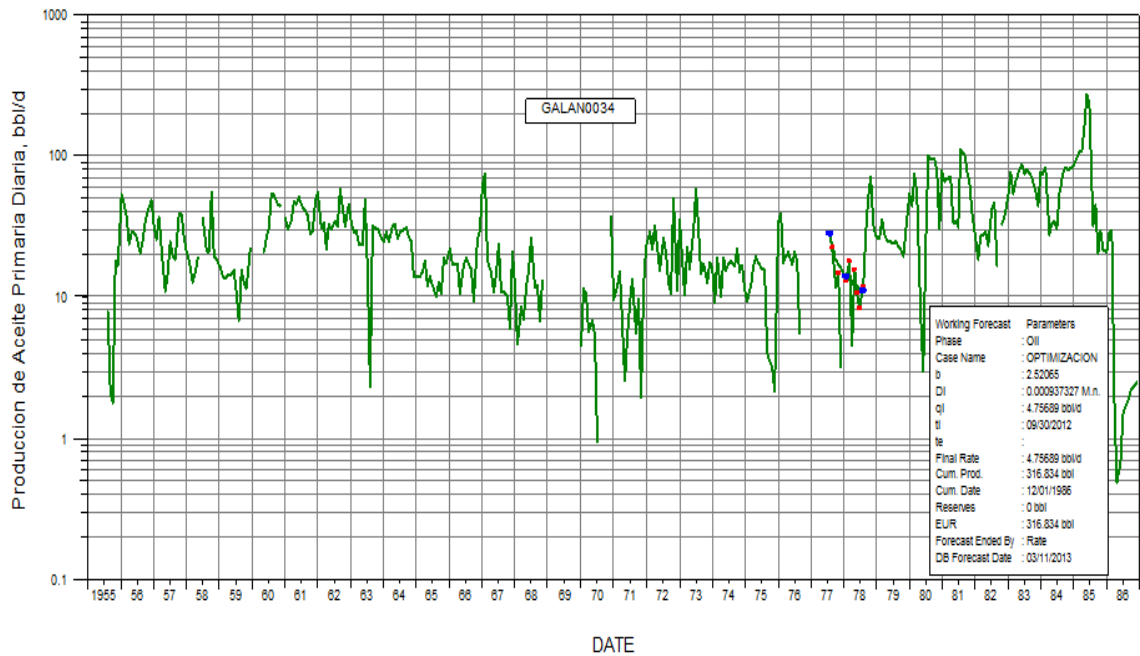
Figura 111. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 33



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 34

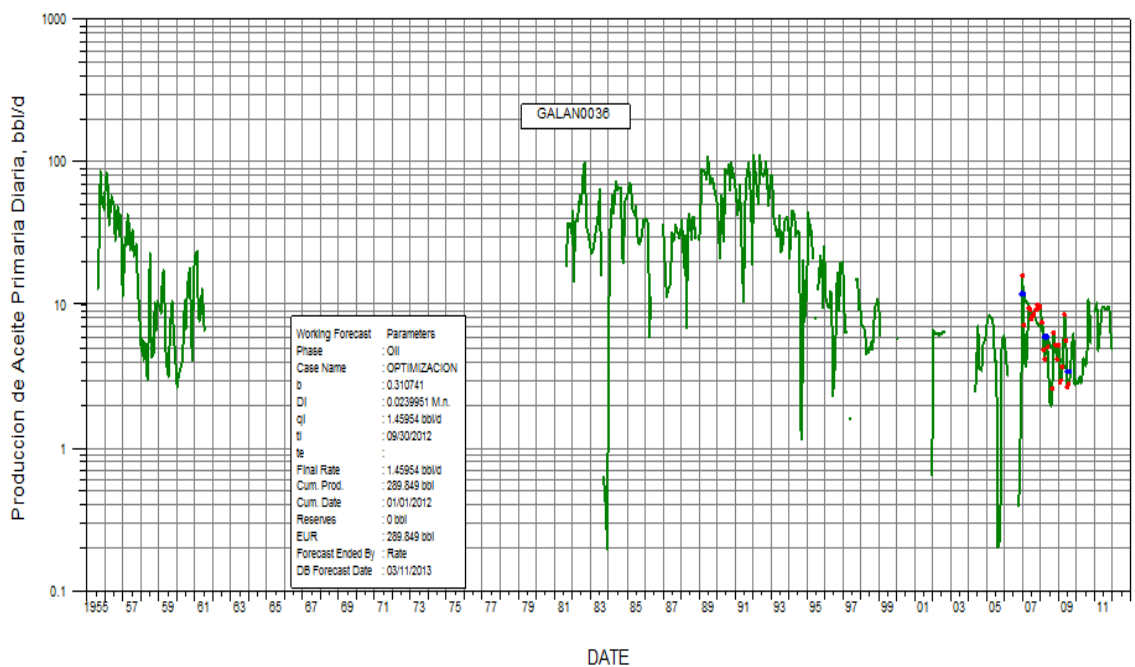
Figura 112. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 34



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 36

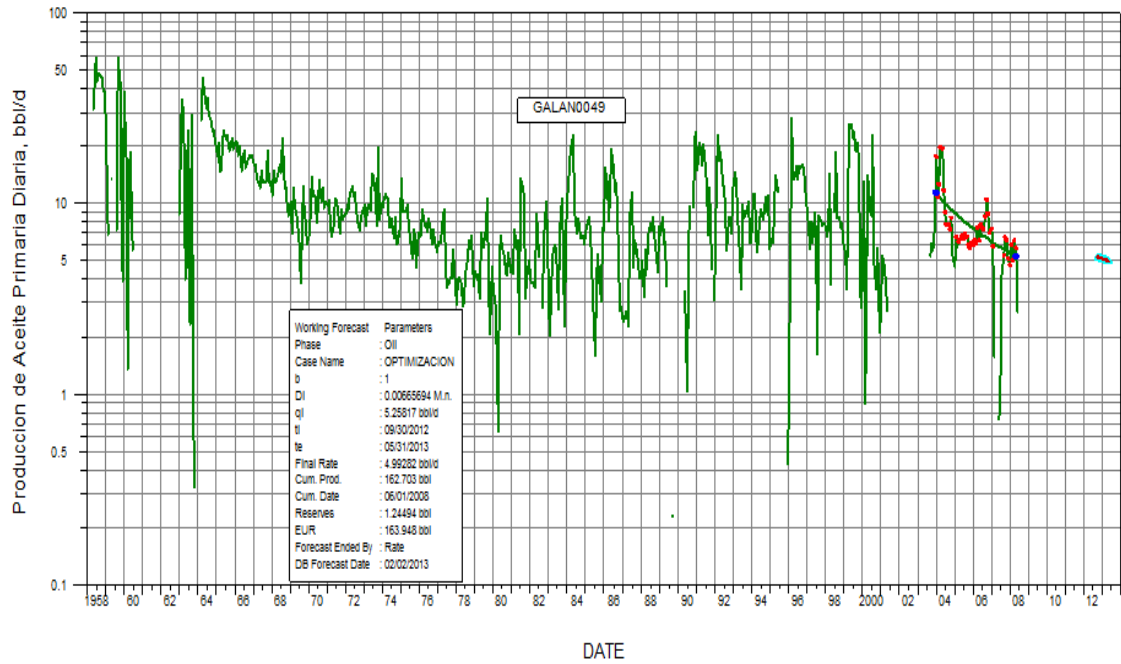
Figura 113. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 36



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 49

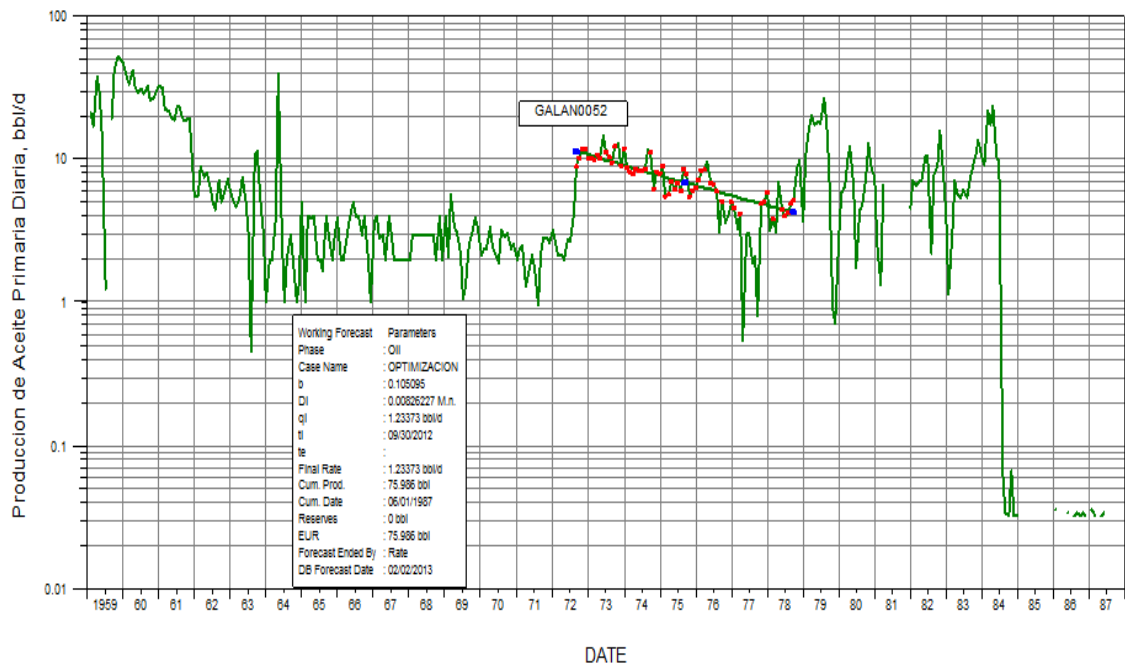
Figura 114. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 49



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 52

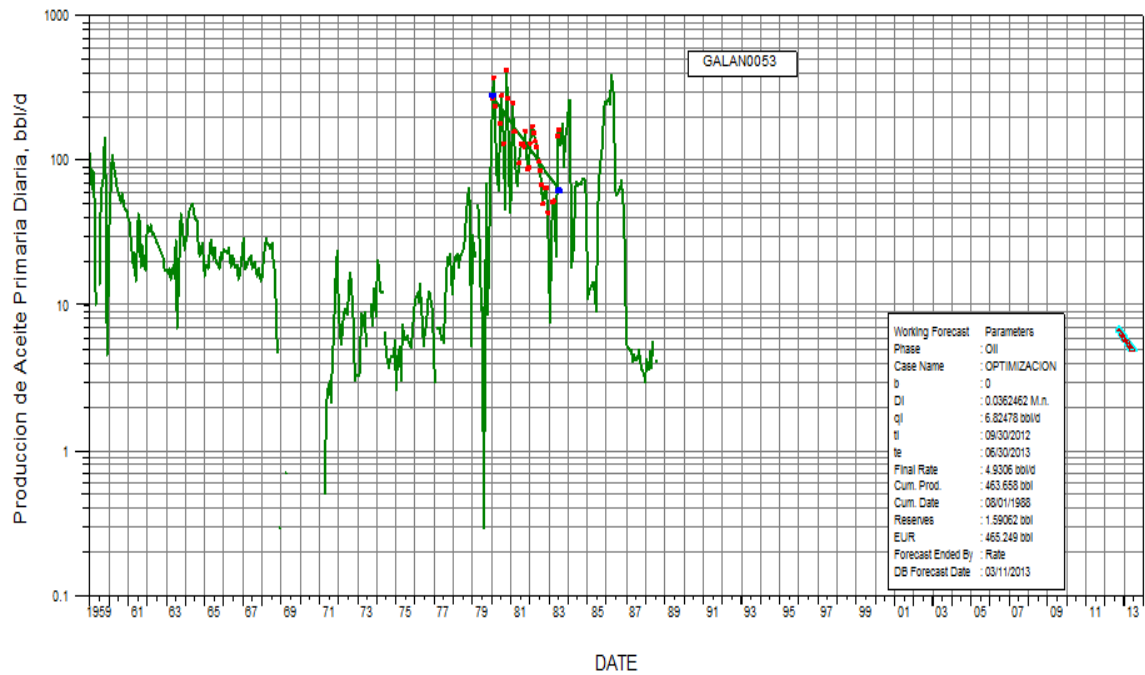
Figura 115. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 52



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 53

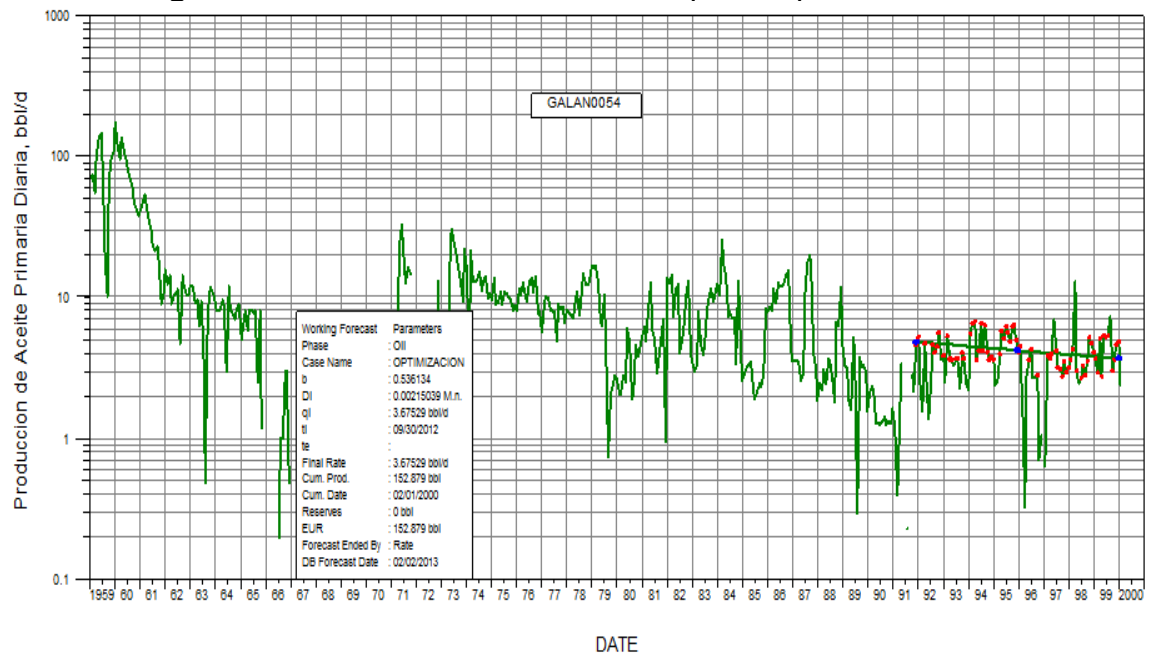
Figura 116. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 53



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 54

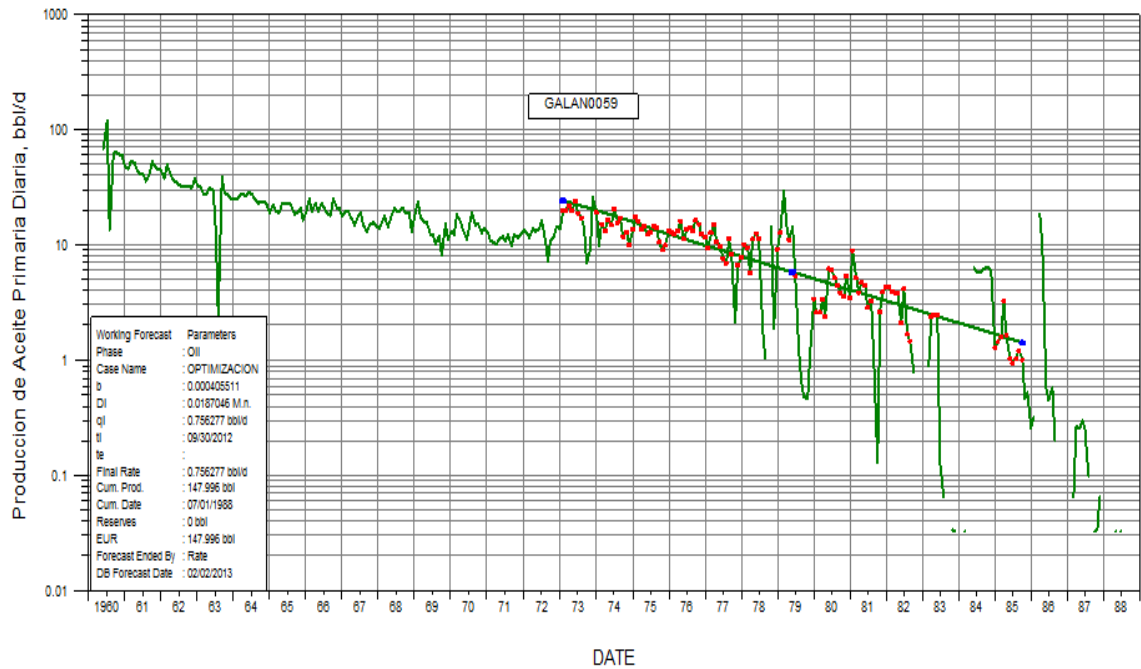
Figura 117. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 54



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 59

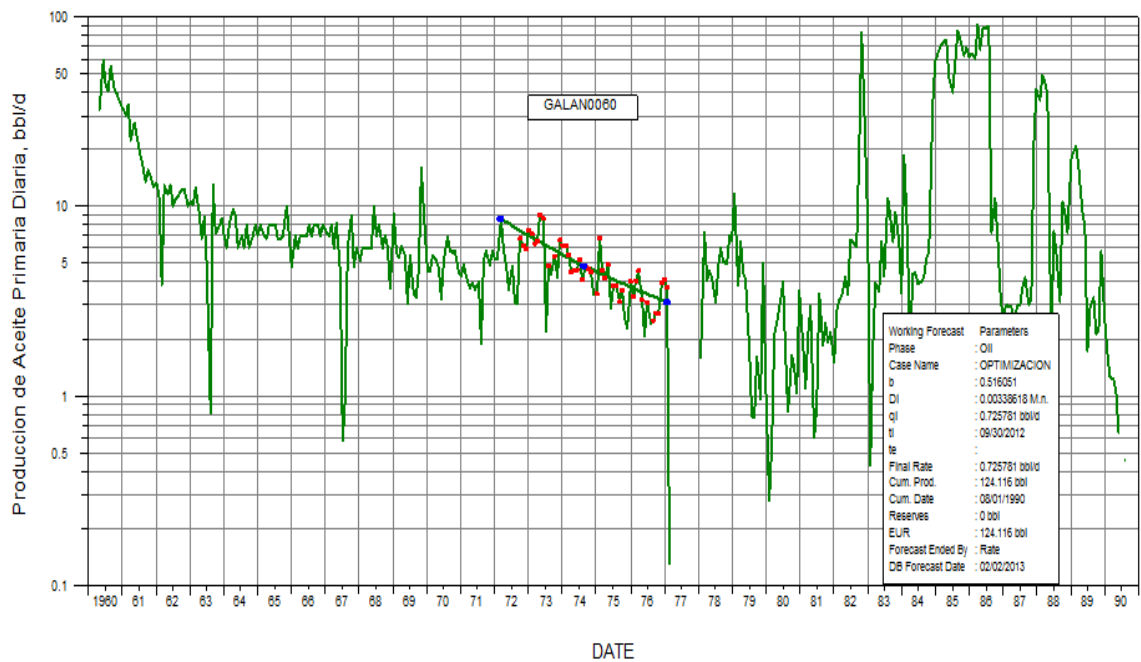
Figura 118. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 59



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 60

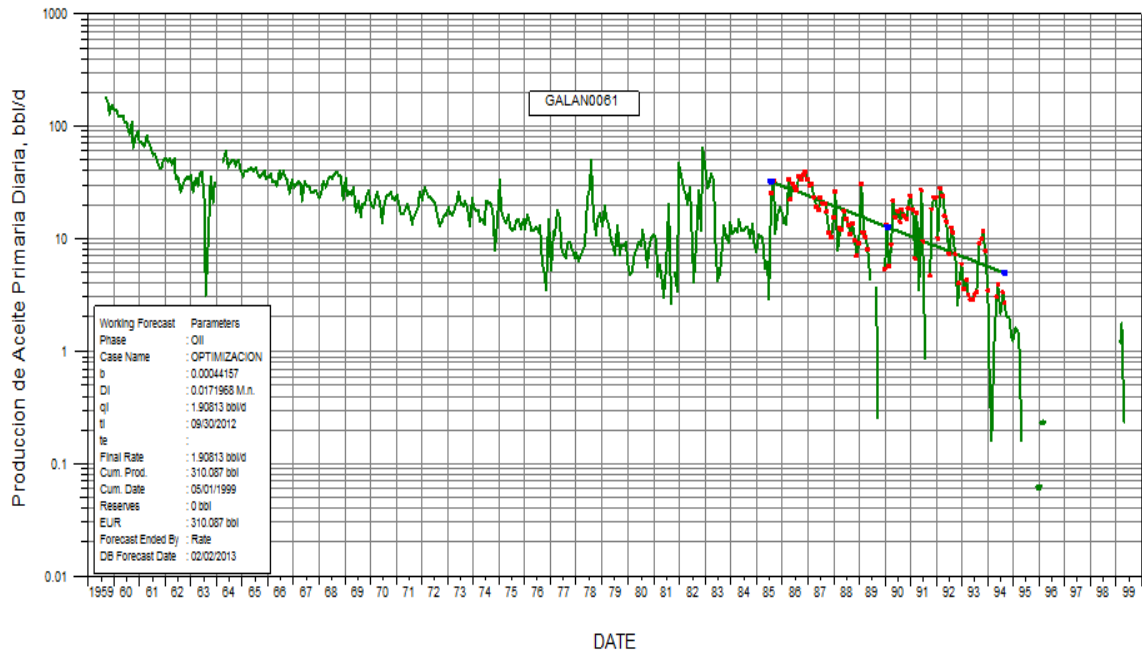
Figura 119. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 60



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 61

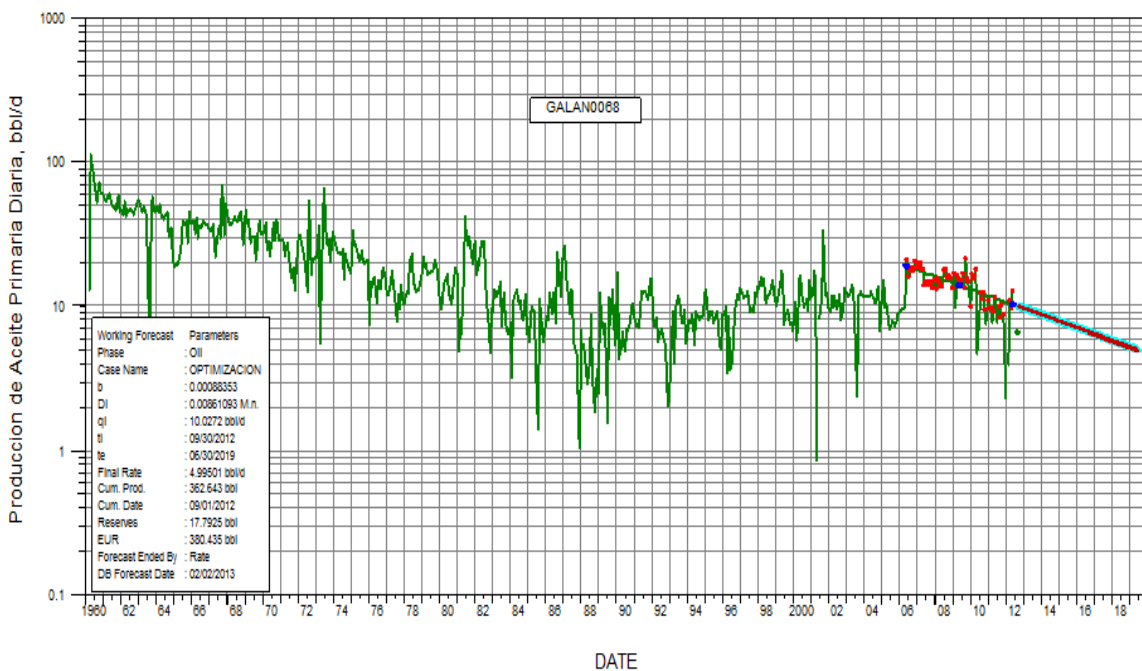
Figura 120. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 61



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 68

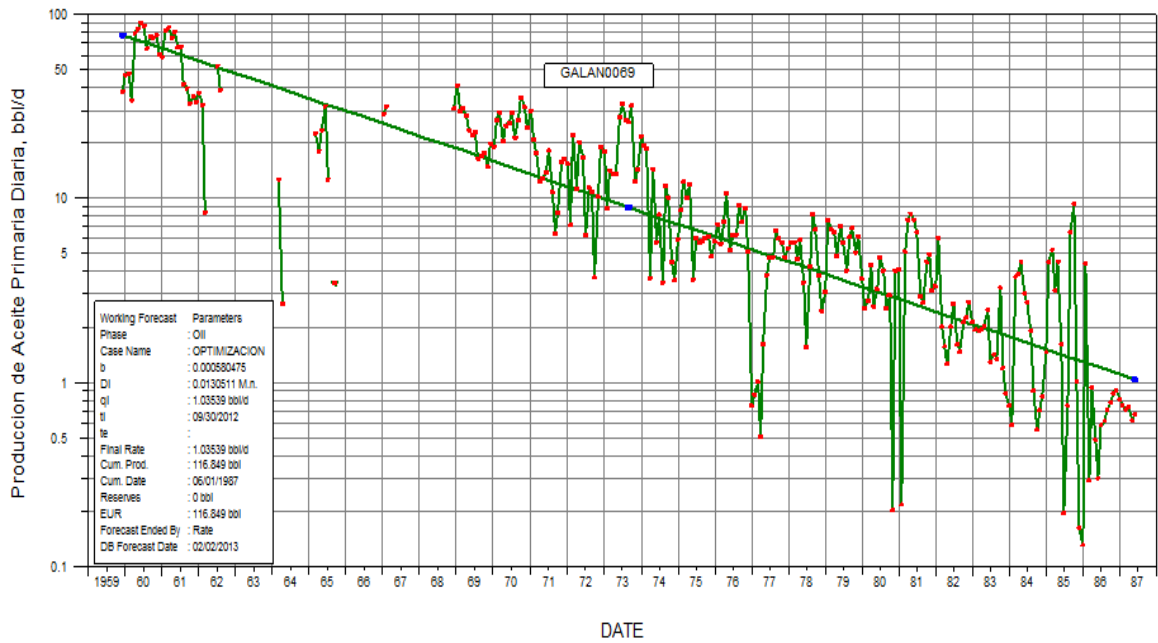
Figura 121. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 68



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 69

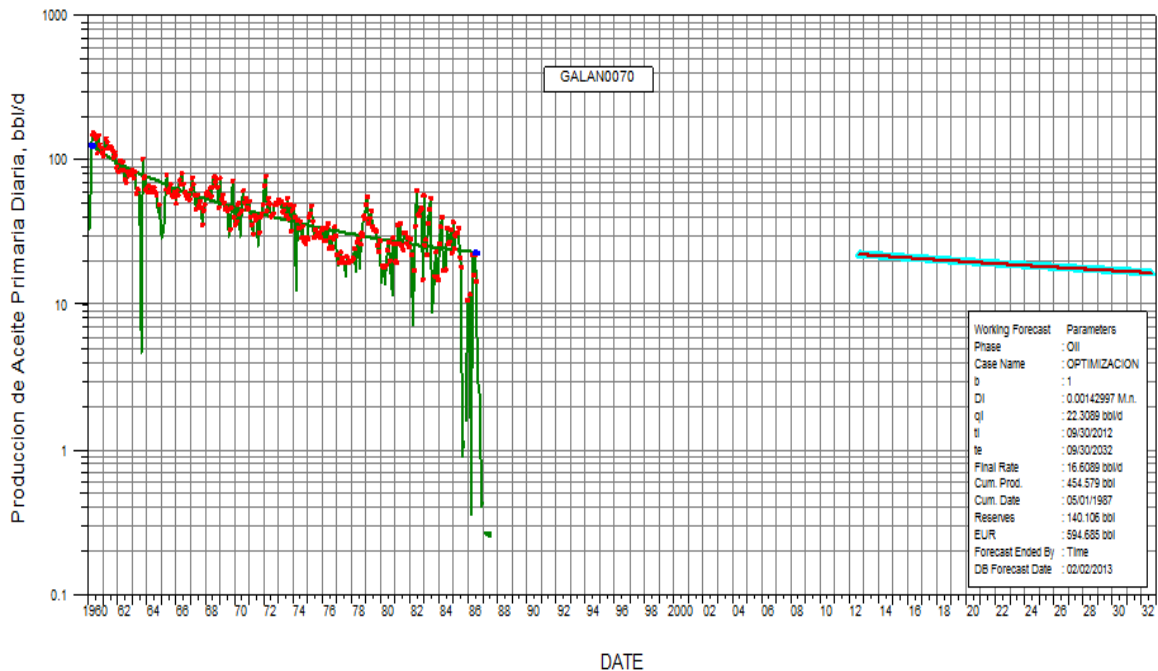
Figura 122. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 69



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 70

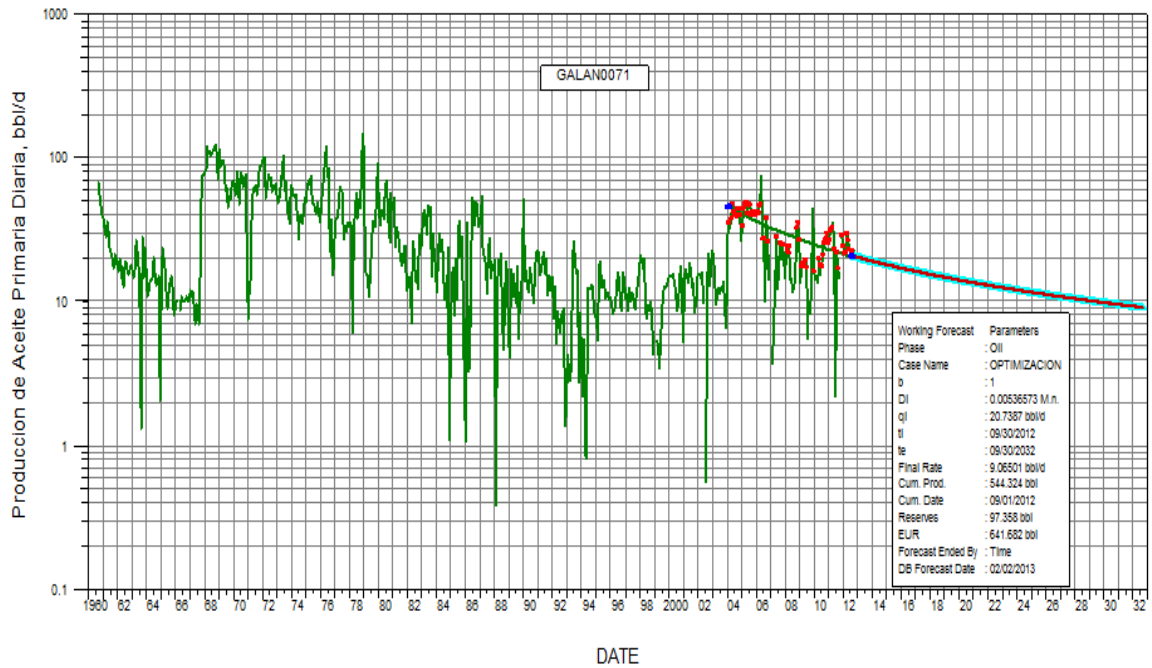
Figura 123. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 70



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 71

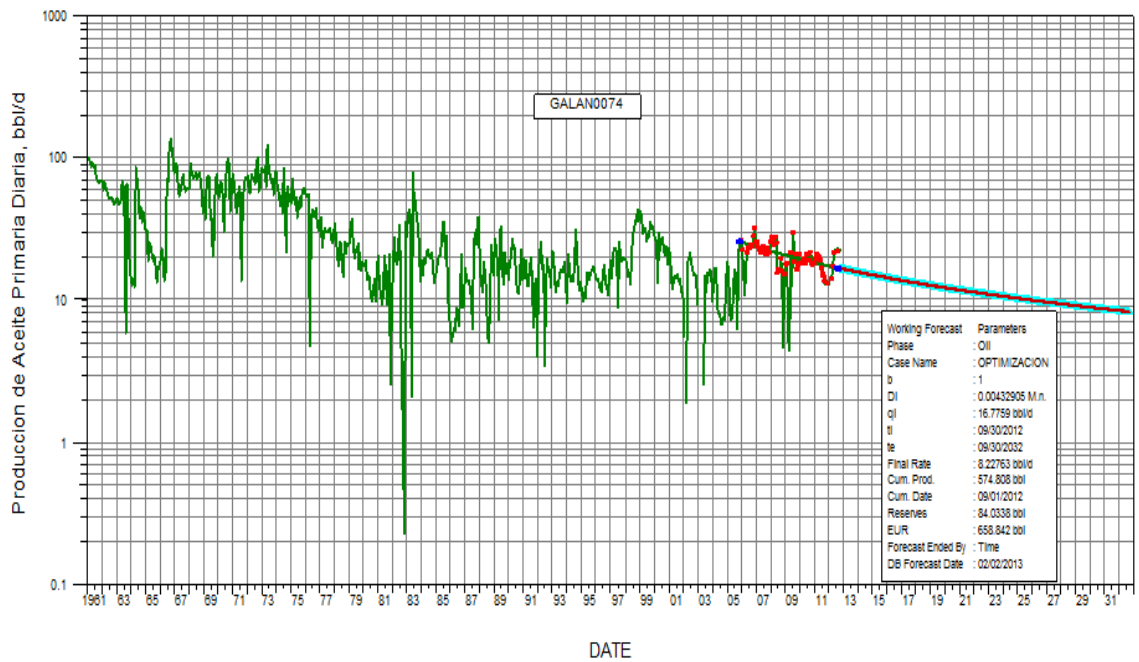
Figura 124. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 71



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 74

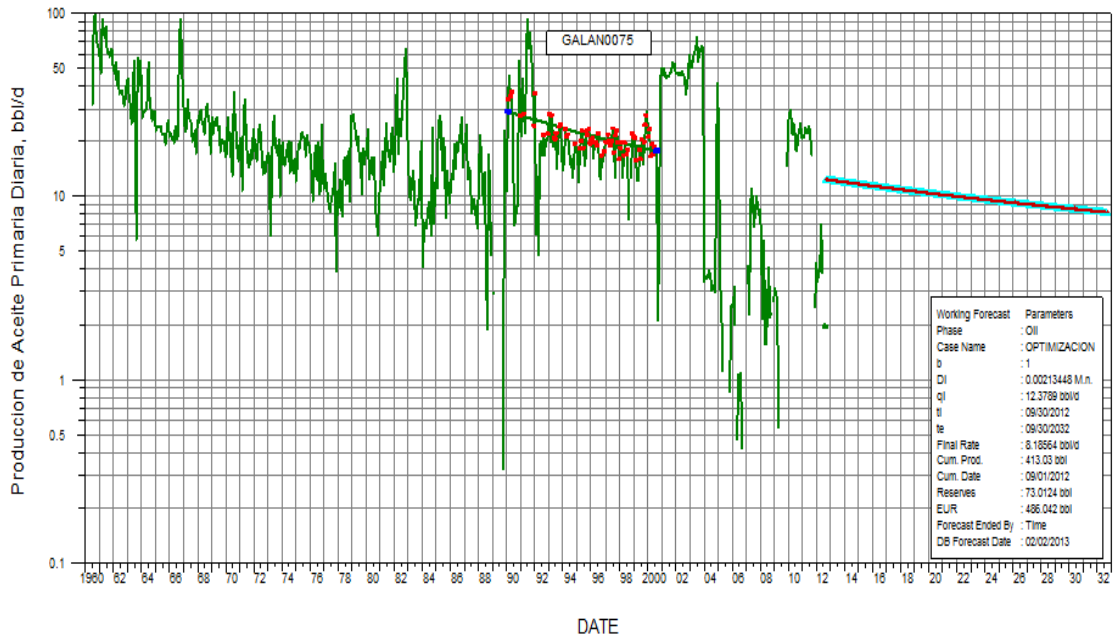
Figura 125. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 74



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 75

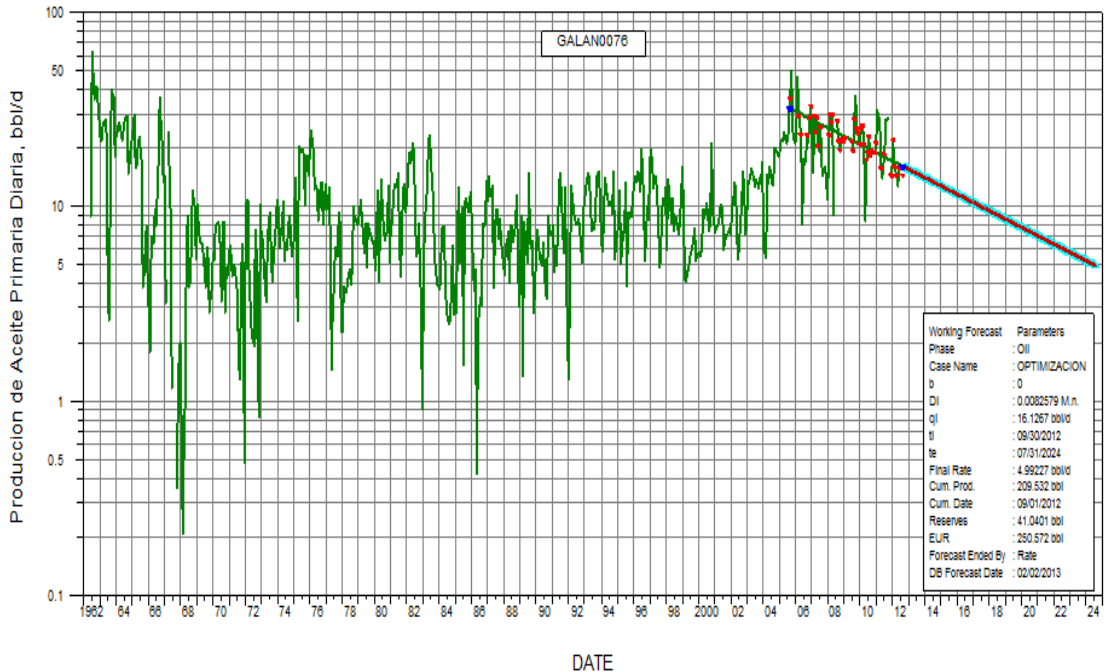
Figura 126. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 75



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 76

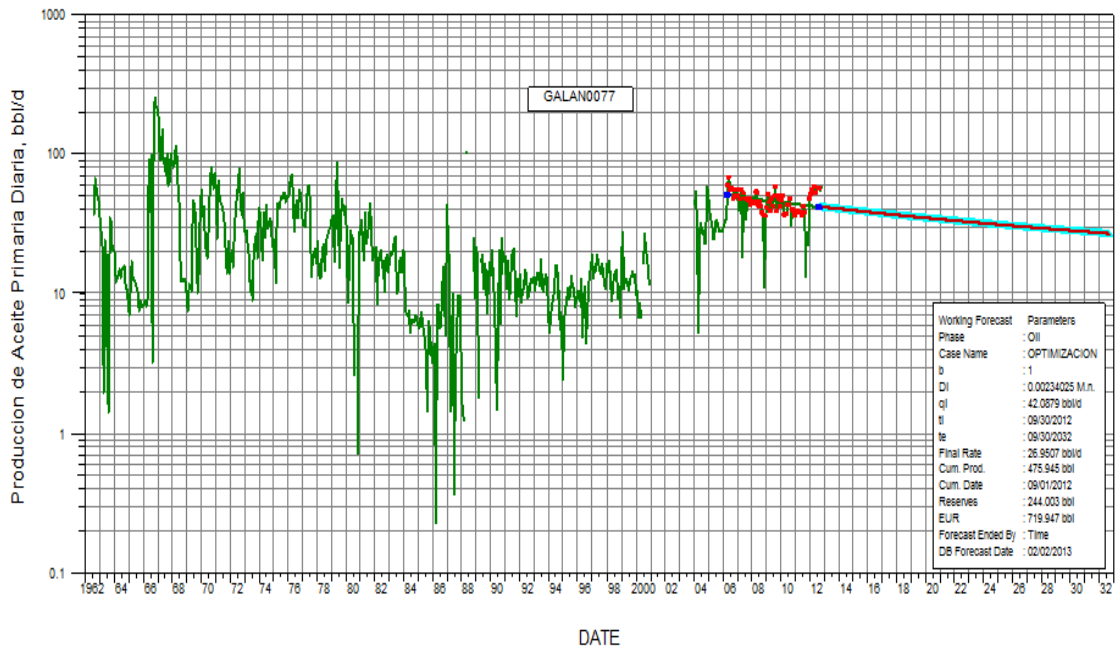
Figura 127. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 76



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 77

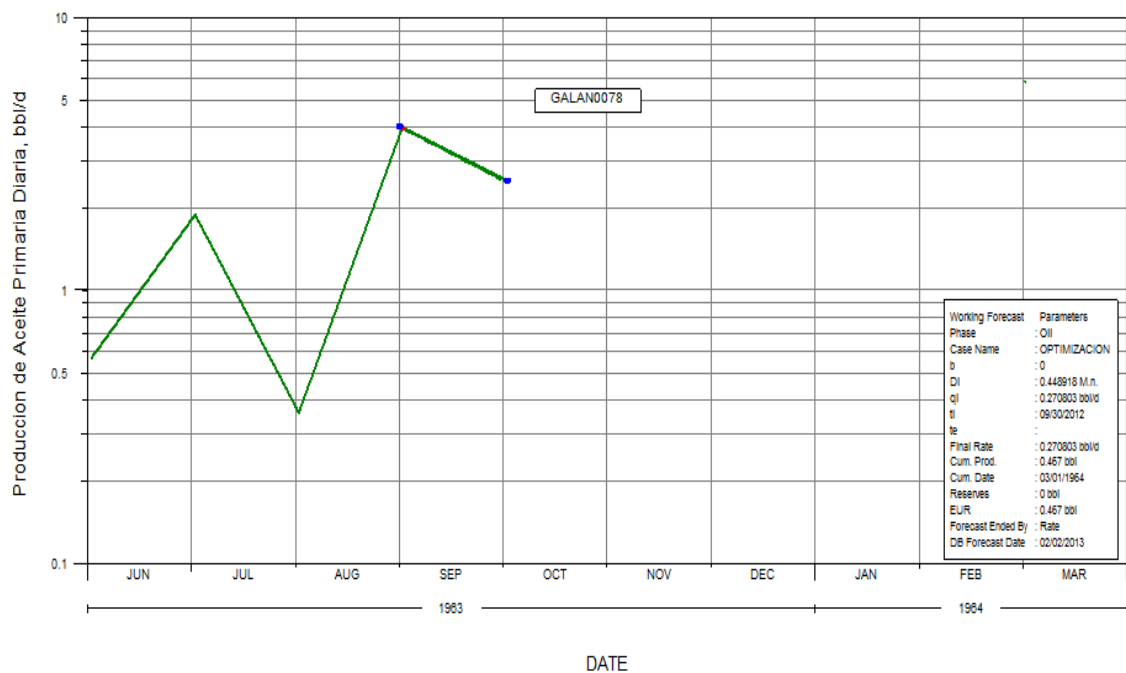
Figura 128. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 77



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 78

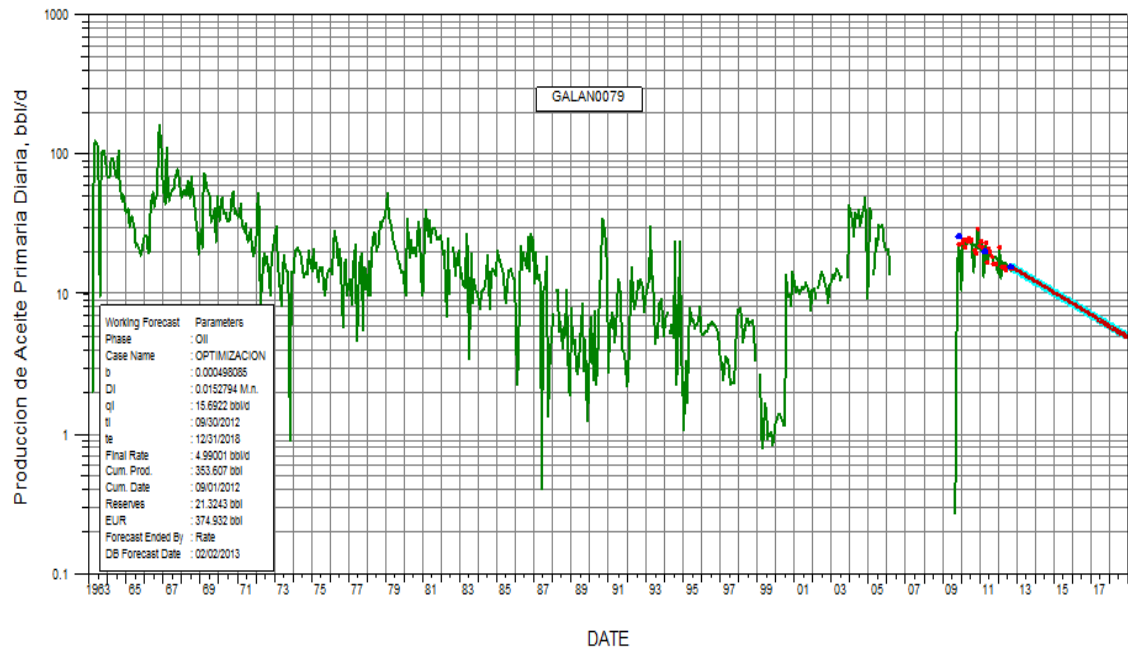
Figura 129. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 78



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 79

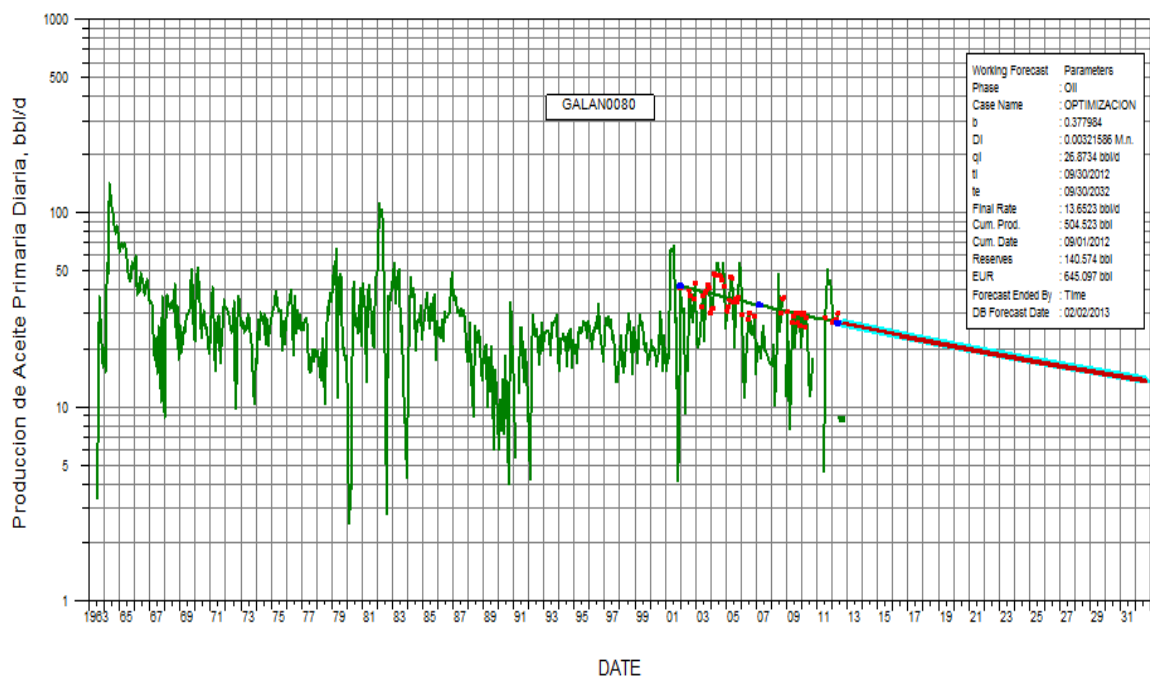
Figura 130. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 79



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 80

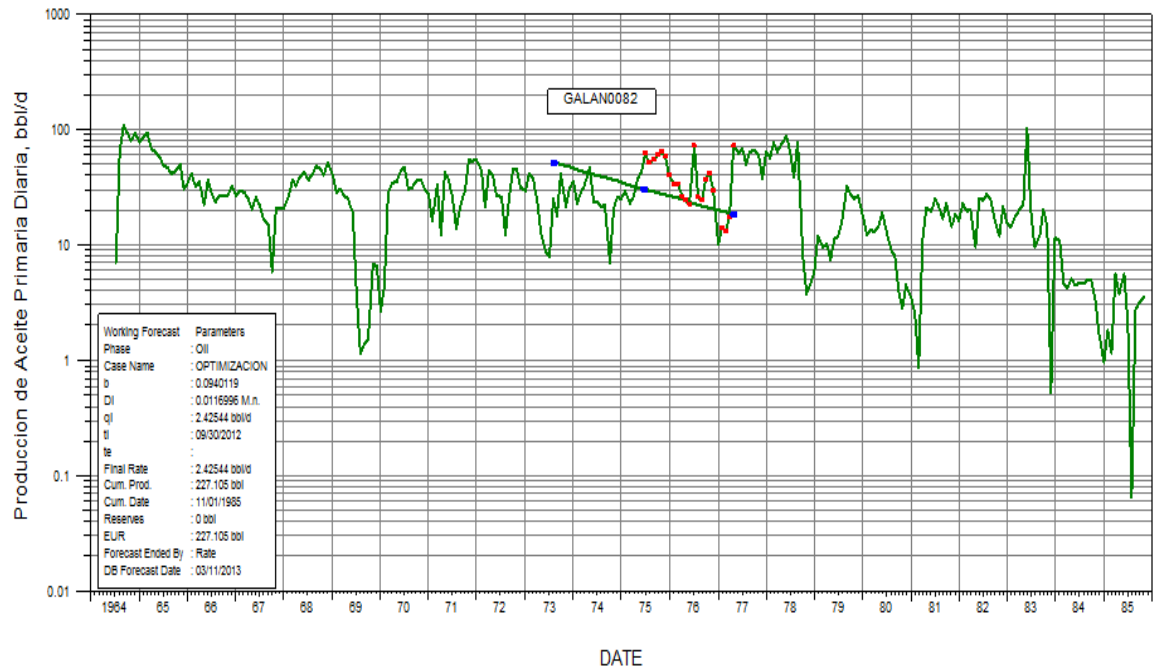
Figura 131. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 80



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 82

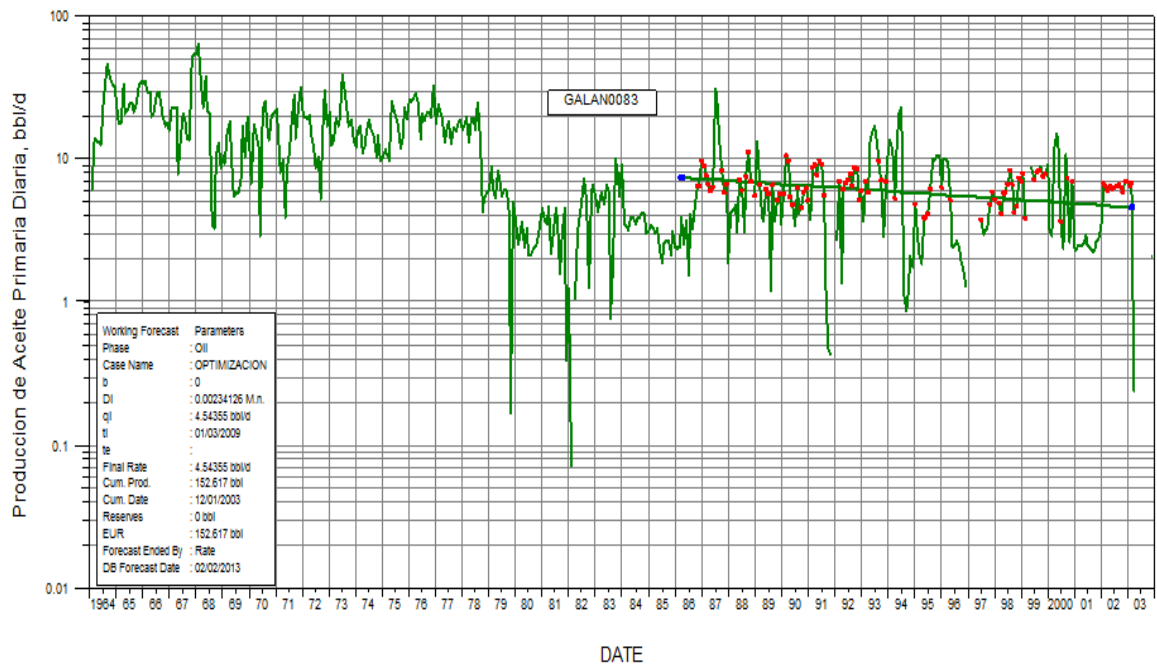
Figura 132. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 82



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 83

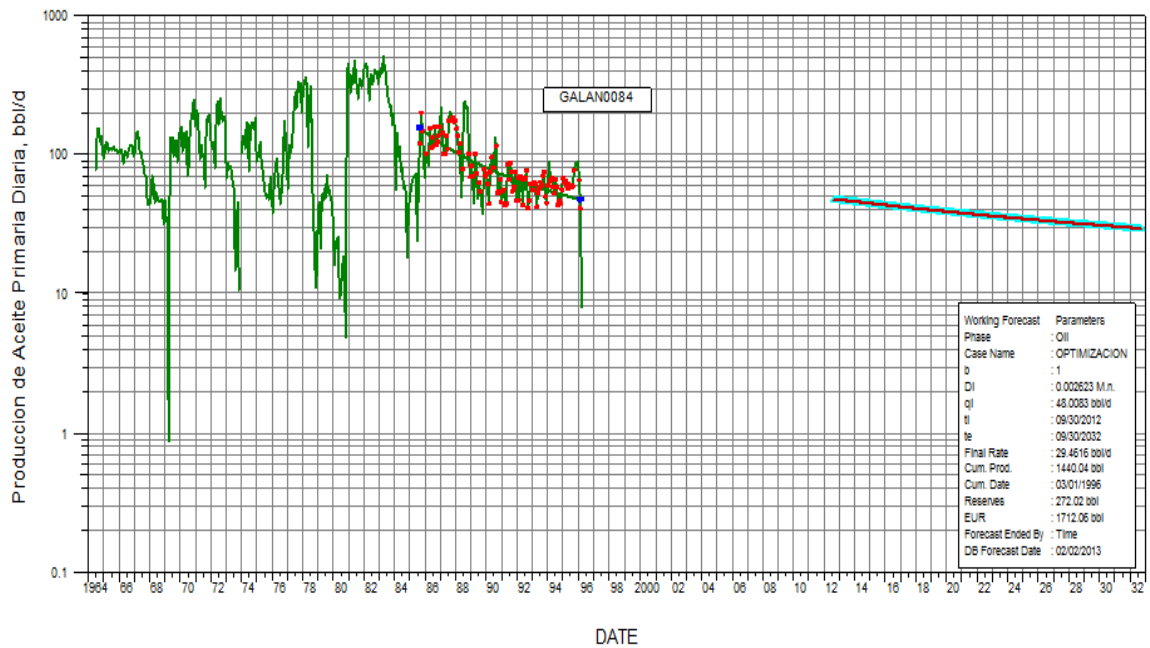
Figura 133. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 83



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 84

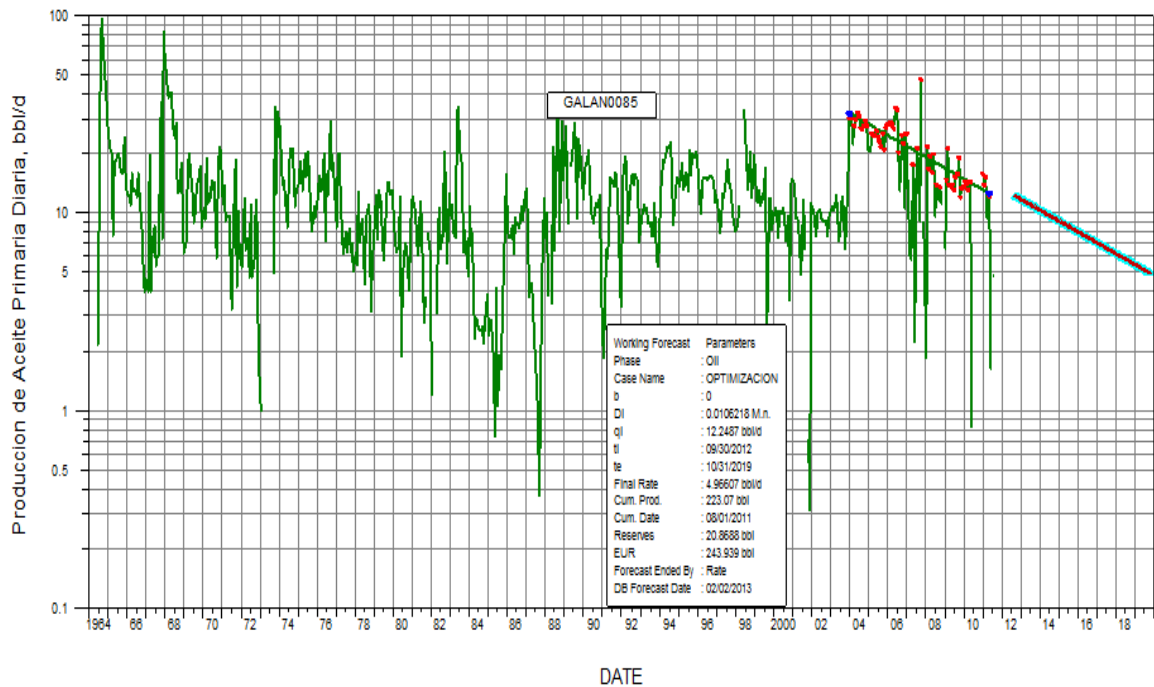
Figura 134. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 84



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 85

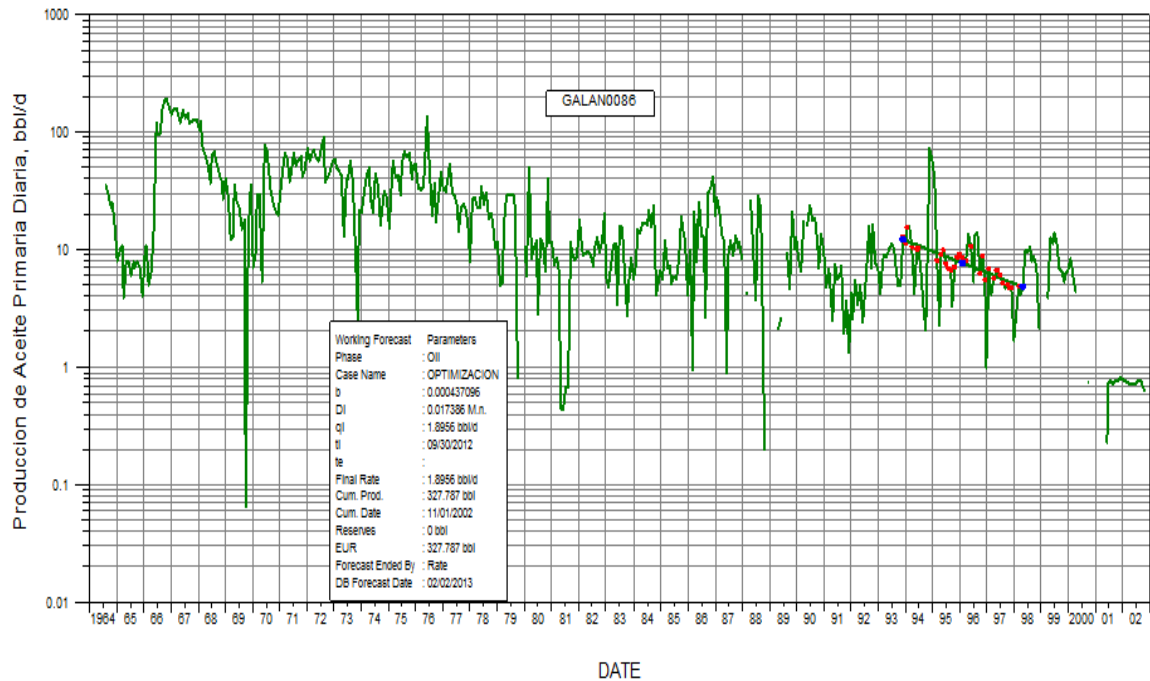
Figura 135. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 85



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 86

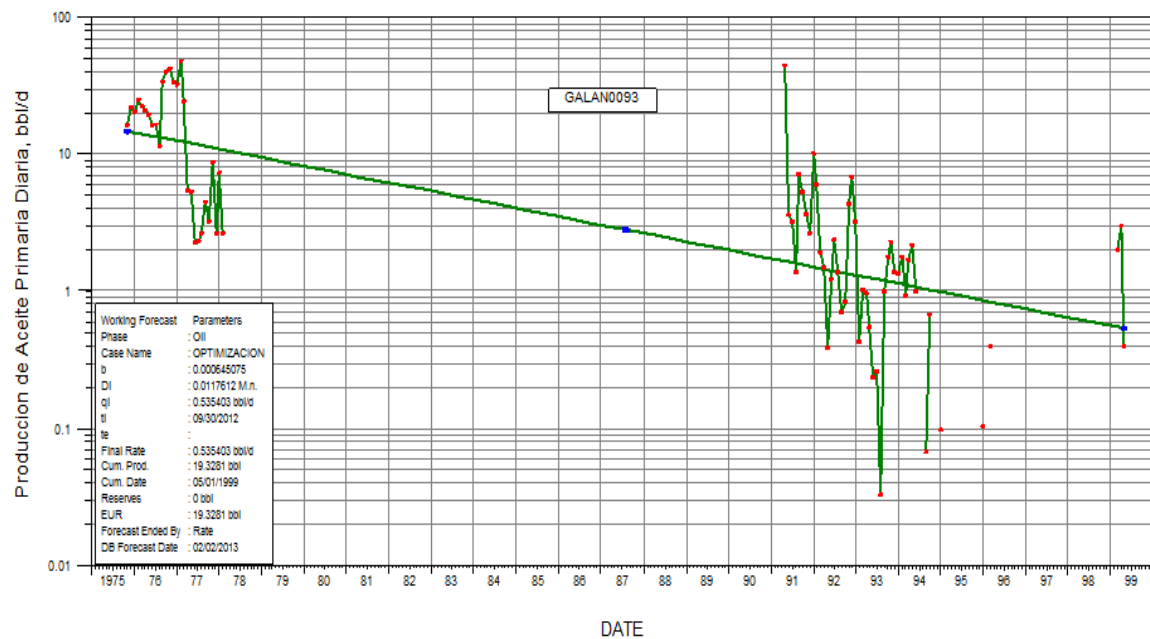
Figura 136. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 86



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 93

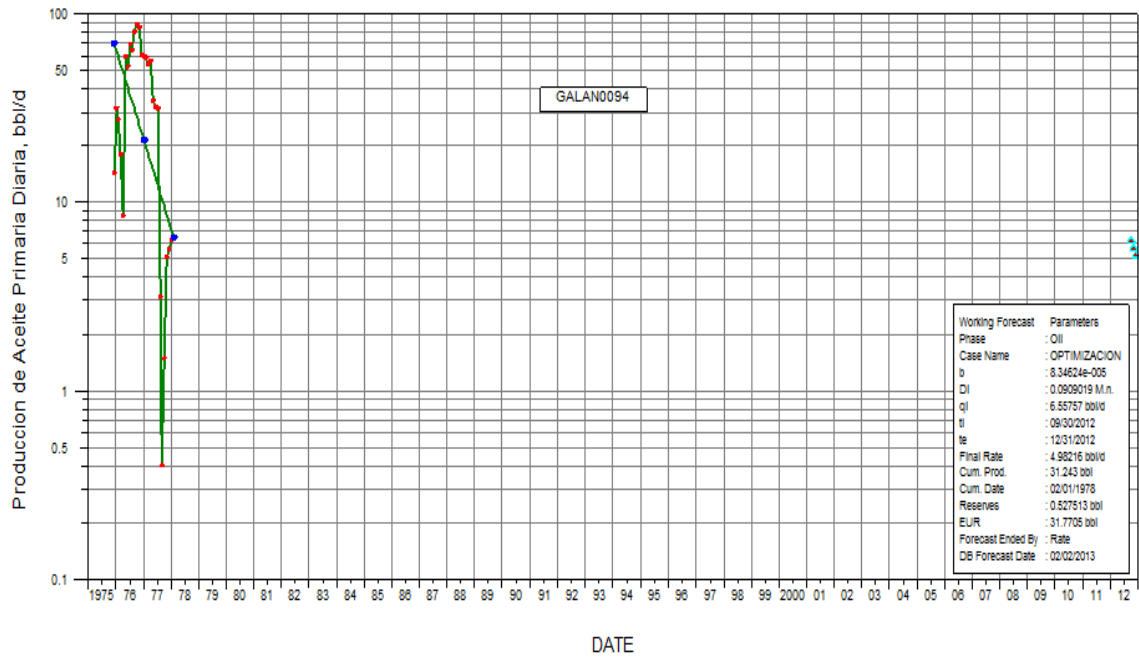
Figura 137. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 93



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 94

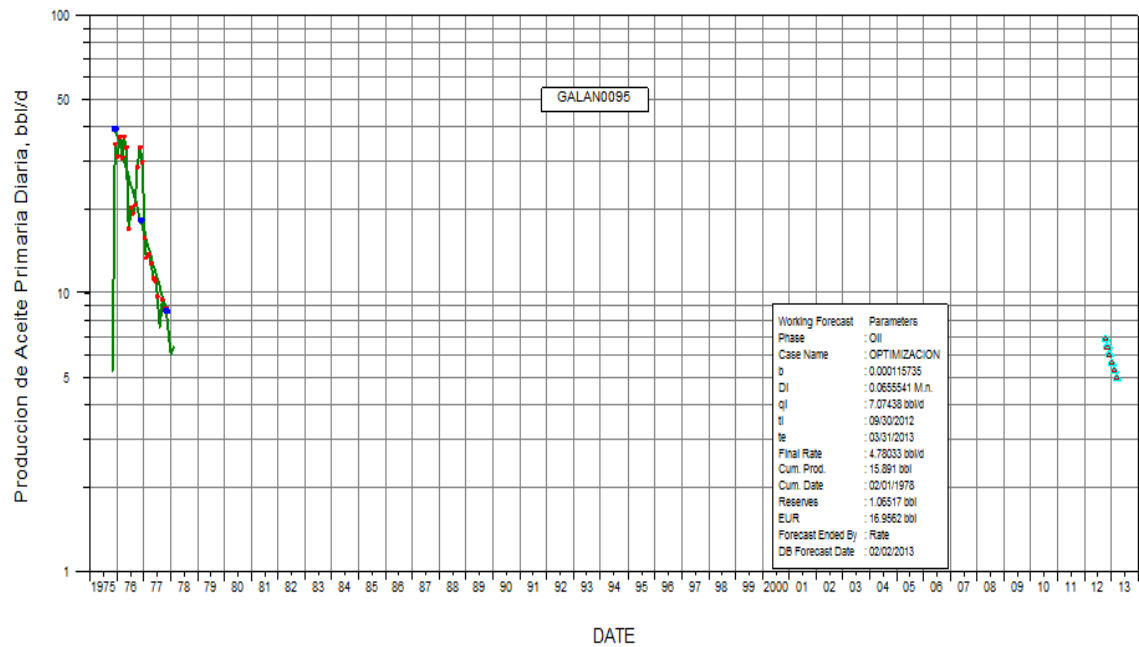
Figura 138. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 94



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 95

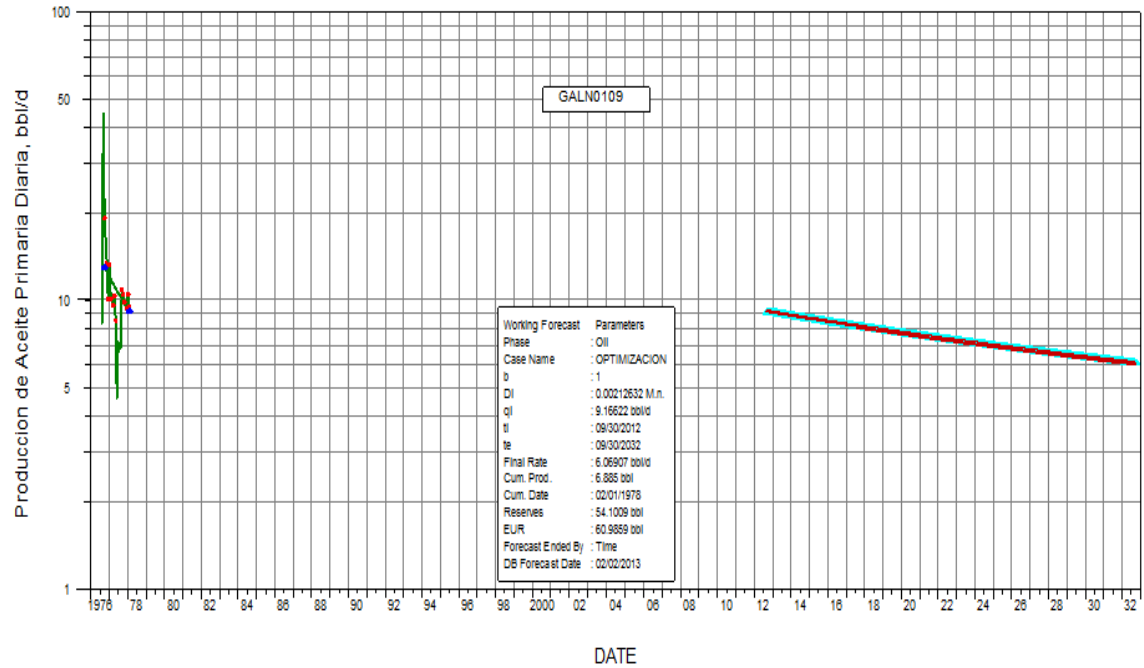
Figura 139. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 95



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 109

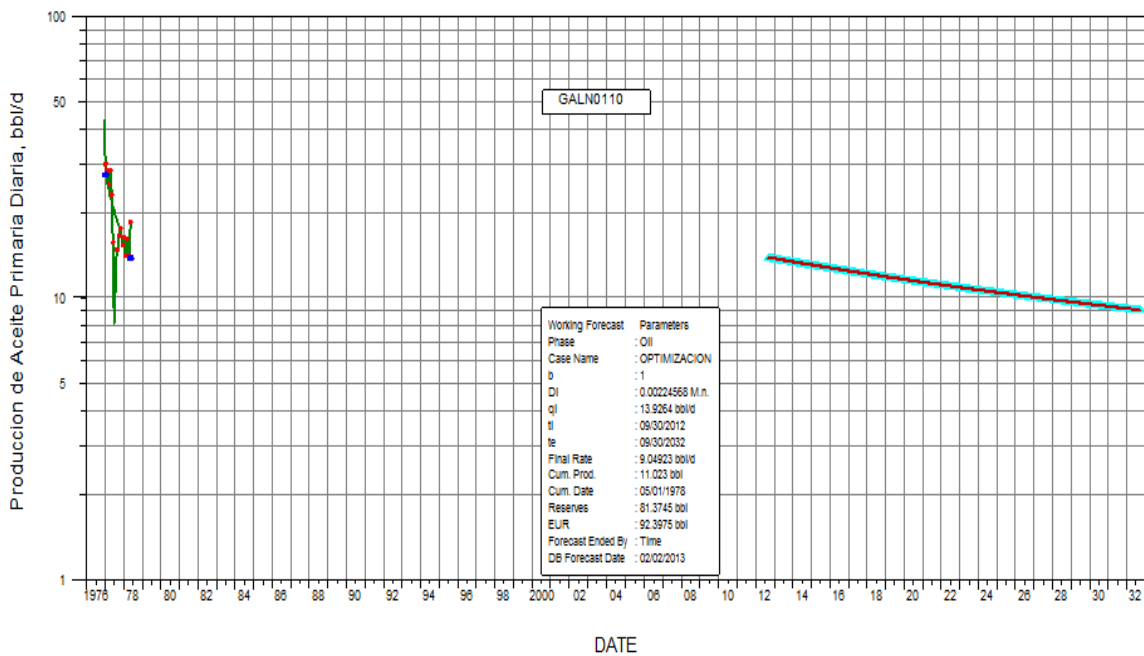
Figura 140. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 109



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 110

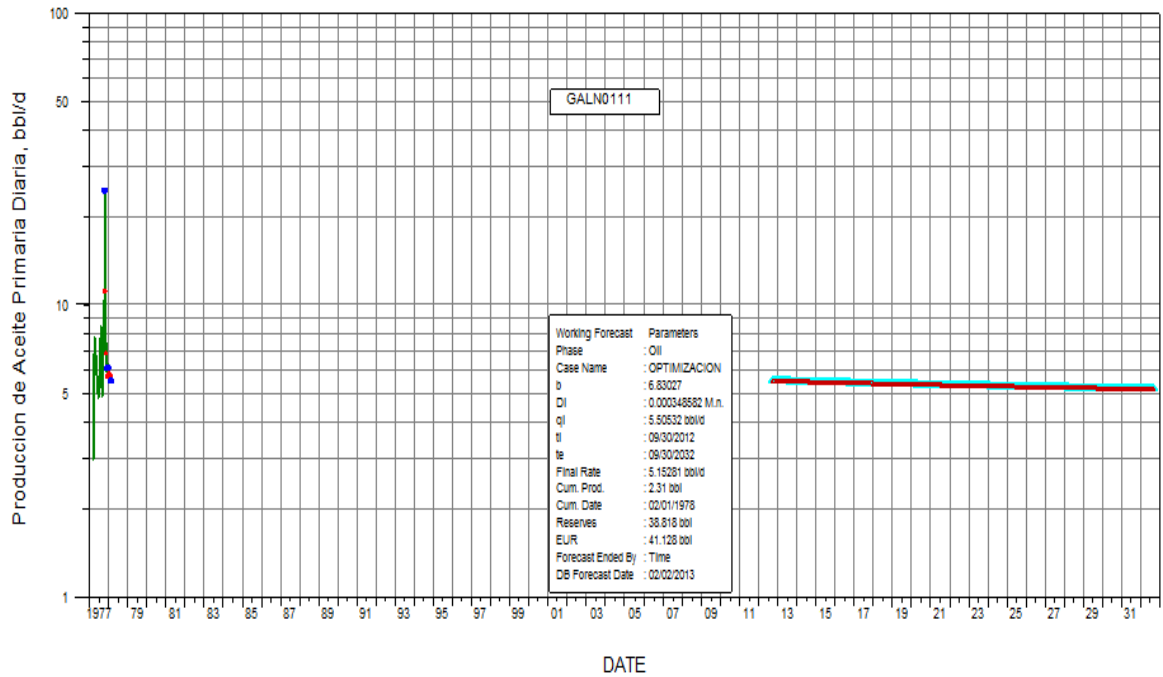
Figura 141. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 110



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 111

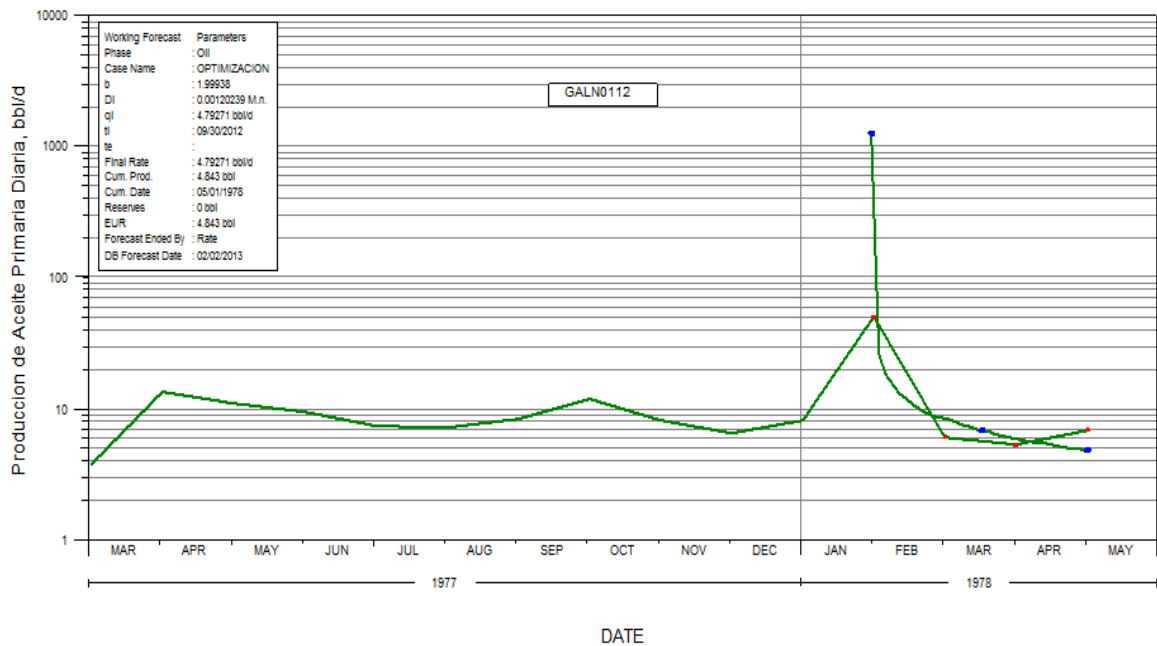
Figura 142. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 111



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 112

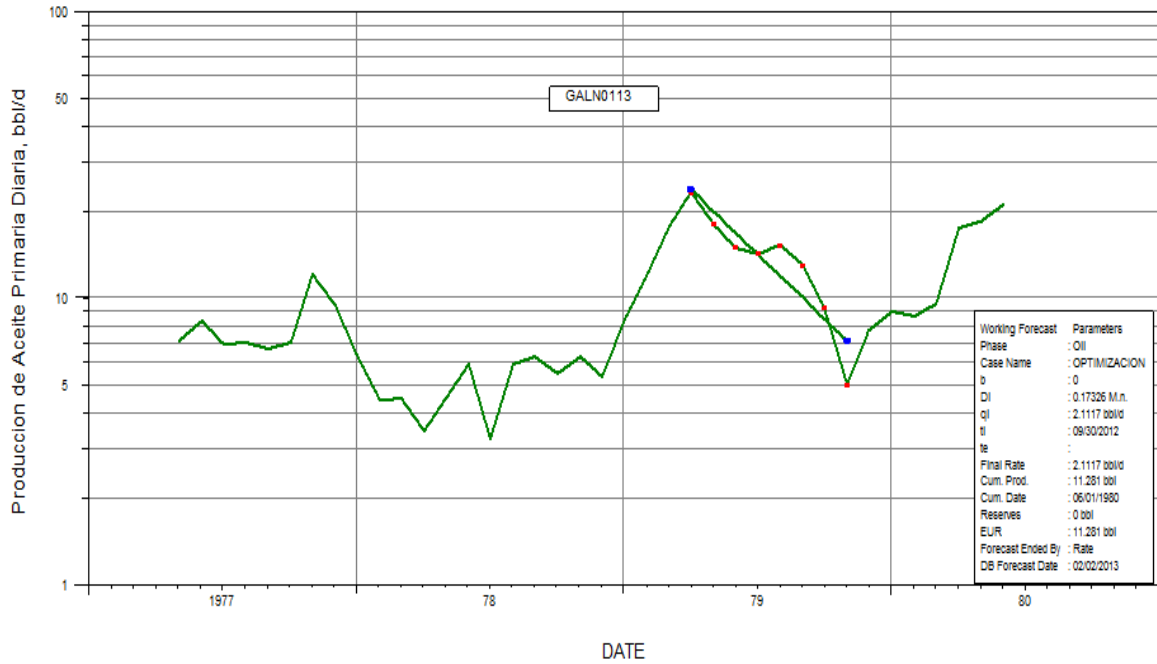
Figura 143. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 112



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 113

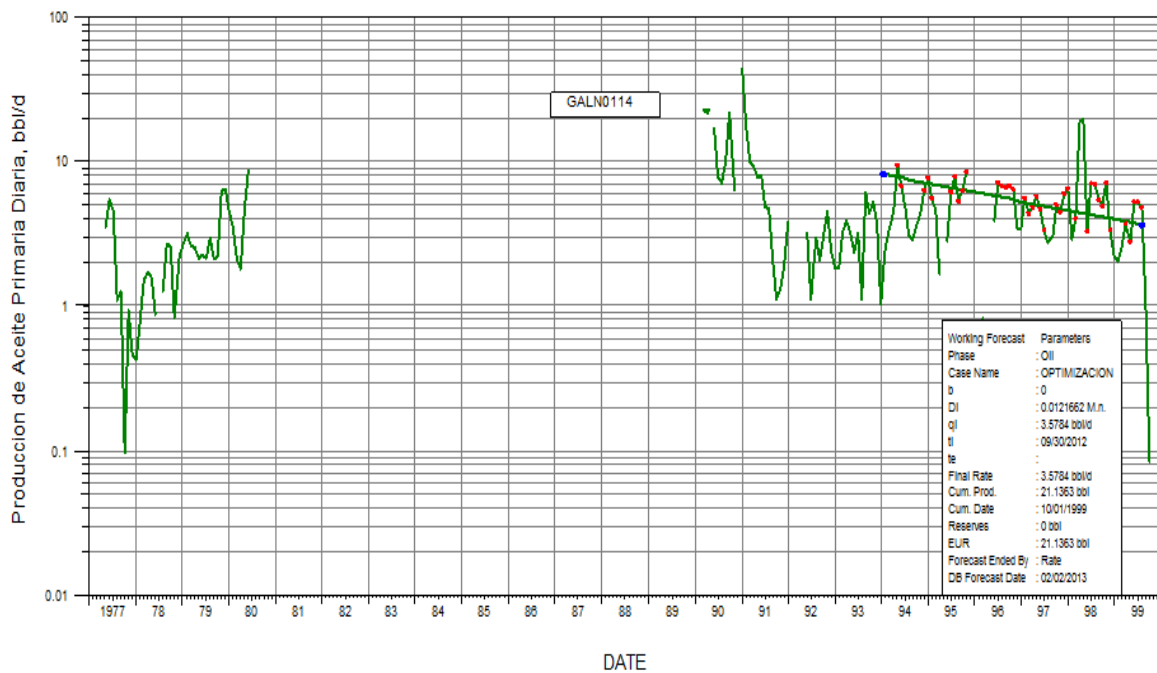
Figura 144. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 113



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 114

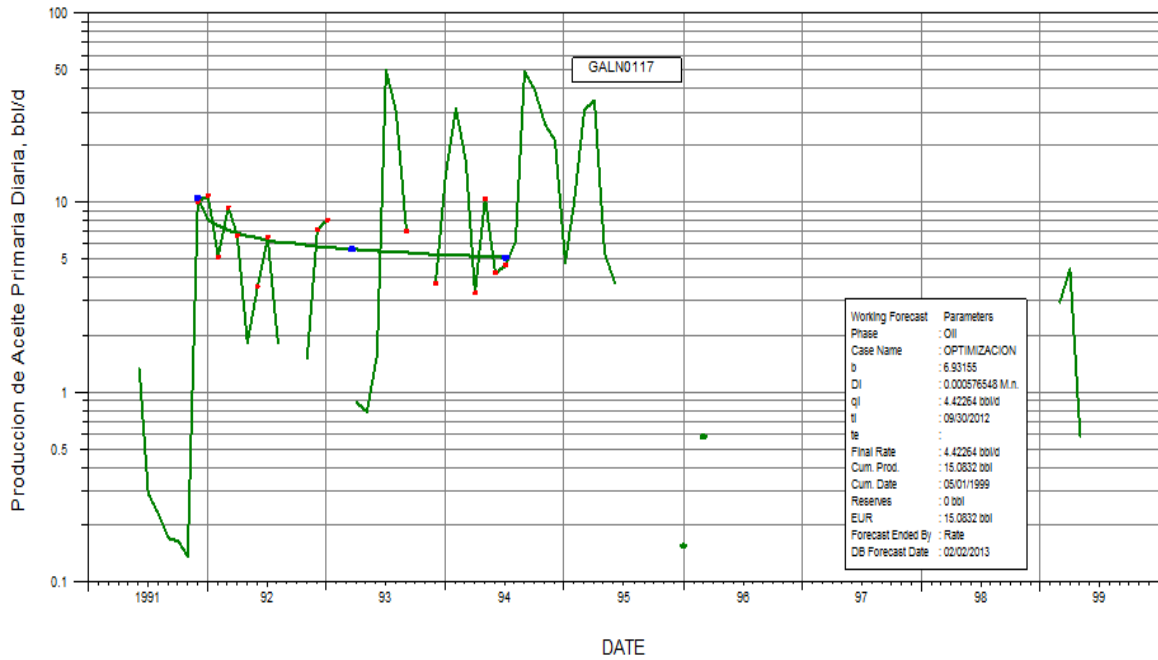
Figura 145. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 114



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 117

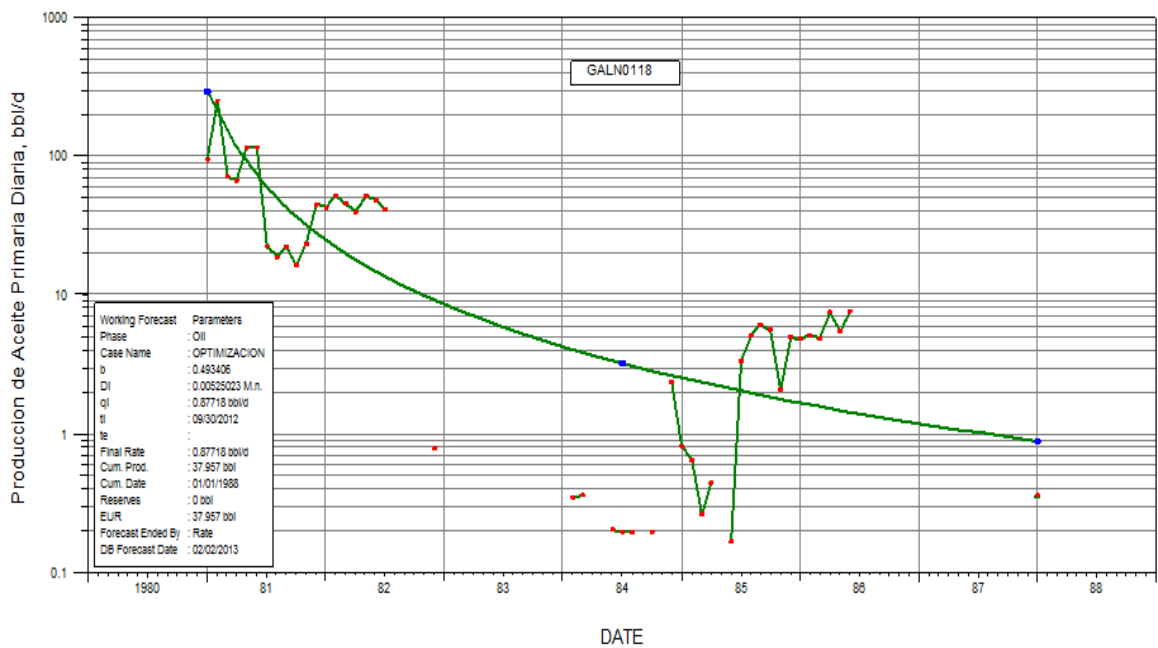
Figura 146. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 117



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 118

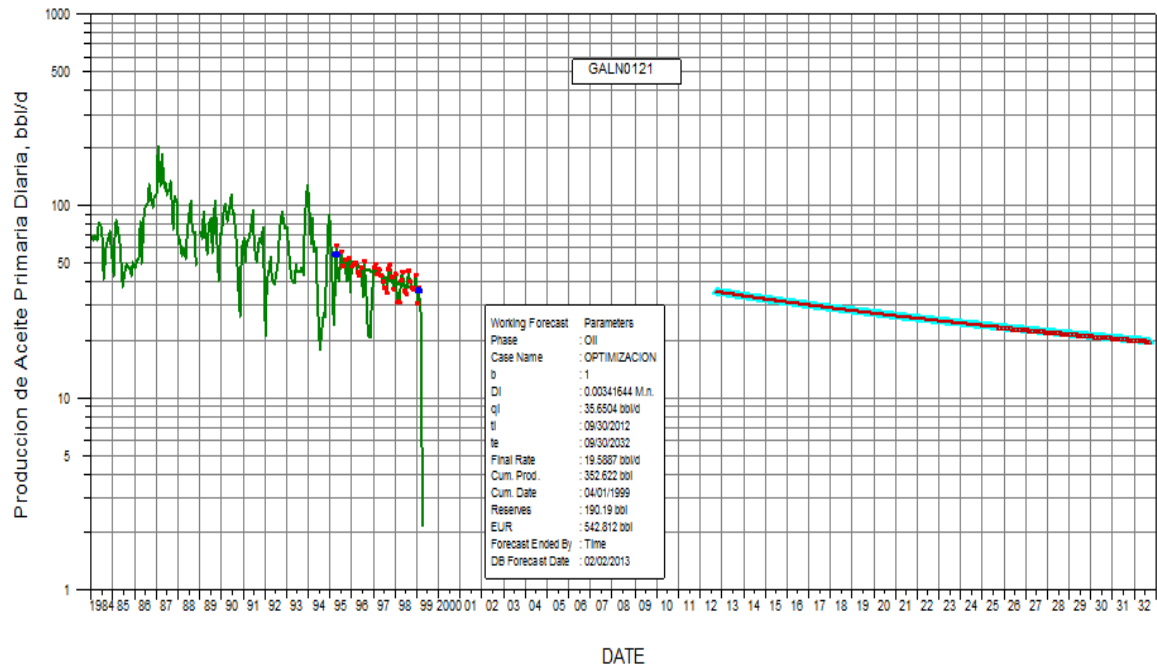
Figura 147. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 118



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 121

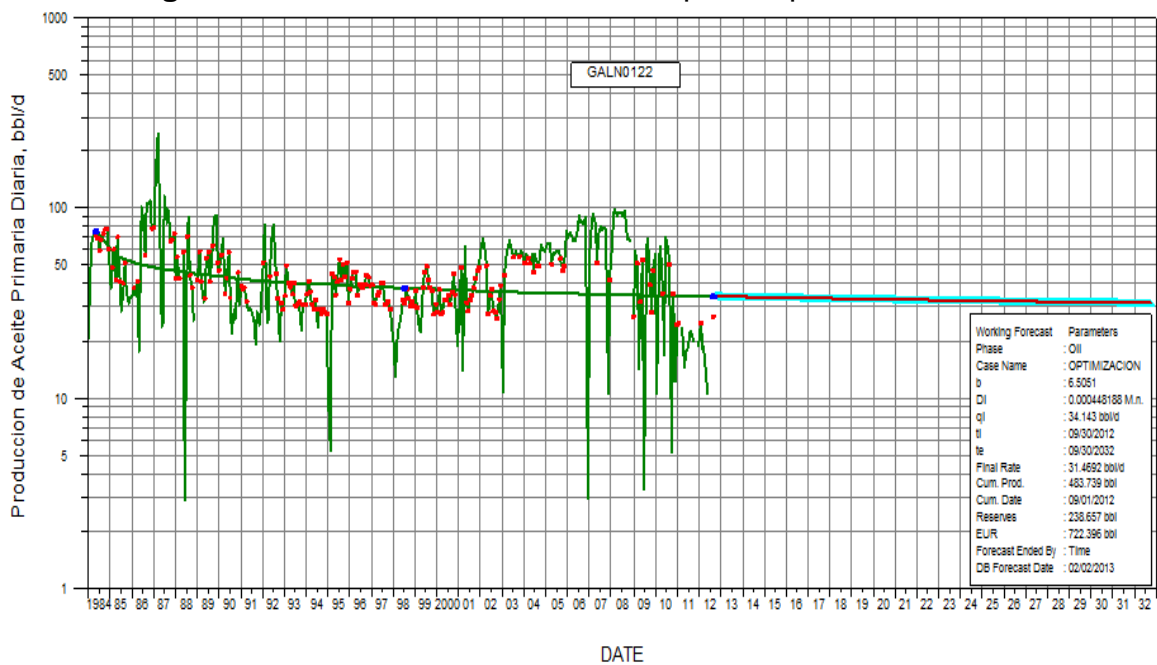
Figura 148. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 121



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 122

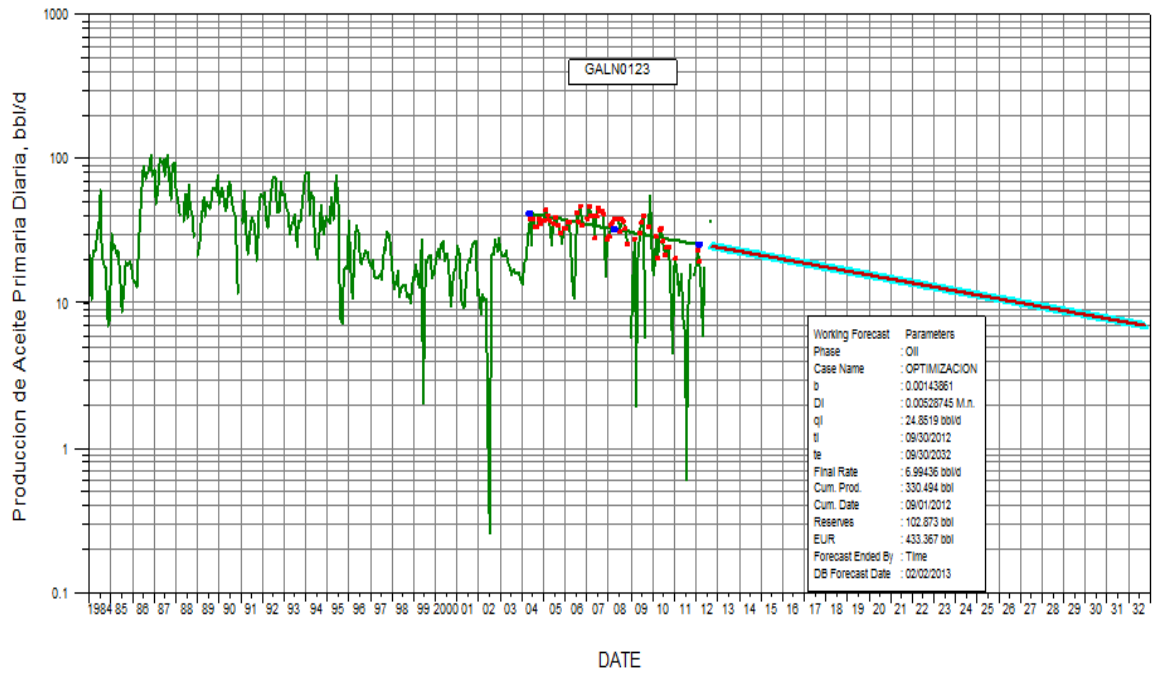
Figura 149. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 122



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 123

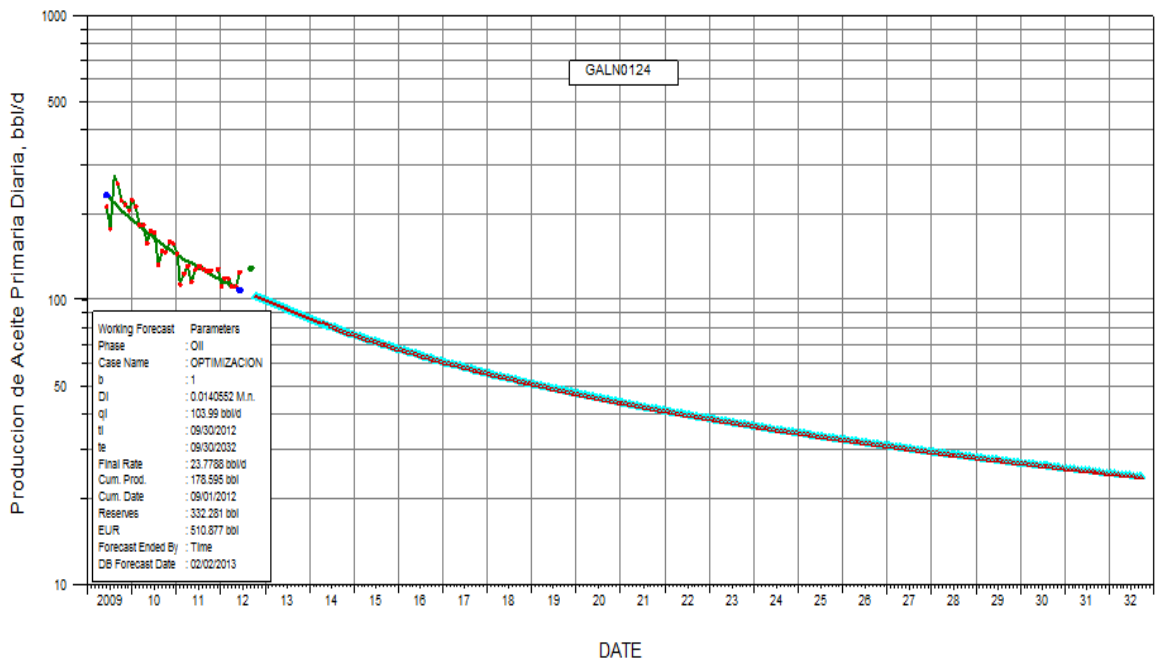
Figura 150. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 123



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 124

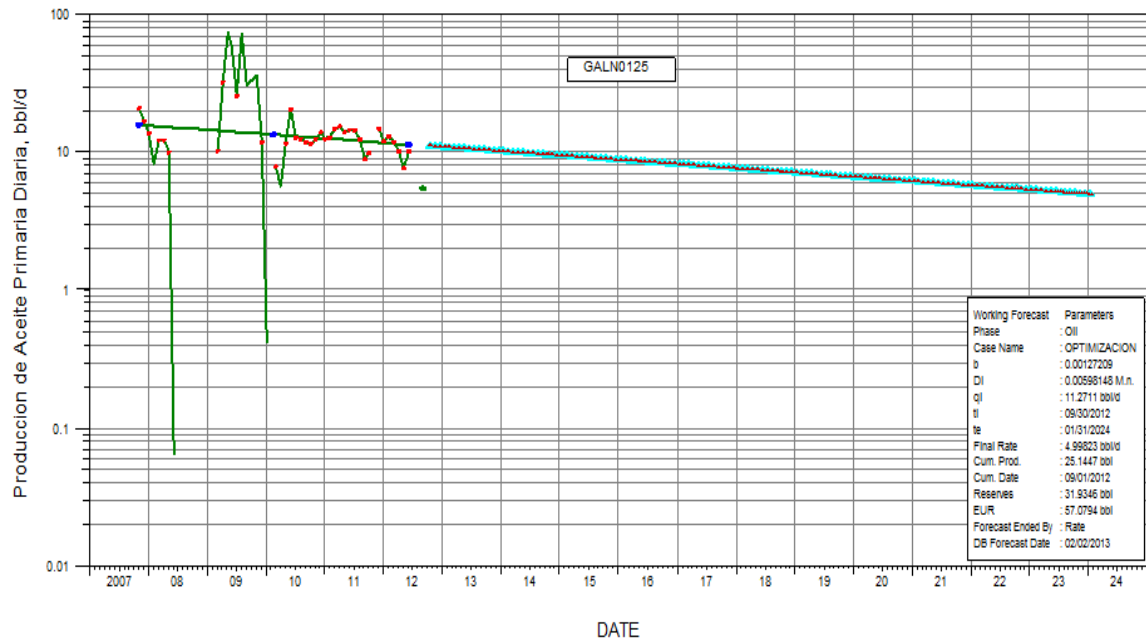
Figura 151. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 124



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 125

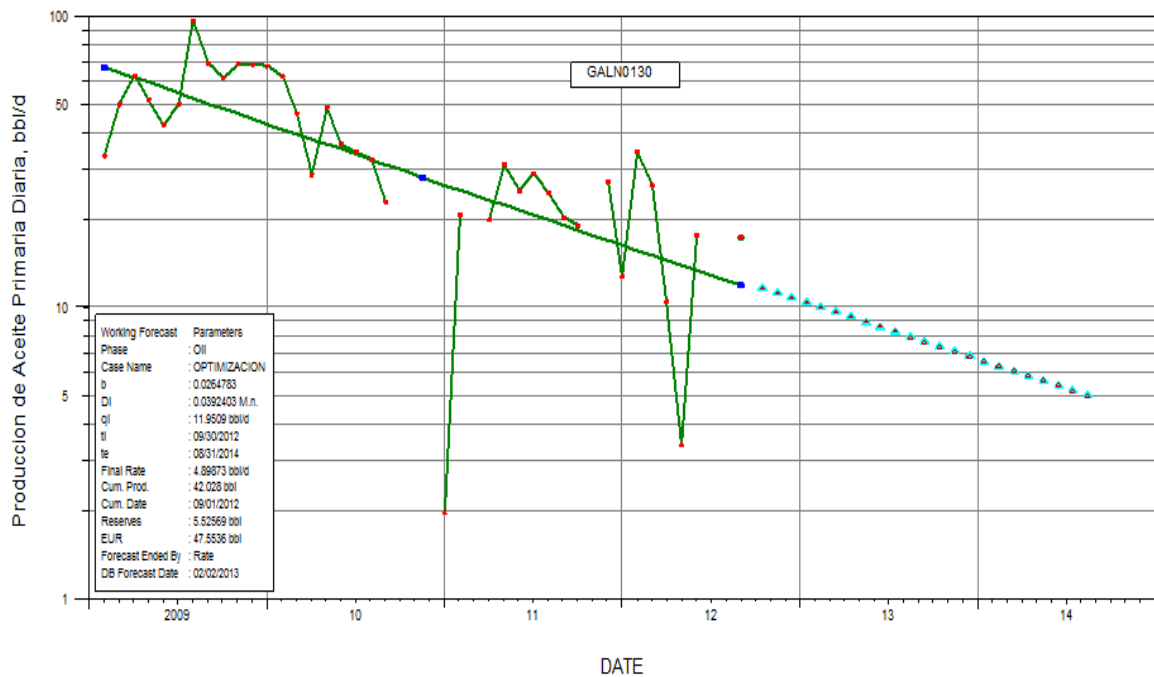
Figura 152. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 125



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 130

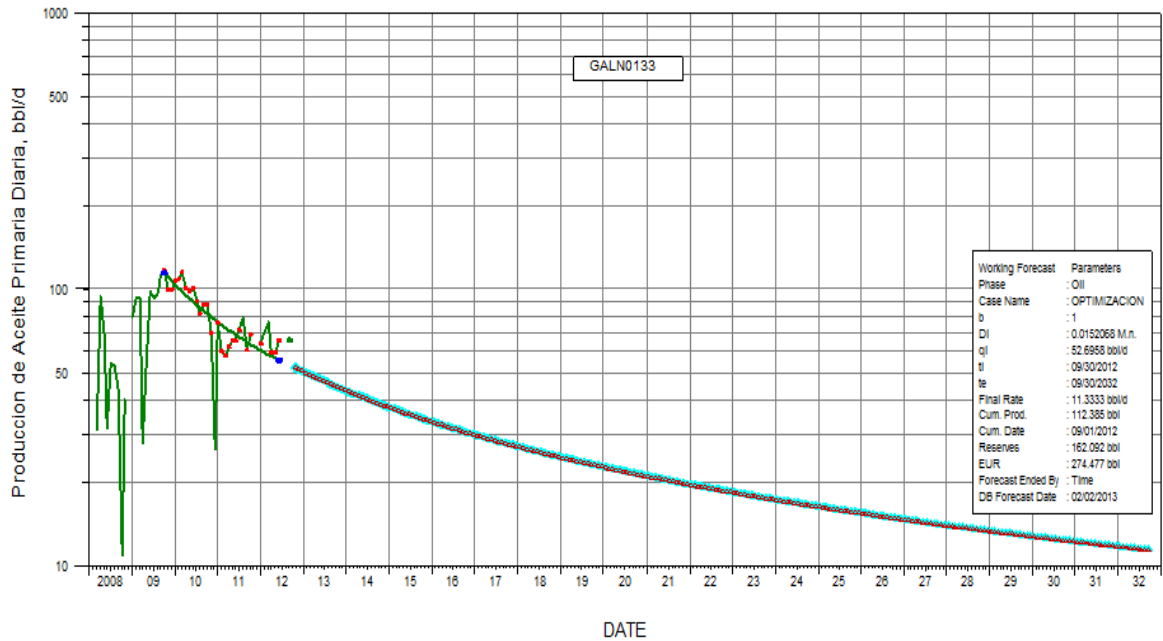
Figura 153. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 130



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 133

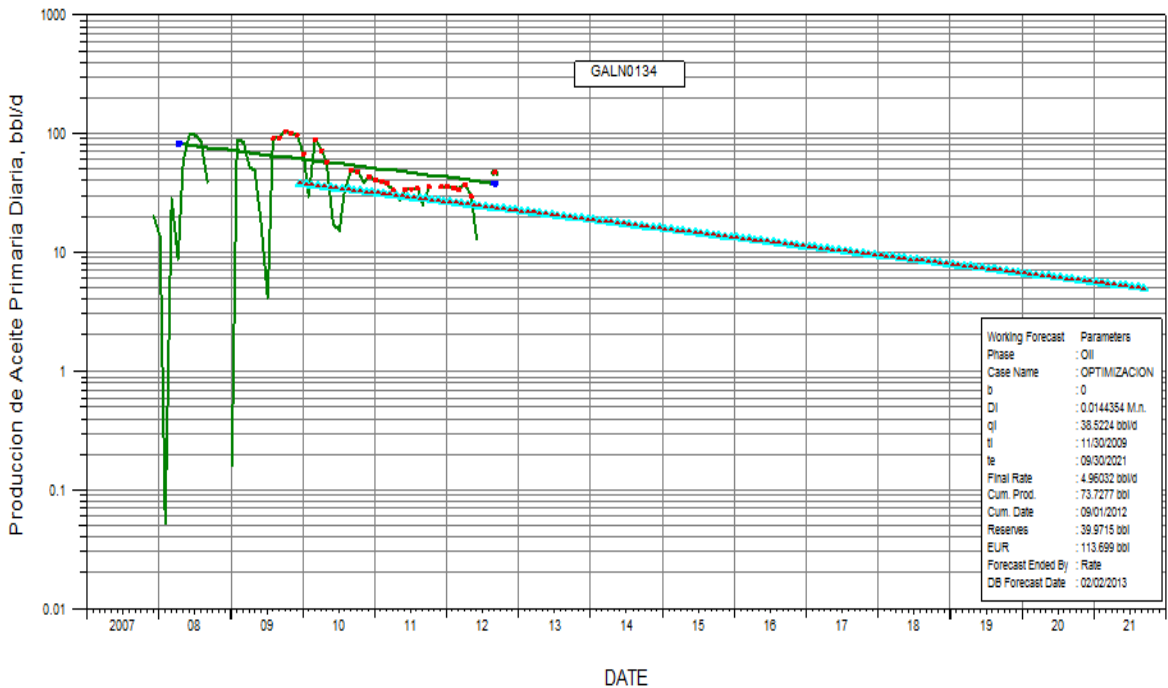
Figura 154. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 133



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 134

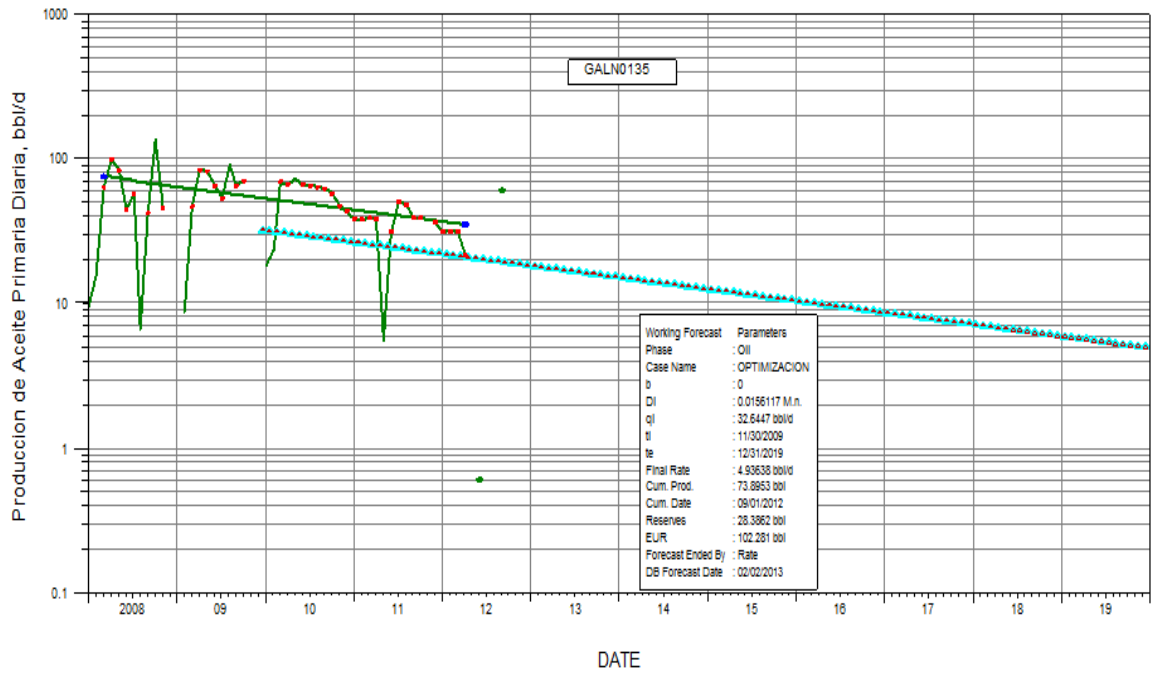
Figura 155. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 134



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 135

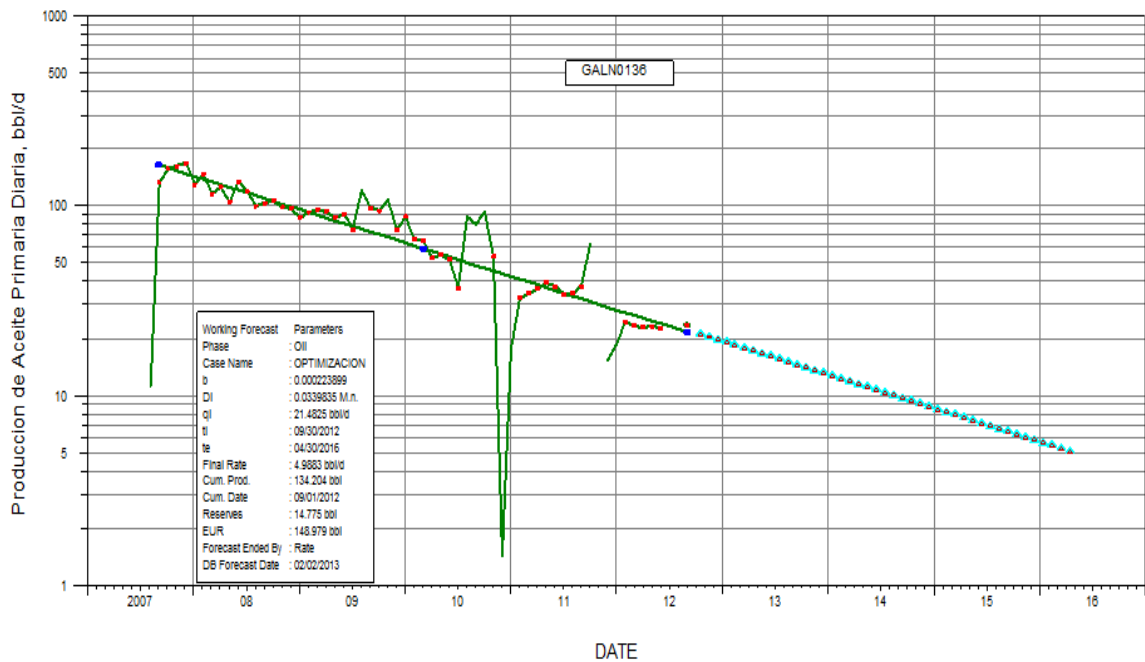
Figura 156. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 135



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 136

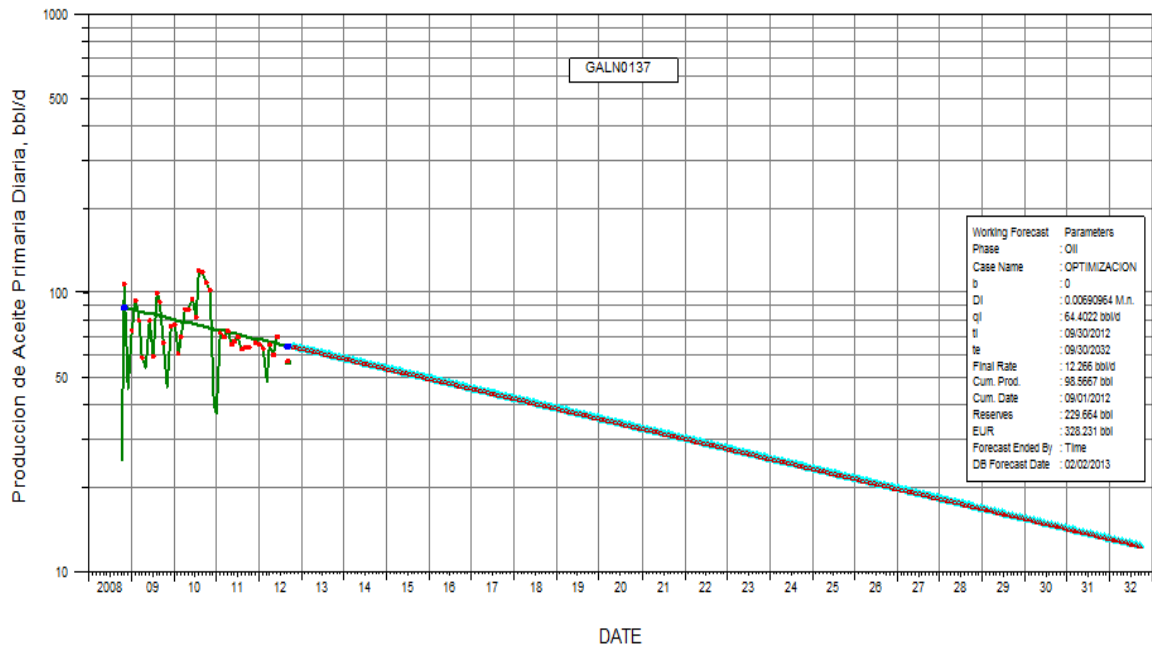
Figura 157. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 136



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 137

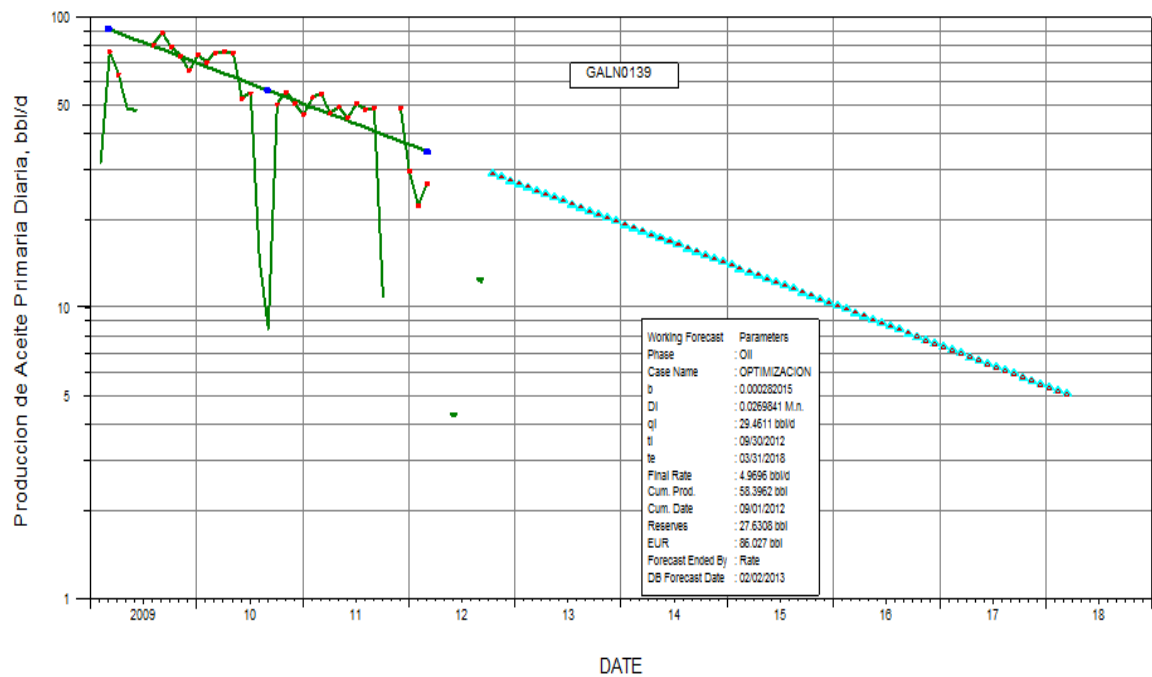
Figura 158. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 137



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 139

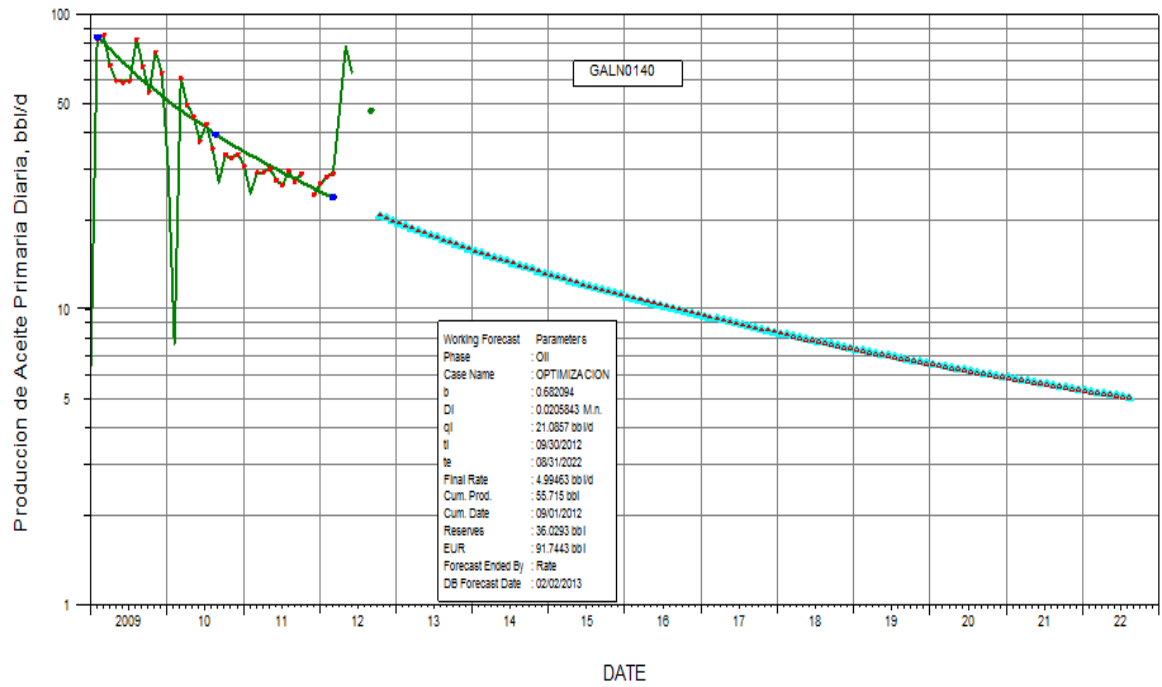
Figura 159. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 139



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).

➤ Pozo: Galán 140

Figura 160. Pronóstico de Producción para el pozo Galán – 140



Fuente: Oil Field Manager Production Software (OFM).