

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN K-27 DE CAMPO  
TIBÚ, MEDIANTE UN SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO**

**EDWINDER BOLAÑOS RODRÍGUEZ**

**IVÁN DARIO OSMA RUIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN K-27 DE CAMPO  
TIBÚ, MEDIANTE UN SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO**

**EDWINDER BOLAÑOS RODRIGUEZ**

**IVÁN DARIO OSMA RUIZ**

Trabajo de Grado como requisito para optar por el título de Ingeniero de Petróleos.

Tutor

**JORGE ANDRES SACHICA AVILA**

Ingeniero de Petróleos

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

Tutor

**RUBÉN HERNAN CASTRO GARCÍA**

Ingeniero de Petróleos

Unidad de Investigación / Campos Maduros

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

## DEDICATORIA

*Existe un ser supremo al cual le debo todo mi existir  
y al cual en acción de gracias le dedico este escrito,  
que representa hasta este momento de mi vida  
un resumen de lo que Él ha hecho de mí,  
MIL GRACIAS "DIOS"*

*Mi familia siempre ha estado a mi lado para brindarme su apoyo  
por lo tanto a ellos les dedico con mucho cariño este trabajo  
como fruto de su gran esfuerzo y amor profundo.*

*Mis padres Luis Alfonso Bolaños Ortiz,  
Bellanire Rodríguez Rodríguez,  
y Luz Nidia Bolaños Rodríguez  
mi hermana.*

*A todos las personas que de una u otra manera han estado  
a mi lado para apoyarme de manera incondicional  
brindándome la compañía y apoyo que se necesita  
para alcanzar grandes objetivos, en especial a:*

*Martha Eloisa Rodríguez Rodríguez  
Consepcion Rodríguez Rodríguez  
Leidy Johana Trespalacios León*

*Edwínder Bolaños Rodríguez*

## DEDICATORIA

*A quien todo le debo y le estaré siempre agradecido,  
mi compañía incondicional... A Dios a quien  
le dedicaré por siempre éste y todos  
los logros de mi vida.*

*A mis Padres Jaime y Tato, cuyo amor y sacrificio me fueron más  
que suficientes para poder salir adelante y realizar esta meta, su  
ejemplo y valores me servirán por siempre. Al igual que a mi  
Hermano Jaime Andrés mi eterno compañero.  
Este Logro es de ustedes.*

*A toda mi familia, en especial a mi Tía Cruz Ruiz, mi Tío Jorge  
Lozano y a mi Tío y mentor Miguel Ángel Osma, quienes  
nunca dejaron de creer en mí, su apoyo y bendición  
estuvieron siempre ahí para mí.  
Muchas Gracias*

*A mis amigos y mi novia Julie, con quienes tuve la oportunidad  
de compartir los mejores momentos de esta, una de las  
etapas más bellas y especiales de mi vida.  
Gracias a Todos, Los recordaré  
por siempre*

*Iván Osma*

## AGRADECIMIENTOS

Un trabajo de este tipo no se logra desarrollar exclusivamente por sus autores. Este material es el fruto del aporte y la crítica de muchos colaboradores que de una u otra manera contribuyeron a la consolidación del mismo, por lo tanto se les agradece a todos los que participaron y en especial a:

La **Universidad Industrial de Santander** y la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por contribuir de manera directa en nuestra formación, apoyando de ante mano nuestra vocación.

Al **Grupo de Investigación Campos Maduros** por brindarnos la oportunidad de participar del mismo y poder desarrollar este trabajo como un gran equipo.

Los Ingenieros **Jorge Andrés Sáchica Ávila** y **Rubén Hernán Castro García** por ser nuestros guías, colaborando con la dirección de este trabajo.

La **Corporación Natfrac y su equipo de trabajo** por el suministro de la información y asesorías las cuales fueron de gran ayuda.

Al siguiente grupo de ingenieros por su apoyo incondicional y sus indicaciones, las cuales jugaron un papel determinante:

- ❖ **Ingeniera Adriana Rojas**
- ❖ **Ingeniera Liliana Sanabria Gómez**
- ❖ **Ingeniero Germán Castillo**
- ❖ **Ingeniero William Navarro**
- ❖ **Ingeniero Fernando Calvete**
- ❖ **Ingeniero Daniel Barrientos**
- ❖ **Ingeniero Daniel López**

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>19</b>
1.1 Reseña Histórica Campo Tibú .....	22
1.2 Características del Campo Tibú.....	23
1.2.1 Características del yacimiento .....	24
1.2.2 Características de los Fluidos .....	26
1.3 Operaciones en el Campo Tibú .....	27
1.4 Área A del Campo Tibú.....	28
1.5 Estación K-27 .....	28
<b>2. MANEJO DE APLICACIONES DE OIL FIELD MANAGER (OFM)</b> .....	<b>31</b>
2.1 Creación del proyecto .....	32
2.1.1 Tablas .....	33
2.1.2 Tipos de Tablas.....	34
2.2 Aplicaciones de Oilfield Manager (OFM) .....	35
2.2.1 Gráficos.....	35
2.2.2 Reporte de Datos .....	37
2.2.3 Predicciones.....	39
2.2.4 Mapas de Grilla .....	42
2.2.5 Mapas de Burbuja .....	46
2.2.6 Gráficos de Dispersión .....	48
2.2.7 Diagramas de Pozo.....	50
<b>3. ANÁLISIS AVANZADO DE INGENIERÍA</b> .....	<b>52</b>
3.1 Recopilación y evaluación de la información .....	53
3.1.1 Coordenadas y datos básicos de los pozos .....	53
3.1.2 Propiedades PVT .....	54
3.1.3 Propiedades petrofísicas.....	54
3.1.4 Producción e inyección mensual .....	54

3.1.5	Historias de eventos e intervalos cañoneados .....	55
3.1.6	Presiones .....	57
3.1.7	Base de datos Access .....	57
3.2	Procesos analíticos en OFM .....	58
3.2.1	Cálculo del espaciamiento entre pozos .....	59
3.2.2	Cálculo y análisis de las propiedades petrofísicas .....	62
3.2.3	Cálculo del Original Oil in Place (OOIP) .....	66
3.2.4	Análisis de los datos de producción .....	68
3.2.5	Cálculo de reservas .....	72
3.2.6	Gráficos de comportamiento .....	78
3.2.7	Índice de Heterogeneidad (HI) .....	85
<b>4.</b>	<b>ANÁLISIS CONJUNTO Y GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN .....</b>	<b>89</b>
4.1	Operaciones de Workover .....	89
4.1.1	Evaluación de las Propiedades Petrofísicas para Trabajos de Workover .....	90
4.1.2	Análisis Conjunto para la selección de Pozos Candidatos a Trabajos de Workover .....	94
4.1.2	Resultado del Análisis Conjunto para la selección de Pozos Candidatos a Trabajos de Workover .....	97
4.2	Localización de pozos infill .....	98
4.2.1	Criterios para la selección .....	98
4.2.2	Selección de las áreas y ubicación de nuevos pozos Infill .....	99
<b>5.</b>	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>107</b>
5.1	Flujo de Caja .....	107
5.2	Precio de Referencia de Crudo (WTI) .....	108
5.3	Indicadores de Rentabilidad .....	109
5.4	Teoría de Arps para la Predicción de la Producción de Crudo .....	110
5.5	Análisis Económico a los trabajos de Workover .....	112
5.6	Análisis Económico a los nuevos pozos Infill .....	118
5.6.1	Análisis probabilístico de las variables económicas .....	122

**CONCLUSIONES .....126**  
**RECOMENDACIONES.....129**  
**REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....131**  
**ANEXO A.....134**  
**ANEXO B .....145**

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización Campo Tibú .....	21
Figura 2. Áreas Campo Tibú .....	23
Figura 3. Columna Estratigráfica Cuenca del Catatumbo .....	25
Figura 4. Distribución de la producción en Campo Tibú .....	26
Figura 5. Curva de producción estación K-27 del Campo Tibú a Mayo de 2008 .....	30
Figura 6. Ventana de Inicio de OFM .....	31
Figura 7. Ventana Principal de OFM.....	32
Figura 8. Ventana de Creación de Nuevo Proyecto (Workspace) .....	33
Figura 9. Menú Database .....	34
Figura 10. Ventana de Edición de Tablas de Base de Datos .....	34
Figura 11. Selección de la opción Plot en el Menú Analysis.....	36
Figura 12. Ventana de Edición de Un Gráfico .....	36
Figura 13. Creación de un Nuevo Gráfico.....	37
Figura 14. Selección de la Opción Report en el Menú Analysis.....	38
Figura 15. Ventana de Edición de Reporte .....	38
Figura 16. Creación de un nuevo Reporte .....	39
Figura 17. Selección de la opción Forecast en el Menú Analysis .....	40
Figura 18. Ventana de Definición de predicción. ....	41
Figura 19. Creación de una Predicción para un Pozo.....	42
Figura 20. Selección de la opción “Grid Map” del Menú Analysis .....	43
Figura 21. Ventana de Apertura/Edición de un Mapa de Grillas .....	43
Figura 22. Creación de un nuevo Mapa de Grillas. ....	44
Figura 23. Selección de Nueva Área de Mapa del Menú de Herramientas de Mapa de Grillas .....	45
Figura 24. Selección de Un Área Específica de un Mapa de Grillas. ....	45
Figura 25. Ventana de Cálculo entre Mapas de Grilla .....	46
Figura 26. Selección de la Opción Bubble Map del Menú Analysis.....	47
Figura 27. Ventana de Apertura/Edición de un Mapa de Burbuja .....	47
Figura 28. Creación de Un Mapa de Burbuja .....	48
Figura 29. Selección de la opción Scatter Plot del Menú Analysis .....	49
Figura 30. Ventana de Apertura/Edición de un Gráfico de Dispersión.....	49
Figura 31. Creación de un Gráfico de Dispersión.....	50
Figura 32. Selección de la opción Wellbore Diagram del Menú Analysis .....	51
Figura 33. Creación de Un Diagrama de Pozo.....	51
Figura 34. Estructura de base de datos en Access.....	58
Figura 35. Mapa Base de la Estación K-27 del Campo Tibú .....	59
Figura 36. Voronoi de 10 acres.....	60

Figura 37. Voronoi de 20 acres.....	60
Figura 38. Voronoi de 30 acres.....	61
Figura 39. Voronoi de 40 acres.....	61
Figura 40. Mapas de porosidad, permeabilidad y espesor neto.....	62
Figura 41. Mapa de calidad de la roca.....	64
Figura 42. Mapa de capacidad de flujo ( $K^*H$ ).....	65
Figura 43. Mapa de capacidad de almacenamiento ( $\phi^*H$ ).....	65
Figura 44. Mapa de la distribución del OOIP de la estación K-27, Formación Barco.....	67
Figura 45. Mapa de comportamiento de la producción de la estación K-27, Formación Barco.....	69
Figura 46. Mapa de comportamiento de la producción actual de la estación K-27.....	70
Figura 47. Mapa de burbuja del acumulado de la producción.....	70
Figura 48. Gráfica del comportamiento de la producción.....	71
Figura 49. Curva de declinación de la Estación K-27.....	74
Figura 50. Mapa de la distribución de reservas en la Estación K-27, Formación Barco.....	75
Figura 51. Mapa de la distribución del índice de declinación en la Estación K-27, Formación Barco.....	75
Figura 52. Mapa de la distribución del EUR en la Estación K-27, Formación Barco.....	76
Figura 53. Mapa de la distribución del caudal inicial en la Estación K-27, Formación Barco.....	76
Figura 54. Mapa de porcentaje de depletación de la Estación K-27, Formación Barco.....	77
Figura 55. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Tasa máxima de producción.....	79
Figura 56. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Espesor Neto.....	80
Figura 57. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Capacidad de Flujo.....	81
Figura 58. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Capacidad de Flujo.....	82
Figura 59. Localización de las Zonas con Pozos de Alto y Bajo potencial.....	85
Figura 60. Índice de Heterogeneidad del Agua de Producción Acumulada vs. Índice de Heterogeneidad de Aceite Producido Acumulado.....	87
Figura 61. Mapa Base de la Estación K-27 del Campo Tibú.....	100
Figura 62. Mapa de la distribución del Bsw.....	101
Figura 63. Mapa de áreas que cumplen con el criterio de Capacidad de flujo.....	102
Figura 64. Mapa de áreas que cumplen con el criterio de Capacidad de almacenamiento.....	102
Figura 65. Mapa de áreas que cumplen con el criterio de cantidad de reservas.....	103
Figura 66. Mapa de la superposición de áreas que cumplieron con los criterios para ubicación de pozos Infill.....	104

Figura 67. Mapa de la ubicación de los nuevos pozos Infill. ....	105
Figura 68. Tendencias de la producción con y sin Fracturamientos.....	114
Figura 69. Comportamiento de la producción en cada uno de los pozos .....	119
Figura 70. Comportamiento de la producción en cada uno de los pozos .....	123
Figura 70. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-9.....	134
Figura 71. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-46.....	135
Figura 72. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-111 .....	135
Figura 73. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-127 .....	136
Figura 74. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-200 .....	136
Figura 75. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-203 .....	137
Figura 76. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-223 .....	137
Figura 77. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-224 .....	138
Figura 78. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-9.....	138
Figura 79. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-237K.....	139
Figura 80. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-253 .....	139
Figura 81. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-365 .....	140
Figura 82. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-396 .....	140
Figura 83. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-397 .....	141
Figura 84. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-402 .....	141
Figura 85. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-408K.....	142
Figura 86. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-409 .....	142
Figura 87. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-410 .....	143
Figura 88. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-492 .....	143
Figura 89. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-494 .....	144
Figura 90. Curvas de permeabilidades relativas.....	146
Figura 91. Distribución del espesor neto del yacimiento a nivel de subciclos.....	147
Figura 92. Distribución del espesor neto del yacimiento a nivel de sub-ciclos .....	149
Figura 93. Ajuste histórico del pozo T-203 (Buen ajuste).....	150
Figura 94. Ajuste histórico del pozo T-225 (Buen ajuste).....	151
Figura 95. Ajuste histórico del pozo T-410 (Regular ajuste) .....	151
Figura 96. Ajuste histórico del pozo T-396 (Regular ajuste) .....	152
Figura 97. Distribución de las áreas potenciales durante la inyección de agua .....	153

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Reservas por anticlinales y acumulado de la producción Campo Tibú.....	25
Tabla 2. Clasificación de los pozos de la estación K-27 del Campo Tibú .....	29
Tabla 3. Tabulación en Excel de los eventos en los pozos de la estación K-27 del Campo Tibú.....	55
Tabla 4. Tabulación en Access de los eventos en los pozos de la estación K-27 del Campo Tibú.....	56
Tabla 5. Área y Aceite Original Insitu de la estación K-27, Formación Barco .....	68
Tabla 6. Resultados de la predicción.....	73
Tabla 7. Tabulación de los grupos de pozos seleccionados según su Comportamiento ....	83
Tabla 8. Cálculo del Índice de Heterogeneidad para la Producción Acumulada de Agua y Petróleo. ....	86
Tabla 9. Clasificación de los Pozos de la Estación según su desempeño .....	88
Tabla 10. Valoración de los pozos según Capacidad de Flujo.....	90
Tabla 11. Valoración de los Pozos según Capacidad de Flujo.....	91
Tabla 12. Valoración de los Pozos según Capacidad de Flujo.....	91
Tabla 13. Valoración de los pozos según Capacidad de Flujo.....	92
Tabla 14. Evaluación del comportamiento de las propiedades petrofísicas para los pozos productores de la estación K-27 .....	93
Tabla 15. Criterios de Selección de los Pozos candidatos a trabajos de Reacondicionamiento. ....	96
Tabla 16. Tabla de los criterios para la selección de zonas para perforación Infill .....	99
Tabla 17. Tabla de propiedades de nuevos pozos .....	106
Tabla 18. Variables para la ecuación de Arps.....	112
Tabla 19. Petróleo producido por año (Pozos sin fracturar).....	115
Tabla 20. Petróleo producido por año (Pozos Fracturados) .....	116
Tabla 21. Valor presente neto para pozos fracturados y sin fracturar.....	117
Tabla 22. Variables correspondientes a cada uno de los nuevos pozos, necesarias para la predicción de la producción.....	118
Tabla 23. Petróleo producido por año (Pozos Nuevos) .....	120
Tabla 24. Variables económicas que miden la viabilidad de la perforación de cada uno de los cuatro pozos .....	121
Tabla 25. Permeabilidades relativas .....	146
Tabla 26. Conexiones entre pozos de la Estación K-27 .....	147

## RESUMEN

**TITULO:** OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN K-27 DE CAMPO TIBÚ, MEDIANTE UN SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO\*

**AUTOR:** EDWINDER BOLAÑOS RODRÍGUEZ\*\*  
IVÁN DARIO OSMA RUIZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Análisis Avanzado de Ingeniería, Campo Tibú, Estación K-27, Fracturamiento Hidráulico, Perforación Infill, Evaluación Económica.

### DESCRIPCION:

La Estación K-27 ubicada en el área A del Campo Tibú, produce principalmente los hidrocarburos contenidos en la Formación Barco perteneciente al anticlinal Socuavó, a uno 4500 pies de profundidad aproximadamente, contando con un fluido de muy buenas características en cuanto a su gravedad API. De los 33 pozos que conforman esta Estación, 20 cumplen con la función de producir los hidrocarburos y los 13 restantes han sido convertidos a inyectores durante su desempeño, gracias al proyecto de inyección de agua que se implementó al inicio de los años 1960, como método de recuperación secundaria en el Campo.

Con todas estas características, se llevó a cabo el desarrollo de este trabajo el cual tiene como principal objetivo generar alternativas para el mejoramiento de la producción en la Estación K-27 del Área A del Campo Tibú, mediante un análisis avanzado de ingeniería. El cual se fundamenta en la aplicación de diversos **procesos**, derivados de la combinación de herramientas disponibles como lo es Oil field Manager (OFM) y otros programas computacionales. Estas alternativas están orientadas principalmente a la selección de pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento y ubicación de nuevos pozos que cumplan la función de drenar aquellas zonas que no han sido alcanzadas con los ya existentes.

Siendo consecuentes con las variables económicas, se llevó a cabo el estudio de la factibilidad de la aplicación de estas alternativas en la Estación, logrando dar a conocer una perspectiva financiera mediante la interpretación del valor presente neto, la tasa interna de retorno, la relación costo beneficio y teniendo en cuenta la tasa de oportunidad para el desarrollo de inversión en la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL).

\* Tesis de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,  
Tutores: Jorge Andrés SÁCHICA Ávila, Rubén Hernán Castro García.

## ABSTRACT

**TITLE:** PRODUCTION OPTIMIZATION OF THE K-27 STATION OF TIBÚ OILFIELD, THROUGH A PERFORMANCE EVALUATION SYSTEM\*

**AUTHOR:** EDWINDER BOLAÑOS RODRÍGUEZ\*\*  
IVÁN DARIO OSMA RUIZ\*\*

**KEYWORDS:** Advanced Engineering Analysis, Tibú Oilfield, Station K-27, Hydraulic Fracturing, Infill Drilling, Economical Evaluation

### DESCRIPTION:

The K-27 Station located in the A area of the Tibú oilfield, mainly produces the hydrocarbons contained in the Barco basin belonging to the Socuavó anticline at a depth of 4500 feet, with a fluid of high-quality characteristics referring to its API gravity. Of the 33 wells that form the Station, 20 fulfill the function of producing oil and the remaining 13 have been converted to injectors all along their performance, thanks to the water flooding project which was implemented since the beginning of the 1960's as a secondary enhanced recovery method in the Oilfield.

With all these features, the development of this work was carried out, which primary objective is to generate production improving alternatives at the K-27 Station in the A Area of Tibú Oilfield through an advanced engineering analysis, based on the execution of various **processes** derived from the combination of available tools, such as Oil Field Manager (OFM) and some other software. These alternatives are mainly aimed at the selection of candidate wells for workover operations and the location of new wells which function is to drain the areas that have not been reached with the existing ones.

Being consistent with the economic variables, the feasibility study of implementing these alternatives in the station was conducted, leading to the acknowledgement of a financial perspective through the interpretation of the net present value, internal rate of return and the cost-benefit ratio, taking into account the rate of opportunity for investment development of the Empresa Colombiana de Petroleos (ECOPETROL).

\* Degree Thesis.

\*\* Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering,  
Tutors: Jorge Andrés SÁCHICA Ávila, Rubén Hernán Castro García.

## INTRODUCCIÓN

A través del tiempo la demanda energética ha sido uno de los factores que ha ganado mayor importancia a nivel mundial. Debido a lo anterior y a la disminución en el descubrimiento de nuevas reservas, los campos maduros se han convertido en una de las alternativas a la hora de obtener este recurso. Por tal motivo se hace necesario desarrollar proyectos que tengan como objetivo poder incrementar el factor de recobro en estos campos, mediante procesos avanzados de análisis orientados a determinar posibles operaciones tales como perforación infill, workover, estimulaciones, entre otras, que contribuyan a la optimización de la producción y del factor de recobro de los yacimientos.

El Campo Tibú es operado por ECOPETROL S.A. y EL CONSORCIO TIBÚ. Está localizado en la Cuenca del Catatumbo, en el departamento de Norte de Santander, Colombia. La estructura comprende a los anticlinales de Tibú y Socuavó. La producción del campo proviene principalmente de la Formación Barco la cual ha sido sometida al proceso de inyección de agua por más de 40 años.

Con el fin de realizar una caracterización y evaluación del desempeño que ha tenido el yacimiento que abastece la estación K-27 del Campo Tibú orientada a generar alternativas para optimizar la producción, se llevo a cabo una revisión exhaustiva de toda la información existente del yacimiento y sus 33 pozos.

En este trabajo se utilizó el software especializado en gerenciamiento de yacimientos, Oilfield Manager OFM de Schlumberger, el cual permite realizar diferentes procedimientos de interpretación en cuanto al estado actual y comportamiento de la explotación del reservorio. De esta manera se logran obtener resultados los cuales mediante una correcta interpretación y estudio

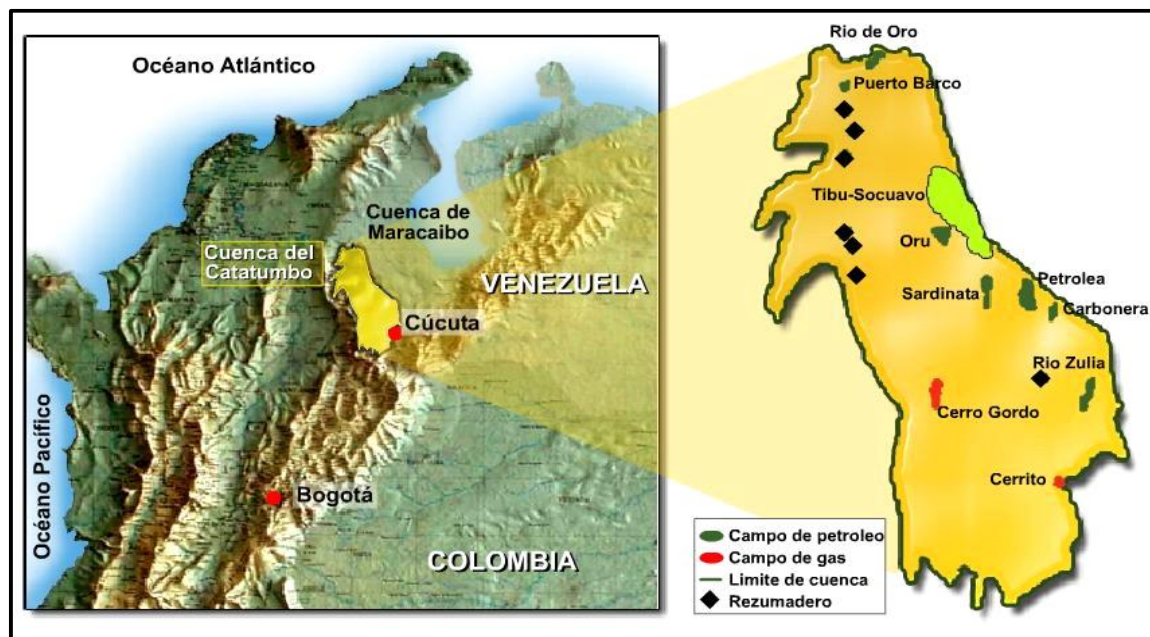
ingenieril se pueden llegar a sugerir diferentes alternativas que contribuyan al desarrollo progresivo de la producción de las reservas existentes en el yacimiento.

Finalmente se realizó análisis económico con el fin de evaluar la factibilidad de aplicación de cada una de las alternativas generadas a partir de este estudio, teniendo en cuenta como base principal el incremento en la producción de los pozos.

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO<sup>1</sup>

Ubicado en el nororiente colombiano se encuentra el departamento de Norte de Santander. Aproximadamente a 120 kilómetros de Cúcuta, su capital, está el municipio de Tibú. Allí, en medio de un clima cálido, los 40.000 habitantes de la población conviven con amplia diversidad de riquezas naturales como yacimientos de petróleo y carbón. Teniendo en cuenta las necesidades energéticas, ha sido desarrollado en su nombre el campo Tibú el cual cuenta con un amplio repertorio histórico que da inicio en la década de 1930 con su etapa exploratoria y se extiende hasta nuestros días con procesos de desarrollo y casos estudio, gracias a esto y su gran extensión recibe el nombre de “El gigante Dormido”.

Figura 1. Localización Campo Tibú



Fuente. Presentación ICP- Campo Tibú. 2005

<sup>1</sup> Fuente: Ecopetrol carta petrolera - Edición N°. 111 [Mayo - Junio de 2005]

A lo largo de los últimos setenta años, la actividad petrolera ha representado para este municipio recursos económicos para el desarrollo e impulso de actividades sociales, recursos provenientes principalmente de regalías, inversiones sociales ejecutadas por la industria y la generación de empleo de mano de obra calificada y no calificada. Sin embargo, por la inercia propia de los grandes yacimientos, el campo Tibú ha venido disminuyendo su producción, que hoy en día es del 10% de la que tenía en sus años de esplendor en la década de 1960.

### **1.1 Reseña Histórica Campo Tibú<sup>2</sup>**

El Campo Tibú fue descubierto en el año de 1939 por la compañía Colpet, por la cual empezó a ser desarrollado en el año de 1944 bajo la Concesión Barco. La Empresa Colombiana de petróleos (ECOPETROL) inicio operaciones en el campo desde el año 1976 cuando lo recibió de la compañía Colpet. En 1984, todos los derechos del campo pasaron a ser totalmente de Ecopetrol con la reversión de la Concesión Barco a la nación.

El inicio de su producción se dio básicamente mediante el mecanismo de gas en solución por lo que se hizo necesario implementar rápidamente sistemas de levantamiento artificial con el fin de lograr extraer sus reservas. En el año de 1951 el Campo alcanzo su máximo pico de producción primaria de 12500 BPPD, punto desde el cual empezó la declinación. Por tal motivo en el año de 1955 se le dio inicio a los estudios para la implementación de inyección de agua, de los cuales se obtuvieron excelentes resultados y fueron la base para iniciar el proyecto en el año de 1959 en el Área C del Campo.

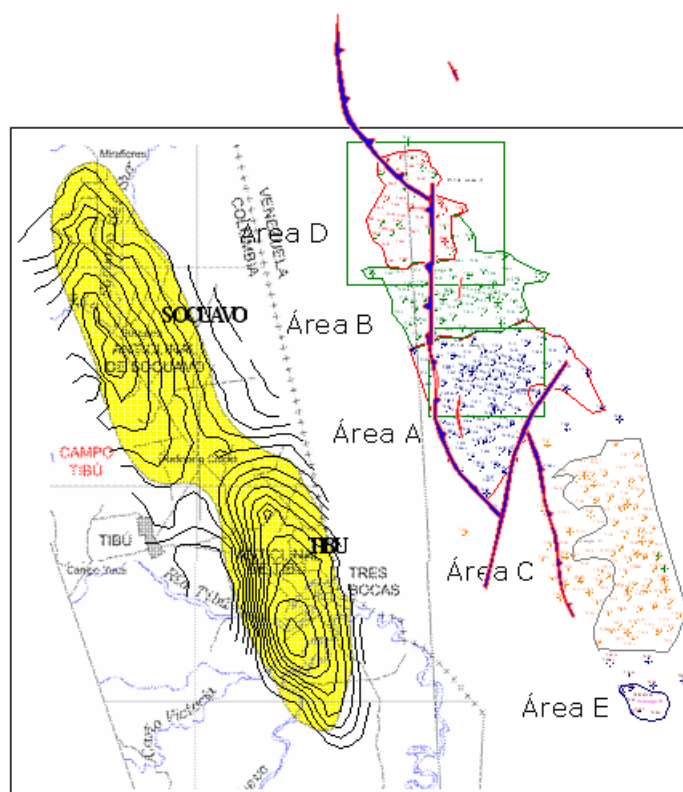
---

<sup>2</sup> Fuente. Informe Integrado ASIA, Tibú – Sector A-Año 2005

## 1.2 Características del Campo Tibú

El Campo se encuentra ubicado en la Cuenca del Catatumbo, que a su vez forma parte de la gran Cuenca del lago de Maracaibo, reconocida por ser prolífica tanto en Venezuela como en Colombia. Está conformado por dos anticlinales los cuales reciben el nombre de Tibú y Socuavó y cuatro formaciones principales productoras denominadas Carbonera, Barco, Catatumbo y Grupo Uribante. A su vez el campo se encuentra dividido en cinco áreas las cuales también se hallan subdivididas por estaciones con el fin de satisfacer las necesidades de producción. Las áreas A, B y D corresponden al anticlinal Socuavó, mientras que las áreas C y E corresponden al anticlinal Tibú.

Figura 2. Áreas Campo Tibú



Fuente. Presentación ICP- Campo Tibú. 2005

Las características geológicas y de fluidos (dos anticlinales, varios yacimientos en cuatro formaciones principales geológicas, profundidades entre 800 y 9.000 pies, y variedades de crudo entre 32 y 52 grados API), sitúan al campo Tibú en una posición privilegiada frente a otros campos maduros.

### **1.2.1 Características del yacimiento<sup>3</sup>**

En cuanto al modelo estructural del campo se tiene que el campo Tibú es un anticlinal en forma de domo alargado con eje NW-SE, el cual presenta en el área A un fuerte plegamiento en su flanco occidental, ocasionado probablemente por una falla de tipo inverso que afecta las rocas pre-terciarias, mientras que su flanco oriental es de una pendiente más suave.

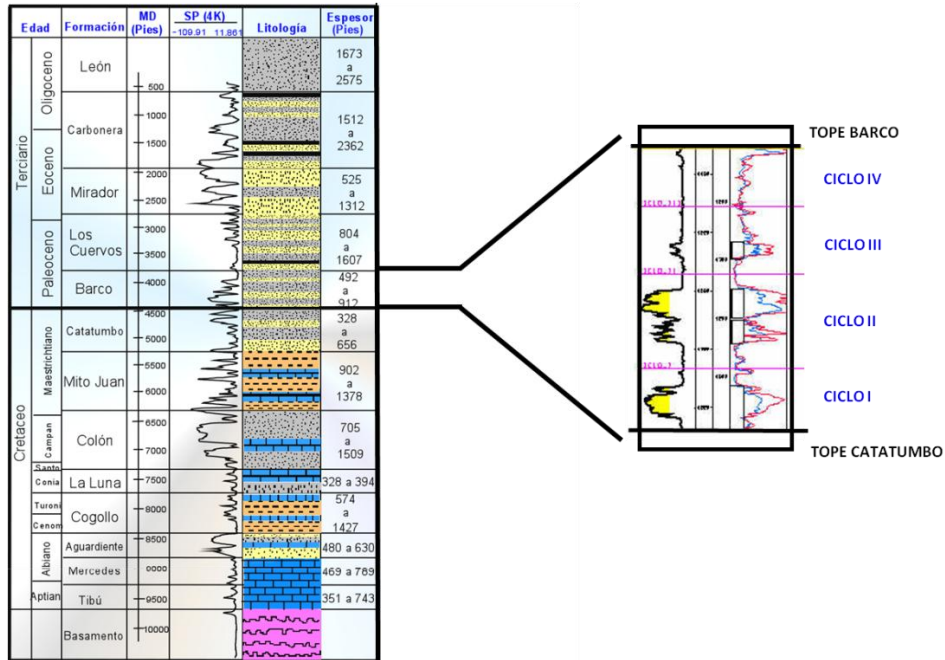
Por otro lado la formación del campo Tibú fue depositada en un ambiente deltáico, fluvialmente dominado y con influencia de mareas, representados por secuencias de planicie deltáica, con escaso desarrollo de depósitos de prodelta y frente deltáico, con espesores que varían entre 350 y 450 pies, lo cual es el principal rasgo del modelo estratigráfico del Campo.

La formación Barco cuenta con las mejores propiedades petrofísicas y por lo tanto es la que ha tenido un mayor desarrollo en el campo. Teniendo en cuenta estas características y además, que es en esta donde se encuentra la mayor cantidad de reservas y por ende la mejor producción, ha sido seleccionada como el sistema sobre el cual se han desarrollado diferentes trabajos de investigación al igual que este. A continuación se da a conocer la columna estratigráfica de la cuenca Catatumbo.

---

<sup>3</sup> Fuente. Informe Integrado de Yacimiento, Tibú- Año 1994

Figura 3. Columna Estratigráfica Cuenca del Catatumbo



Fuente. Presentación ICP- Campo Tibú. 2005

De acuerdo a los estudios realizados en cuanto a la cuantificación de reservas se tienen los siguientes valores distribuidos en los dos anticlinales con respecto al aceite original insitu y el acumulado de la producción a diciembre de 2004 conforme a las formaciones.

Tabla 1. Reservas por anticlinales y acumulado de la producción Campo Tibú

ANTICLINAL	POIS MMBO
Socuavó	695.5
Tibú	257.8
<b>Total</b>	<b>953.3</b>

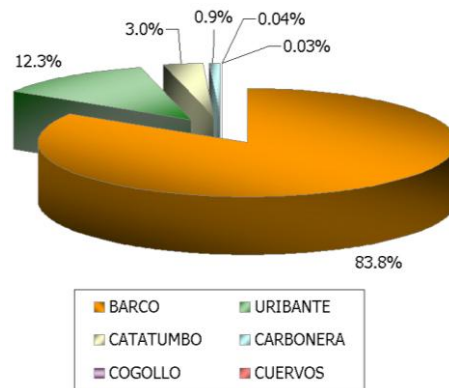
YACIMIENTO	ACEITE MBIs	AGUA MBIs	GAS GPC
BARCO	207,01	470,58	152,55
URIBANTE	30,45	8,05	201,28
CATATUMBO	7,29	2,42	7,33
CARBONERA	2,1	3,63	0,78
COGOLLO	0,11	0,01	2,04
CUERVOS	0,08	0,02	1,89
LUNA	0	0	0,02
<b>TOTAL</b>	<b>247,04</b>	<b>484,71</b>	<b>365,89</b>

Fuente. Presentación ICP- Campo Tibú. 2005

Teniendo en cuenta los valores anteriormente tabulados en cuanto al petróleo original insitu y las últimas reservas probadas presentadas en el informe del departamento de yacimientos y producción de Campo Tibú, que corresponden al valor de 256,95 MBLS a 2004, se tiene un factor de recobro último en el campo del 27%.

Al representar la producción acumulada mediante el siguiente diagrama se puede apreciar cómo se encuentra distribuida y se puede afirmar el gran desempeño que ha tenido en su vida productiva la formación Barco.

Figura 4. Distribución de la producción en Campo Tibú



Fuente. Presentación ICP- Campo Tibú. 2005

Entre otras características se tiene que la formación Barco está conformada por areniscas de grano fino a medio intercaladas con arcillolitas, algunos horizontes de carbón hacia el tope, espesor promedio entre 500 y 650 pies y se constituye en la principal roca almacenadora de la cuenca del Catatumbo.

### 1.2.2 Características de los Fluidos<sup>4</sup>

El aceite presente en los yacimientos del Campo Tibú es de base parafínica y su gravedad API oscila entre 32 y 52, clasificándose de esta manera como un aceite

<sup>4</sup> Fuente. Informe Integrado de Yacimiento, Tibú- Año 1994

liviano. De acuerdo al comportamiento de la presión la cual en su etapa inicial era de 2210 psi medida a una profundidad de 4500 pies y a vez a una temperatura de yacimiento de 143 °F la presión de burbuja es de 1165 psia, condiciones bajo las cuales la solubilidad del gas es de 496 SCF/STB, el factor volumétrico inicial fue de 1,2102 Bbl/STB y la viscosidad del petróleo es 4,1 cp. En cuanto a la salinidad promedio del agua de formación es de 4500-6000 ppm de sólidos disueltos totales.

### **1.3 Operaciones en el Campo Tibú**

Partiendo de la presión inicial anteriormente mencionada el Campo Tibú tuvo un descenso vertiginoso y rápido mediante el cual se alcanzó una presión de 500 psi en el año 1961. Teniendo en cuenta dicho comportamiento y la existencia de zonas no drenadas se desarrollaron en el campo actividades como reducción del espaciamiento y la implementación del proyecto de inyección de agua, logrando de esta manera elevar la presión en el yacimiento a 2000 psi. Cabe resaltar que la recuperación de presión no se dio de manera homogénea. La inyección de agua se dio básicamente mediante la conversión de pozos productores a pozos inyectoros, a los cuales se les realizaban diferentes trabajos de workover, fracturamientos tanto intencionales como no intencionales, entre otros.

En cuanto a los tratamiento en los pozos productores, los más comunes son las acidificación y fracturamientos así como trabajos workover que tienen como objetivos principales las limpiezas por arenamientos, cambios de bombas, varilleos, squeeze, recañoneos y aperturas de nuevas zonas con el fin de incrementar o mantener la producción.

## 1.4 Área A del Campo Tibú

El área A ha sido durante la vida productiva del campo Tibú, una de las más desarrolladas y en donde se ha implementado a mayor escala el mecanismo de inyección de agua. La perforación en esta área se inicio en el año 1943 con pozos completados en la formación Barco a una profundidad aproximada de 5320 pies. La inyección de agua se implementó en el año de 1961 con los pozos T-69 y T-256, logrando excelentes resultados en cuanto al incremento de la producción (pasó de 4300 BBPD en 1962 a 10000 BPPD en 1965).

En cuanto a su delimitación se tiene por el norte con el área B, al sur y al occidente por el contacto agua-petróleo entre 4500 y 4550 pies (bnm) y al oriente por el contacto agua-petróleo entre 4850 y 4900 pies (bnm), lo cual ha permitido establecer una división del área en A1 (sector occidental) y A2 (sector oriental). Por otro lado esta área se encuentra dividida en 4 estaciones las cuales corresponden al nombre de Estación J-25, M-24, L-29 y **Estación K-27**, esta ultima donde fue desarrollado este trabajo de investigación, que tiene como objetivo generar alternativas para optimizar su producción.

## 1.5 Estación K-27<sup>5</sup>

Como fue anteriormente mencionado la estación K-27 pertenece al área A del Campo Tibú, dicha estación ha tenido un desarrollo común en cuanto las demás, y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 4000 BPD. El desarrollo de esta estación se ha llevado a cabo mediante sus 33 pozos, de los cuales durante su trayectoria 13 han sido convertidos a inyectoros y uno de los pozos productores es a su vez abastecedor de agua. De acuerdo a esto se tienen la siguiente tabla, la cual muestran el tipo de pozo y el estado de los mismos.

---

<sup>5</sup> Fuente: Corporación Natfrac

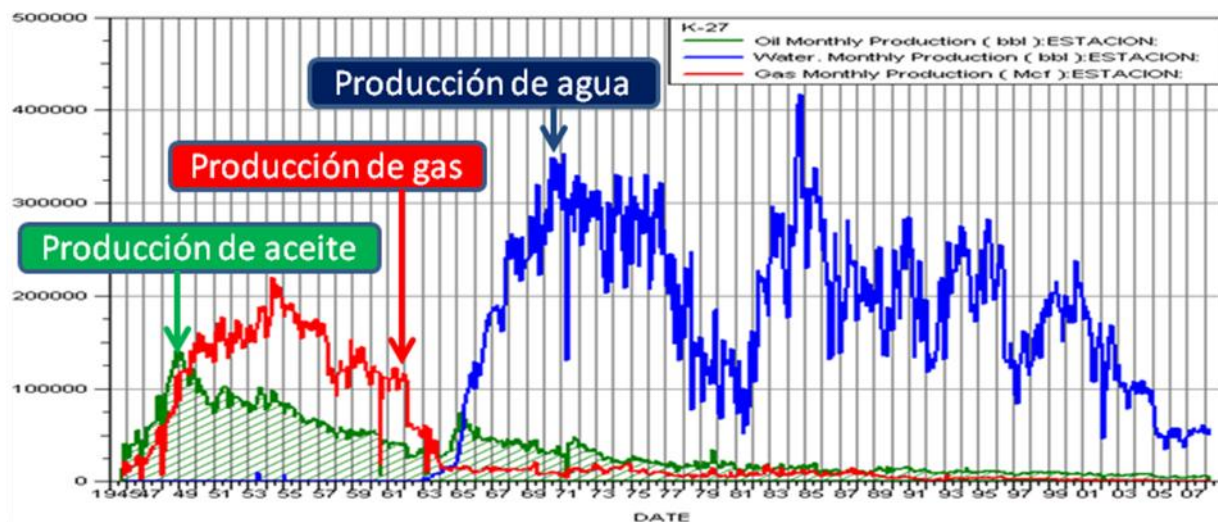
Tabla 2. Clasificación de los pozos de la estación K-27 del Campo Tibú

POZO	TIPO DE POZO		ESTADO ACTUAL		
	INYECTOR	PRODUCTOR	ACTIVO	INACTIVO	ABANDONADO
T-9		X		X	
T-15	X			X	
T-17	X		X		
T-37	X			X	
T-46		X			X
T-55	X				X
T-62	X		X		
T-73	X		X		
T-77	X			X	
T-82	X				X
T-93	X			X	
T-96	X		X		
T-111		X	X		
T-121	X			X	
T-127		X	X		
T-174	X			X	
T-183	X			X	
T-200		X			X
T-203		X	X		
T-223		X			X
T-224		X	X		
T-225		X		X	
T-237K		X		X	
T-253		X	X		
T-365		X	X		
T-396		X	X		
T-397		X	X		
T-402		X	X		
T-408K		X		X	
T-409		X	X		
T-410		X	X		
T-492		X			X
T-494		X	X		

Fuente. Información de pozos estación K-27

A continuación se muestra la curva de producción mensual de la estación K-27 donde se pueden apreciar el pico de producción de aceite alcanzado de 141562 Bbl en Diciembre de 1948 así como la respuesta a la inyección de agua dada en Marzo de 1962, la cual incrementó de una manera vertiginosa la producción de agua en el campo.

Figura 5. Curva de producción estación K-27 del Campo Tibú a Mayo de 2008

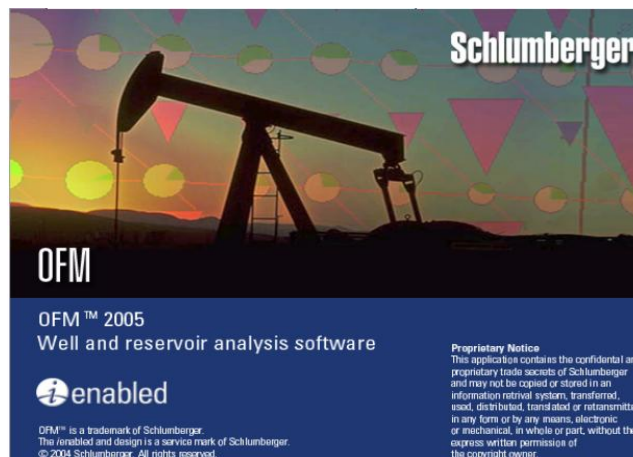


Fuente. Oilfield Manager Production Software

## 2. MANEJO DE APLICACIONES DE 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.

Figura 6. Ventana de Inicio de OFM



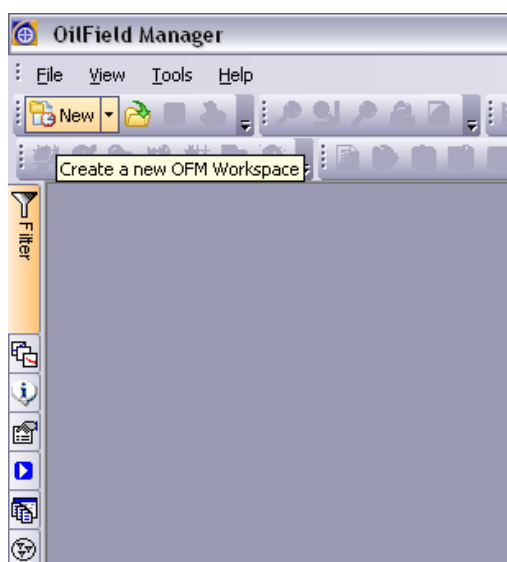
Fuente. Oilfield Manager Production Software

**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 Creación del proyecto

La elaboración de un proyecto en **OFM** requiere de una base de datos en donde este 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**.

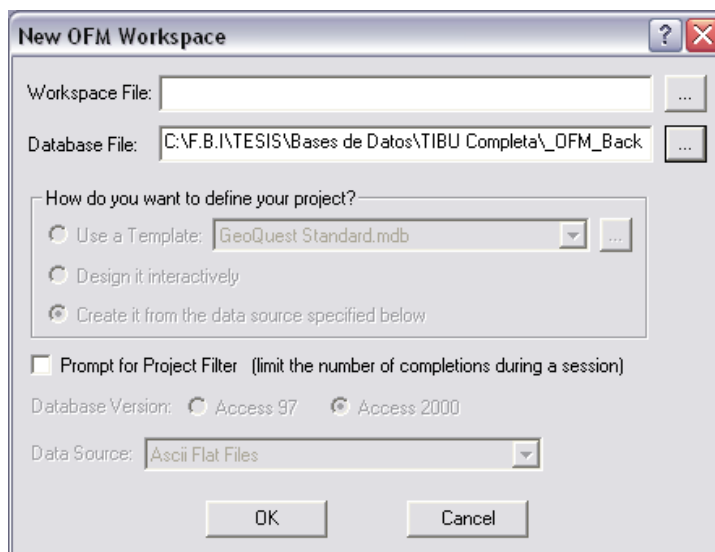
Figura 7. Ventana Principal de OFM



Fuente. Oilfield Manager Production Software

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

Figura 8. Ventana de Creación de Nuevo Proyecto (Workspace)



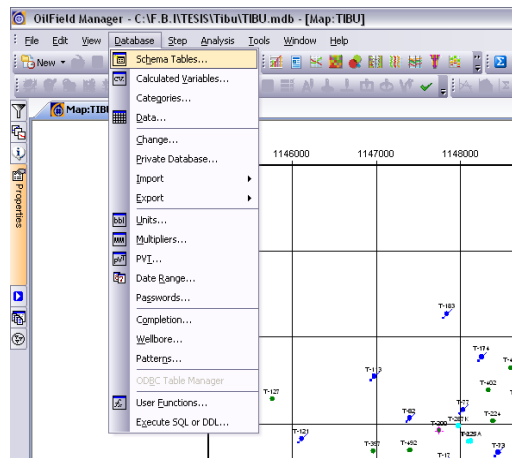
Fuente. Oilfield Manager Production Software

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.

### 2.1.1 Tablas

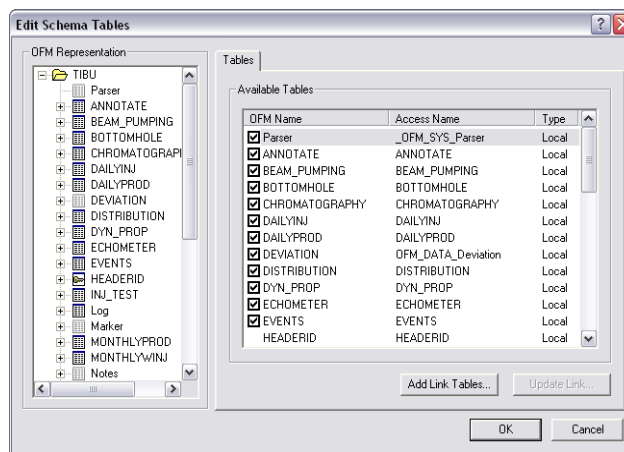
En el caso de tablas que no fueron cargadas inicialmente en la base de datos, estas pueden ser añadidas en la sección “Edit Schema Tables”, en el botón Database>Schema Tables.

Figura 9. Menú Database



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 10. Ventana de Edición de Tablas de Base de Datos



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## 2.1.2 Tipos de Tablas

Cada tabla en la cual se almacenan todos los datos del proyecto tiene su propia estructura y organización definida compatible 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)

Son aquellas en donde se tiene un conjunto de datos únicos y sin historia, algunos ejemplos de esta clase de tablas son: Los nombres de pozo, localización y propiedades petrofísicas en general.

#### ❖ Tablas Periódicas

Son todas las 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 (Xref/Lookup)

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, 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.

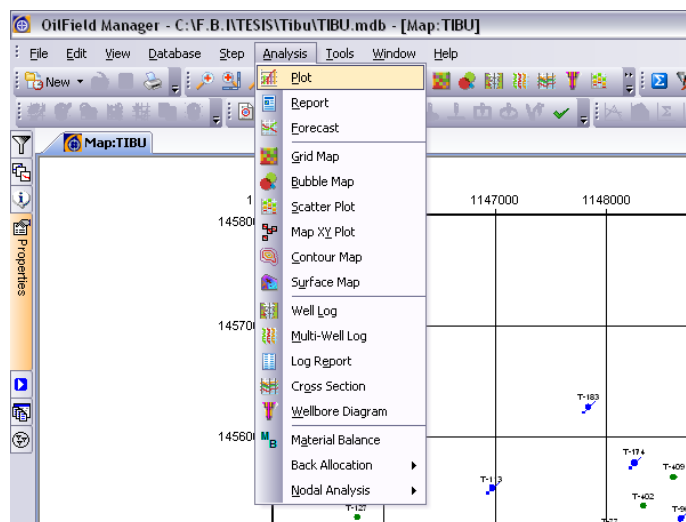
## **2.2 Aplicaciones de Oilfield Manager (OFM)**

### **2.2.1 Gráficos**

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.

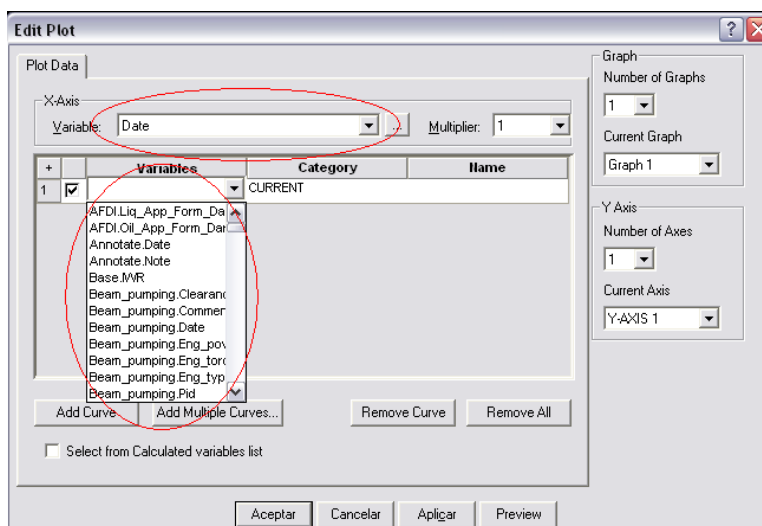
Figura 11. Selección de la opción Plot en el Menú Analysis



Fuente. Oilfield 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

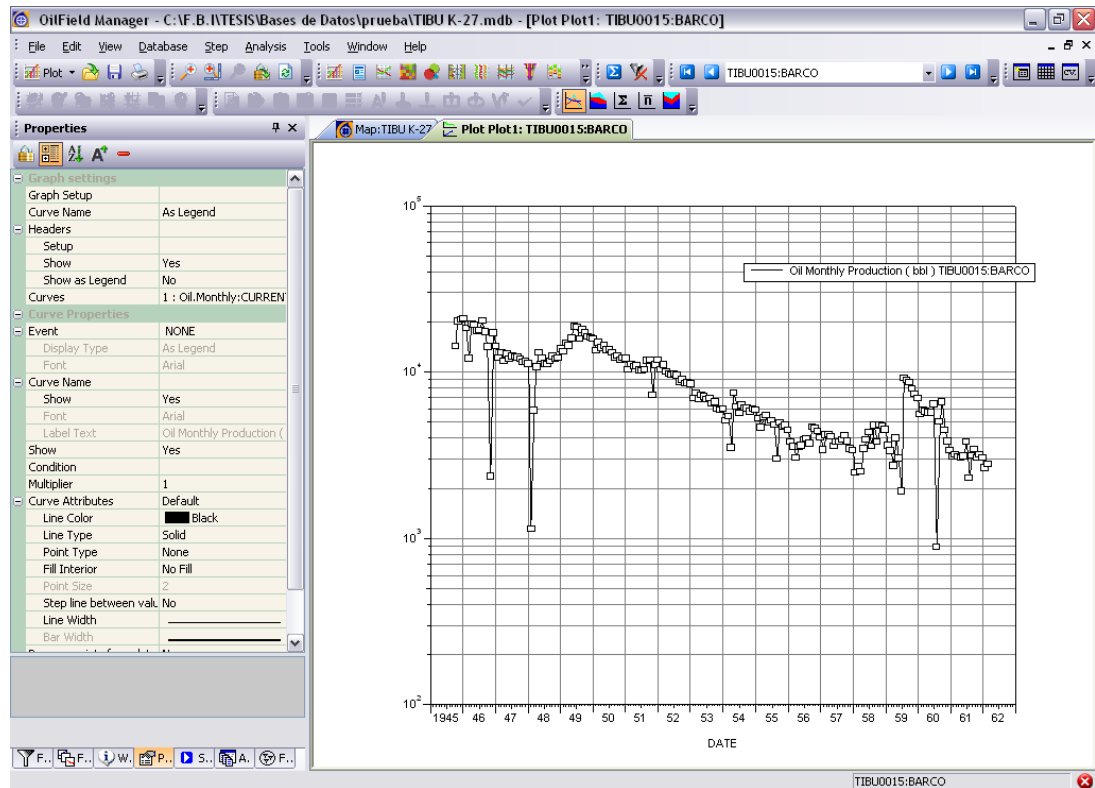


Fuente. Oilfield Manager Production Software

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 graficas, añadir/quitar variables de la gráfica, etc.

Figura 13. Creación de un Nuevo Gráfico



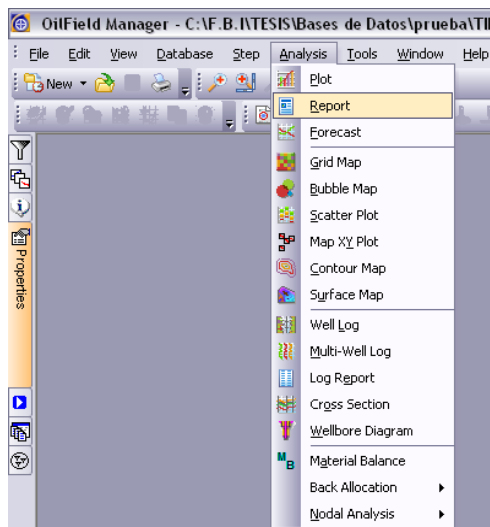
Fuente. Oilfield Manager Production Software

## 2.2.2 Reporte de Datos

La opción “Report”, es usada para crear un reporte de variables calculadas. 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.

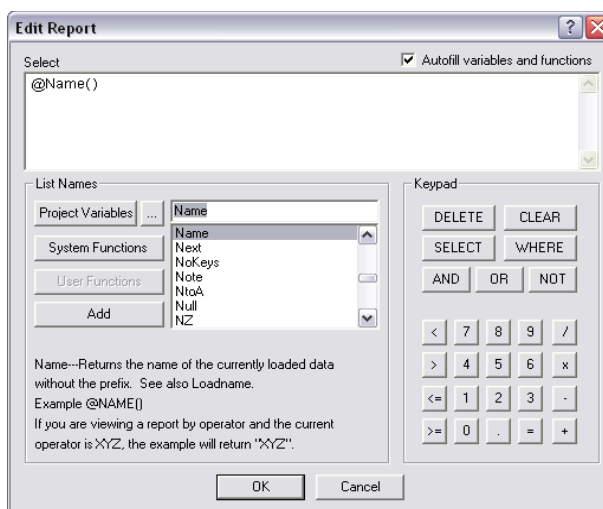
Figura 14. Selección de la Opción Report en el Menú Analysis



Fuente. Oilfield 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. Oilfield 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

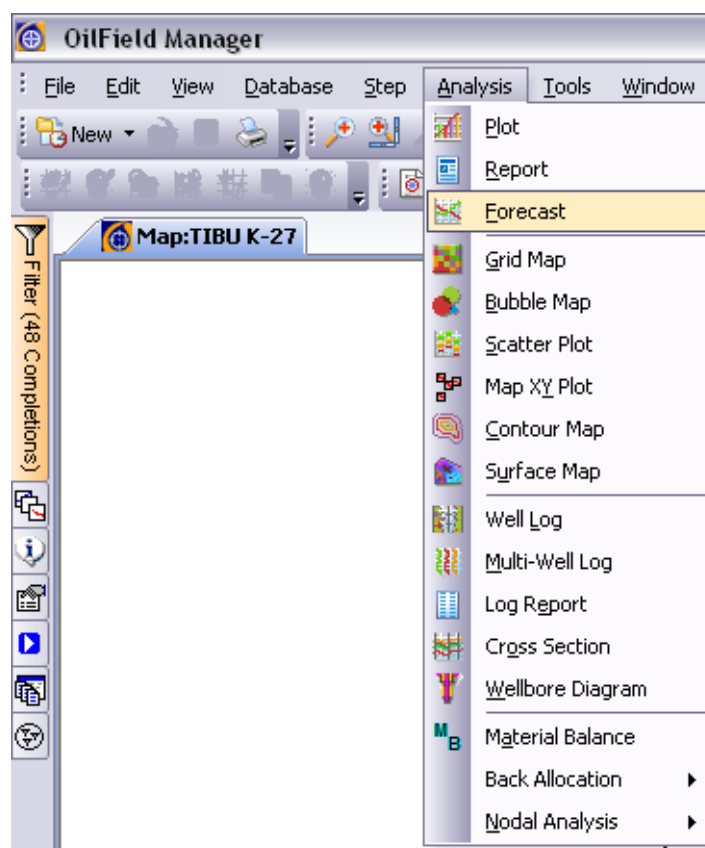
	@Name()	Produccion Aceite Total Acumulada bbl
1	TIBU0009:BARCO	0
2	TIBU0009:BARCO	5083
3	TIBU0009:BARCO	9525
4	TIBU0009:BARCO	13737
5	TIBU0009:BARCO	17125
6	TIBU0009:BARCO	20304
7	TIBU0009:BARCO	23542
8	TIBU0009:BARCO	30040
9	TIBU0009:BARCO	36475
10	TIBU0009:BARCO	42882
11	TIBU0009:BARCO	47648
12	TIBU0009:BARCO	53994
13	TIBU0009:BARCO	59698
14	TIBU0009:BARCO	60796
15	TIBU0009:BARCO	66976
16	TIBU0009:BARCO	73166
17	TIBU0009:BARCO	78680
18	TIBU0009:BARCO	84604
19	TIBU0009:BARCO	90342
20	TIBU0009:BARCO	96241
21	TIBU0009:BARCO	101660
22	TIBU0009:BARCO	107170
23	TIBU0009:BARCO	112921
24	TIBU0009:BARCO	118938
25	TIBU0009:BARCO	124981
26	TIBU0009:BARCO	130816

Fuente. Oilfield Manager Production Software

### 2.2.3 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. Oilfield 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 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.

The image shows two side-by-side windows of the 'Current Scenario' interface. The left window is the 'Flow Model' tab, and the right window is the 'Forecast' tab.

**Flow Model Tab (Left Window):**

- Variable Association:**
  - Phase/Analysis: Oil
  - Time (Date): Date
  - Cum. Oil, Mbbl: Oil.Cum
  - Oil Rate, bbl/d: Oil.Calday  Instant Rate
  - Flowing Pressure, psi: [Empty]
  - Initial Pressure, psi: [Empty]
- Model Description:**
  - Solution: Empirical  Late-Time Only
  - Reservoir Type: Conventional
  - Porosity: Single Porosity
  - Permeability: Isotropic
  - Inner Boundary: Radial Flow
  - Outer Boundary: Finite Circular Drainage Area
  - Pressure Changes: Constant Pressure Steps

**Forecast Tab (Right Window):**

- Oil Schedules:**
  - # 1 (checked)
  - Buttons: Add, Delete, Insert, Name
- Oil: Schedule # 1:**
  - Start Time: Date, 20090101, YYYYMMDD
  - Start Rate: Previous
  - Reserve Type: None
  - Schedule Limits (Oil: Schedule # 1):
    - End Time: Date, 20300101, YYYYMMDD
    - End Rate: 0.1, bbl/d
    - Sch. Reserves: [Empty], Mbbl
    - Total Reserves: [Empty], Mbbl
  - Decline Parameters (Oil: Schedule # 1):
    - Type: Hyperbolic, b: 0  Reinitialize
    - Rate: Historical Regression, Di: [Empty], M.n.
  - Advanced Settings (Oil: Schedule # 1):
    - Capacity Limit [Empty] bbl/d
    - Days Off [Empty] days
    - Switch Rate [Empty] M.n.
    - Shut In Effect [Empty] %

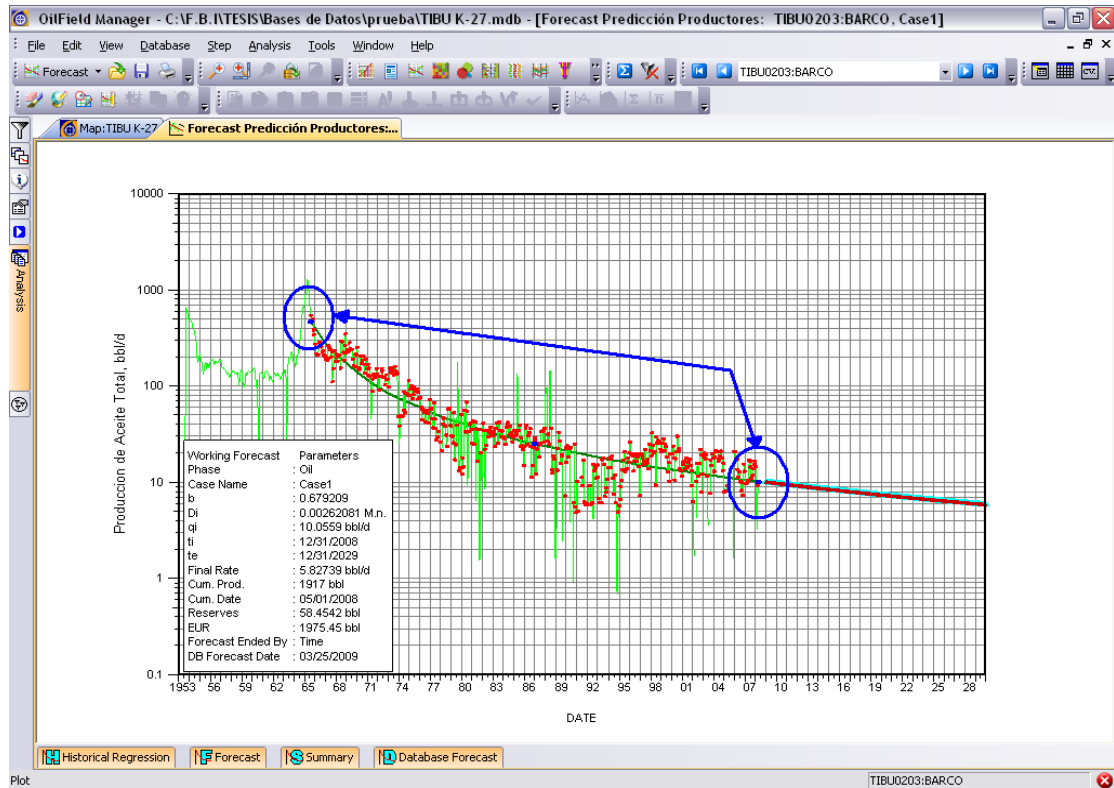
Fuente. Oilfield Manager Production Software

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

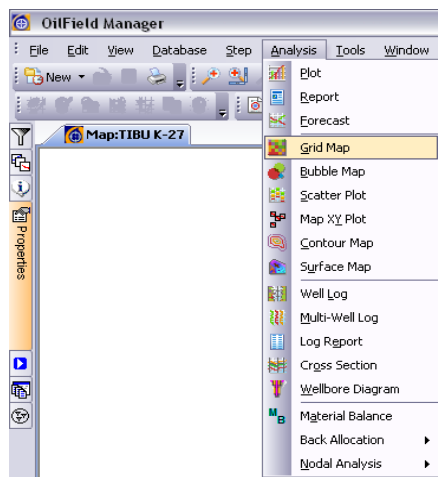


Fuente. Oilfield Manager Production Software

## 2.2.4 Mapas de Grilla

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.

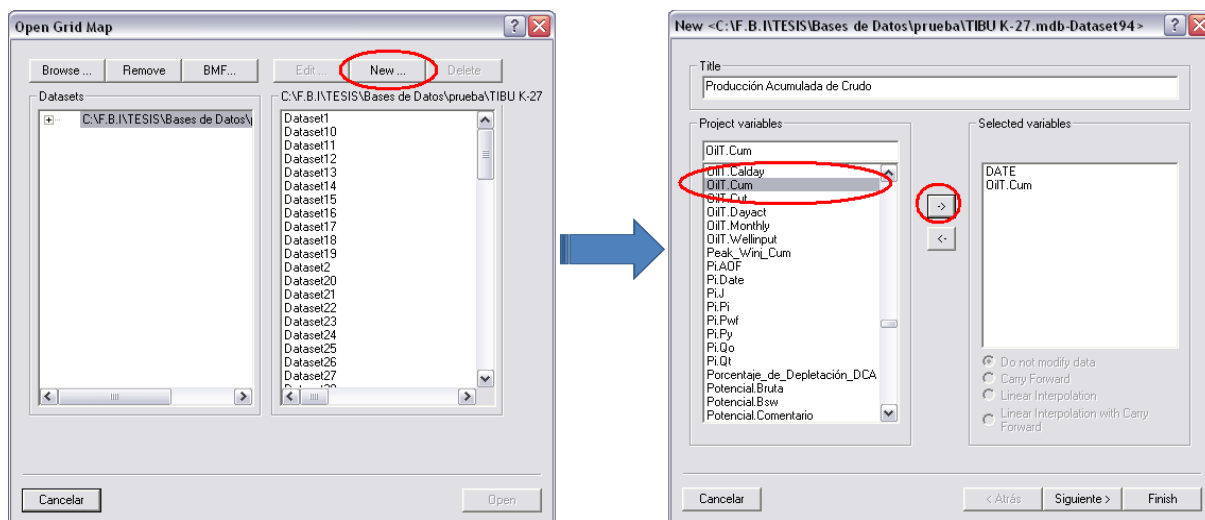
Figura 20. Selección de la opción “Grid Map” del Menú Analysis



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Para la creación de un mapa de grilla, se debe ir a la sección “Analysis” y seleccionar la opción “Grid Map”, la cual desplegará la ventana “Open Grid Map” y en esta se debe cargar la ubicación de las variables que se deseen graficar, luego se procede a oprimir la opción “New”.

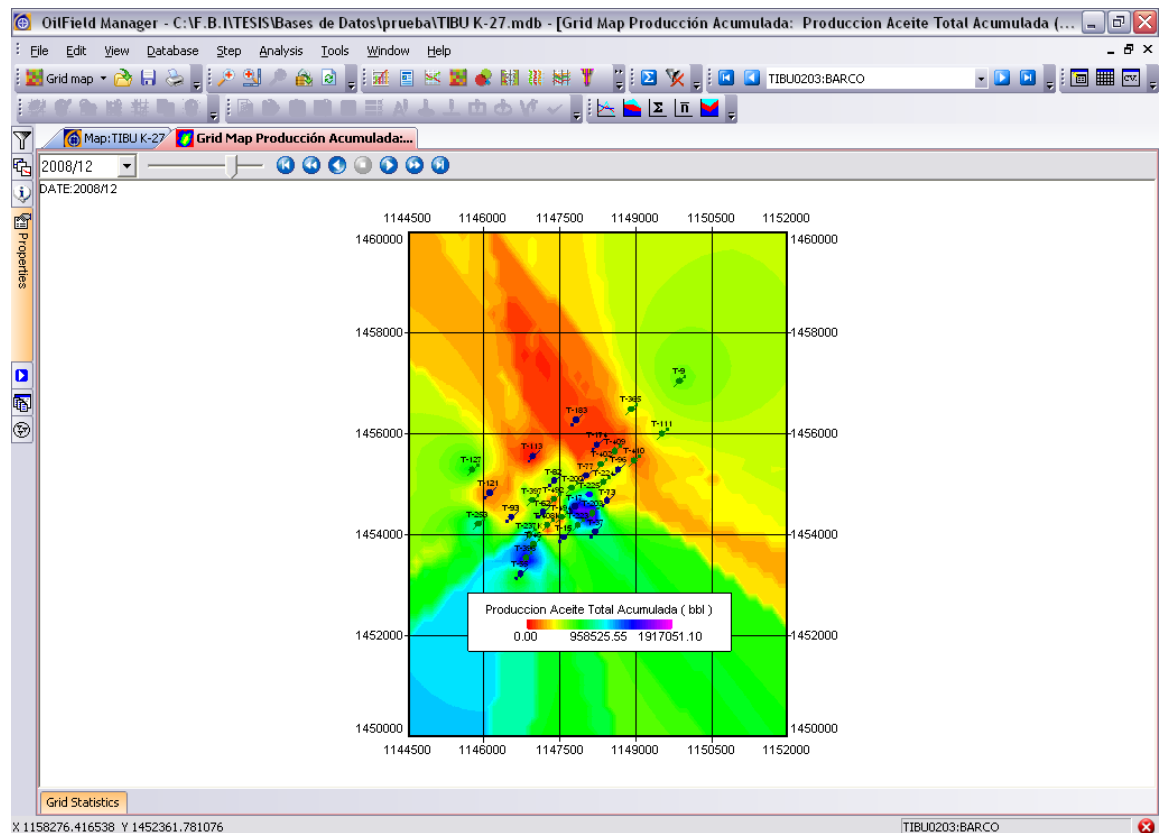
Figura 21. Ventana de Apertura/Edición de un Mapa de Grillas



Fuente. Oilfield 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 Grillas.



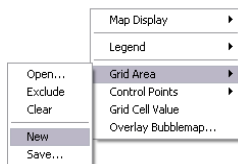
Fuente. Oilfield Manager Production Software

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 **OFM** para el análisis de este tipo 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

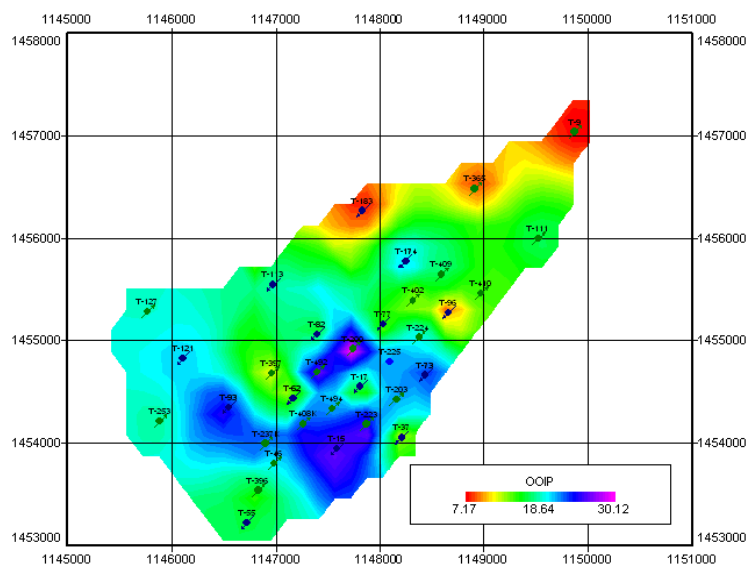
grilla, de manera que la herramienta no haga cálculos innecesarios; la limitación del área del mapa de grilla, consiste en la creación de un polígono cuya área encerrará la zona de estudio o de interés. Para realizar esta se debe dar clic derecho en el mapa y en la sección “Grid Area” se acciona la opción “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 Area” 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. Selección de Nueva Área de Mapa del Menú de Herramientas de Mapa de Grillas



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 24. Selección de Un Área Específica de un Mapa de Grillas.

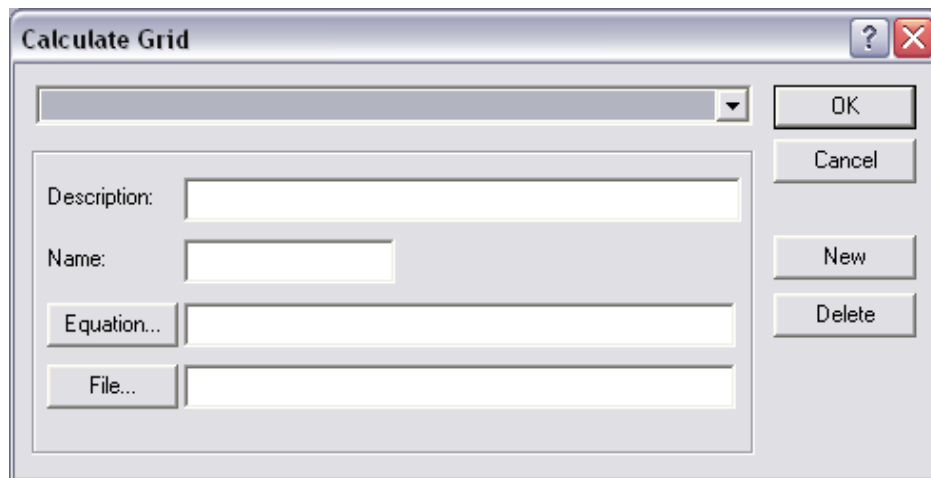


Fuente. Oilfield Manager Production Software

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

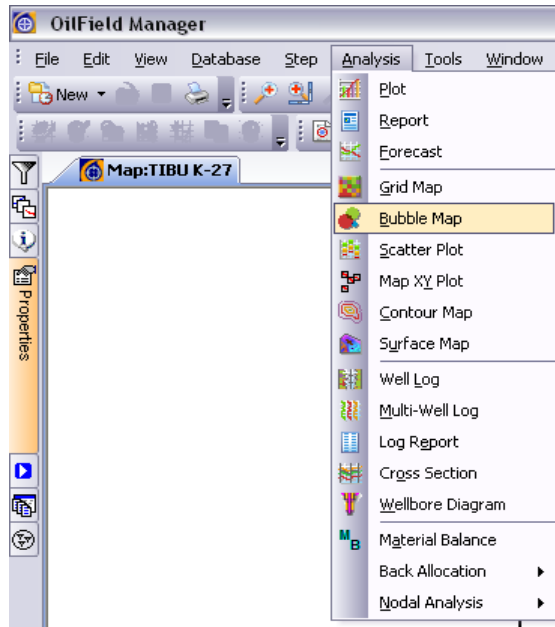


Fuente. Oilfield Manager Production Software

### 2.2.5 Mapas de Burbuja

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. Mediante la representación de burbujas a escala, estos tipos de mapas permiten relacionar gráficamente el desempeño de distintos pozos o grupo de pozos de manera acertada.

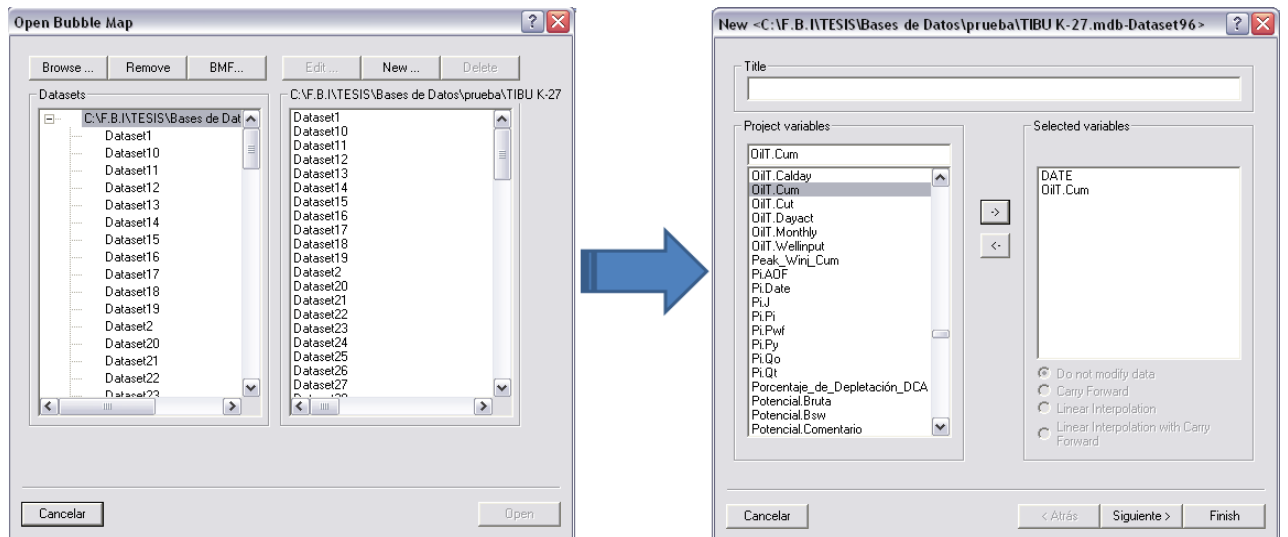
Figura 26. Selección de la Opción Bubble Map del Menú Analysis



Fuente. Oilfield 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.

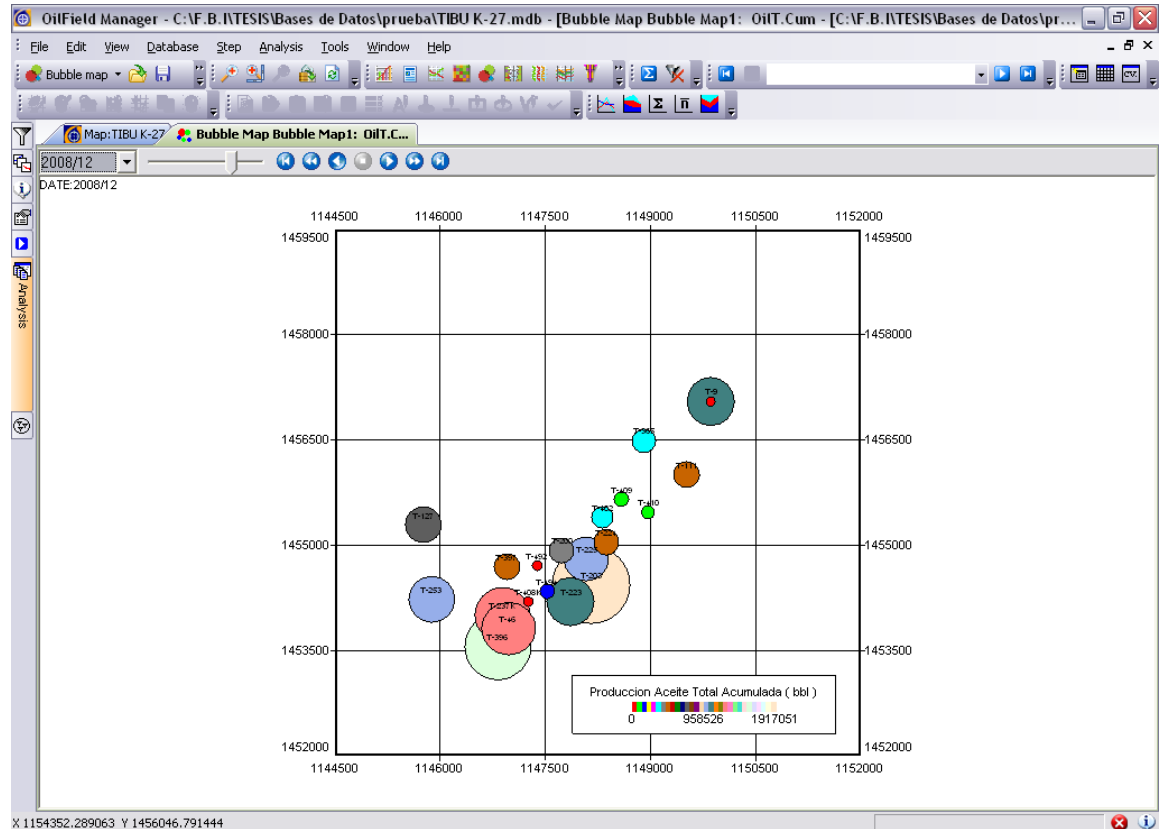
Figura 27. Ventana de Apertura/Edición de un Mapa de Burbuja



Fuente. Oilfield 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

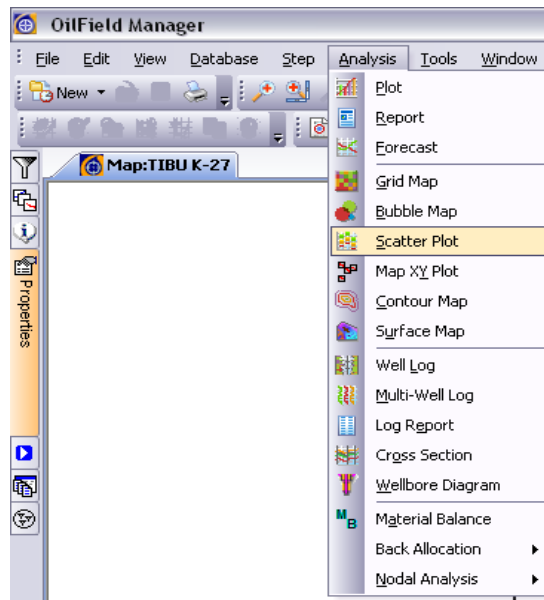


Fuente. Oilfield Manager Production Software

## 2.2.6 Gráficos de Dispersión

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 grafica con ejes X, Y en los cuales se pueden cargar la información seleccionada por el usuario para su respectivo análisis.

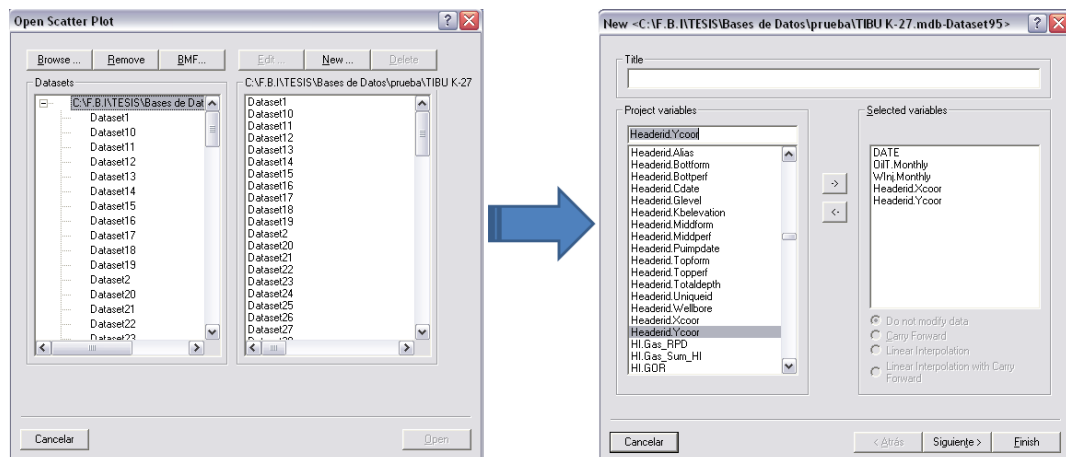
Figura 29. Selección de la opción Scatter Plot del Menú Analysis



Fuente. Oilfield 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 escoger las variables que se desean tener en cuenta en el gráfico de dispersión.

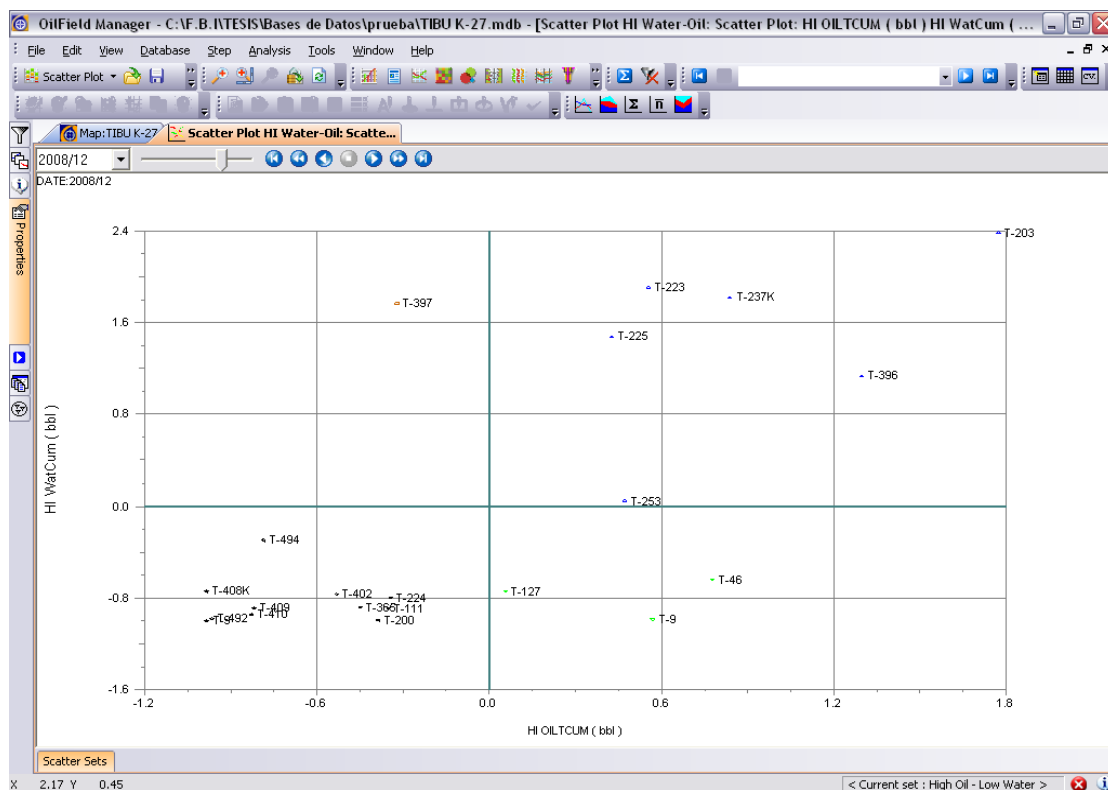
Figura 30. Ventana de Apertura/Edición de un Gráfico de Dispersión.



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Al tener las variables seleccionadas podemos crear y ajustar las variables según el orden en que las queremos representar, esto es posible mediante la modificación del panel de propiedades.

Figura 31. Creación de un Gráfico de Dispersión

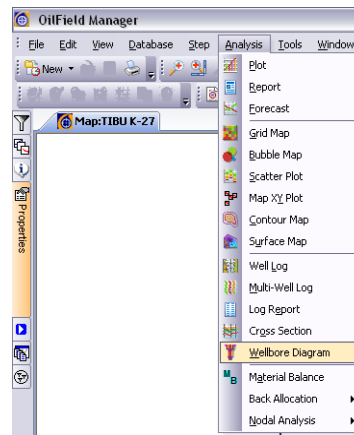


Fuente. Oilfield Manager Production Software

## 2.2.7 Diagramas 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.

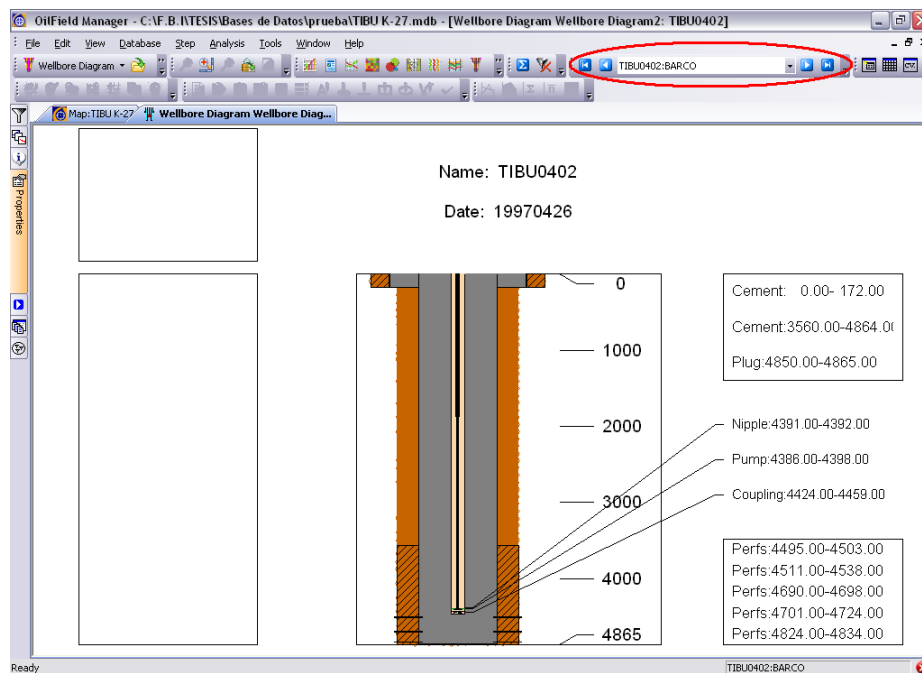
Figura 32. Selección de la opción Wellbore Diagram del Menú Analysis



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Para elaborar un Diagrama de pozo, se debe seleccionar la opción “Wellbore Diagram” en la sección “Analysis”, a continuación el diagrama se generará para el pozo que se tenga seleccionado. Para cambiar la selección, esta se debe hacer en la parte superior derecha de la barra de herramientas.

Figura 33. Creación de Un Diagrama de Pozo



Fuente. Oilfield Manager Production Software

### 3. ANÁLISIS AVANZADO DE INGENIERÍA

Un análisis avanzado de ingeniería se fundamenta en la aplicación de diversos **procesos**, derivados de la combinación de herramientas disponibles como lo es Oilfield Manager (OFM) y otros programas computacionales. Estos procesos permiten la evaluación del desempeño del yacimiento y combinados conforman lo que se denomina *Sistema o Área de Estudio*, logrando visualizar de cierta manera las posibles acciones a desarrollar con el principal objetivo de optimizar la producción en un campo petrolero.

Para el desarrollo de este trabajo se tuvieron en cuenta diferentes aplicaciones del software especializado OFM, con la idea de lograr identificar las posibles fallas y oportunidades en el desarrollo del yacimiento (formación Barco) que alimenta a la estación K-27 del Campo Tibú y a su vez tener un fundamento sólido a la hora de generar alternativas que conlleven a mejorar la producción, contribuyendo de esta manera a recuperar la mayor cantidad de reservas existentes en el campo.

Teniendo en cuenta los fundamentos necesarios para el manejo de la herramienta computacional, se pueden llevar a cabo los siguientes procedimientos:

- ❖ Gráficos 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)

Los cuales permiten identificar zonas que cuentan con un alto potencial y que aun no han sido drenadas y pozos que no tienen un buen desempeño logrando postularlos como candidatos para algún tipo de trabajo o tratamiento.

## **3.1 Recopilación y evaluación de la información**

Uno de los requerimientos más importantes a la hora de realizar cualquier tipo de análisis, es la calidad de la información con la cual se pretende trabajar, debido a esto es necesario realizar cuidadosamente un control a toda la información existente del sistema que se desea estudiar, de esta manera se contribuye a disminuir ampliamente la incertidumbre en los resultados obtenidos. Además se debe buscar información confiable y lo más completa posible para contribuir a buen desarrollo del trabajo. De acuerdo a lo mencionado anteriormente a continuación se dará a conocer la información empleada para el desarrollo de este trabajo, la cual su totalidad fue suministrada por la corporación Natfrac.

### **3.1.1 Coordenadas y datos básicos de los pozos**

La información correspondiente a la ubicación de cada uno de los pozos de la estación fue tomada de la correspondiente base de datos existente para el Campo Tibú en general, la cual ha sido validada y suministrada por la empresa Natfrac. De acuerdo a esto se lograron ubicar todos los pozos correspondientes a la estación K-27.

### **3.1.2 Propiedades PVT**

Para el desarrollo del trabajo de investigación se contó con un PVT sintético hecho para el Campo Tibú, el cual evidencia las principales características de los fluidos presentes en el yacimiento. El principal dato que se adquirió de este análisis fue el factor volumétrico del aceite el cual corresponde al valor de 1,2102 Bbl/STB.

### **3.1.3 Propiedades petrofísicas**

Las propiedades petrofísicas empleadas para el análisis fueron las suministradas en la base de datos existente para el campo Tibú. Cabe resaltar que se asume una saturación de agua inicial global de 0,253 y una saturación de aceite inicial de 0,747, de esta manera se estaría despreciando la saturación de gas inicial la cual es demasiado baja, motivo por el cual no se tuvo en cuenta. En cuanto a las propiedades de la roca se tienen sus respectivas propiedades como lo son, permeabilidad, porosidad y espesores netos correspondientes a cada uno de los pozos.

### **3.1.4 Producción e inyección mensual**

Los reportes de las historias de producción e inyección de la estación, se filtraron de la base de datos existente teniendo en cuenta la distribución hecha con el fin de obtener solamente lo que corresponde a la Formación Barco. De esta manera y tabulada con sus respectivas fechas se lograron identificar los 13 pozos productores que fueron convertidos en su vida productiva a inyectores. Estos caudales son de suma importancia a la hora de tener datos exactos de producción e inyección acumulada así como la predicción y desempeño de un pozo en especial.

### 3.1.5 Historias de eventos e intervalos cañoneados

Con el fin obtener la mejor descripción de los eventos que han tenido que ver de alguna manera con el desarrollo de la producción, se llevo a cabo la revisión de todos y cada uno de los Files existentes para cada pozo, ya que es mediante estos que se logra obtener de una manera más precisa y confiable la información en cuanto a los estados mecánicos y los diferentes trabajos y tratamientos a los que han sido sometidos los pozos pertenecientes a la estación.

Para realizar la revisión se diseñó la siguiente tabla en Excel, la cual permite organizar la información de acuerdo a la zona o completamiento que se vio intervenido y la fecha en la cual se dio el evento.

Tabla 3. Tabulación en Excel de los eventos en los pozos de la estación K-27 del Campo Tibú

POZO	ARENA	MD	k	H	PERF	19480530	19580226	19620320
TIBU0073	IV.40	4359,93	60,84	0,03				
TIBU0073	IV.30	4387,85	31,16	0,00				
TIBU0073	IV.20	4413,42	27,60	0,09				
TIBU0073	IV.10	4444,91	19,32	0,16				
TIBU0073	III.40	4477,70	53,44	0,08				
TIBU0073	III.30	4489,25	4,31	0,18				
TIBU0073	III.20	4503,72	259,86	27,44	4500-4538	PERF	FRAC	CONV INY
TIBU0073	III.10	4541,02	23,17	8,89	4547-4554	PERF	FRAC	CONV INY
TIBU0073	II.30	4587,13	73,62	0,39				
TIBU0073	II.20	4598,91	301,61	44,02	4597-4645	PERF	FRAC	CONV INY
TIBU0073	II.10	4654,82	148,91	31,57	4653-4693	PERF	FRAC	CONV INY
TIBU0073	I.30	4753,17	239,98	30,95	4761-4770 4776-4800	PERF PERF	FRAC FRAC	SUCIO(4753) SUCIO
TIBU0073	I.20	4813,31	29,89	0,00		TAPÓN (4805)		

Fuente. Estados mecánicos de la estación K-27

Se logró evidenciar las características de cada pozo y el estado de los mismos. Dentro de los eventos más comunes presentes se encontraron problemas de arenamientos con sus respectivas limpiezas, fracturamientos, acidificaciones, aislamientos, pruebas de inyectividad, así como los momentos en los cuales un pozo dejó de producir o fue convertido de productor a inyector. La inyección de agua se dio en su etapa inicial a mediados del año de 1962, iniciando con la

conversión de 11 pozos, posteriormente en el año de 1963 se convirtieron dos más y por último en el año de 1989 se convirtió un último pozo.

Además se pudo constatar el estado actual (01-05-2008), de los pozos, donde podemos observar que de los 33 pozos presentes se encuentran activos 12 de los 20 pozos productores, al igual que 4 de los 13 inyectores, estos últimos inyectando de manera periódica. Los demás pozos se encuentran inactivos y algunos abandonados totalmente.

A partir de esta clasificación se generó un archivo en Access correspondiente a estos eventos con el fin de adecuar la información a cargar en el software OFM, el cual es la herramienta a utilizar para realizar la evaluación del desempeño de la estación en su vida productiva, dicho archivo cuenta con la siguiente estructura:

Tabla 4. Tabulación en Access de los eventos en los pozos de la estación K-27 del Campo Tibú

EVENTS					
UNIQUEID	DATE	TOP	BOTTOM	EVENTO	ESTADO
TIBU0009:BARCO	06/11/1943	4865	4880	PERF	OPEN
TIBU0009:BARCO	06/11/1943	4900	4925	PERF	OPEN
TIBU0009:BARCO	02/12/1943	5120	5140	AI SL	CLOSE
TIBU0009:BARCO	02/12/1943	5182	5192	AI SL	CLOSE
TIBU0009:BARCO	02/12/1943	5377	5387	AI SL	CLOSE
TIBU0009:BARCO	02/12/1943	5540	5560	AI SL	CLOSE
TIBU0009:BARCO	04/06/1982	4865	4880	SQUEEZE	CLOSE
TIBU0009:BARCO	04/06/1982	4900	4925	SQUEEZE	CLOSE
TIBU0009:BARCO	04/06/1982	5120	5140	SQUEEZE	CLOSE
TIBU0009:BARCO	04/06/1982	5182	5192	PERF	OPEN
TIBU0009:BARCO	04/06/1982	5377	5387	PERF	OPEN
TIBU0009:BARCO	04/06/1982	5540	5560	PERF	OPEN
TIBU0009:BARCO	31/05/1998	4750	4750	PFORM	OPEN
TIBU0009:BARCO	31/05/1998	4865	4880	PFORM	OPEN
TIBU0009:BARCO	31/05/1998	4900	4925	PFORM	OPEN
TIBU0009:BARCO	31/05/1998	5120	5140	PFORM	OPEN
TIBU0009:BARCO	31/05/1998	5182	5192	PFORM	OPEN
TIBU0009:BARCO	31/05/1998	5377	5387	PFORM	OPEN

EVENTS					
UNIQUEID	DATE	TOP	BOTTOM	EVENTO	ESTADO
TIBU0009:BARCO	31/05/1998	5540	5560	PFORM	OPEN
TIBU0015:BARCO	11/10/1944	4760	4780	PERF	OPEN
TIBU0015:BARCO	04/04/1947	4669	4780	TAPON	CLOSE
TIBU0015:BARCO	06/04/1954	4302	4320	PERF	OPEN

Fuente. Estados mecánicos de la estación K-27

De la misma manera se efectuó para todos los pozos obteniendo como resultado final la base de datos correspondiente a todos los eventos que han afectado de alguna manera la producción en la estación, así como el estado en el que se encuentran todos los pozos que a ella pertenecen.

### 3.1.6 Presiones

La información correspondiente a la presión en cada uno de los pozos también fue obtenida de la base datos existente para el Campo Tibú, de donde se lograron obtener valores correspondientes a la presión de fondo fluyendo y presión estática. Cabe resaltar que sólo se encontró información correspondiente a 25 pozos de los 33 existentes y que en ninguno de los pozos se contó con la existencia de juntos valores, contando con mayores datos en la presión estática Pws.

### 3.1.7 Base de datos Access

Una vez recopilada y validada toda la información disponible del campo y los pozos, antes de crear el proyecto OFM para realizar el análisis, se estructuró una base de datos la cual cuenta con las características necesarias para ser cargada como alimento al software. Este trabajo se realizó teniendo en cuenta bases de

datos existentes probadas, con el fin de tener una buena respuesta a la hora de crear el proyecto en OFM. La siguiente figura logra evidenciar una parte de la estructura de la base de datos.

Figura 34. Estructura de base de datos en Access.

UNIQUEID	ALIAS	CDATE	GLEVEL	KBELEVATIC	TOTALDEPTI	WELLBORE	XCOORD	YCOORD	PUIMPDA
TIBU0009:BARCO	T-9	06/11/1943	0	147	5675	TIBU0009	1149871	1457036	
TIBU0015:BARCO	T-15	15/11/1944	0	175	5195	TIBU0015	1147581	1453944	
TIBU0017:BARCO	T-17	20/05/1944	0	170	4750	TIBU0017	1147803	1454552	
TIBU0037:BARCO	T-37	17/08/1946	0	202	4785	TIBU0037	1148208	1454053	
TIBU0046:BARCO	T-46	18/02/1947	0	177	4625	TIBU0046	1146982	1453801	
TIBU0055:BARCO	T-55	04/06/1947	0	181	4680	TIBU0055	1146722	1453222	
TIBU0062:BARCO	T-62	30/09/1947	0	178	4610	TIBU0062	1147165	1454440	
TIBU0073:BARCO	T-73	02/06/1948	0	202	4830	TIBU0073	1148441	1454665	
TIBU0077:BARCO	T-77	22/07/1948	0	164	4735	TIBU0077	1148025	1455161	
TIBU0082:BARCO	T-82	03/09/1948	0	178	4825	TIBU0082	1147392	1455063	
TIBU0093:BARCO	T-93	30/12/1948	0	167	4606	TIBU0093	1146545	1454349	
TIBU0096:BARCO	T-96	24/02/1949	0	194	4932	TIBU0096	1148663	1455274	
TIBU0111:BARCO	T-111	24/08/1949	0	146	5066	TIBU0111	1149523	1455995	
TIBU0121:BARCO	T-121	03/04/1962	0	204	4600	TIBU0121	1146110	1454824	
TIBU0127:BARCO	T-127	21/09/1949	0	177	4561	TIBU0127	1145766	1455284	
TIBU0174:BARCO	T-174	09/04/1952	0	172	5100	TIBU0174	1148245	1455772	
TIBU0183:BARCO	T-183	19/11/1952	0	182	4986	TIBU0183	1147830	1456266	
TIBU0200:BARCO	T-200	17/07/1953	0	162	4681	TIBU0200	1147739	1454920	
TIBU0203:BARCO	T-203	20/08/1953	0	169	4745	TIBU0203	1148156	1454425	
TIBU0223:BARCO	T-223	12/05/1954	0	175	4705	TIBU0223	1147867	1454186	
TIBU0224:BARCO	T-224	20/05/1954	0	165	4829	TIBU0224	1148377	1455032	
TIBU0225:BARCO	T-225	29/05/1954	0	187	4745	TIBU0225	1148090	1454793	
TIBU0237K:BARCO	T-237K	15/05/1965	0	186	10345	TIBU0237K	1146900	1453996	
TIBU0253:BARCO	T-253	21/02/1955	0	221	5213	TIBU0253	1145887	1454215	
TIBU0365:BARCO	T-365	09/12/1961	0	164	4995	TIBU0365	1148914	1456480	
TIBU0396:BARCO	T-396	06/05/1971	0	179	4730	TIBU0396	1146830	1453540	
TIBU0397:BARCO	T-397	30/12/1976	0	190	4650	TIBU0397	1146960	1454680	
TIBU0402:BARCO	T-402	05/04/1977	0	170	4865	TIBU0402	1148320	1455390	
TIBU0408K:BARCO	T-408K	21/07/1984	0	188	10300	TIBU0408K	1147260	1454188	
TIBU0408:BARCO	T-408	01/11/1988	0	170	6061	TIBU0408	1148066	1455646	

Fuente. Los Autores

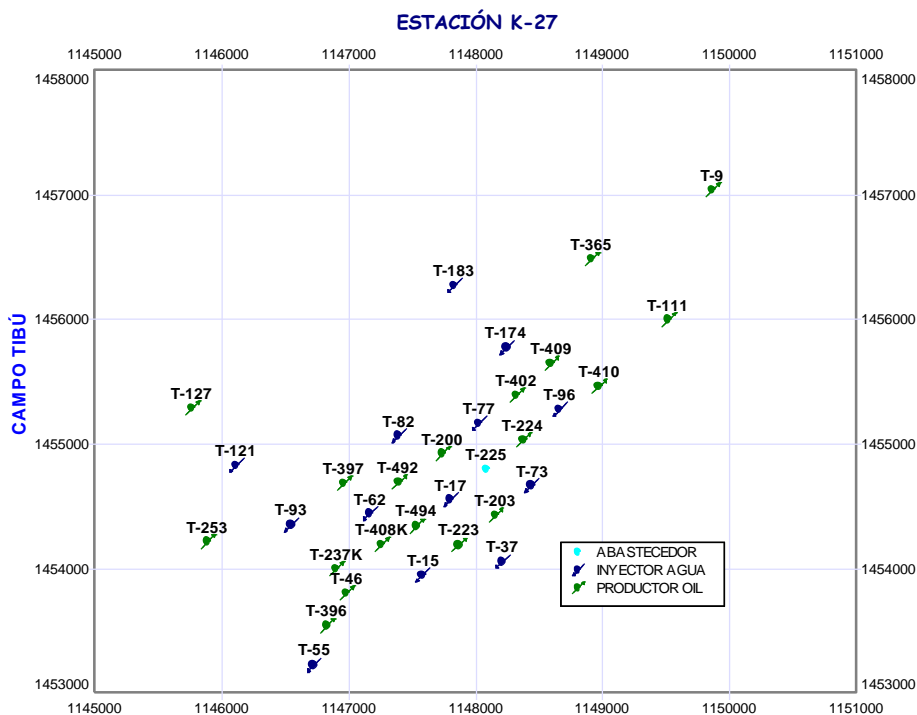
### 3.2 Procesos analíticos en OFM

El desarrollo de la parte analítica de este trabajo consiste básicamente en la evaluación del desempeño que ha tenido en su vida productiva la Estación K-27 del Campo Tibú, y a continuación se darán a conocer las diferentes aplicaciones de software que se tuvieron en cuenta, así como los aportes que se logran obtener de dichas aplicaciones.

Teniendo todos los datos, tablas y variables listos, se procedió a montar todo en un nuevo proyecto OFM para desarrollar los procesos analíticos. La siguiente

figura representa el mapa base, donde se pueden apreciar los pozos de la estación y clasificación en cuanto a productores, inyectoros y abastecedor. Cabe resaltar que este último, el pozo T-225 cumple con la función de abastecedor y a su vez de productor.

Figura 35. Mapa Base de la Estación K-27 del Campo Tibú



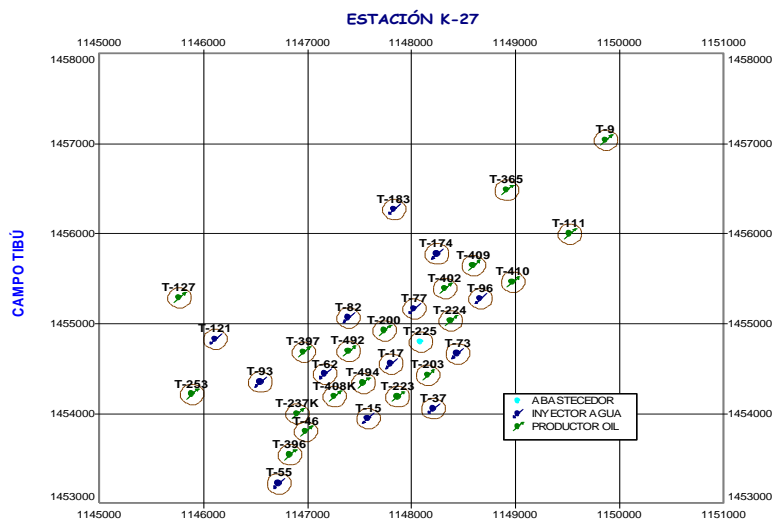
Fuente. Oilfield Manager Production Software

### 3.2.1 Cálculo del espaciamiento entre pozos

Para identificar el espaciamiento existente entre los pozos de la estación, se llevó a cabo el cálculo de los Voronoi para los valores de áreas correspondientes a 10, 20, 30 y 40 acres, de los cuales se seleccionó como óptimo el de 30 acres. Después de establecer el espaciamiento, se logran visualizar zonas donde se podrían perforar pozos infill que tengan como objetivo reducir el espaciamiento entre pozos muy distantes.

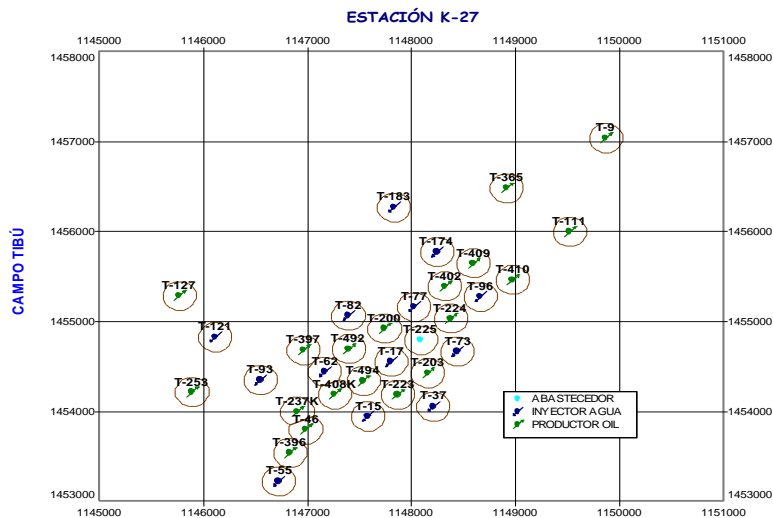
Los Voronoi, son archivos de extensión (\*.ano) los cuales pueden ser cargados como un “Annotation” en el software OFM. A continuación se dan a conocer los resultados obtenidos para cada uno de los Voronoi calculados.

Figura 36. Voronoi de 10 acres



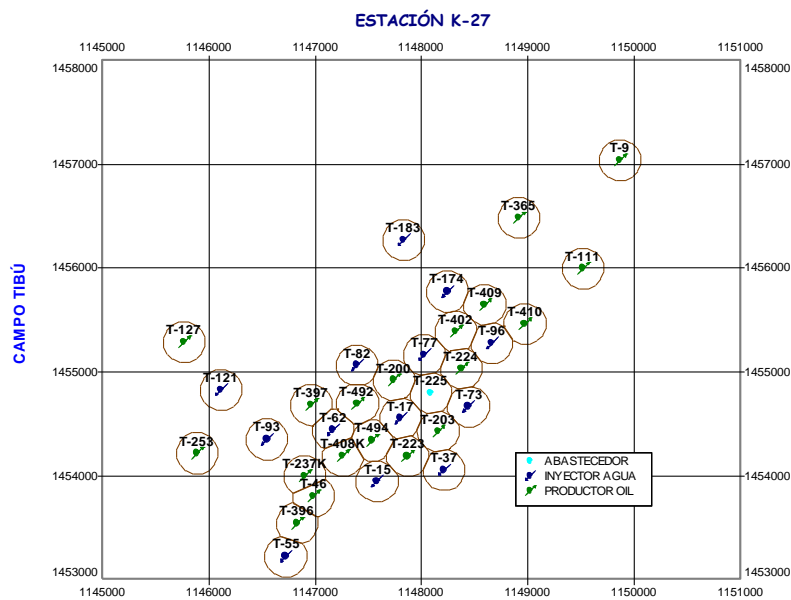
Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 37. Voronoi de 20 acres



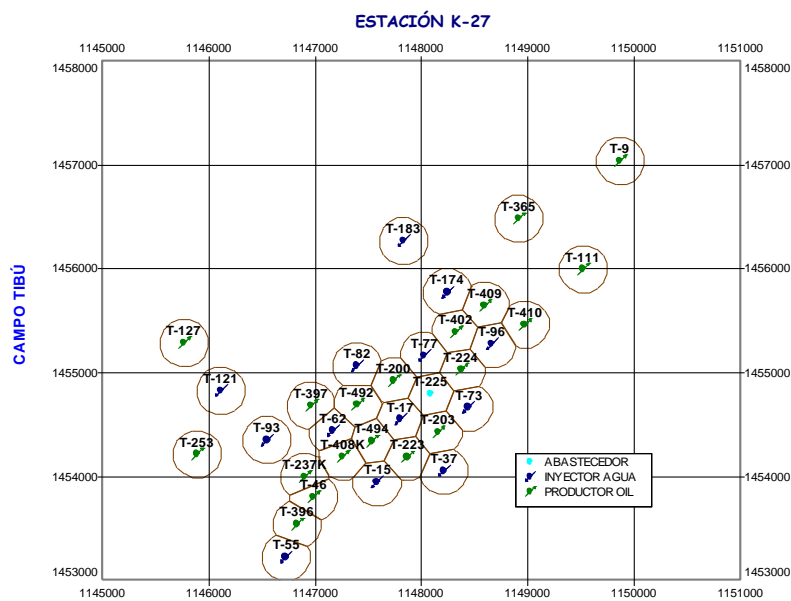
Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 38. Voronoi de 30 acres



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 39. Voronoi de 40 acres



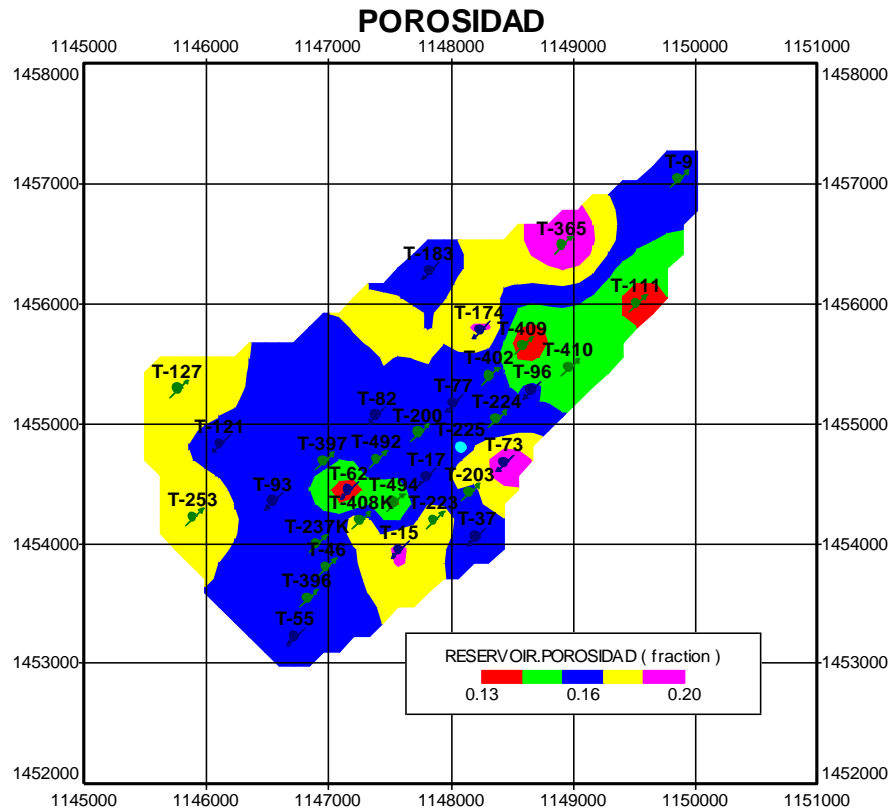
Fuente. Oilfield Manager Production Software

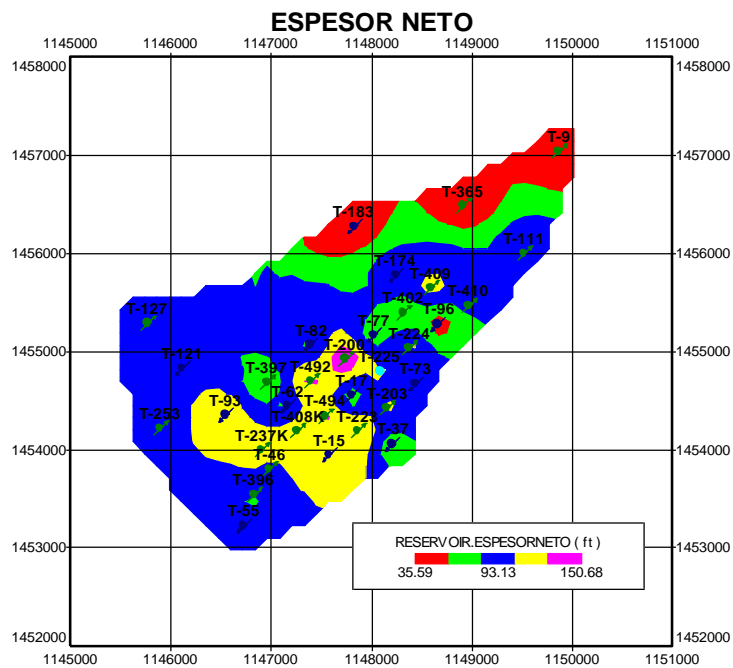
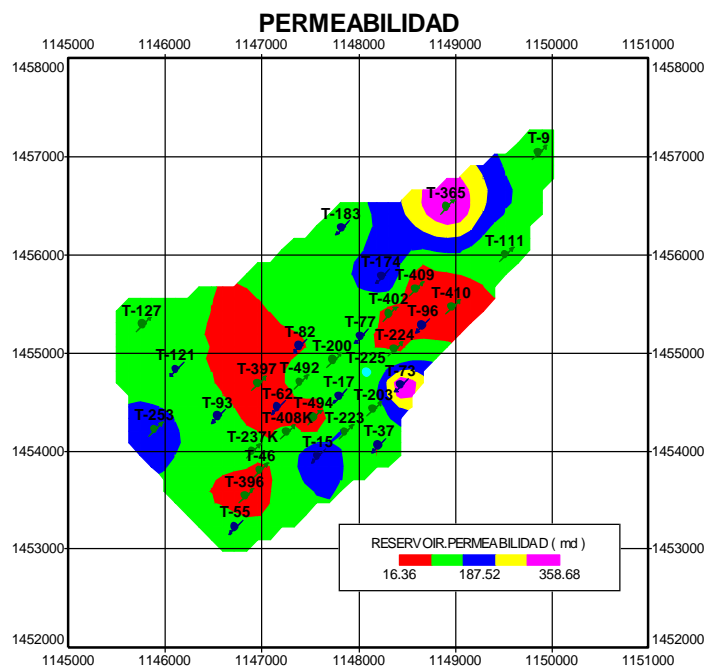
### 3.2.2 Cálculo y análisis de las propiedades petrofísicas

Contando con la información existente en cuanto a los valores de porosidad, permeabilidad y espesor neto, cargados para cada uno de los pozos de la estación y mediante el uso de mapas de grilla, se logran 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 40. Mapas de porosidad, permeabilidad y espesor neto

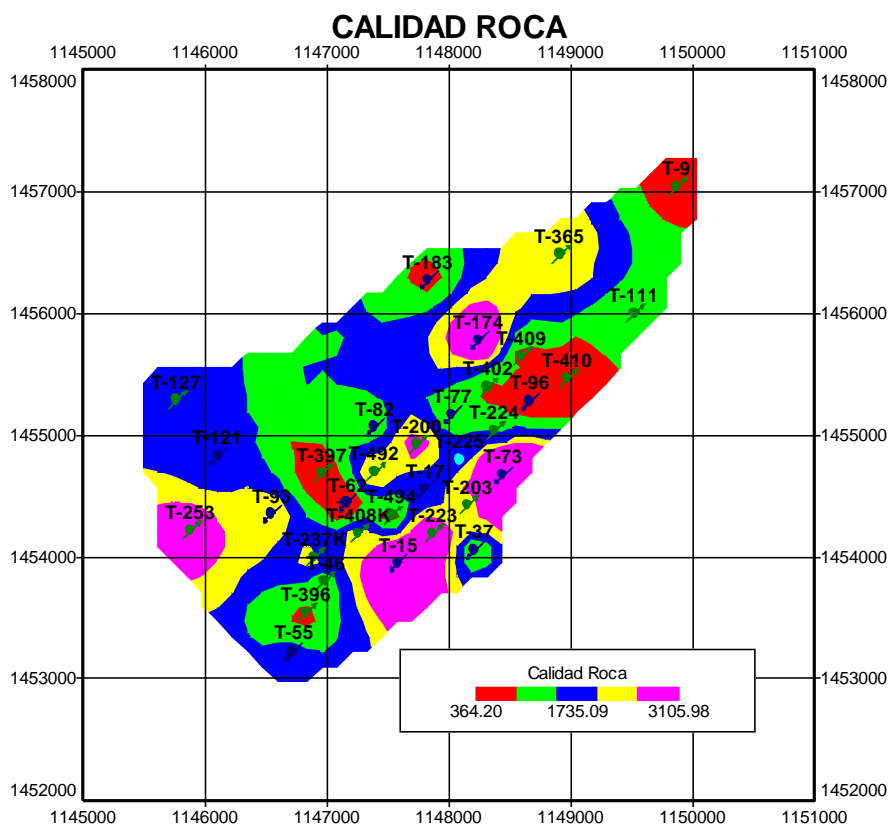




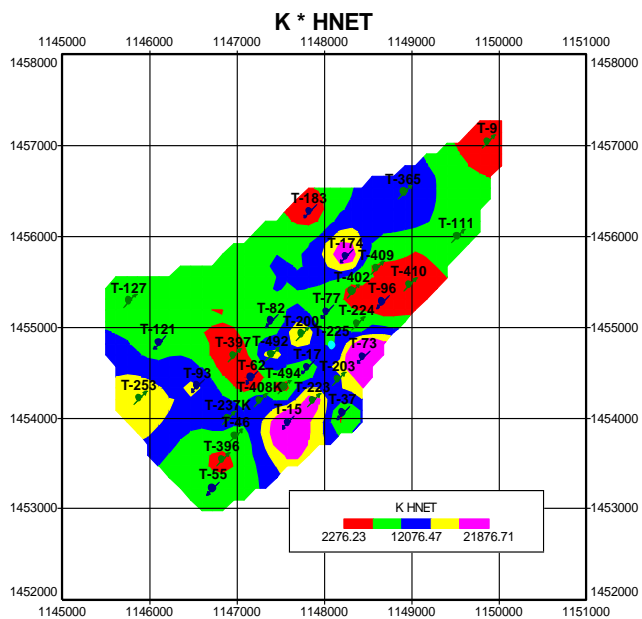
Fuente. Oilfield Manager Production Software

A partir de estas tres propiedades se desarrolló un concepto conocido como calidad de la roca, el cual consiste básicamente en el producto de, porosidad\*permeabilidad\*espesor neto, donde se puede observar claramente las zonas que cumplen en conjunto con la petrofísica mas óptima. Mediante el siguiente mapa de grilla se puede apreciar este comportamiento.

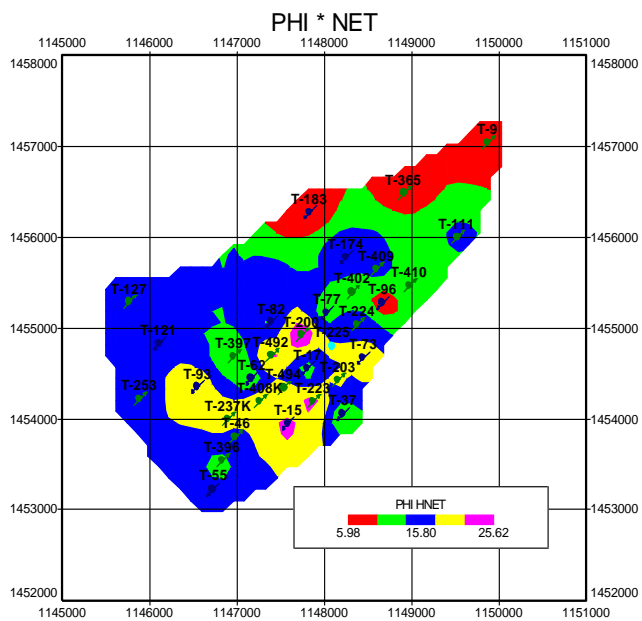
Figura 41. Mapa de calidad de la roca



Teniendo en cuenta los conceptos de capacidad de flujo y capacidad de almacenamiento, se generaron en OFM dos mapas de grilla que representan estas propiedades tan relevantes en un yacimiento. Estas variables se tendrán en cuenta más adelante a la hora de seleccionar las zonas potenciales tanto para operaciones de Workover como para perforación infill.

Figura 42. Mapa de capacidad de flujo ( $K \cdot H$ )

Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 43. Mapa de capacidad de almacenamiento ( $\phi \cdot H$ )

Fuente. Oilfield Manager Production Software

De acuerdo a los resultados obtenidos en cuanto a la evaluación hecha a las propiedades petrofísicas de la Estación K-27, se logra evidenciar un comportamiento positivo en la zona sur y central de la estación, donde se tiene una mayor densidad de pozos, de igual manera es en esta zona donde tiene mayor presencia el mecanismo de inyección de agua, por lo tanto es de un atractivo con el fin de sugerir operaciones de Workover que puedan mejorar la recuperación del crudo existente.

### 3.2.3 Cálculo del Original Oil in Place (OOIP)

Para el cálculo del aceite original, se empleó una aplicación existente en el software OFM, la cual consiste en la multiplicación de mapas de grilla. Cabe resaltar que la respuesta está relacionada directamente al área seleccionada para dicho cálculo. Para el desarrollo de este trabajo se delimitó el yacimiento de acuerdo a los resultados obtenidos mediante los Voronoi de 30 acres, seleccionados como el espaciamiento más óptimo. Además se tuvo en cuenta la presencia del pozo T-113, el cual cumple la función de inyectar de agua en la Formación Barco pero desde la Estación K-32 del Campo Tibú.

Partiendo del siguiente concepto para el cálculo de las reservas:

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

Donde:

A= Área [acres]

H= Espesor [pies]

$\phi$ = Porosidad [fracción]

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

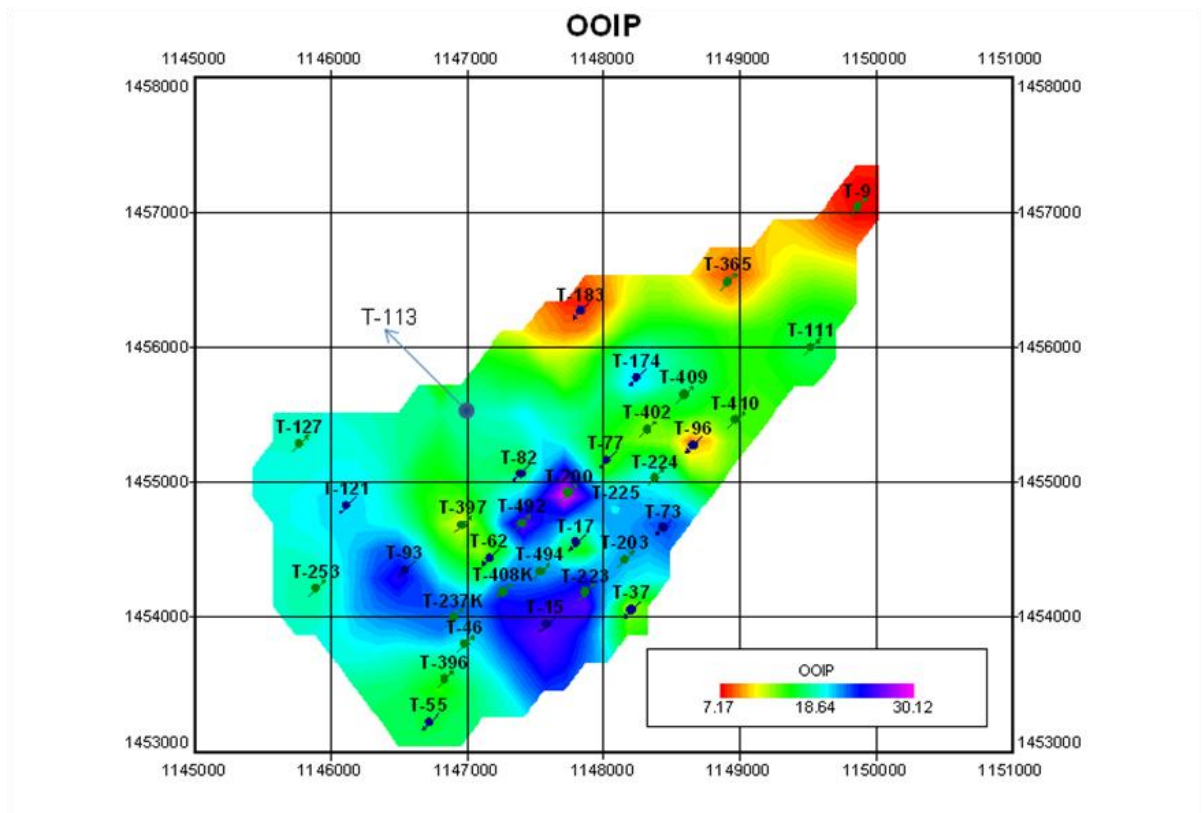
$B_o$ = Factor volumétrico de formación del aceite [RB/STB].

Para este caso se realizó el cálculo de un nuevo factor de conversión, teniendo en cuenta que el área se encuentra en metros cuadrados y no en acres. De esta manera la ecuación suministrada para la multiplicación de los mapas fue expresada de la siguiente forma.

$$\diamond \text{ OOIP (Mapa de Cálculo)} = (1.91699206 * \text{Espesor\_Neto} * \text{Porosidad} * (1 - S_{wi})) / 1.2102$$

El valor del área correspondiente no debe ser suministrado ya que la herramienta internamente realiza los cálculos pertinentes de acuerdo a la selección hecha. Como resultados se obtiene un nuevo mapa de grilla que expresa los valores de hidrocarburo metro en la estación K-27, además se obtienen los datos correspondientes al área total y al volumen de hidrocarburo para este caso.

Figura 44. Mapa de la distribución del OOIP de la estación K-27, Formación Barco



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Tabla 5. Área y Aceite Original Insitu de la estación K-27, Formación Barco

<b>Área (m2)</b>	<b>10.080.000</b>
<b>Área (acres)</b>	<b>2490,812352</b>
<b>OOIP (STB)</b>	<b>173.826.000</b>
<b>OOIP (MBbl)</b>	<b>173,826</b>

Fuente. Los Autores

### 3.2.4 Análisis de los datos de producción

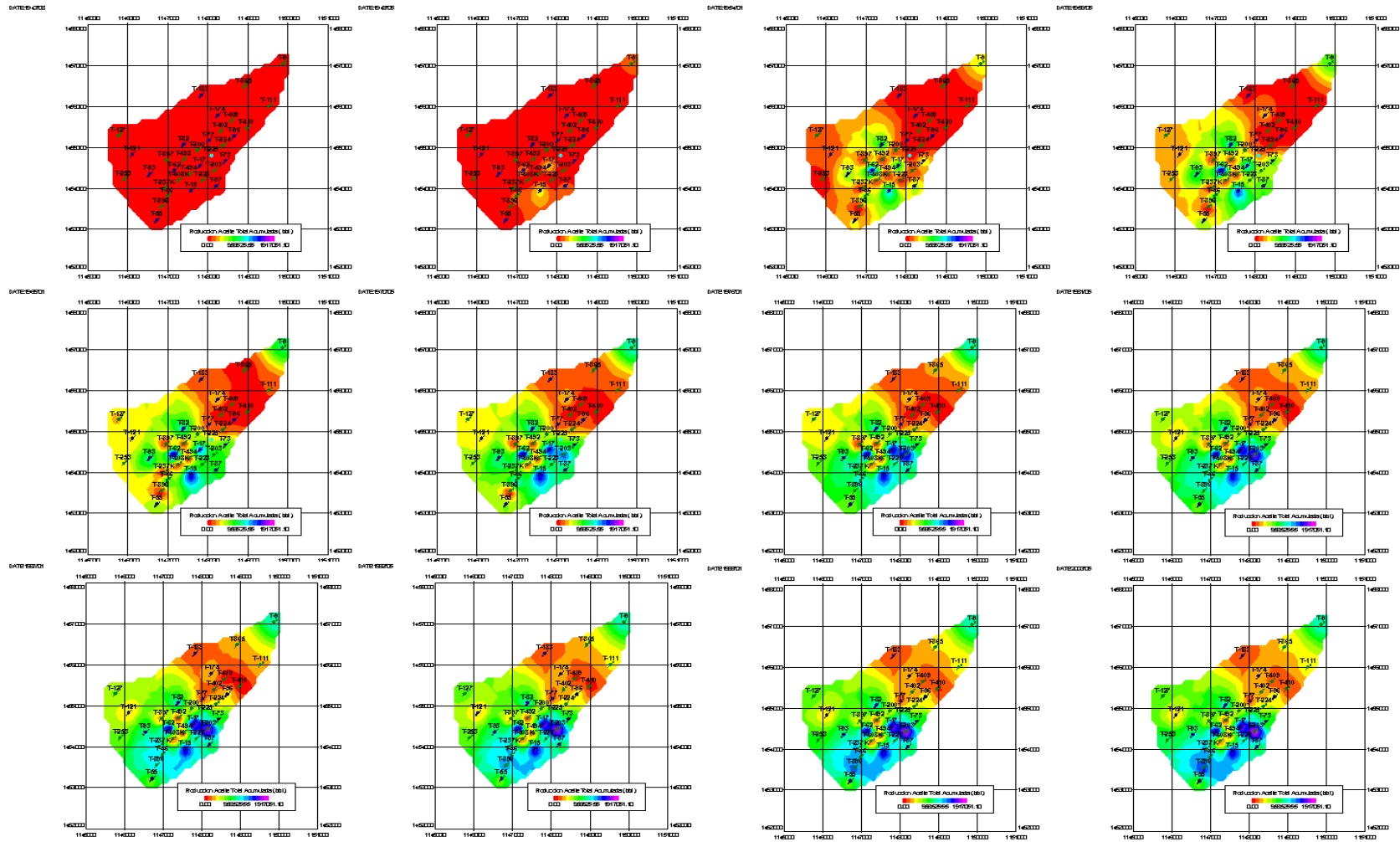
Contando con la aplicación de mapas de grilla dinámicos, se puede visualizar el comportamiento de la producción acumulada en toda el área del yacimiento a través de la vida productiva del mismo. De esta manera se logran identificar aquellas zonas donde la producción del yacimiento ha tenido un muy buen desempeño como aquellas en donde no, logrando obtener de cierta forma áreas que pueden no haber sido drenadas aún.

A continuación se mostraran las figuras obtenidas en el análisis, tomando intervalos de tiempo de 5,5 años. Para lo cual se utilizó la siguiente variable como fuente para el mapa de grilla.

$$\text{❖ Producción de aceite Acumulada (Bbl)} = @CumInput(\text{MonthlyProd.OilP})$$

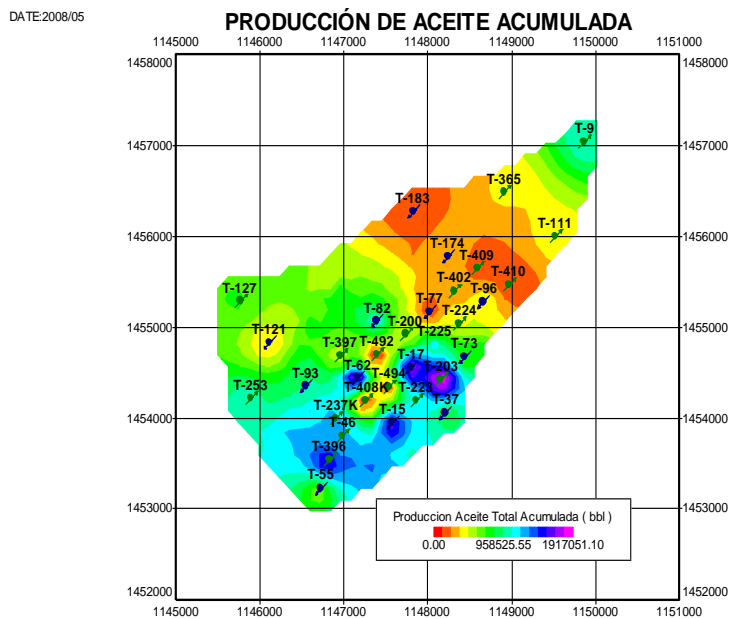
Además con el uso de la aplicación de los mapas de burbuja se puede apreciar este mismo comportamiento a nivel de cada pozo.

Figura 45. Mapa de comportamiento de la producción de la estación K-27, Formación Barco



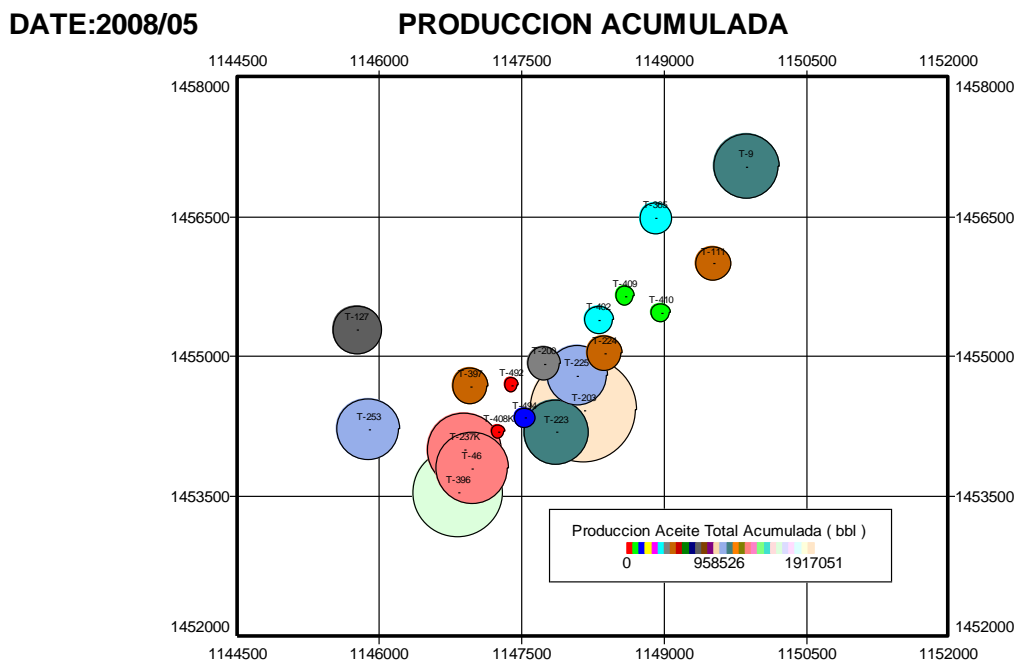
Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 46. Mapa de comportamiento de la producción actual de la estación K-27



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 47. Mapa de burbuja del acumulado de la producción.



Fuente. Oilfield 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 petrofísicas.

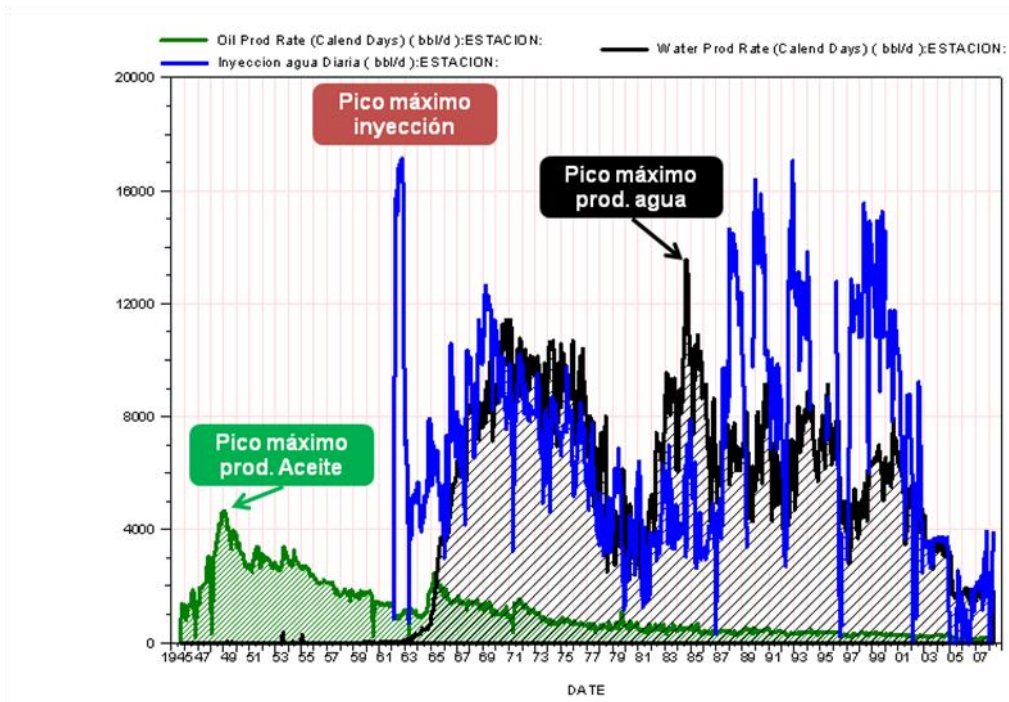
De acuerdo con los cálculos hechos anteriormente en cuanto a OOIP y al obtener el acumulado de la producción se llevó a cabo el procedimiento matemático con el cual se logra obtener el factor de recobro en la estación. De esta manera se presenta la ecuación empleada y los resultados obtenidos.

$$F_r[\%] = \frac{N_p}{N} \times 100 = \frac{24654543}{173826000} \times 100 = 14,183\%$$

Cabe resaltar que este factor de recobro hace referencia al presente en la estación y referente únicamente a la Formación Barco.

Por otro lado a continuación se puede apreciar una grafica de comportamiento de la producción de todos los fluidos del yacimiento, así como el comportamiento de la tasa de inyección.

Figura 48. Gráfica del comportamiento de la producción.



Fuente. Oilfield Manager Production Software

### 3.2.5 Cálculo de reservas

Mediante el uso de los gráfico de pronósticos “Forecast” y contando con la información correspondiente a la historia de producción para cada uno de los pozos de la estación se llevó a cabo los cálculos de los posibles comportamientos en cuanto a la cantidad de reservas, índices de declinación, último recobro esperado EUR ( $N_p + \text{Reservas}$ ) y el caudal inicial de cada pozo al inicio de la predicción, todos estos relacionados únicamente a la fase aceite ya que ésta es la de mayor interés para este proyecto. (VER ANEXO A)

Los parámetros que se tuvieron en cuenta para este cálculo fueron:

- ❖ Un lapso de tiempo que comprende desde el inicio del año 2009 hasta el inicio del año 2030.
- ❖ Dentro de los parámetros de declinación se utilizó un tipo de regresión hiperbólica, la cual permite obtener un valor del coeficiente  $b$ , que se encuentra en el rango de 0 a 1 cumpliendo de esta manera con la Ecuación de Arps<sup>6</sup>. Esta ecuación será usada más adelante para los pronósticos de los nuevos pozos infill.
- ❖ Teniendo en cuenta las tendencias en la producción histórica de cada pozo, fueron seleccionados los puntos más representativos y con los cuales se pudiese realizar de la mejor manera la predicción.

La información obtenida fue mostrada mediante el uso de las siguientes variables, las cuales fueron reportadas con la ayuda de la aplicación Report.

- ❖ **Reservas estimadas por pozo (Bbl)** = @DcaResults( "oil RES","Case1",1)
- ❖ **Índice de Declinación (Di)** = @DcaResults( "oil Di","Case1",1)
- ❖ **Recobro Último Esperado (EUR)** = @DcaResults( "oil EUR","Case1",1)
- ❖ **Producción Inicial (Qi)** = @DcaResults( "oil Qi","Case1",1)

---

<sup>6</sup> Fuente: SPE 81427, A Generalize Hyperbolic Decline Equation with Rate-Time and Rate-Cumulative Relationships.

La siguiente tabla muestra los resultados de los cálculos de reservas, índice de declinación, caudales iniciales y último recobro esperado, en los pozos productores de la Estación K-27 obtenidos mediante esta predicción.

Tabla 6. Resultados de la predicción.

POZO	RESERVAS (Bbls)	D.I. (M.n)	QI (BPD)	EUR (Bbls)	ESTADO
TIBU0009:BARCO	390.492,58	0,001201	58,33	1.474.611	INACTIVO
TIBU0046:BARCO	75.449,96	0,006508	18,77	1.303.835	ABANDONADO
TIBU0111:BARCO	51.114,36	0,002698	8,92	498.711,5	ACTIVO
TIBU0127:BARCO	59.674,76	0,002254	9,82	789.909,2	ACTIVO
TIBU0200:BARCO	567.343,97	0,000639	79,78	990.674	ABANDONADO
TIBU0203:BARCO	58.454,21	0,002621	10,06	1.975.449	ACTIVO
TIBU0223:BARCO	15.152,87	0,008242	4,69	1.089.283	ABANDONADO
TIBU0224:BARCO	15.585,95	0,005356	3,7	469.151,7	ACTIVO
TIBU0225:BARCO	23.203,05	0,006234	6	1.009.245	INACTIVO
TIBU0237K:BARCO	182.070,55	0,001854	28,93	1.453.519	INACTIVO
TIBU0253:BARCO	222.414,18	0,004181	46,91	1.238.823	ACTIVO
TIBU0365:BARCO	6.098,23	0,007447	1,76	386.382,3	ACTIVO
TIBU0396:BARCO	239.082,08	0,002108	38,86	1.828.489	ACTIVO
TIBU0397:BARCO	49.225,36	0,008671	12,5	517.955,2	ACTIVO
TIBU0402:BARCO	45.815,97	0,003008	8,03	368.243,1	ACTIVO
TIBU0408K:BARCO	26.476,17	0,010766	10,03	36.709,17	INACTIVO
TIBU0409:BARCO	30.691,76	0,004644	6,79	154.869,1	ACTIVO
TIBU0410:BARCO	11.799,46	0,010045	4,23	129.819,1	ACTIVO
TIBU0492:BARCO	7.666,06	0,004606	2,66	30.446,16	ABANDONADO
TIBU0494:BARCO	52.033,54	0,005541	10,84	198.408,5	ACTIVO

<b>TOTAL (Bbl)</b>	<b>2.129.845,07</b>
--------------------	---------------------

<b>15.944.534</b>
-------------------

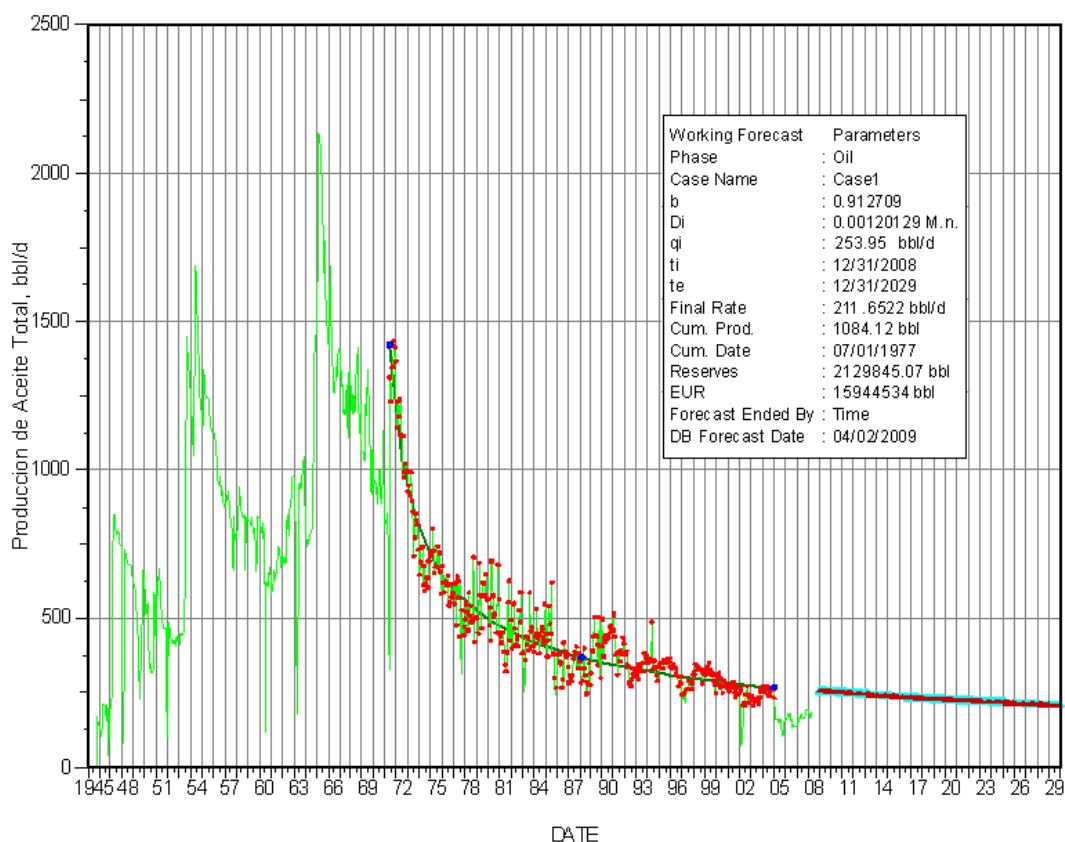
Fuente. Los Autores

La relación que existe entre el índice de declinación y caudal inicial se define como potencial de explotación de reservas, para lo cual pozos con altas declinaciones y bajos caudales iniciales se definen como bajo potencial, y pozos con bajas declinaciones y altos caudales iniciales se definen con alto potencial. De la tabla anterior se realizó una clasificación de los pozos con alto potencial, resaltando que de estos, dos se

encuentran activos, dos inactivos y uno de ellos se encuentra abandonado. Este tipo de observaciones serán tenidas en cuenta a la hora de realizar el análisis conjunto que tenga como objetivo generar las alternativas para optimizar la producción.

De manera representativa se muestra a continuación la curva de declinación en la producción, y su respectiva predicción hecha para la Estación en general.

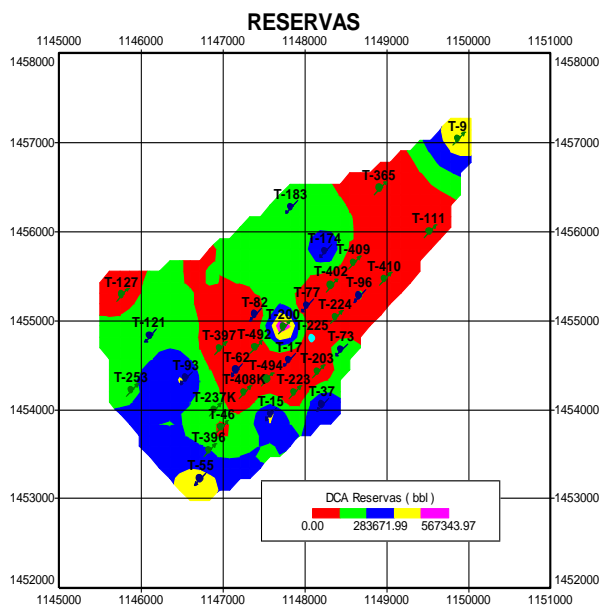
Figura 49. Curva de declinación de la Estación K-27



Fuente. Oilfield Manager Production Software

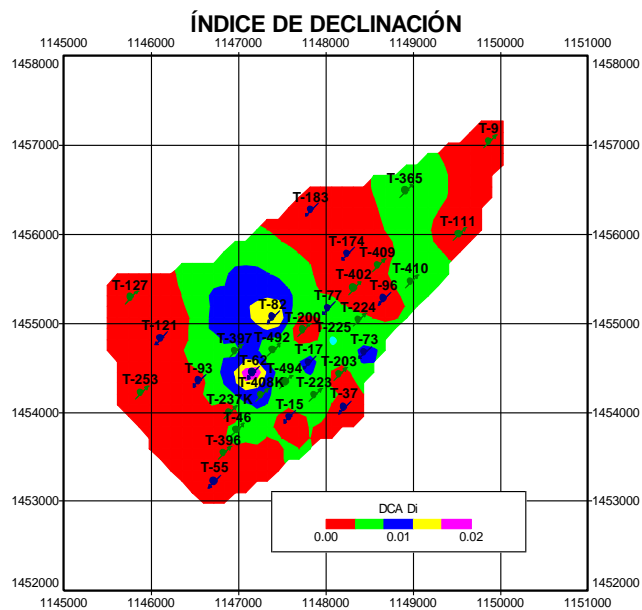
Además con la ayuda de los mapas de grilla se pueden representar las zonas donde se observan los comportamientos anteriores.

Figura 50. Mapa de la distribución de reservas en la Estación K-27, Formación Barco



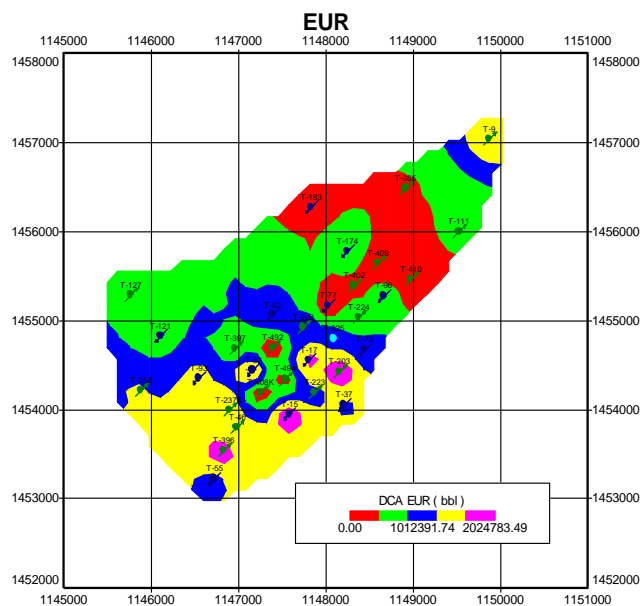
Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 51. Mapa de la distribución del índice de declinación en la Estación K-27, Formación Barco



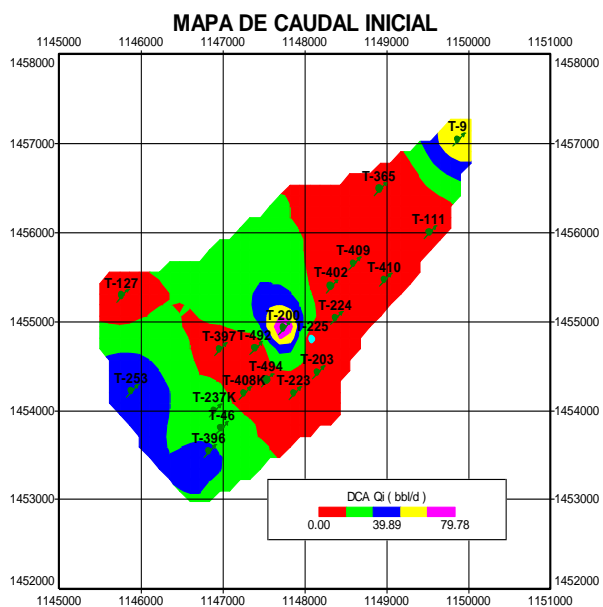
Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 52. Mapa de la distribución del EUR en la Estación K-27, Formación Barco



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Figura 53. Mapa de la distribución del caudal inicial en la Estación K-27, Formación Barco



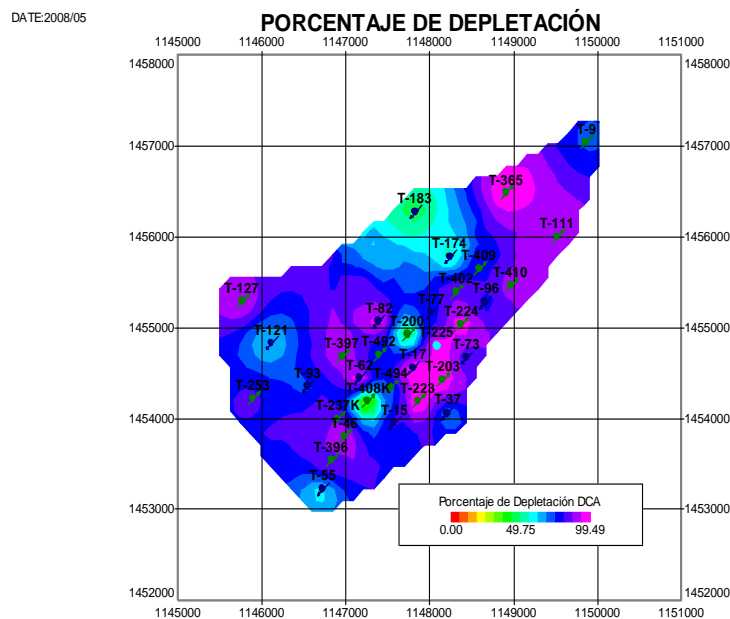
Fuente. Oilfield Manager Production Software

Contando con la información obtenida mediante las predicciones hechas se desarrolló un nuevo cálculo que nos represente de cierta manera el porcentaje de explotación del yacimiento. Este cálculo nos permite observar aquellas zonas en donde ha tenido un mayor desarrollo la producción y donde no.

Para esto se graficó mediante un mapa de grilla la siguiente variable.

$$\diamond \text{ Porcentaje de Depletación (\%)} = (\text{OilT.Cum}/(\text{OilT.Cum}+\text{DCA\_Reservas})) * 100$$

Figura 54. Mapa de porcentaje de depletación de la Estación K-27, Formación Barco



Fuente. Oilfield Manager Production Software

De la misma manera que en los mapas del comportamiento de la producción hechos previamente, se puede constatar que las zonas que han tenido un mayor desarrollo en la estación son aquellas donde se cuenta con las mejores propiedades petrofísicas y donde se ha hecho el barrido por parte del proyecto de inyección de agua.

### 3.2.6 Gráficos de comportamiento

Cuando se tiene un banco de información detallada acerca de las variables que describen el comportamiento de la producción de fluidos de los pozos que conforman la estación, es posible computar una serie de reportes que proporcionen un medio para analizar la conexión existente entre ciertas variables propias de la roca del yacimiento y la producción acumulada de una determinada fase de estudio; para este caso se estudió la fase de aceite.

Para el análisis de la confrontación de las propiedades del yacimiento y la producción del mismo, se hace necesario el empleo de gráficos de dispersión, de manera que podemos obtener una clasificación relativa de cada pozo según sus características.

Las variables del proyecto a estudiar mediante los gráficos de dispersión son las siguientes:

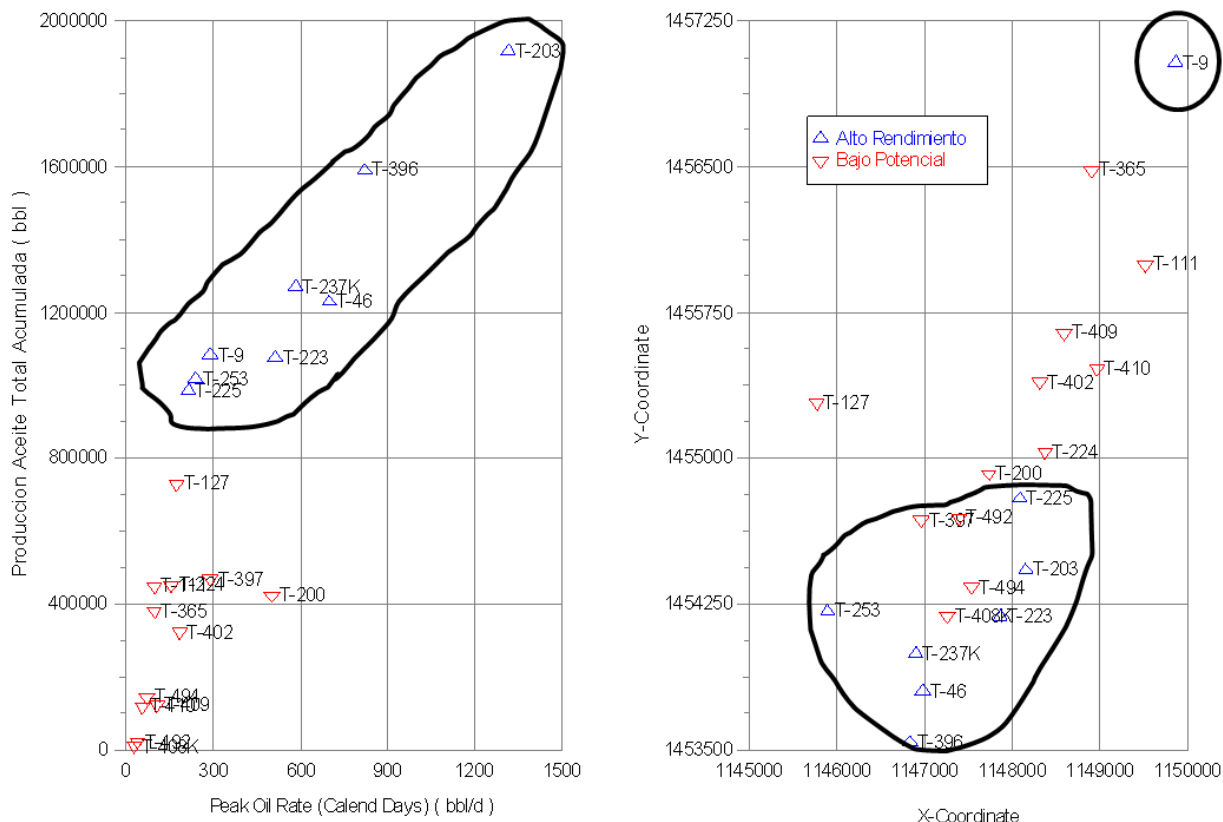
- ❖ **Producción Acumulada de Petróleo (Bbl) = Oilt.cum**
- ❖ **Pico máximo de la tasa de producción (Bbl/día) = Oil.Rate\_CD\_Peak**
- ❖ **Espesor Neto (ft) = Reservoir.Hnet**
- ❖ **Capacidad de Flujo = Reservoir.K\_hnet**
- ❖ **Calidad de la Roca = Calidad\_Roca**

Se crearon cuatro mapas de comportamiento diferentes en los cuales se revisó la relación entre la Producción Acumulada de Petróleo y El pico máximo de producción, espesor neto, capacidad de flujo y calidad de roca.

### ❖ Producción Total de Aceite vs. Tasa Máxima de Producción

Figura 55. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Tasa máxima de producción.

DATE:2008/12



Fuente. Oilfield Manager Production Software

En el primer reporte, luego de ser generado, se procedió a realizar una discriminación de los datos del mismo; de esta manera mediante un par de “Sets”, ubicamos la dispersión de datos en dos grupos distintos: Un grupo de pozos de “Alto Rendimiento” y otro de “Bajo Rendimiento”.

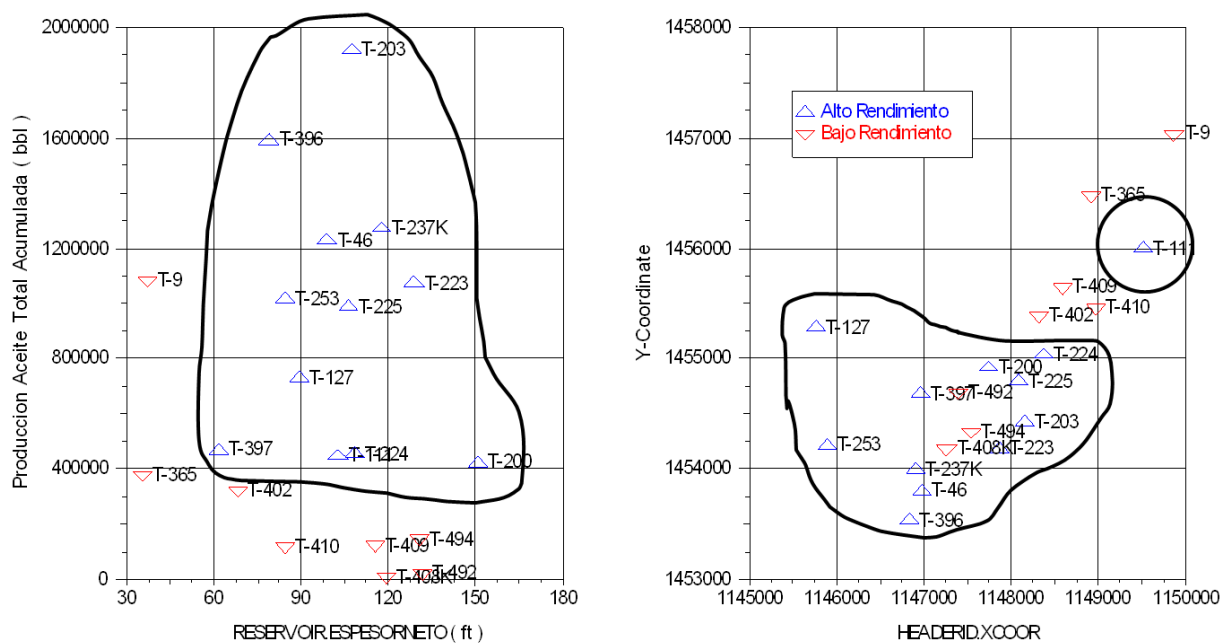
Teniendo en cuenta la dispersión de la información, se tomaron como pozos de “Alto Rendimiento”, todos aquellos cuya Producción Acumulada de aceite superara los 800.000 Bbl y que durante su vida productiva hayan tenido una Tasa de producción Máxima de 200 Bbl/Día, todos los demás pozos fueron considerados en el grupo de “Bajo Rendimiento”.

### ❖ Producción Total de Aceite vs. Espesor Neto

A continuación se realizó un nuevo reporte con el fin de establecer la relación entre el espesor neto de la arena de la formación Barco y la Producción Total Acumulada de aceite.

Figura 56. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Espesor Neto.

DATE:2008/12



Fuente. Oilfield Manager Production Software

De igual manera se agruparon todos los pozos productores de la estación en dos grupos: Los Pozos de “Alto Rendimiento” los cuales fueron todos aquellos cuya Producción de aceite acumulada está por encima de los 400.000 Bbl y aquellos pozos donde su espesor neto es mayor a los 60 ft. De esta manera se detectaron 12 pozos de alto rendimiento y 8 de bajo rendimiento.

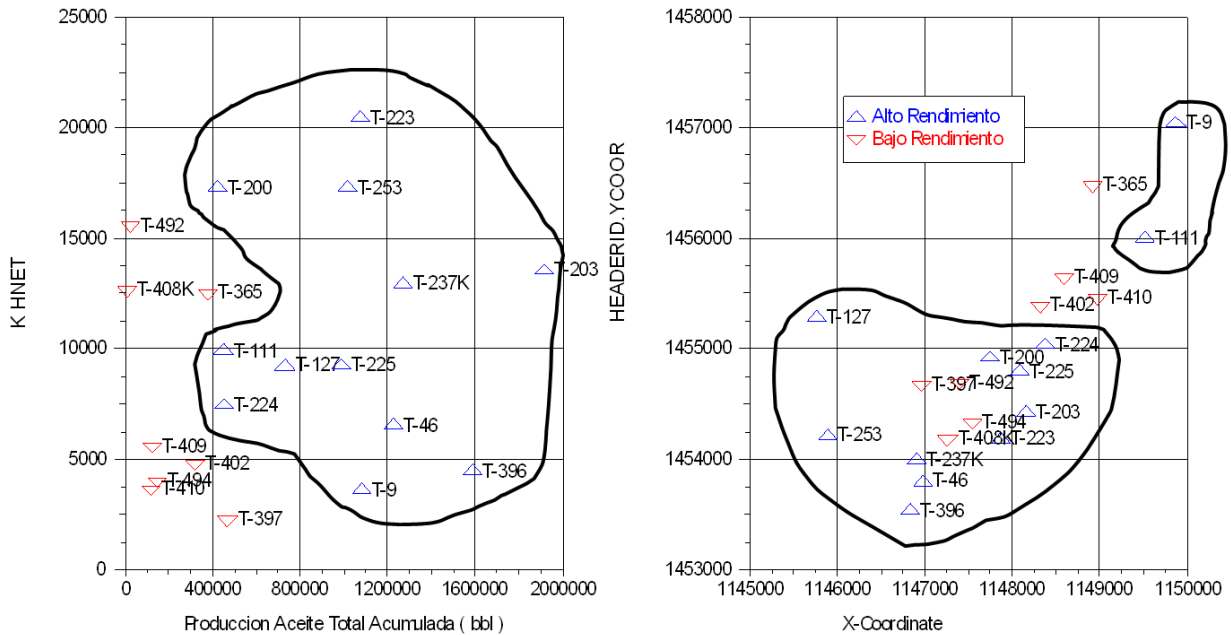
❖ Capacidad de Flujo vs. Producción de Aceite Acumulada

Posteriormente se procedió a revisar el comportamiento de la Producción Total Acumulada de Aceite contra el Producto de la Permeabilidad y el espesor neto (Capacidad de Flujo).

Se seleccionaron dos grupos de pozos nuevamente; Un grupo de 7 pozos de “Alto Rendimiento” cuya Producción Total Acumulada es mayor a los 400.000 Bbl y Cuya capacidad de flujo es mayor a 3.000, los pozos con propiedades inferiores a estas fueron catalogados como pozos de “Bajo Rendimiento”

Figura 57. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Capacidad de Flujo.

DATE2008/12



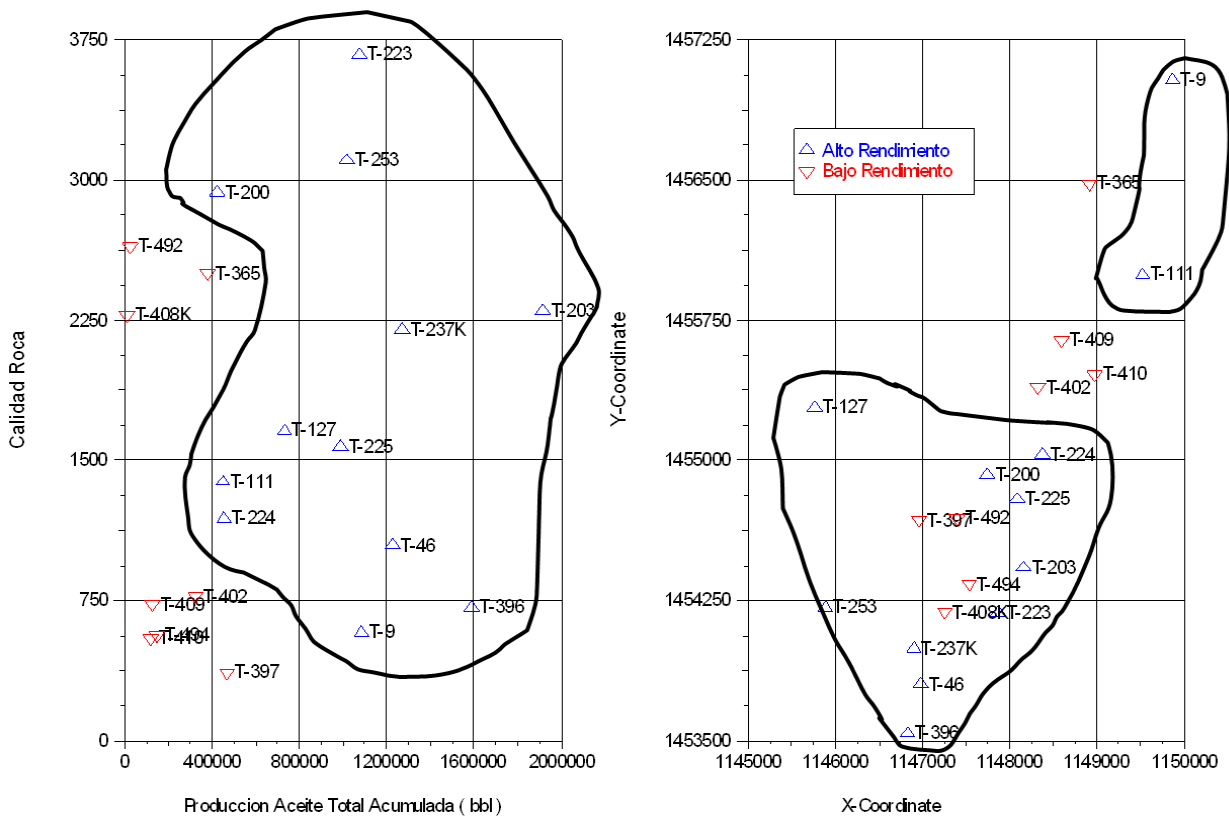
Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Calidad de la Roca vs. Producción de Aceite Acumulada

Posteriormente se representó la relación del producto de las propiedades de Permeabilidad, Porosidad y Espesor Neto (Calidad de la Roca) y su Producción de Aceite Acumulada.

**Figura 58. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Capacidad de Flujo.**

DATE:2008/12



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Al igual que en los casos anteriores, se organizaron los 20 pozos productores en dos grupos diferentes a partir del comportamiento de sus propiedades; El grupo de “Alto Rendimiento” consta de todos aquellos pozos, cuyo índice de Calidad de Roca es superior a 500 al igual que su Producción total de Aceite es mayor a los 400.000 Bbl durante su vida productiva. Todos los pozos que no cumplieron con el criterio anterior fueron clasificados como pozos de “Bajo Rendimiento”.

Luego de tener la selección de los pozos para cada uno de los análisis, se tabularon las ubicaciones de los mismos según su comportamiento. El análisis conjunto de estas clasificaciones, junto con la localización espacial de los pozos (ver Parte derecha de las gráficas anteriores), permite encontrar zonas de alto y bajo rendimiento siempre y cuando se alcance una/s tendencia/s.

Tabla 7. Tabulación de los grupos de pozos seleccionados según su Comportamiento

Np vs Tasa Pico			Np vs Hnet			Np vs KHnet			Np vs Calidad		
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
T-9	*		T-9		*	T-9	*		T-9	*	
T-46	*		T-46	*		T-46	*		T-46	*	
T-111		*	T-111	*		T-111	*		T-111	*	
T-127		*	T-127	*		T-127	*		T-127	*	
T-200		*	T-200	*		T-200	*		T-200	*	
T-203	*		T-203	*		T-203	*		T-203	*	
T-223	*		T-223	*		T-223	*		T-223	*	
T-224		*	T-224	*		T-224	*		T-224	*	
T-225	*		T-225	*		T-225	*		T-225	*	
T-237K	*		T-237K	*		T-237K	*		T-237K	*	
T-253	*		T-253	*		T-253	*		T-253	*	
T-365		*	T-365		*	T-365		*	T-365		*
T-396	*		T-396	*		T-396	*		T-396	*	
T-397		*	T-397	*		T-397		*	T-397		*
T-402		*	T-402		*	T-402		*	T-402		*
T-408K		*	T-408K		*	T-408K		*	T-408K		*
T-409		*	T-409		*	T-409		*	T-409		*
T-410		*	T-410		*	T-410		*	T-410		*
T-492		*	T-492		*	T-492		*	T-492		*
T-494		*	T-494		*	T-494		*	T-494		*

Fuente Las Los Autores.

La organización de los pozos seleccionados en los análisis, nos permiten establecer cuáles de todos los pozos productores en general presentan las condiciones que hacen que estos sean los más aptos para la producción de aceite en el campo. Según los criterios de selección se encontraron seis pozos (T-4, T203, T-223 T-225, T-237K y T-

396) en común con un desempeño bastante notable en comparación a los demás productores que integran la estación. De igual manera se encontraron 7 pozos (T-365, T-402, T-408K, T-409, T-410, T-492 y T-494) en condiciones relativamente desfavorables para la producción de hidrocarburos.

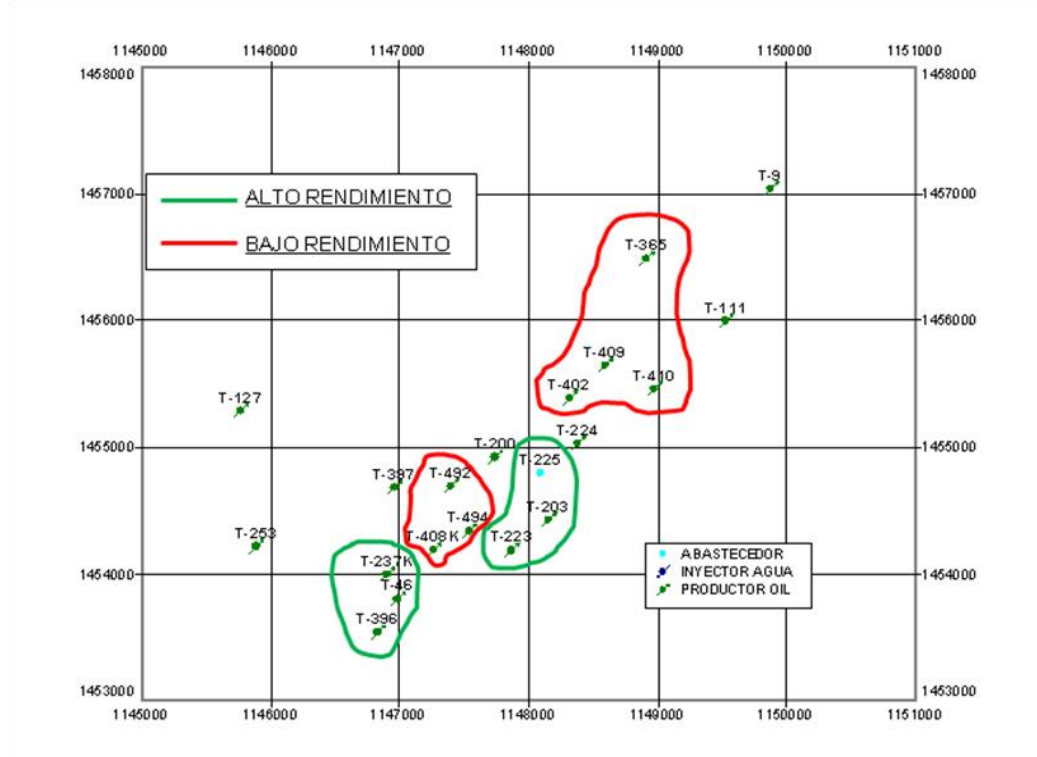
Al tener esta clasificación, centramos nuestra atención hacia la agrupación espacial de los mejores y peores pozos productores, de manera que observamos directamente la localización en la estación, de las zonas de “Alto” y “Bajo” rendimiento.

Se encontraron dos zonas de Alto rendimiento, una hacia la zona central y otra hacia el sur oeste. Las zonas ubicadas por los pozos de menor desempeño fueron dos, una ubicada hacia el norte y la otra en zonas cercanas al centro; es recomendable que el conjunto de pozos de “Bajo Rendimiento” los cuales han sido ubicados en la zona Roja (Ver Figura 59) sean tenidos en cuenta como pozos candidatos a trabajos de workover, de manera que se puedan determinar procedimientos encaminados al mejoramiento de las propiedades del pozo, su integridad y condiciones en la cara del mismo.

De igual manera se tiene que de los siete pozos descritos como de “Alto Rendimiento”, tan sólo tres se encuentran activos, por lo que es necesario indagar acerca de los posibles motivos por los cuales el administrador de la estación ha acordado pausar la actividad de los cuatro pozos restantes.

Así mismo es importante buscar la manera de aplicar labores de workover para pozos de “Bajo Potencial” que se encuentran rodeados por pozos de “Alto Potencial”, de manera que se puedan corregir los inconvenientes que están limitando la producción de los mismos.

Figura 59. Localización de las Zonas con Pozos de Alto y Bajo potencial



Fuente Oilfield Manager Production Software.

### 3.2.7 Índice de Heterogeneidad (HI)

El Índice de Heterogeneidad es todo aquel que permite evaluar el comportamiento de un pozo individual, con respecto del promedio de los pozos estudiados para una propiedad en especial. Matemáticamente se define como la variación del valor puntual de un pozo respecto al promedio de pozos, de modo que al obtener valores positivos de HI se afirma que el sujeto estudiado presenta una conducta superior al promedio del grupo y la obtención de valores negativos sugieren que el sujeto presenta una conducta inferior al promedio, y está representada de la siguiente manera:

Ecuación General del Índice de Heterogeneidad

$$HI = \frac{\text{valor}_{\text{Pozo}}}{\text{valor}_{\text{Promedio de Pozos}}} - 1$$

Fuente: SPE 81427, Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing

La comparación individual de la conducta de un pozo en contra de un grupo mayor, es una herramienta de gran utilidad para la vigilancia del comportamiento de los pozos mediante una serie de criterios, ya que por este medio es posible establecer los pozos que tienen un desempeño superior o inferior respecto al promedio.

En el desarrollo del proyecto aplicado, se realizaron las estimaciones de los Índices de Heterogeneidad del Acumulado de Aceite Producido y del Acumulado de Agua Producida; se crearon las siguientes variables de cálculo con el fin de realizar los ciclos de cómputo para cada pozo:

$$\text{❖ HI del Agua Producida Acumulada} = (\text{WaterT.Cum}/4558225.6)-1$$

$$\text{❖ HI del Aceite Producido Acumulado} = (\text{OilT.Cum}/691294.3)-1$$

Se calculó el índice de Heterogeneidad para los 20 pozos productores individualmente, y sus resultados son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 8. Cálculo del Índice de Heterogeneidad para la Producción Acumulada de Agua y Petróleo.

POZO	Producción Acumulada de Aceite (Bbl)	Producción Acumulada de Agua (Bbl)	HI ACEITE	HI AGUA
TIBU0009:BARCO	1084118	51373	0,5694327	-0,988728
TIBU0046:BARCO	1228385	1637527	0,7782821	-0,640713
TIBU0111:BARCO	447646	495640	-0,351961	-0,891252
TIBU0127:BARCO	730251	1171700	0,0571541	-0,742919
TIBU0200:BARCO	423330	24186	-0,387163	-0,994693
TIBU0203:BARCO	1917051	15425690	1,7752354	2,3845287
TIBU0223:BARCO	1074130	13259220	0,5549735	1,9091866
TIBU0224:BARCO	453621	920627	-0,343312	-0,798007
TIBU0225:BARCO	986106	11303621	0,4275448	1,4801114
TIBU0237K:BARCO	1271449	12854085	0,8406241	1,8202965
TIBU0253:BARCO	1016500	4772922	0,471545	0,04722
TIBU0365:BARCO	380353	539611	-0,449379	-0,881605
TIBU0396:BARCO	1589453	9742197	1,3009853	1,1375216
TIBU0397:BARCO	468773	12622140	-0,321377	1,7694058
TIBU0402:BARCO	322515	1060920	-0,533108	-0,767225
TIBU0408K:BARCO	10233	1182420	-0,985186	-0,740567
TIBU0409:BARCO	124204	519512	-0,820195	-0,886015
TIBU0410:BARCO	118112	261773	-0,829014	-0,942565
TIBU0492:BARCO	22780	97496	-0,967022	-0,978609
TIBU0494:BARCO	146402	3211480	-0,78806	-0,295374

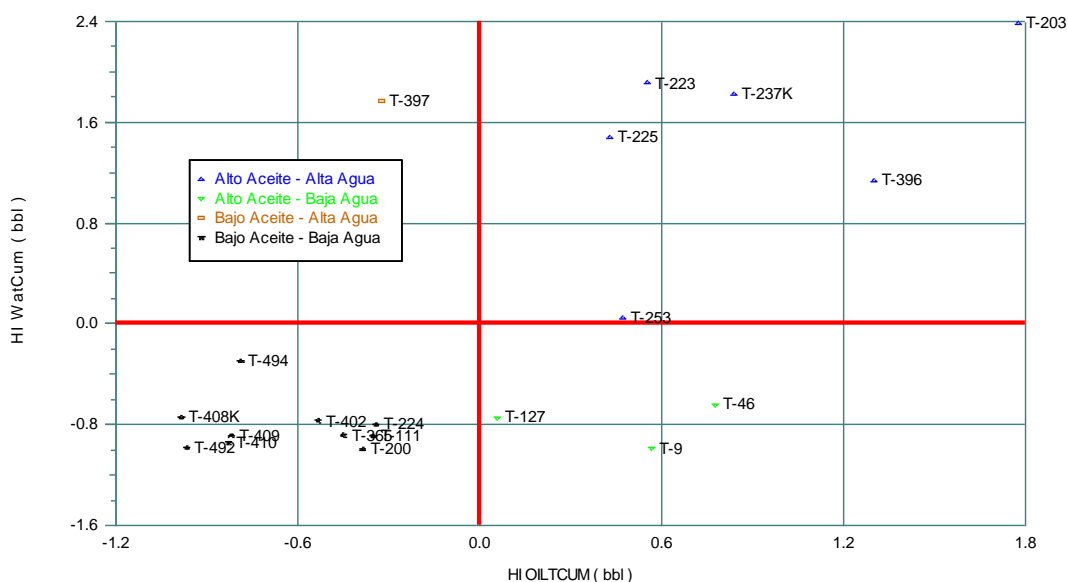
<b>TOTAL PRODUCCIÓN</b>	13815412	91154140
<b>PROMEDIO</b>	690770,6	4557707

Fuente: Los Autores

Los cálculos de los índices de heterogeneidad pueden ser expuestos mediante un gráfico de dispersión, de manera que se representa el HI del Agua Acumulada en el eje de las Abscisas y el HI del Petróleo Acumulado en el eje de las Ordenadas de la siguiente forma:

Figura 60. Índice de Heterogeneidad del Agua de Producción Acumulada vs. Índice de Heterogeneidad de Aceite Producido Acumulado.

DATE:2008/05



Fuente: Oilfield Manager Production Software

A través de esta representación gráfica, podemos establecer estadísticamente que los pozos ubicados en el Primer cuadrante del gráfico, son todos aquellos que presentan una Alta Producción de Aceite y Alta Producción de Agua, los ubicados en el Segundo cuadrante muestran una Baja Producción de Aceite y una Alta Producción de Agua, los ubicados en el Tercer cuadrante exhiben una Baja Producción de Aceite y de Agua y por último todos los pozos localizados en el cuarto cuadrante son todos aquellos cuyo comportamiento de producción de fluidos ha sido relativamente la mejor, ya que esos ostentan una Alta producción de Aceite y una Baja Producción de Agua. Esta clasificación puede ser tabulada y a continuación analizada para cada grupo de pozos por aparte

Tabla 9. Clasificación de los Pozos de la Estación según su desempeño

<b>HI ACEITE VS AGUA ACUMULADA</b>				
<b>1.- Alto Aceite - Alta Agua</b>				
<b>2.- Alto Aceite - Baja Agua</b>				
<b>3.- Bajo Aceite - Alta Agua</b>				
<b>4.- Bajo Aceite - Baja Agua</b>				
<b>Pozo</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
T-9		*		
T-46		*		
T-111				*
T-127		*		
T-200				*
T-203	*			
T-223	*			
T-224				*
T-225	*			
T-237K	*			
T-253	*			
T-365				*
T-396	*			
T-397			*	
T-402				*
T-408K				*
T-409				*
T-410				*
T-492				*
T-494				*

Fuente: Los Autores

A partir de lo apreciado en la clasificación de los pozos en la tabla anterior y analizando la situación en la que cada grupo ha sido ubicado es posible realizar un análisis acerca de la aplicabilidad de múltiples trabajos de workover para cada caso en particular.

De esta manera y contando con todos y cada uno de los análisis hechos previamente se dio por terminada la parte del análisis del comportamiento de la producción en la Estación K-27 del Campo Tibú. Por lo tanto mediante este capítulo se generaron las bases fundamentales para la determinación de oportunidades de desarrollo en el campo.

#### **4. ANÁLISIS CONJUNTO Y GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN**

Después de contar con el análisis previo acerca del desempeño que ha tenido la Estación K-27 durante el desarrollo de la producción en la Formación Barco, ha sido posible identificar diferentes patrones de comportamiento que permiten sacar conclusiones importantes a la hora de llegar a sugerir algún tipo de acción que contribuya a mejorar e incrementar el factor de recobro de aceite. Es sumamente importante tener en cuenta cualquier aspecto que pueda llegar a contribuir en la toma de decisiones acerca de las alternativas a generar, ya que esto ayuda de manera proporcional a reducir la incertidumbre en cuanto a los resultados esperados.

De esta manera y cumpliendo con el objetivo establecido para este trabajo se lleva a cabo un análisis conjunto de todas las variables estudiadas en el capítulo anterior, con el fin de generar las diferentes alternativas para el mejoramiento de la producción en la Estación.

##### **4.1 Operaciones de Workover**

Uno de los principales objetivos contemplados en el desarrollo del proyecto, es la búsqueda y aplicación de trabajos de reacondicionamiento de pozo, de manera que se busque mejorar la comunicación entre el yacimiento y los fluidos en el contenido.

Para esto se realizó un análisis al comportamiento de cada pozo productor, de manera que se tuvo en cuenta una gran cantidad de variables en las cuales se registran las cualidades tanto de yacimiento, como de las tendencias en la extracción de crudo y agua. Entre las variables se incluyeron aquellas tomadas en los siguientes análisis:

- ❖ Análisis Petrofísico
- ❖ Forecasts (Pronósticos)

- ❖ Gráficos de Comportamiento
- ❖ Índice de Heterogeneidad (HI)
- ❖ Revisión de Estados Mecánicos

Para el caso de las propiedades petrofísicas a tener en cuenta en la selección de trabajos de Workover, se llevó a cabo una evaluación determinada en cuanto a cada uno de los pozos productores y en cuanto al resto de las variables, se contó con la descripción hecha en el capítulo anterior.

#### 4.1.1 Evaluación de las Propiedades Petrofísicas para Trabajos de Workover

Antes de sugerir el desarrollo de cualquier trabajo de reacondicionamiento de pozos, es importante echar un vistazo a las propiedades físicas de la roca, de manera que el análisis de estas represente un acertado criterio de selección. De esta manera se hace necesario realizar una evaluación comparativa entre cada uno de los pozos en cuanto a dichas propiedades. Teniendo en cuenta la información disponible, las propiedades a evaluar desde el punto de vista petrofísico fueron:

- ❖ Capacidad de Flujo

El producto entre la permeabilidad y el espesor neto de la arena productora, representa el grado en que ésta pueda proveer un suministro de fluidos de yacimiento, de manera que es muy importante buscar realizar una clasificación de los pozos productores, según el grado de capacidad de flujo que cada uno presente. Para la clasificación de los pozos, se buscó darle un puntaje a cada uno según sus propiedades, de manera que se otorgó un valor cuantitativo entre 0,2 y 1 según su ubicación en el rango total de los datos obtenidos para la estación en general.

Tabla 10. Valoración de los pozos según Capacidad de Flujo

Puntaje		0,2		0,4		0,6		0,8		1	
K*Hnet	1277,2		8053,3		14829,5		21605,6		28381,7		35157,8

Fuente: Los Autores

El puntaje y clasificación total serán descritos al final del análisis de las propiedades, de manera que estos sean almacenados con los demás criterios de valoración, puntaje y clasificación.

#### ❖ Capacidad de Almacenamiento

Al igual que la capacidad de flujo, se tabuló la capacidad de almacenamiento según los datos petrofísicos de los pozos productores, se procedió a revisar la dispersión de los datos de la estación para establecer el criterio de selección del puntaje y están dispuestos de la siguiente manera

Tabla 11. Valoración de los Pozos según Capacidad de Flujo

Puntaje		0,2		0,4		0,6		0,8		1	
$\varnothing$ *Hnet	5,98		9,91		13,84		17,76		21,69		25,62

Fuente: Los Autores

#### ❖ Espesor Neto

Incluso cuando esta propiedad fue evaluada de manera implícita tanto en el cálculo de la capacidad de flujo como en la capacidad de almacenamiento, se decidió evaluar esta propiedad de manera individual, ya que el análisis del espesor neto es de vital importancia para estudiar la factibilidad de aplicación de un Workover. A continuación se procedió a buscar la relación entre los valores de yacimiento y los puntajes a devengar.

Tabla 12. Valoración de los Pozos según Capacidad de Flujo

Puntaje		0,2		0,4		0,6		0,8		1	
Hnet	35,59		58,61		81,63		104,64		127,66		150,68

Fuente: Los Autores

#### ❖ Calidad de la Roca

Recopilando todas las propiedades estudiadas en las variables anteriores, se incluyó el cálculo del producto de la Porosidad\*Permeabilidad\*Espesor neto, de manera que se pueda realizar una correcta comparación entre la calidad tenida en los 20 pozos productores sin discriminar el estado actual de cada uno de ellos.

Tabla 13. Valoración de los pozos según Capacidad de Flujo

Puntaje		0,2		0,4		0,6		0,8		1	
Calidad	364,20		912,56		1460,91		2009,27		2557,62		3105,98

Fuente: Los Autores

Luego de tener el criterio de selección en cuanto al puntaje para cada variable, se tabularon todos los valores de las propiedades petrofísicas correspondiente a cada uno de los 20 pozos, y se realizó la calificación respectiva. Posteriormente con la intención de realizar la evaluación, se llevó a cabo la sumatoria de los puntajes otorgados.

Se encontró que el promedio de los puntos para todos los pozos se encuentra en 2,23 y prestando atención a la calidad de los datos se estableció que todos aquellos pozos con un puntaje igual o mayor a los 2,5 puntos fuesen catalogados como “Buenos” en términos del conjunto de sus propiedades petrofísicas, de lo contrario, los pozos que incumplieran con este criterio fueron denominados como “Regulares”.

En la siguiente tabla se encuentran tabuladas todas las variables tenidas en cuenta para el análisis petrofísico así como el resultado de la evaluación hecha.

**Tabla 14. Evaluación del comportamiento de las propiedades petrofísicas para los pozos productores de la estación K-27**

POZO	K*HNET	PHI*HNET	Hnet (ft)	Calidad Roca	KHnet Puntaje	PhiHnet Puntaje	Hnet Puntaje	Calidad Puntaje	Puntaje Total	CALIFICACIÓN
TIBU0009:BARCO	3632,14	5,98	37,36	581	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8	REGULAR
TIBU0046:BARCO	6534,65	15,82	98,86	1046	0,2	0,6	0,6	0,4	1,8	REGULAR
TIBU0111:BARCO	9890,2	14,37	102,67	1385	0,4	0,6	0,6	0,4	2	REGULAR
TIBU0127:BARCO	9218,24	16,08	89,35	1659	0,4	0,6	0,6	0,6	2,2	REGULAR
TIBU0200:BARCO	17254,37	25,62	150,68	2933	0,6	1	1	1	3,6	BUENO
TIBU0203:BARCO	13525,35	18,21	107,14	2299	0,4	0,8	0,8	0,8	2,8	BUENO
TIBU0223:BARCO	20401,03	23,18	128,77	3672	0,6	1	1	1	3,6	BUENO
TIBU0224:BARCO	7446,93	17,37	108,54	1192	0,2	0,6	0,8	0,4	2	REGULAR
TIBU0225:BARCO	9236,69	18,04	106,12	1570	0,4	0,8	0,8	0,6	2,6	BUENO
TIBU0237K:BARCO	12929,97	20,02	117,77	2198	0,4	0,8	0,8	0,8	2,8	BUENO
TIBU0253:BARCO	17255,45	15,2	84,42	3106	0,6	0,6	0,6	1	2,8	BUENO
TIBU0365:BARCO	12500,63	7,12	35,59	2500	0,4	0,2	0,2	0,8	1,6	REGULAR
TIBU0396:BARCO	4460,65	12,61	78,81	714	0,2	0,4	0,4	0,2	1,2	REGULAR
TIBU0397:BARCO	2276,23	9,84	61,47	364	0,2	0,2	0,4	1	1,8	REGULAR
TIBU0402:BARCO	4816,69	10,94	68,38	771	0,2	0,4	0,4	0,2	1,2	REGULAR
TIBU0408K:BARCO	12661,57	21,5	119,46	2279	0,4	0,8	0,8	0,8	2,8	BUENO
TIBU0409:BARCO	5608,01	15,02	115,51	729	0,2	0,6	0,8	0,2	1,8	REGULAR
TIBU0410:BARCO	3672,27	12,66	84,42	551	0,2	0,4	0,6	0,2	1,4	REGULAR
TIBU0492:BARCO	15561,34	22,44	132,01	2645	0,6	1	1	1	3,6	BUENO
TIBU0494:BARCO	4039,59	18,27	130,52	566	0,2	0,8	1	0,2	2,2	REGULAR

Fuente. Los Autores

#### **4.1.2 Análisis Conjunto para la selección de Pozos Candidatos a Trabajos de Workover**

En este punto ya se tiene una clasificación adelantada de los pozos que muestran los mejores comportamientos según cada propiedad que ha sido evaluada, con lo que se busca integrar todos los criterios de selección de los pozos candidatos a tareas de workover, no es necesario asegurar que los pozos con las mejores propiedades tengan que ser aquellos a seleccionar para labores de reacondicionamiento. Una interpretación organizada de las cualidades de cada pozo será suficiente para evaluar el tipo de labor que requiera cada pozo según sea necesario.

Inicialmente se prestó atención hacia la agrupación de los pozos según sus propiedades petrofísicas, de esta manera se consideró pertinente la inclusión del indicativo “Bueno” y “Regular” en la sección “Petrofísica” del análisis conjunto para la selección.

Luego de tener en cuenta el indicativo de las propiedades de la roca de yacimiento, procedemos a evaluar las reservas estimadas de cada pozo en los análisis de declinación de curvas de producción (DCA), de manera que se tenga un pronóstico global de las reservas potenciales que tiene cada pozo; es importante aclarar que ningún trabajo de reacondicionamiento de pozo tiene como motivo incrementar las reservas de hidrocarburos que se tienen en la estación, de manera que tan sólo se busca obtener una aceleración en la producción de aceite y asimismo optimizar el Factor de Recobro de la estación. Se resaltaron los pozos los cuales obtuvieron un alto potencial en la evaluación realizada en el capítulo anterior.

Al evaluar el contenido de reservas, estamos asegurando que los pozos con unas cantidades considerables de reservas de petróleo podrán cubrir en su producción a futuro, los costos de inversión que representan cada uno de los trabajos a efectuar. Sabiendo que difícilmente el yacimiento aportará exactamente la misma cantidad de barriles de crudo estimada en el pronóstico, se asume una posición un poco pesimista y se aceptan todos los pozos con un contenido de reservas mayor a los 30.000 Bbls.

Siguiendo el orden de ideas, se incluye la clasificación de los pozos, según las conductas mostradas en los mapas de comportamiento e índices de heterogeneidad evaluados previamente.

A parte de los parámetros anteriormente mencionados, se incluyó el estado actual de los pozos. A continuación se presenta la tabulación de todos criterios tenidos en cuenta para la selección de pozos candidatos a la realización de trabajos de workover, mediante los cuales se espera mejorar las condiciones de comunicación entre la integridad del pozo y el yacimiento, mejorando sustancialmente las tasas de producción de cada uno de los pozo, generando un aumento en el factor de recobro actual de la estación.

Tabla 15. Criterios de Selección de los Pozos candidatos a trabajos de Reacondicionamiento.

Pozo	Petrofísica	Pronósticos		Comportamiento		Índice de Heterogeneidad				ESTADO
		Reservas	Qi	Alto Rendimiento	Bajo Rendimiento	HO-HW	HO-LW	LO-HW	LO-LW	
TIBU0009:BARCO	REGULAR	390492,6	58,33				*			INACTIVO
TIBU0046:BARCO	REGULAR	75450,0	18,77	*			*			ABANDONADO
TIBU0111:BARCO	REGULAR	51114,4	8,92						*	ACTIVO
TIBU0127:BARCO	REGULAR	59674,8	9,82				*			ACTIVO
TIBU0200:BARCO	BUENO	567344,0	79,78						*	ABANDONADO
TIBU0203:BARCO	BUENO	58454,2	10,06	*		*				ACTIVO
TIBU0223:BARCO	BUENO	15152,9	4,69	*		*				ABANDONADO
TIBU0224:BARCO	REGULAR	15586,0	3,7						*	ACTIVO
TIBU0225:BARCO	BUENO	23203,1	6	*		*				INACTIVO
TIBU0237K:BARCO	BUENO	182070,6	28,93	*		*				INACTIVO
TIBU0253:BARCO	BUENO	222414,2	46,91	*		*				ACTIVO
TIBU0365:BARCO	REGULAR	6098,2	1,76		*				*	ACTIVO
TIBU0396:BARCO	REGULAR	239082,1	38,86	*		*				ACTIVO
TIBU0397:BARCO	REGULAR	49225,4	12,5					*		ACTIVO
TIBU0402:BARCO	REGULAR	45816,0	8,03		*				*	ACTIVO
TIBU0408K:BARCO	BUENO	26476,2	10,03		*				*	INACTIVO
TIBU0409:BARCO	REGULAR	30691,8	6,79		*				*	ACTIVO
TIBU0410:BARCO	REGULAR	11799,5	4,23		*				*	ACTIVO
TIBU0492:BARCO	BUENO	7666,1	2,66		*				*	ABANDONADO
TIBU0494:BARCO	REGULAR	52033,5	10,84		*				*	ACTIVO

Fuente. Los Autores

#### **4.1.2 Resultado del Análisis Conjunto para la selección de Pozos Candidatos a Trabajos de Workover**

Teniendo en cuenta tanto las propiedades previamente tabuladas y evaluadas, así como la revisión de los estados mecánicos y todos los eventos que afectaron de alguna manera el desarrollo de la producción en cada uno de los pozos, se resolvió postular a los siguientes pozos para la realización de Fracturamientos Hidráulicos en la arena conformada por la formación barco:

- ❖ T-203
- ❖ T-396
- ❖ T-409
- ❖ T-494

Los criterios de mayor relevancia tenidos en cuenta para esta selección, fueron en definitiva, el estado actual de cada uno de los pozos, así como los tratamientos hechos en su vida productiva (pozos ya fracturados o acidificados) y aspectos como lo fueron cortes de agua superiores al 99%, y caudales por debajo de 2 barriles por día, siendo estos los criterios que determinan el límite económico para los pozos de la estación K-27. Por ejemplo, es el caso del pozo Tibu-9, el cual a simple vista y con los pronósticos hechos, sería un candidato ejemplar para algún tipo de tratamiento, sin embargo, este tuvo que ser cerrado debido a que superó los criterios previamente mencionados. De la misma manera se realizó la evaluación para todos los pozos tabulados, obteniendo como únicos y posibles trabajos los ya mencionados. 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 este, aunque es muy valioso cualquier aporte que se logre obtener y que pueda llevar a optimizar la producción.

Se decidió fracturar debido a parámetros importantes como lo son los bajos caudales presentes en estos pozos y un número de reservas considerables. Por otro lado en la historia del campo los fracturamientos han dado unos muy buenos resultados en cuanto al incremento de la producción.

Adicionalmente mediante la revisión de todos los files existentes para cada pozo, se encontró que en especial el pozo T-397 tiene reportes en los cuales se señala el bloqueo de las zonas productoras en general por el lodo utilizado como medida de control de la presión de fondo. De esta manera se recomienda la aplicación de una acidificación en las zonas abiertas al yacimiento.

## **4.2 Localización de pozos infill**

De acuerdo con los objetivos establecidos para este trabajo, se empleó el análisis hecho con el fin de poder ubicar nuevos pozos infill que cumplan con la función principal de incrementar el factor de recobro y optimizar de esta manera la explotación.

### **4.2.1 Criterios para la selección**

En busca de poder ubicar de manera más estratégica y óptima los nuevos pozos que tengan como objetivo ayudar a drenar aquellas zonas que poseen un buen potencial pero que con los pozos existentes no ha sido posible llegar a ellas, se desarrolló un método el cual consintió en ubicar zonas que cumplieran con los siguientes requisitos.

- ❖ Espaciamiento entre pozos.
- ❖ Bajo Bsw.
- ❖ Buena capacidad de flujo.
- ❖ Buena capacidad de almacenamiento.
- ❖ Buen numero de reservas.

De acuerdo a las características observadas durante el análisis se diseñó la siguiente tabla en la cual se puede dar un valor cuantitativo a cada variable. De esta manera los colores presentes en cada uno de los mapas de grillas, están ubicados dentro de un rango de valores.

Tabla 16. Tabla de los criterios para la selección de zonas para perforación Infill

	<b>K-HNET</b>	<b>PHI-HNET</b>	<b>BSW (Fr)</b>	<b>RESERVAS (Bbls)</b>
	1.277,3	5,98	0	0
	8.053,402	9,908	0,2	113.468,794
	14.829,504	13,836	0,4	226.937,588
	21.605,606	17,764	0,6	340.406,382
	28.381,708	21,692	0,8	453.875,176
	35.157,81	25,62	1	567.343,97

Fuente. Los Autores

De la tabla anterior fueron seleccionadas las zonas que cumplieran con los siguientes requisitos para cada variable.

- ❖ Capacidad de flujo (K-HNET), por encima de 8.053,402.
- ❖ Capacidad de almacenamiento (PHI-HNET), por encima de 9,908.
- ❖ Reservas por encima de 113.468,794.

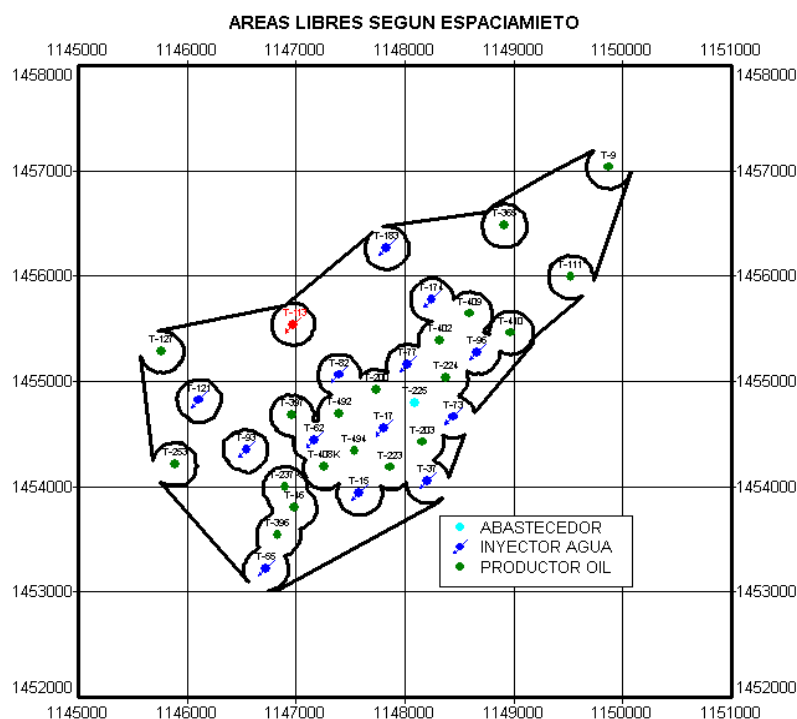
Es decir, en los mapas corresponde a las zonas donde haya presencia del color verde hacia abajo. Con respecto al Bsw se tomo por debajo de 0,8, por lo tanto en el mapa se seleccionan todos los colores a excepción del último.

#### **4.2.2 Selección de las áreas y ubicación de nuevos pozos Infill**

Contando con el análisis hecho a continuación se logran apreciar todos los mapas tenidos en cuenta así como sus respectivas características.

La siguiente figura hace referencia a las áreas libres en cuanto al espaciamiento que se tiene en la Estación. Dichas áreas se obtuvieron mediante el uso de la aplicación Anotation, la cual permite realizar cualquier tipo de figura en el mapa base del campo, y teniendo en cuenta los voronoi de 30 acres seleccionados en el análisis.

Figura 61. Mapa Base de la Estación K-27 del Campo Tibú



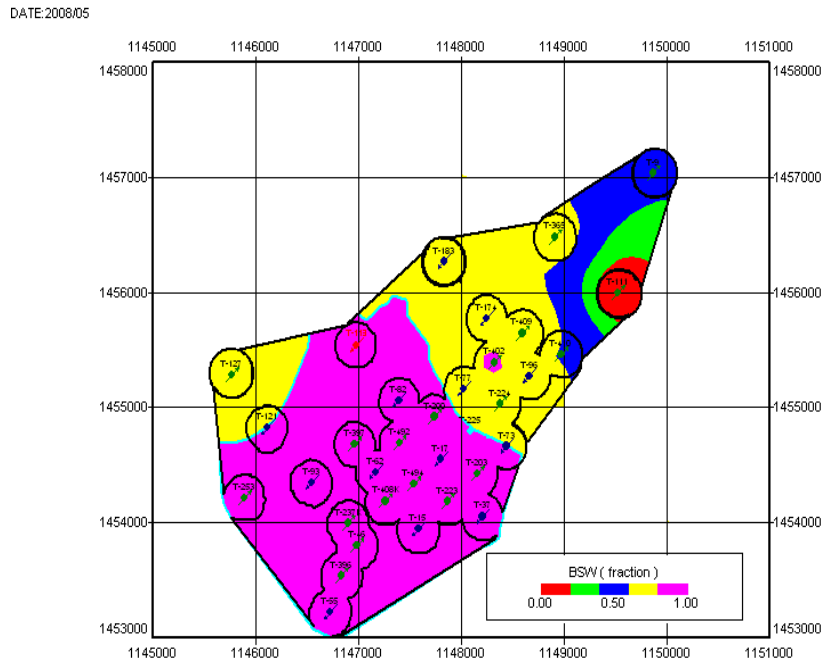
Fuente. Oilfield Manager Production Software

De esta manera ya se cuenta con las áreas en las cuales caben algunos pozos sin llegar a alterar el espaciamiento presente. Cabe resaltar lo mencionado en el capítulo anterior en cuanto al pozo T-113 (Pozo de color rojo), el cual aunque no forme parte de la estación K-27, fue tenido en cuenta, ya que este pozo cumple la función de inyectar agua en la Formación Barco desde la estación K-32 e influencia a los pozos de la Estación en estudio.

El siguiente paso consintió en ubicar la zona que cumpliera con el requisito del Bsw bajo, para lo cual mediante el uso de un mapa de grilla se graficó la distribución de esta variable en el yacimiento y luego se seleccionó el área que cumpliera con lo establecido. Esta área de extensión “.ga, fue convertida por medio un artificio a un

archivo de extensión \*.ano (Anotation) el cual puede ser cargado en el mapa base. La siguiente figura evidencia los resultados obtenidos mediante este procedimiento.

Figura 62. Mapa de la distribución del Bsw



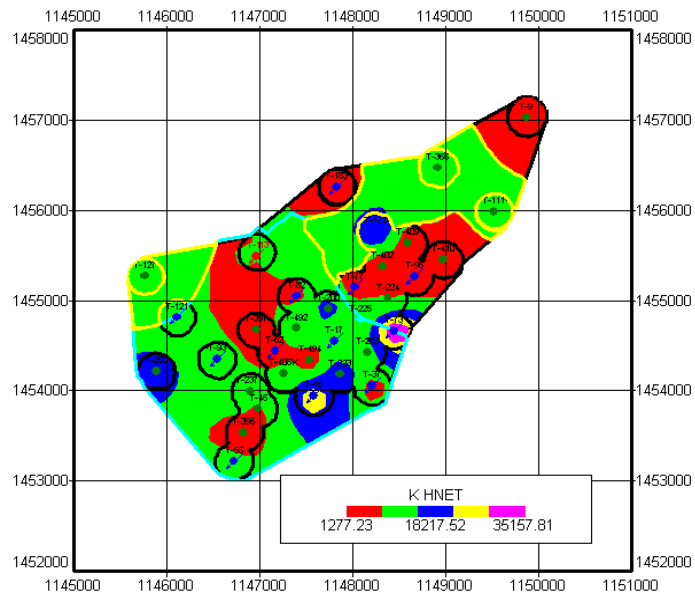
Fuente. Oilfield Manager Production Software

Se puede apreciar que a medida que se va llevando a cabo el desarrollo de los procesos para la selección se reduce cada vez más las áreas disponibles. En este caso se puede observar que el área que cumple con el criterio de un alto Bsw se encuentra delimitada por una línea de color celeste, entonces las zonas que cumplen con el criterio de selección en cuanto a esta variable son las que quedan fuera de la delimitación. Es de resaltar el hecho de que en esta área es donde se cuenta con un mayor número de pozos y donde se ha implementado con mayor índice la inyección de agua.

Continuando con el desarrollo de los criterios, a continuación se mostraran las graficas empleadas y las áreas seleccionadas que cumplieron con el criterio de las propiedades de capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo. Logrando evaluar de esta manera las propiedades petrofísicas. Teniendo en cuenta las selecciones anteriores, se

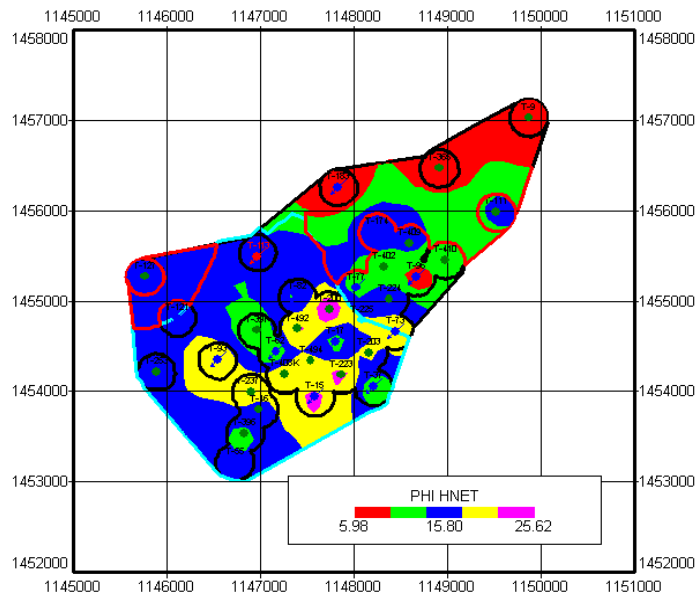
tomaron áreas que no superaran el criterio del Bsw y a su vez que se ubicaran en las zonas libres ya establecidas.

Figura 63. Mapa de áreas que cumplen con el criterio de Capacidad de flujo



Fuente. Oilfield Manager Production Software

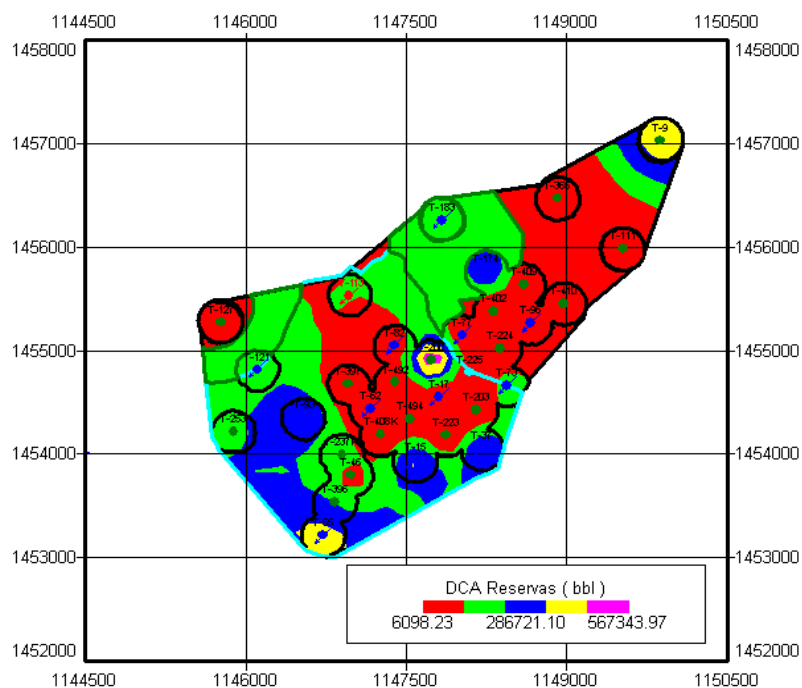
Figura 64. Mapa de áreas que cumplen con el criterio de Capacidad de almacenamiento



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Para cumplir con el último criterio de selección el cual hace referencia a la cantidad de reservas existente en el yacimiento se llevó a cabo al igual que con los anteriores, la ubicación de las áreas que cumplieran con lo establecido. Por lo tanto las áreas seleccionadas son las mostradas en la siguiente figura.

Figura 65. Mapa de áreas que cumplen con el criterio de cantidad de reservas

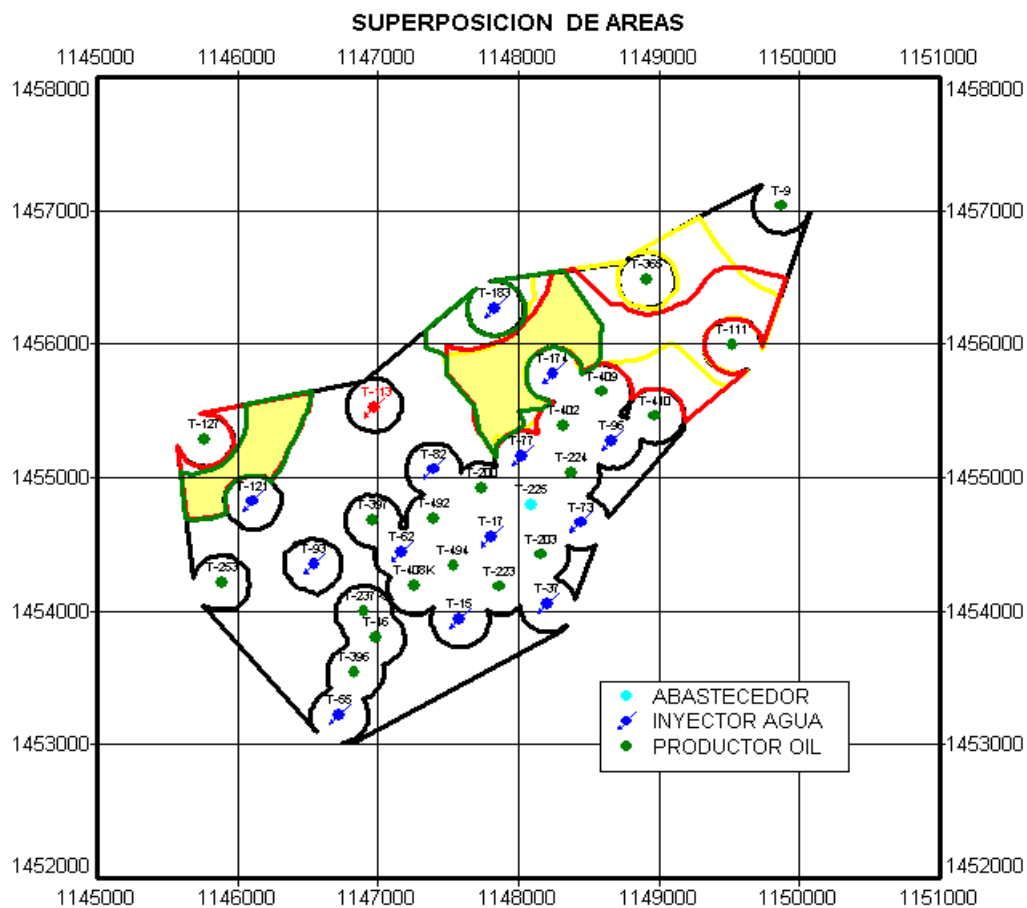


Fuente. Oilfield Manager Production Software

La línea de color verde ubicada en el mapa se encuentra demarcando las áreas que han cumplido con el número de reservas mínimo establecido y de la misma manera que en los mapas anteriores no se tuvieron en cuenta las zonas que tuviesen un Bsw superior al establecido.

De esta manera y contando ya con los diferentes archivos de extensión \*.ano que encierran las áreas que cumplieron los requisitos establecidos, se llevó a cabo una superposición de estas en el mapa base de la Estación, con el fin de poder encontrar las zonas comunes entre todas. La siguiente figura logra evidenciar la superposición y las zonas que cumplieron con lo estipulado.

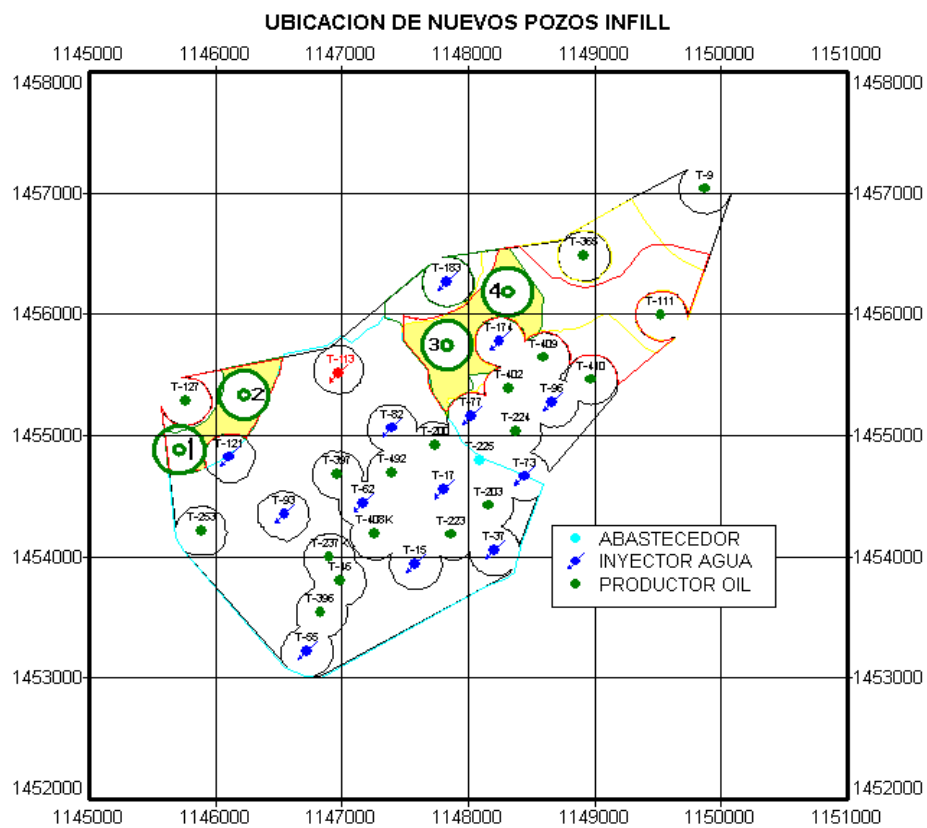
Figura 66. Mapa de la superposición de áreas que cumplieron con los criterios para ubicación de pozos Infill.



Fuente. Oilfield Manager Production Software

De esta manera se pueden apreciar dos zonas las cuales según los criterios planteados serían las óptimas para la ubicación de nuevos pozos Infill. El paso a seguir fue la ubicación de los pozos en estas áreas, lo cual se desarrolló teniendo en cuenta una ubicación estratégica y lo más óptima posible en cuanto al espaciamiento. Considerando lo dicho anteriormente se ubicaron 4 pozos en las dos zonas, los cuales fueron puestos mediante el uso de anotación en el mapa base. La gráfica siguiente muestra la ubicación de los nuevos pozos en la Estación junto con los diagramas de Voronoi para cada uno de ellos.

Figura 67. Mapa de la ubicación de los nuevos pozos Infill.



Fuente. Oilfield Manager Production Software

De esta manera se pueden observar cada uno de los pozos ya ubicados en la zona seleccionada. De acuerdo a esta ubicación se procedió a evaluar cada una de las características que hacen referencia a estos nuevos pozos, para lo cual se generó la siguiente tabla, en la cual se estipulan las propiedades más importantes.

Tabla 17. Tabla de propiedades de nuevos pozos

VARIABLE	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4
Coordenada X	1.145.712,125	1.146.224,128	1.147.831,113	1.148.312,185
Coordenada Y	1.454.884,386	1.455.336,177	1.455.745,734	1.456.186,007
Capacidad de flujo	10.153,000	9.411,000	11.022,000	11.737,000
Capacidad de almacenamiento	16,480	16,220	12,890	12,440
Permeabilidad (md)	108,000	99,430	139,000	173,600
Porosidad (frac)	0,170	0,170	0,170	0,170
Espesor neto (ft)	94,320	93,270	75,470	72,640
Bsw (frac)	0,710	0,720	0,720	0,690
Qi (BPPD) (Ponderación forecast)	27,70	25,62	26,87	26,63
Qi (BPPD) (Ponderación Optimista)	208,67	198,50	123,10	113,93
Qi (BPPD) (Valor medio)	118,18	112,06	74,99	70,28
Di (M.n)	0,002824128	0,002896778	0,002411221	0,002520930
Di (Anual)	0,033890	0,034761	0,028935	0,030251
Coefficiente B	0,820090979	0,856144769	0,762774573	0,699589210
Reservas (Bbls) (Forecast)	159.855,000	146.572,000	160.004,000	156.408,000
Reservas (Bbls) (Optimista)	1.198.402,863	1.135.007,880	731.123,932	668.396,013
Reservas (Bbls) (Medio)	678.743,986	640.750,544	445.356,036	412.311,169

Fuente. Los Autores

Esta tabla se obtuvo mediante el uso de la aplicación Grid Cell Value, hecha en cada uno de los mapas de grid que muestren estas propiedades. Dicha aplicación es una de las más confiables ya que esta realiza una ponderación de cada variable y la distribuye en toda el área de interés. De esta manera al tener ubicados los puntos de cada pozo fue fácil obtener estos valores.

En cuanto a las variables correspondientes a cada uno de los caudales iniciales como fuente representativa a la hora de obtener respuesta directa en la cantidad de reservas estimadas para cada pozo, se tuvo en cuenta el desarrollo de tres escenarios los cuales corresponden, en cuanto al forecast a la ponderación hecha entre los caudales iniciales obtenidos en los pronósticos de la producción realizados a los pozos productores a partir de diciembre de 2008, en cuanto al escenario optimista se realizó una ponderación entre los caudales iniciales de producción obtenidos en el momento de la perforación de los pozos de la estación y por último un escenario medio el cual representa el punto central entre los escenarios anteriores.

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Con el fin de determinar la factibilidad de la aplicación de los trabajos sugeridos en el proyecto, se llevó a cabo el análisis económico por medio del estudio de diferentes indicadores, los cuales son empleados para demostrar la conveniencia o no de la implementación de los resultados obtenidos mediante el análisis avanzado de ingeniería.

Los métodos utilizados para llevar a cabo la evaluación económica del proyecto, tienen en cuenta el comportamiento del valor del dinero en el tiempo. Esto es realizado mediante la valoración de los criterios de Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno.

El análisis económico es usado como un método de calificación de las propuestas establecidas en el proyecto, desde el punto de vista de la generación de utilidades económicas para el dueño y operador del campo.

### 5.1 Flujo de Caja<sup>7</sup>

En finanzas y en economía se entiende por flujo de caja como la acumulación neta de activos en un período dado y, por lo tanto, este constituye un indicador importante del desempeño de un proyecto de inversión. Básicamente es el resultado de la diferencia entre los ingresos y los egresos de un proyecto o de una empresa, para un periodo de tiempo.

#### ❖ Ingresos

En el análisis del flujo de caja, los ingresos son todas aquellas ganancias obtenidas como resultado de la negociación de los productos de hidrocarburos extraídos por cada uno de los pozos productores que constan la estación K-27. Como en todo negocio, es

---

<sup>7</sup> SERRANO, Javier. Matemática financiera y evaluación de proyectos. Universidad de los Andes. Enero de 2004

de esperar que luego de realizar una inversión para la ejecución de un proyecto cualquiera, el conjunto de todas las utilidades en el tiempo debe exceder en cierta manera al conjunto de los costos de inversión y de operación del trabajo propuesto.

❖ 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.

1. Costos de Inversión
2. Costos de Operación
3. Impuestos devengados al estado
4. Regalías por Explotación de recursos Naturales (20% de la producción).

## **5.2 Precio de Referencia de Crudo (WTI)**

La fiscalización de cada barril de crudo producido en el Campo Tibú debe estar sujeta a una corrección, la cual se realiza mediante la comparación entre las cualidades del crudo producido por la estación y el crudo de referencia WTI (West Texas Intermediate), debido a factores como la gravedad API y contenido de Azufre en el crudo producido.

En la actualidad el costo del barril de crudo de referencia WTI ronda los 50 USD/Bbl, y sabiendo que el factor de ajuste del campo por calidad es del 95% se tiene que cada barril de petróleo producido en el campo Tibú tiene un valor real por barril de 47,5 USD/Bbl. Este valor fue el seleccionado para el análisis económico de este proyecto.

### 5.3 Indicadores de Rentabilidad

#### ❖ Valor Presente Neto (VPN)

El Valor Presente Neto es el resultado algebraico de traer a valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada, todos los flujos (positivos o negativos) relacionados con un proyecto. Analíticamente, el valor presente neto mide el aporte económico de un proyecto a los inversionistas. Esto significa que refleja el aumento o disminución de la riqueza de los inversionistas al participar en los proyectos.

El valor numérico del valor presente neto puede ser interpretado de varias formas; esto dará lugar a la toma de decisiones acerca de la inversión del proyecto:

**VPN > 0:** Para este caso, las utilidades que representa la implementación del proyecto, son mayores a los costos de inversión; de esta manera se dice que el proyecto es viable e igualmente atractivo.

**VPN < 0:** En casos con datos de Valor Presente Neto menores a cero, no es viable el desarrollo del proyecto, ya que se tiene que la inversión para la implementación del proyecto nunca será cubierta según el tiempo de estudio de la proyección de los negocios.

**VPN = 0:** En esta situación la aprobación o denegación del proyecto resulta indiferente, ya que el costo de inversión es apenas cubierto por las utilidades que deja la aplicación del mismo.

#### ❖ Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

Representa la tasa de interés a la cual una determinada empresa o grupo de inversionistas se encuentran dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del proyecto estudiado. Esta tasa de interés es fijada a partir del margen de utilidades que se desee obtener 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 15%.

#### ❖ Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno corresponde a aquella tasa de interés que hace igual a cero (0) el valor presente neto de un proyecto. Esta es la rentabilidad de los fondos que realmente se encuentran invertidos en el proyecto. O la rentabilidad que el proyecto le permite generar a un dólar, mientras el mismo se encuentre invertido en el proyecto.

Con frecuencia se habla de la tasa interna de retorno como la Rentabilidad del proyecto. En un sentido estricto esto será cierto si los fondos que libera el proyecto se reinvierten a una tasa de interés igual a esa tasa interna de retorno. Esto es, la rentabilidad final del proyecto durante un cierto período depende finalmente de la forma como se inviertan los fondos que libera el proyecto en fechas anteriores a su culminación.

#### ❖ Relación Costo Beneficio

La relación costo beneficio, es aquella que permite al analista económico, establecer el grado de ganancia que ha tenido cada dólar invertido en un determinado proyecto. Si el valor obtenido para la relación costo beneficio es mayor a la unidad, es entendible que la inversión del proyecto ha tenido cierto nivel de utilidad, lo cual justifica la aplicación del proyecto.

### **5.4 Teoría de Arps para la Predicción de la Producción de Crudo**

Con el fin de realizar el análisis económico durante el desempeño tanto de los nuevos pozos a perforar, como de los pozos seleccionados para la aplicación de trabajos de Workover, es necesario recurrir a un mecanismo de predicción de la producción de estos pozos.

Para la predicción de la producción de los pozos estudiados, fue necesaria la implementación de la metodología desarrollada por Arps<sup>8</sup>, 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

---

<sup>8</sup> Fuente: SPE 80909, A Generalized Hyperbolic Decline Equation with Rate-Time Dependent Function.

comportamiento a futuro de la producción obedeciendo a una declinación de tipo hiperbólico.

$$Q(t) = Q_i * (1 + b * D_i * t)^{-\frac{1}{b}} \quad [\text{Bbl}]$$

En donde:

$Q_i$  = Caudal inicial (Bbl/día)

$b$  = Exponente de Ajuste

$D_i$  = 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 solución<sup>9</sup> de la integral definida entre un año y otro con el fin de obtener la producción acumulada de aceite para cada año de predicción.

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

$$N_p = \left\{ \frac{Q_i^b \times (Q_i^{1-b} - Q_f^{1-b})}{(1-b)} \right\} / D_i$$

Donde:

$Q_i$  = 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)

---

<sup>9</sup> Fuente: SPE 81427, A Generalized Hyperbolic Decline Equation with Rate-Time and Rate-Cumulative Relationships.

## 5.5 Análisis Económico a los trabajo de Workover

Luego de tener la selección de los pozos a los cuales se recomienda aplicar los fracturamientos, se hace necesario establecer un punto de comparación entre el estado actual de la producción del pozo y el estado futuro en el cual se incluya la aplicación del trabajo de reacondicionamiento. De esta manera a continuación se establecen las diferencias obtenidas para cada uno de los escenarios.

Tabla 18. Variables para la ecuación de Arps

	Variable	T-203	T-396	T-409	T-494
Antes del tratamiento	Q [Bbl/dia]	10,056	38,865	6,790	10,839
	Di [A.n]	0,03144966	0,02529846	0,05572891	0,06649344
	b	0,67920926	1	0,00000001	1
Después del tratamiento	Q [Bbl/dia]	56,556	85,365	53,29	57,339
	Di [A.n]	0,75847681	0,22983814	0,63413485	1,3642057
	b	0,67920926	1	0,00000001	1

Fuente: Los Autores

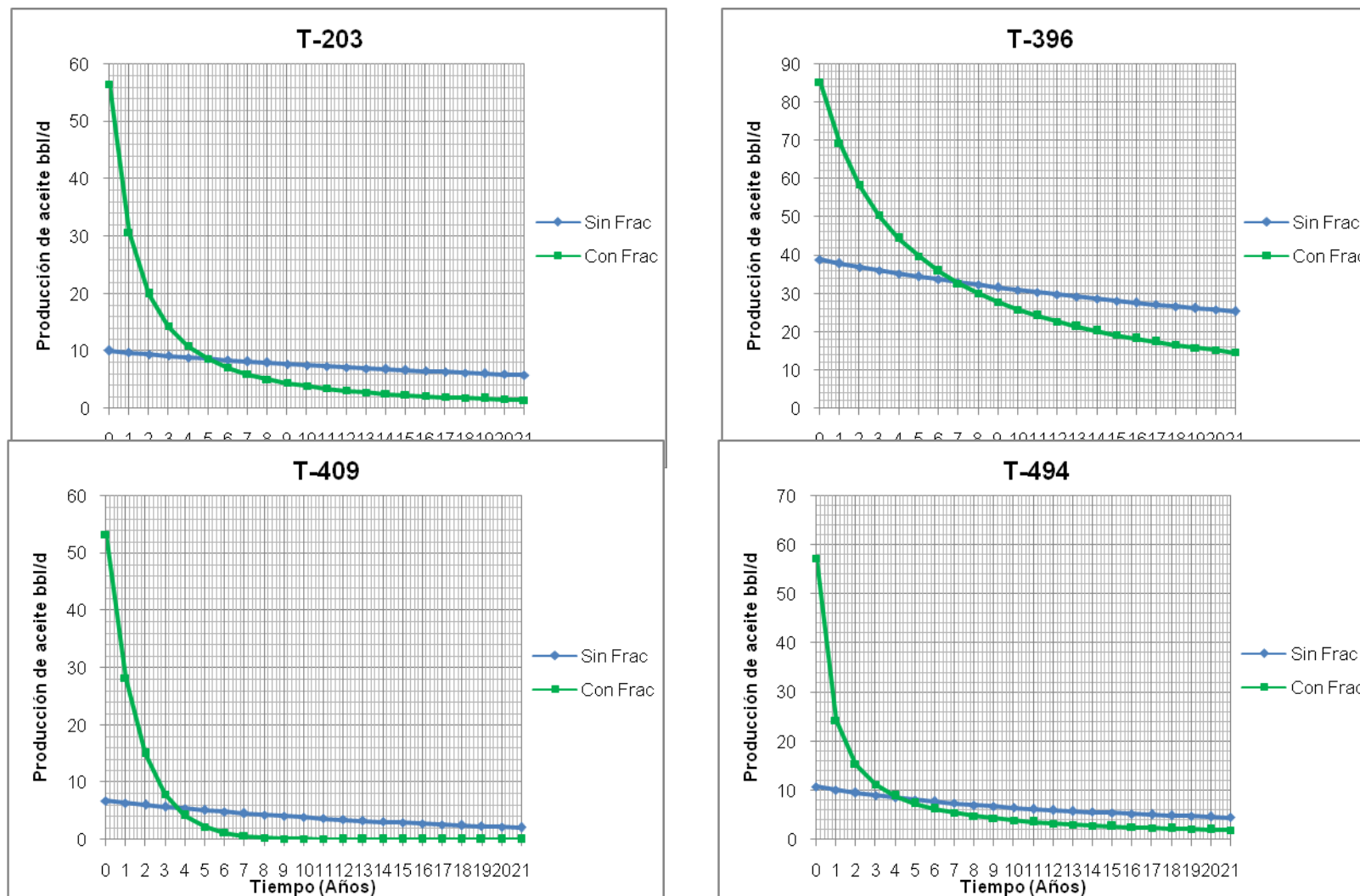
Los valores correspondientes a la tabla anterior fueron obtenidos para cada uno de los escenarios de la siguiente manera:

- ❖ Antes del tratamiento: Estos datos fueron obtenidos del análisis de declinación (DCA), hecho durante la evaluación del desempeño de la Estación.
  
- ❖ Después del tratamiento: Con respecto al caudal inicial de cada uno de los pozos fracturados se realizó un incremento de 46,5 Bbl/d al caudal obtenido sin el tratamiento. Este incremento se determinó después de realizar una revisión a las respuestas tenidas en los pozos vecinos que ya han sido fracturados y haciendo un promedio aritmético entre estas respuestas, dicho promedio correspondió al valor de 62 Bbl/d en el incremento, sin embargo por sugerencia de las personas interesadas en el proyecto y siendo un poco pesimistas se contempló la reducción en un 25% de éste. Con respecto al nuevo índice de declinación se llevó a cabo al igual que con el caudal una revisión en el comportamiento de los pozos ya fracturados y además se realizó un ajuste el cual permitirá obtener la misma cantidad de hidrocarburo

producido en los 21 años de pronóstico, de esta manera se ratifica que un fracturamiento cumple con la función de recuperar más rápidamente las reservas mas no efectúa un incremento de estas. Para el comportamiento del coeficiente  $b$  en la ecuación de Arps se conservó el mismo valor ya que este no cambia sustancialmente durante este tipo de trabajos, esto se pudo evidenciar en la revisión hecha para los pozos ya fracturados.

Las siguientes gráficas muestran las tendencias que sufre la producción de hidrocarburos en cada uno de los dos escenarios.

Figura 68. Tendencias de la producción con y sin Fracturamientos



Fuente: Los Autores

Teniendo en cuenta que para el análisis económico se requiere contar con la producción anual en cada uno de los escenarios, se generó la siguiente tabla donde con ayuda de la integral hecha a la ecuación de Arps se lograron obtener.

Tabla 19. Petróleo producido por año (Pozos sin fracturar)

<b>Np SIN TRATAMIENTO</b>				
<b>TIEMPO [Años]</b>	<b>T-203</b>	<b>T-396</b>	<b>T-409</b>	<b>T-494</b>
1	3613,720487	14009,25589	2410,557303	3830,25865
2	3504,129149	13667,76754	2279,894243	3598,52298
3	3400,006155	13342,52999	2156,31374	3393,23753
4	3300,975856	13032,41395	2039,431769	3210,11393
5	3206,695197	12736,386	1928,885488	3045,74897
6	3116,850322	12453,5086	1824,331113	2897,39735
7	3031,153587	12182,92263	1725,444139	2762,83033
8	2949,340933	11923,84743	1631,917321	2640,21023
9	2871,169564	11675,56211	1543,460072	2528,01116
10	2796,415883	11437,40428	1459,797691	2424,96351
11	2724,873673	11208,76882	1380,669984	2329,98793
12	2656,352469	10989,0967	1305,831404	2242,17151
13	2590,676112	10777,86872	1235,049501	2160,73481
14	2527,681453	10574,60802	1168,104213	2085,00932
15	2467,217199	10378,87258	1104,787306	2014,40979
16	2409,142876	10190,25278	1044,903306	1948,43551
17	2353,327897	10008,36389	988,2648652	1886,64656
18	2299,650719	9832,857282	934,6964193	1828,65715
19	2247,998097	9663,398032	884,0318245	1774,12645
20	2198,264393	9499,682342	836,1131665	1722,75191
21	2150,350966	9341,420105	790,7920462	1674,27064
<b>TOTAL</b>	58.415,99	238.926,79	30.673,28	51.998,50
<b>RESERVAS</b>	58.454,21	239.082,08	30.691,76	52.033,54

Fuente: Los Autores

Tabla 20. Petróleo producido por año (Pozos Fracturados)

<b>Np CON TRATAMIETO</b>				
<b>TIEMPO [Años]</b>	<b>T-203</b>	<b>T-396</b>	<b>T-409</b>	<b>T-494</b>
1	15118,29709	28046,23098	14404,24359	13200,32982
2	9001,352663	23226,80094	7639,926515	6988,593013
3	6150,761328	19823,33077	4052,172584	4783,575625
4	4549,38208	17290,99673	2149,248616	3641,196358
5	3543,488131	15332,97373	1139,948993	2940,607052
6	2862,541559	13773,63567	604,622295	2466,597086
7	2376,073905	12502,38809	320,6881306	2124,399759
8	2014,121577	11446,10169	170,0911258	1865,684894
9	1736,10669	10554,47776	90,2153422	1663,198766
10	1517,027103	9791,782006	47,84968997	1500,392449
11	1340,717302	9131,925314	25,37919888	1366,637787
12	1196,30596	8555,415342	13,46097878	1254,790412
13	1076,238769	8047,394505	7,139625329	1159,873485
14	975,1189475	7596,339882	3,786815671	1078,312607
15	888,9984166	7193,175217	2,008505021	1007,47186
16	814,928838	6830,657745	1,065299414	945,3680016
17	750,6684149	6502,932993	0,565028618	890,4786857
18	694,4852312	6205,221716	0,299687916	841,614376
19	645,022206	5933,580296	0,158952726	797,8355708
20	601,2024023	5684,727649	0,084307603	758,3867173
21	562,161382	5455,910977	0,044716266	722,6556744
<b>TOTAL</b>	58.415,00	238.926,00	30.673,00	51.998,00
<b>RESERVAS</b>	58.454,21	239.082,08	30.691,76	52.033,54

Fuente: Los Autores

En las tablas anteriores se puede evidenciar que los pronósticos de la producción hechos para cada uno de los escenarios, no superan la reservas obtenidas mediante los cálculos hechos en el análisis de desempeño en cuanto al cálculo de las reservas para todos los pozos de la Estación, en cambio se observa que la sumatoria del aceite producido es un poco menor, esto se puede explicar como un pequeño error asociado a la cantidad de cifras significativas tomadas para el cálculo mediante Excel.

Contando con esta información y con los valores referentes al precio del WTI así como a la corrección que hay que hacerle al crudo con respecto al estándar, se pueden generar los ingresos anuales para cada uno de los escenarios (Sin fracturar y fracturado).

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 Tibú se requiere de 20,88 USD. Este valor comprende todos los gastos en cuanto a regalías, impuestos devengados y costos operacionales.

Como última variable para poder generar el flujo neto en el caso de fracturar los pozos se tuvo un valor de la inversión aproximado de 300.000 USD por fracturamiento. De esta manera ya se cuenta con la información necesaria para evaluar el valor presente neto de este escenario. Para el escenario donde no se fracturan los pozos el valor presente neto no tiene en cuenta el valor de la inversión y los egresos seguirán siendo calculados de la misma manera.

Contando con esta información se generó el cálculo del valor presente neto para cada uno de los escenarios, obteniendo como resultados los siguientes valores.

Tabla 21. Valor presente neto para pozos fracturados y sin fracturar

<b>VPN [USD]</b>			
<b>POZO</b>	<b>SIN FRACTURAR</b>	<b>FRACTURADO</b>	<b>DIFERENCIA</b>
<b>TIBU-203</b>	<b>617.162,60</b>	<b>664.445,70</b>	<b>47.283,10</b>
<b>TIBU-396</b>	<b>2.472.524,05</b>	<b>2.781.455,97</b>	<b>308.931,91</b>
<b>TIBU-409</b>	<b>357.775,99</b>	<b>350.334,31</b>	<b>-7.441,68</b>
<b>TIBU-494</b>	<b>581.745,48</b>	<b>520.127,74</b>	<b>-61.617,74</b>

Fuente: Los Autores

Como única forma de comparar el resultado de la implementación de los trabajos de Workover en la Estación, se presentó la diferencia entre el valor presente neto para cada uno de los dos escenarios, obteniendo como resultado la viabilidad de dos de los fracturamientos sugeridos. Cabe resaltar que estas respuestas están totalmente ligadas

al comportamiento del precio del petróleo en la economía mundial, por lo tanto se puede considerar que estos fracturamientos fuesen totalmente rentables con un precio del barril superior al actual.

## 5.6 Análisis Económico a los nuevos pozos Infill

Con la intención de evaluar la viabilidad de la perforación de los cuatro nuevos pozos, se llevó a cabo la valoración económica para cada uno de ellos en cuanto a los parámetros de valor presente neto, tasa interna de retorno, relación costo beneficio y teniendo en cuenta la tasa de oportunidad (TIO) para la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL).

Contando con la ecuación de Arps y su respectiva integral fueron empleadas al igual que en los tratamientos de workover como mecanismo para evaluar el comportamiento de la producción en cada uno de los cuatro pozos. Con respecto a la variables necesarias para la evaluación de cada uno de lo tres escenarios de producción de los cuatro pozos, se tiene la siguiente tabla.

Tabla 22. Variables correspondientes a cada uno de los nuevos pozos, necesarias para la predicción de la producción.

VARIABLE	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4
Qi (BPPD) (Ponderación forecast)	27,70	25,62	26,87	26,63
Qi (BPPD) (Ponderación Optimista)	208,67	198,50	123,10	113,93
Qi (BPPD) (Valor medio)	118,18	112,06	74,99	70,28
Di (M.n)	0,002824128	0,002896778	0,002411221	0,002520930
Di (Anual)	0,033890	0,034761	0,028935	0,030251
Coeficiente B	0,820090979	0,856144769	0,762774573	0,699589210

Fuente: Los Autores

Con esta información se lograron realizar los cálculos correspondientes al comportamiento de la producción en el tiempo (21 años), así como el cálculo del petróleo producido anualmente durante este lapso. Contando con respuestas similares en cuanto a la predicción de las reservas hecha por parte de OFM y el acumulado de la producción desarrollada en Excel. Las siguientes gráficas y la tabla, representan el comportamiento de la producción y el acumulado de la misma para cada uno de los pozos en sus tres escenarios.

Figura 69. Comportamiento de la producción en cada uno de los pozos

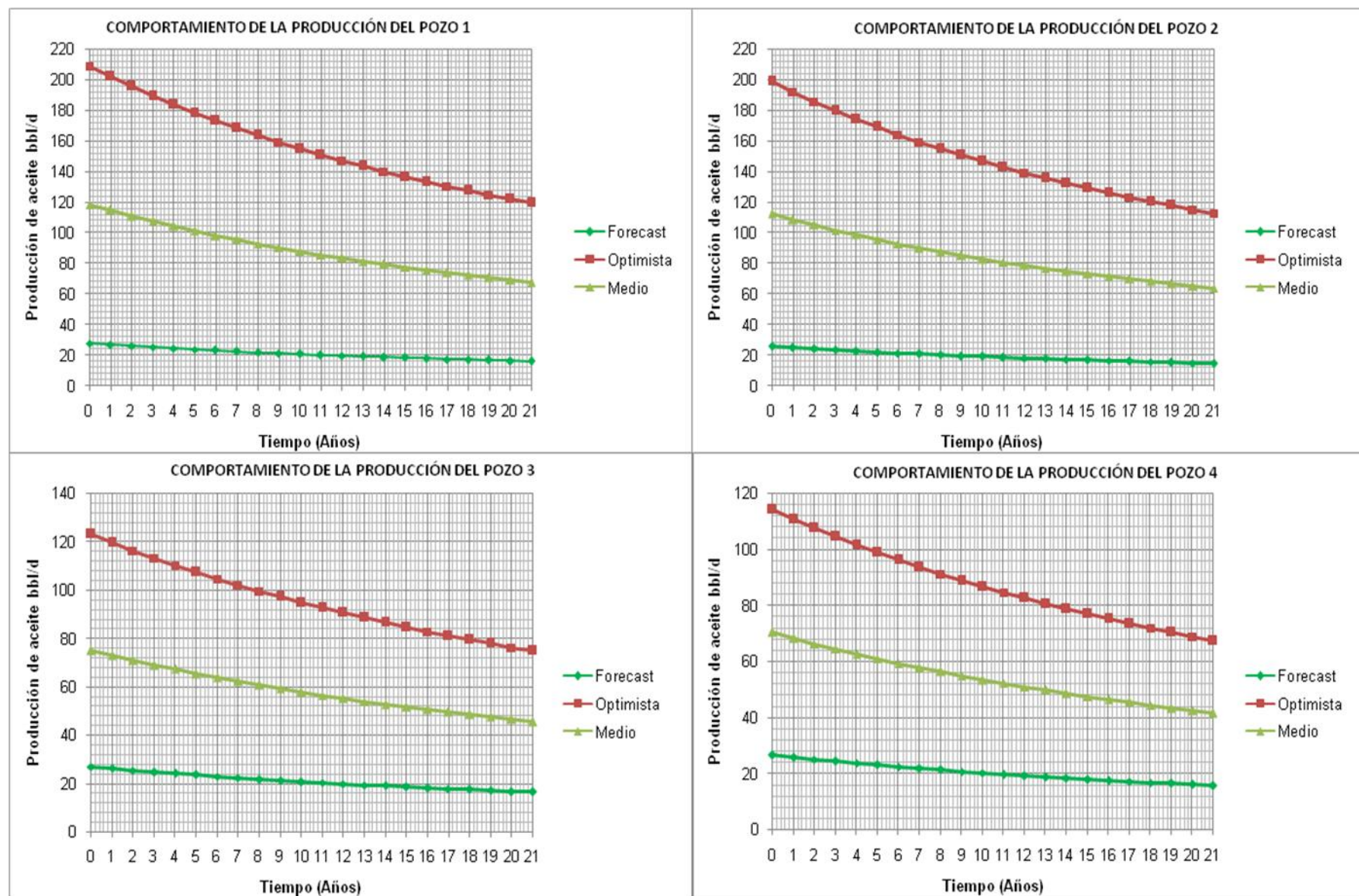


Tabla 23. Petróleo producido por año (Pozos Nuevos)

Tiempo [Años]	POZO 1 Np [Bbl]			POZO 2 Np [Bbl]			POZO 3 Np [Bbl]			POZO 4 Np [Bbl]		
	Forecast	Medio	Optimista	Forecast	Medio	Optimista	Forecast	Medio	Optimista	Forecast	Medio	Optimista
1	9.942,63	42.420,67	74.898,72	9.192,18	40.205,94	71.219,69	9.668,03	26.980,17	44.292,31	9.575,40	25.271,33	40.967,25
2	9.620,07	41.044,47	72.468,88	8.887,00	38.871,08	68.855,16	9.398,13	26.226,98	43.055,83	9.295,87	24.533,57	39.771,28
3	9.316,07	39.747,43	70.178,80	8.600,10	37.616,21	66.632,32	9.141,24	25.510,09	41.878,93	9.029,92	23.831,69	38.633,47
4	9.029,11	38.523,11	68.017,11	8.329,93	36.434,52	64.539,11	8.896,48	24.827,03	40.757,58	8.776,66	23.163,27	37.549,89
5	8.757,84	37.365,74	65.973,64	8.075,11	35.319,93	62.564,75	8.663,03	24.175,57	39.688,10	8.535,23	22.526,10	36.516,98
6	8.501,05	36.270,14	64.039,22	7.834,38	34.267,02	60.699,65	8.440,17	23.553,65	38.667,12	8.304,88	21.918,16	35.531,44
7	8.257,65	35.231,63	62.205,62	7.606,65	33.270,92	58.935,19	8.227,23	22.959,39	37.691,55	8.084,90	21.337,59	34.590,28
8	8.026,63	34.246,01	60.465,39	7.390,90	32.327,26	57.263,62	8.023,57	22.391,06	36.758,54	7.874,64	20.782,68	33.690,71
9	7.807,12	33.309,45	58.811,77	7.186,25	31.432,11	55.677,97	7.828,64	21.847,07	35.865,50	7.673,51	20.251,85	32.830,20
10	7.598,30	32.418,48	57.238,67	6.991,86	30.581,90	54.171,94	7.641,91	21.325,96	35.010,00	7.480,95	19.743,67	32.006,38
11	7.399,42	31.569,96	55.740,51	6.807,02	29.773,41	52.739,80	7.462,88	20.826,36	34.189,84	7.296,47	19.256,79	31.217,10
12	7.209,82	30.761,02	54.312,22	6.631,05	29.003,72	51.376,40	7.291,12	20.347,04	33.402,95	7.119,59	18.789,96	30.460,33
13	7.028,88	29.989,03	52.949,18	6.463,34	28.270,17	50.076,99	7.126,21	19.886,82	32.647,44	6.949,88	18.342,05	29.734,23
14	6.856,03	29.251,59	51.647,14	6.303,33	27.570,32	48.837,30	6.967,76	19.444,65	31.921,53	6.786,92	17.911,99	29.037,06
15	6.690,77	28.546,50	50.402,23	6.150,53	26.901,96	47.653,39	6.815,42	19.019,51	31.223,61	6.630,36	17.498,79	28.367,22
16	6.532,63	27.871,75	49.210,87	6.004,46	26.263,07	46.521,68	6.668,85	18.610,50	30.552,14	6.479,84	17.101,53	27.723,23
17	6.381,15	27.225,48	48.069,80	5.864,70	25.651,78	45.438,85	6.527,76	18.216,74	29.905,72	6.335,03	16.719,37	27.103,70
18	6.235,95	26.605,97	46.975,99	5.730,86	25.066,38	44.401,90	6.391,83	17.837,43	29.283,02	6.195,64	16.351,49	26.507,34
19	6.096,65	26.011,65	45.926,64	5.602,59	24.505,31	43.408,03	6.260,82	17.471,82	28.682,82	6.061,39	15.997,16	25.932,94
20	5.962,92	25.441,06	44.919,20	5.479,54	23.967,11	42.454,67	6.134,48	17.119,23	28.103,98	5.932,00	15.655,69	25.379,38
21	5.834,43	24.892,84	43.951,26	5.361,42	23.450,44	41.539,47	6.012,55	16.778,98	27.545,41	5.807,24	15.326,42	24.845,61
<b>TOTAL</b>	<b>159.085,11</b>	<b>678.743,99</b>	<b>1.198.402,86</b>	<b>146.493,21</b>	<b>640.750,54</b>	<b>1.135.007,88</b>	<b>159.588,14</b>	<b>445.356,04</b>	<b>731.123,93</b>	<b>156.226,32</b>	<b>412.311,17</b>	<b>668.396,01</b>

Fuente: Los Autores

De la misma manera que en la evaluación económica para los trabajos de fracturamientos, se desarrollaron los cálculos correspondientes a los ingresos y los egresos para cada año. En cuanto al valor de la inversión se estimó un costo de 2.500.000 USD por cada pozo perforado en la Estación y se procedió con esto a evaluar las variables con las que se midió la viabilidad de cada uno de los cuatro pozos sugeridos en los tres escenarios especificados.

Tabla 24. Variables económicas que miden la viabilidad de la perforación de cada uno de los cuatro pozos

POZO	VARIABLE	FORECAST	OPTIMISTA	MEDIO
1	VPN [USD]	-814.511	10.196.942	4.691.215
	TIR [%]	6,03%	76,60%	42,07%
	RCB	0,7869	1,8184	1,5763
2	VPN [USD]	-946.081	9.539.538	4.296.729
	TIR [%]	5%	73%	40%
	RCB	0,7456	1,7987	1,5487
3	VPN [USD]	-827.407	5.162.680	2.167.637
	TIR [%]	6%	44%	26%
	RCB	0,7829	1,6066	1,3518
4	VPN [USD]	-855.188	4.537.134	1.840.973
	TIR [%]	6%	41%	24%
	RCB	0,7744	1,5657	1,3118

Fuente: Los Autores

Según los resultados obtenidos mediante la evaluación económica, se puede observar que en el escenario que corresponde al pronosticado por el forecast en ninguno de los cuatro pozos se cumple con ninguna de las variables con las que se evaluó esta inversión (No es rentable). Por el otro se observa que en los escenarios correspondientes al optimista y al medio, se evidencia una clara viabilidad en la inversión, rescatando como valor esperado lo observado en el escenario intermedio. Y de la misma manera que en los trabajos de reacondicionamiento el precio del barril de petróleo jugó un papel determinante en los resultados.

Es de rescatar que la producción de estos pozos según los pronósticos elaborados, al final de los 21 años de producción aun continúa superior a 2 BPPD, siendo esta una de

las condiciones establecidas por la compañía como límite económico para los pozos productores, por lo tanto esto serviría de ayuda a la hora de poder observar mayor viabilidad.

### **5.6.1 Análisis probabilístico de las variables económicas**

Mediante el uso de herramientas especializadas para el análisis de riesgos en una inversión, se logran visualizar los posibles comportamientos de las variables significativas a la hora de tomar una decisión de tipo económico, que básicamente se reduce en tomar la decisión de realizar una inversión o no. Crystal Ball ofrece dentro de sus herramientas este tipo de reportes teniendo en cuenta un análisis estadístico de todas las variables considerando las interrelaciones entre ellas para determinar el impacto real.

De esta manera se llevó a cabo la representación del valor presente neto como variable principal a tener en cuenta para la toma de decisiones de inversión, teniendo de esta manera una distribución probabilística con sus respectivas propiedades estadísticas (moda, media, desviación estándar, percentiles).

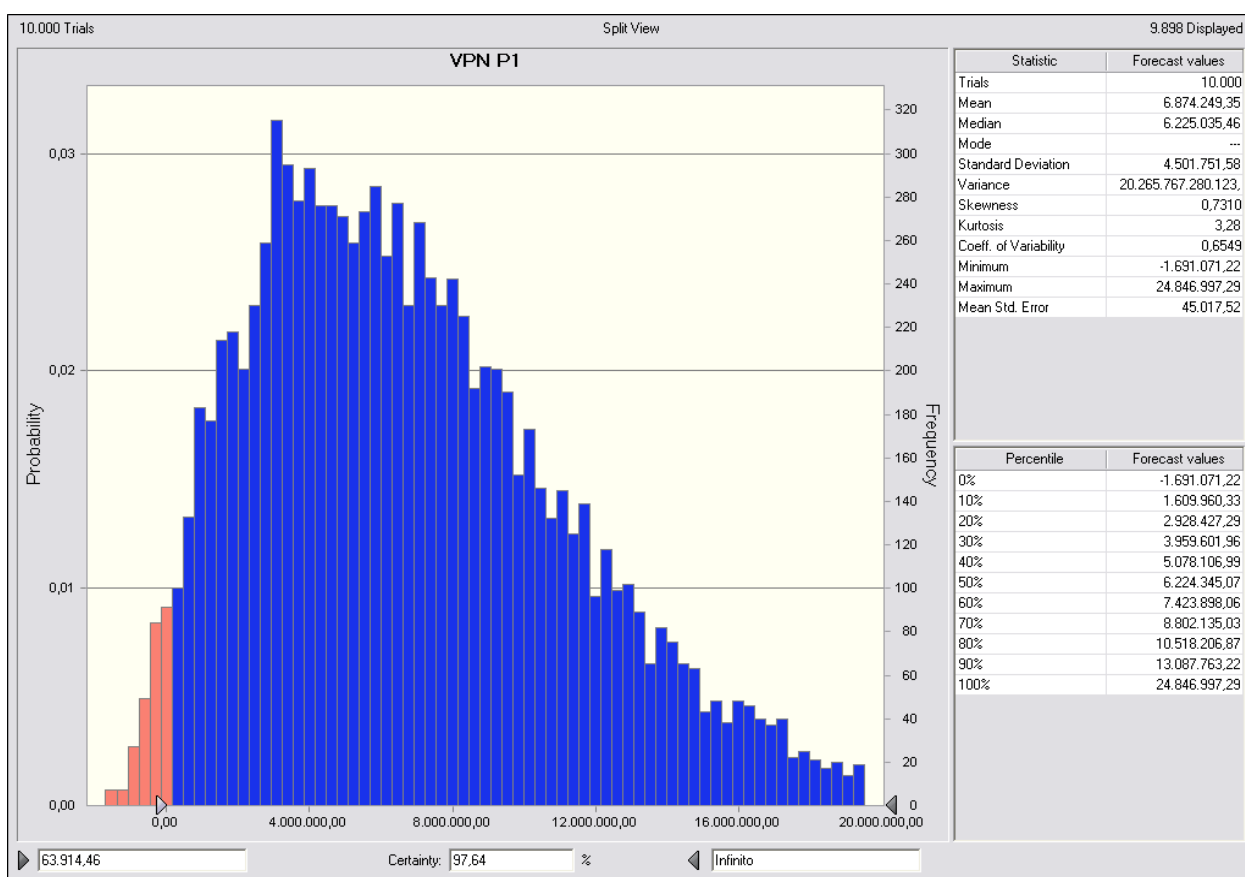
Los parámetros con los que se desarrolló este análisis fueron los siguientes:

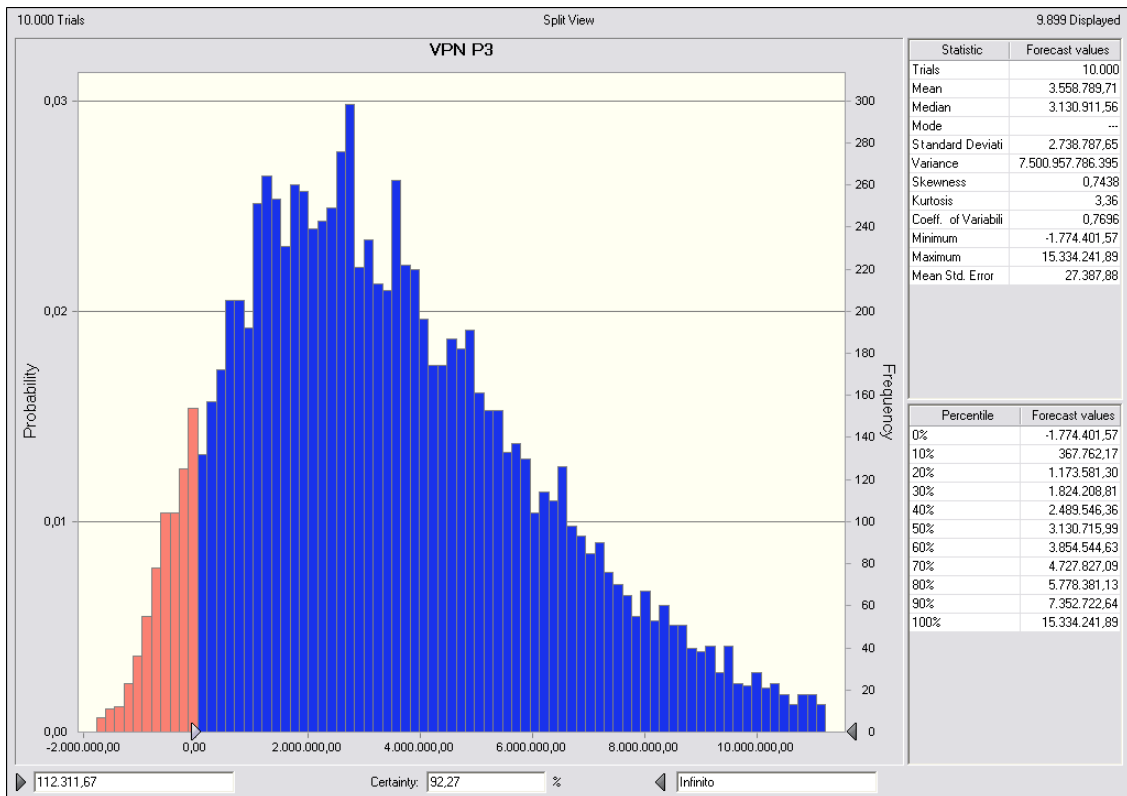
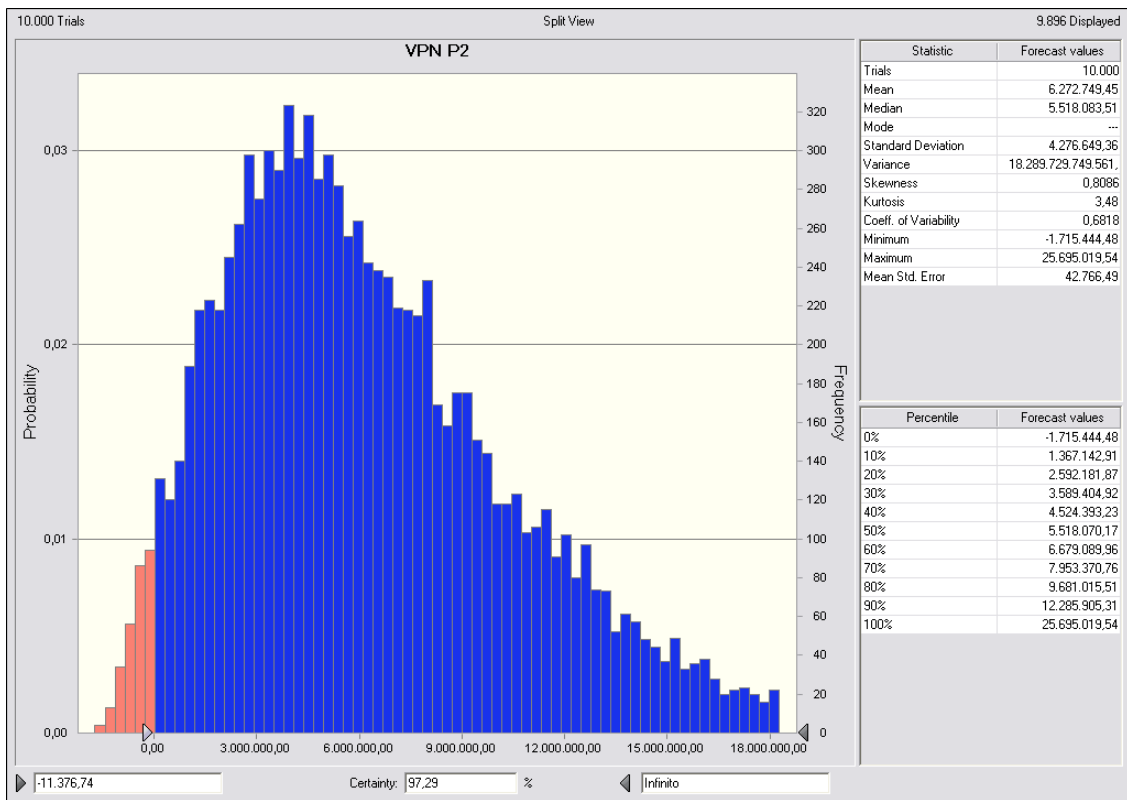
- ❖ Caudal inicial: en cuanto a esta variable se definió como una distribución triangular tomando valores para cada uno de los pozos lo establecido en los tres escenarios.
- ❖ Índice de declinación: para esta variable se estableció una distribución normal con una desviación estándar correspondiente a 0,0002, tomada de casos base de experiencias en el campo.
- ❖ Precio de crudo, referencia WTI: con respecto a esta variable se tomó una distribución triangular la cual tiene como punto mínimo 30 USD/Bbl, máximo 90 USD/Bbl y un valor esperado de 50 USD/Bbl.

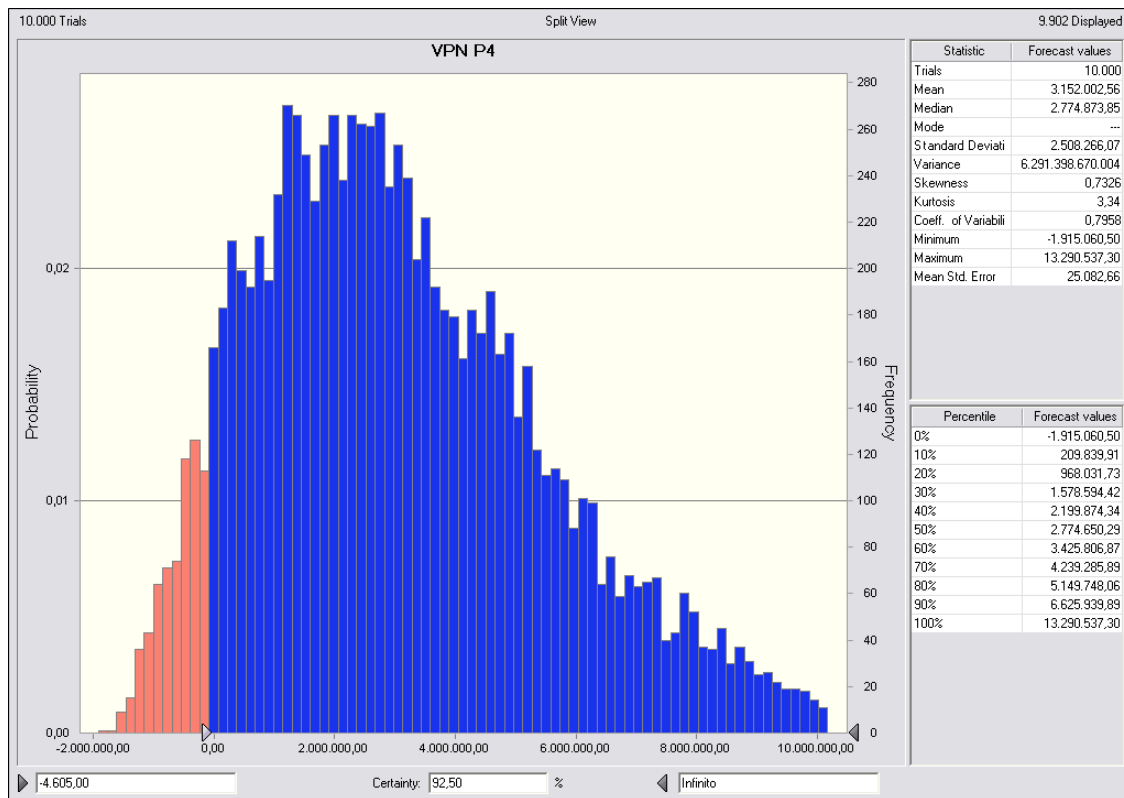
- ❖ Costo total de producción: como ultima variable significativa fue asignada una distribución triangular la cual tiene como punto mínimo 12 USD/Bbl, máximo 25 USD/Bbl y un valor esperado de 20,88 USD/Bbl.

Partiendo de estas distribuciones y con un número de iteraciones igual a 10000 se obtuvieron los siguientes resultados en cuanto a la distribución de VPN para cada uno de los pozos y sus respectivas propiedades estadísticas.

Figura 70. Comportamiento de la producción en cada uno de los pozos







Fuente: Crystal Ball

De esta manera se logra apreciar la viabilidad en la inversión, representada por medio de los valores estadísticos obtenidos y como sería el probable el comportamiento de los mismos. La región sombreada a la izquierda del cero, representa la probabilidad de que el valor presente neto llegue a tener un valor negativo, y con respecto a los resultados obtenidos se puede apreciar que esta es relativamente baja.

De igual manera se comprobó mediante la sensibilidad de componentes que las variables más influyentes en los resultados del cálculo del VPN son el caudal inicial y el precio del barril de petróleo.

## CONCLUSIONES

- ❖ El Campo Tibú cuenta con una ubicación geográfica y unas características estructurales favorables para la explotación, de la misma manera con un número considerable de reservas encontradas en sus formaciones productoras con una muy buena calidad en cuanto a su gravedad API. Debido a esto se ha catalogado como un campo con un alto potencial para el desarrollo.
  
- ❖ La inyección de agua en el Campo Tibú ha sido muy favorable desde su inicio, aportando principalmente al incremento en la producción de los fluidos del yacimiento así como al mantenimiento de la presión del mismo. En las zonas de la Estación K-27 donde se implementó con mayor magnitud este mecanismo, ha desarrollado un barrido muy eficiente del crudo almacenado.
  
- ❖ La herramienta OilField Manager (OFM) de Schlumberger, proporciona una muy buena eficiencia a la hora de administrar y analizar toda la información que contempla la explotación de un campo petrolero, haciendo uso de sus diferentes aplicaciones.
  
- ❖ El mapeo de las diferentes propiedades del yacimiento mediante los mapas de grilla, permite obtener una muy buena aproximación del comportamiento espacial de cada variable, mediante la ponderación que estos realizan con la opción Grid Cell Value.

- ❖ El conjunto de propiedades petrofísicas de la Formación Barco ubicada en la Estación K-27, permiten obtener resultados favorables en cualquier tipo de proyecto con el cual se pretenda optimizar la producción, esto se vio reflejado en la respuesta obtenida durante la inyección de agua.
  
- ❖ El comportamiento de los pozos pertenecientes a la Estación presenta una conducta heterogénea en cuanto a su desempeño gracias a los procesos de inyección de agua y a los diferentes tratamientos a los que han sido sometidos algunos pozos en particular.
  
- ❖ Debido a los diferentes análisis hechos en cuanto al desempeño de la producción y los diferentes eventos que han alterado el desarrollo de los pozos en la estación, se postularon como candidatos a fracturar los pozos T-203, T-396, T-409 y T-494. Esperando obtener una respuesta positiva teniendo en cuenta lecciones aprendidas en las aplicaciones previas de este tipo de trabajos.
  
- ❖ Mediante la delimitación de las diferentes zonas que cumplieron con características atractivas para la ubicación de nuevos pozos, se lograron posicionar cuatro prospectos que contribuyan principalmente a drenar aquellas áreas que no han sido alcanzadas con los pozos existentes.
  
- ❖ Variables económicas como el valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación costo beneficio, permitieron evidenciar de cierta manera la factibilidad en el proyecto de inversión. Rescatando que el precio internacional del petróleo WTI juega un papel determinante en los resultados obtenidos.
  
- ❖ El uso de Crystal Ball como herramienta de análisis de variables, permitió obtener las distribuciones correspondientes al VPN, logrando interrelacionar las

variables que influyen en el resultado del mismo, mostrando de esta manera el valor esperado en el proyecto de inversión.

## RECOMENDACIONES

- ❖ Es importante desarrollar diferentes clases de estudios que puedan llegar a caracterizar desde diferentes puntos de vista el comportamiento de la producción que ha tenido el Campo Tibú, sabiendo el potencial de reservas que este posee.
- ❖ Es indispensable tener un banco de datos que cuente con una considerable calidad y cantidad de información de los pozos pertenecientes al área de estudio, ya que este constituye la fuente para obtener resultados exitosos en los análisis de ingeniería, realizados mediante el empleo de herramientas como el OilField Manager (OFM).
- ❖ Teniendo en cuenta las falencias en cuanto a la información correspondiente a la distribución presiones y saturación de agua actuales en el yacimiento, se recomienda realizar un estudio que tenga como objetivo poder obtener esta descripción más exacta de estas variables, ya que son muy determinantes a la hora de efectuar estudios como este.
- ❖ Se recomienda diseñar un plan de seguimiento a los datos reportados en los trabajos hechos a los pozos, dándole de esta manera un mejor manejo a esta información, la cual es muy valiosa a la hora de generar los estados mecánicos.
- ❖ A la hora de llegar a sugerir cualquier tipo de trabajo de reacondicionamiento es importante tener en cuenta el mayor número de variables posibles, con el fin de poder realizar de cierta manera un control de calidad a los resultados obtenidos y disminuir incertidumbre en estos.

- ❖ De acuerdo a la revisión hecha en los reportes existentes para cada uno de los pozos se encontró que el pozo T-397, presenta bloqueos en un intervalo de la cara de la formación debido al uso de un lodo de control, por lo tanto se recomienda el estudio de la aplicación de algún trabajo de acidificación.
  
- ❖ Según la revisión hecha en los estados mecánicos, los pozos que cumplen la función de inyectar agua en la estación, son sometidos a operaciones como altos caudales y altas presiones, los cuales causan problemas mecánicos considerables, por lo tanto se recomienda monitorear de mejor manera estos procesos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ❖ ICP-NATFRAC Corporation. Informe Final Tibú M-14. 2007
- ❖ ECOPETROL- ICP. Informe integrado ASIA Tibú Sector A. 2005
- ❖ ECOPETROL. Files o historias de Pozo Campo Tibú – Área A
- ❖ Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de uso básico.
- ❖ Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de referencia.
- ❖ ECOPETROL. Optimización de Producción de los yacimientos de los Campos Yarigui – Cantagallo empleando la metodología PASS.
- ❖ SANABRIA, L. Determinación de oportunidades de desarrollo en campos maduros sometidos a inyección de agua usando el software Asia y OFM. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.
- ❖ LOZANO, Eduardo; MARQUEZ, Leonardo, Aplicación de metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena, Colombia, 2005.
- ❖ ECOPETROL. Evaluación integrada de yacimientos Campo Tibú – Área A Santafé de Bogotá, Agosto de 1994
- ❖ ECOPETROL- ICP. Informe integrado ASIA Tibú Sector A. 2005

- ❖ AVILA, M. Metodología para la implementación de la herramienta software Oilfield Manager (OFM) en la operación y administración de la producción en un campo petrolero. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2005
- ❖ M.J. Fetkovich, SPE, E.J. Fetkovich, SPE, and M.D. Fetkovich, SPE, Phillips Petroleum Co. Useful Concepts for Decline-Curve Forecasting, Reserve, Estimation, and Analysis. SPE Reservoir Engineering, February 1996.
- ❖ W. Gaviria y H. Borja, Hocol S.A., F. Groff y S. Gamble, Schlumberger., Optimización de Producción mediante una Metodología Estructurada de Análisis de Información en el Campo San Francisco, ACIPET, Bogotá D.C. Colombia, 16-19 de Octubre de 2001.
- ❖ SERRANO, Javier. Matemática financiera y evaluación de proyectos. Universidad de los Andes. Enero de 2004
- ❖ 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.
- ❖ BRAVO MENDOZA, Oscar. Gestión Integral de Riesgos. Tomo 1, Segunda Edición. Editorial B&S. 2007.
- ❖ Software Crystal Ball 7

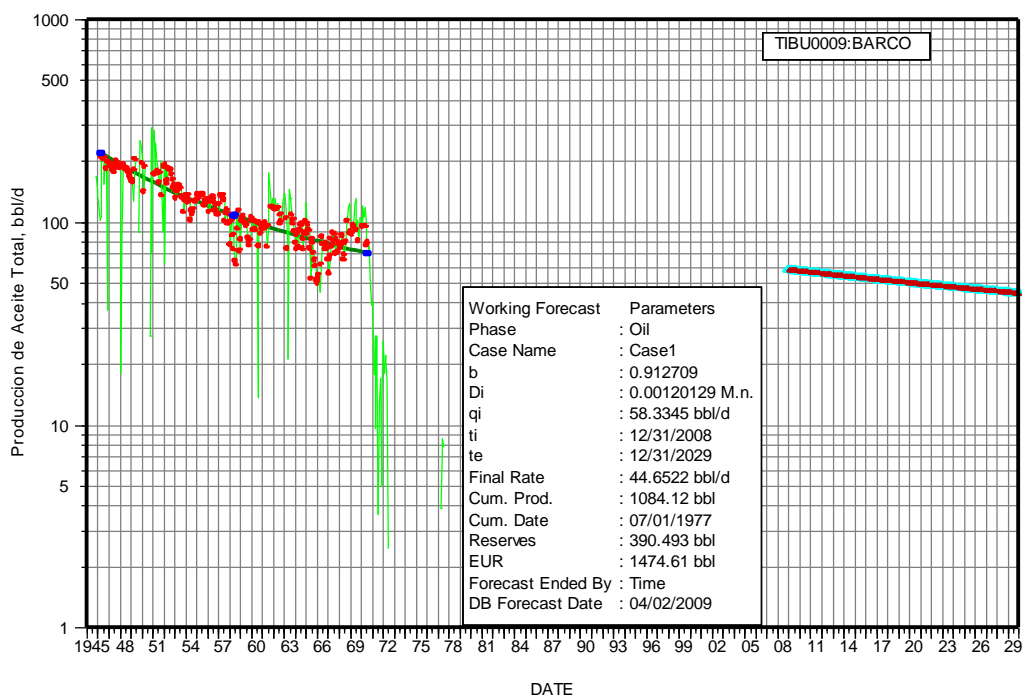
- ❖ Software ASIA 2.0 Manual Técnico
  
- ❖ Software ASIA 2.0 Manual de Usuario

## ANEXO A. ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.

En el desarrollo del análisis avanzado de ingeniería, jugaron un papel muy importante el desarrollo de los pronósticos en la producción de hidrocarburos mediante la aplicación Forecast del software OFM. A continuación se dan a conocer los gráficos obtenidos mediante dicha predicción, evidenciando de esta manera como se obtuvieron los valores de reservas, caudales iniciales, índices de declinación y coeficiente b, que fueron tenidos en cuenta para la evaluación del desempeño y la generación de alternativas que optimizaran la producción en la Estación.

❖ Pozo: Tibu-9

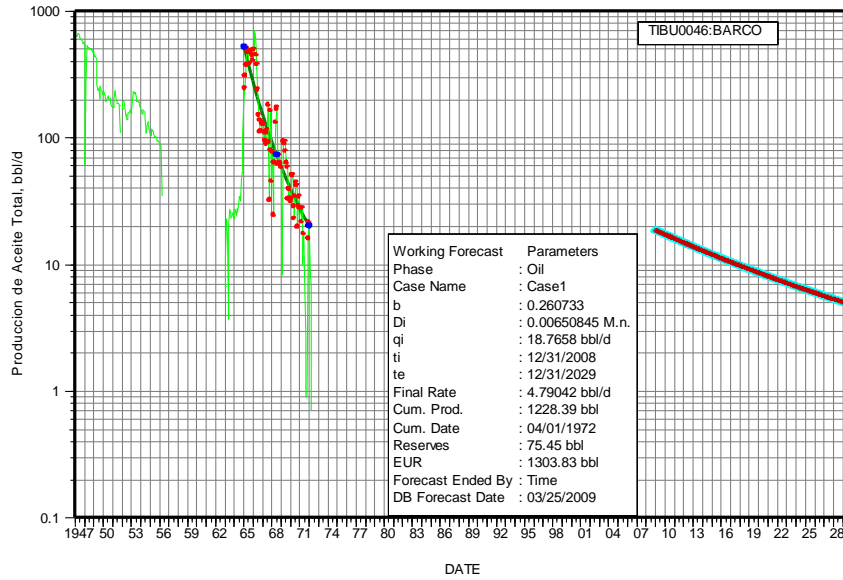
Figura 71. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-9



Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Pozo: Tibu-46

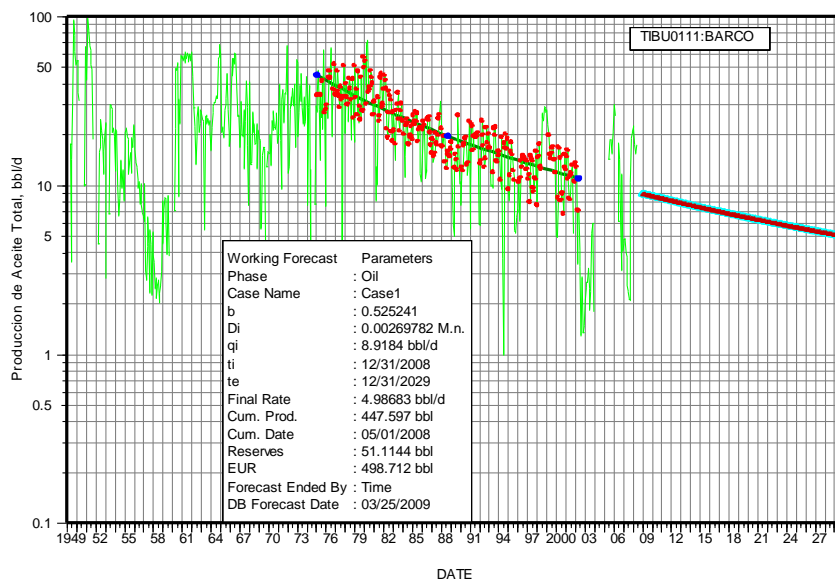
Figura 72. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-46



Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Pozo: Tibu-111

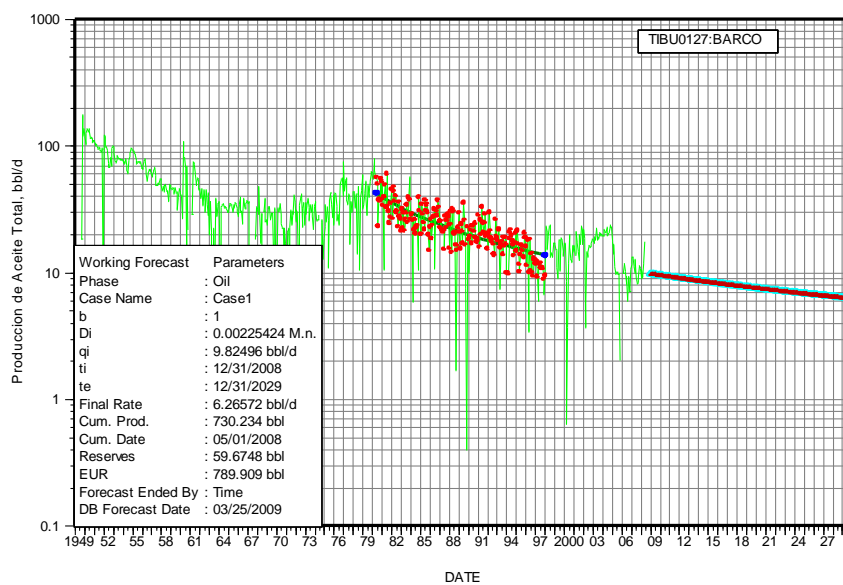
Figura 73. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-111



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## ❖ Pozo: Tibu-127

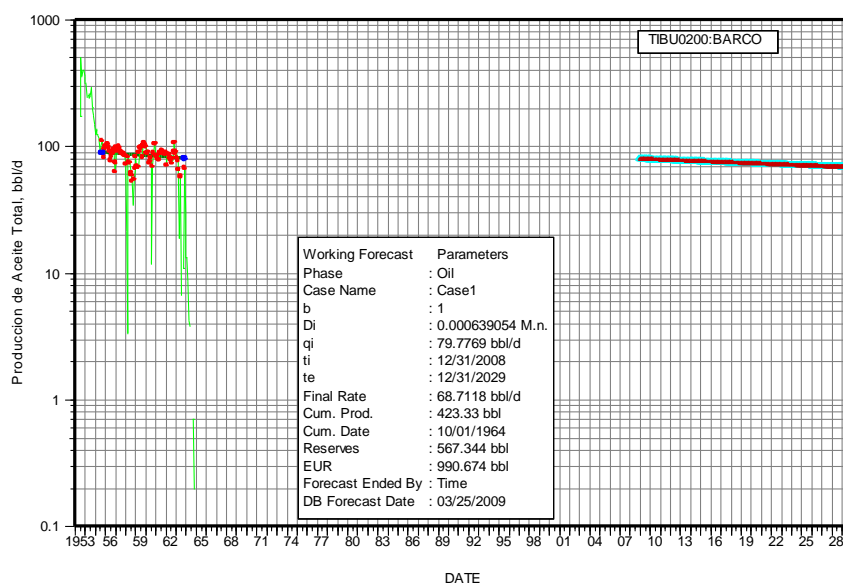
Figura 74. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-127



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## ❖ Pozo: Tibu-200

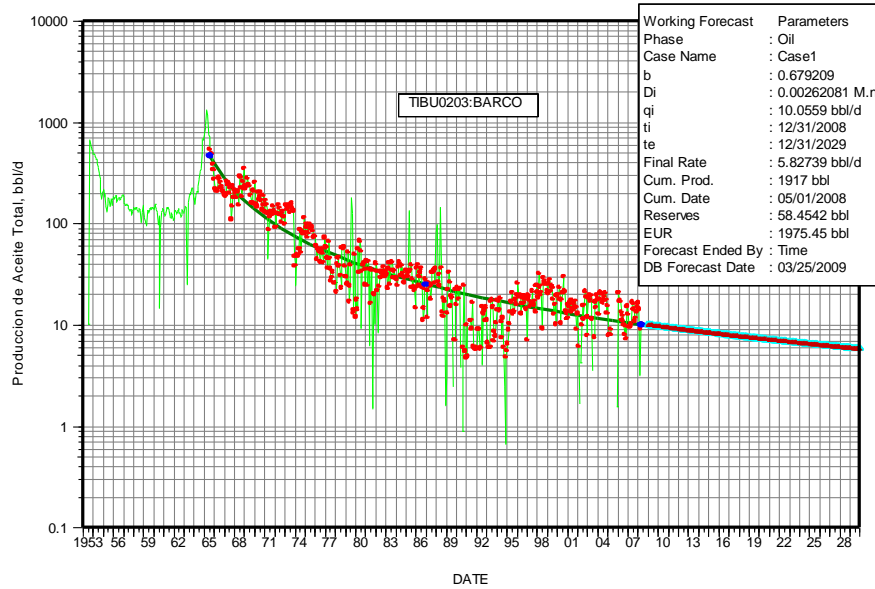
Figura 75. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-200



Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Pozo: Tibu-203

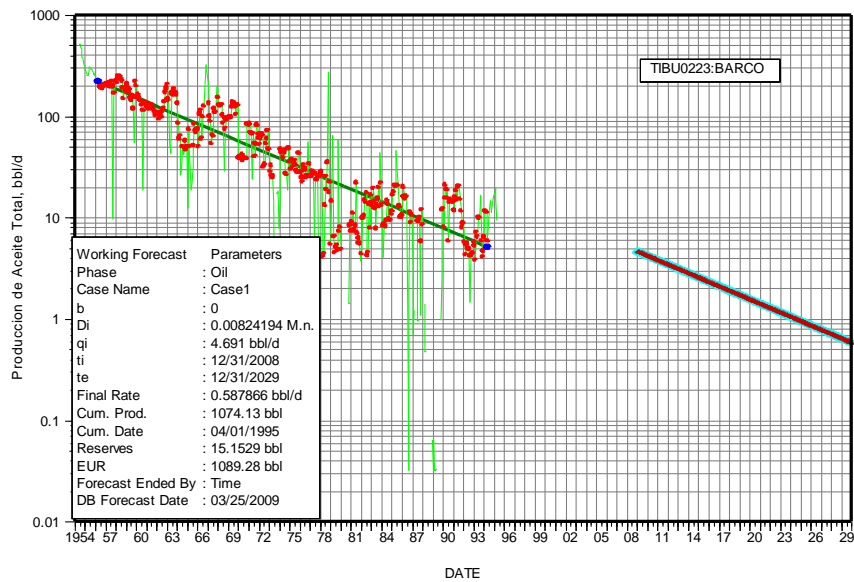
Figura 76. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-203



Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Pozo: Tibu-223

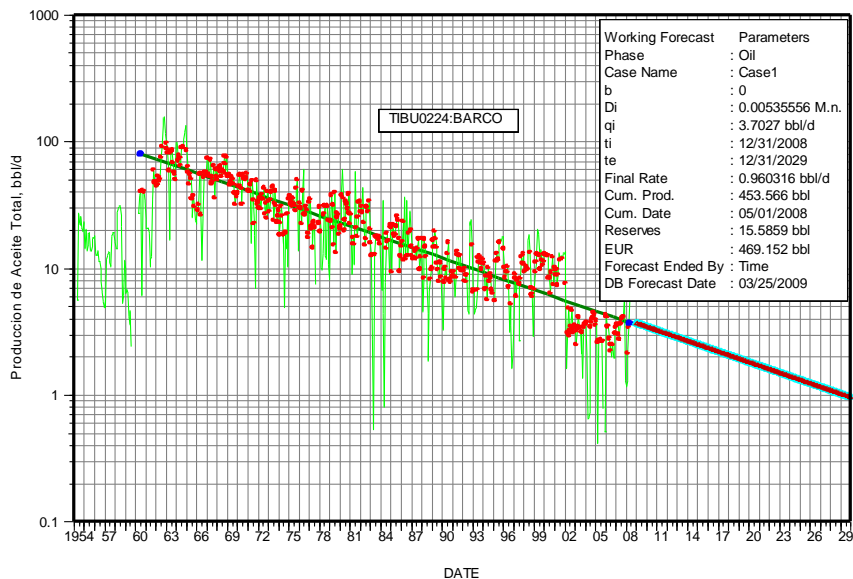
Figura 77. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-223



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## ❖ Pozo: Tibu-224

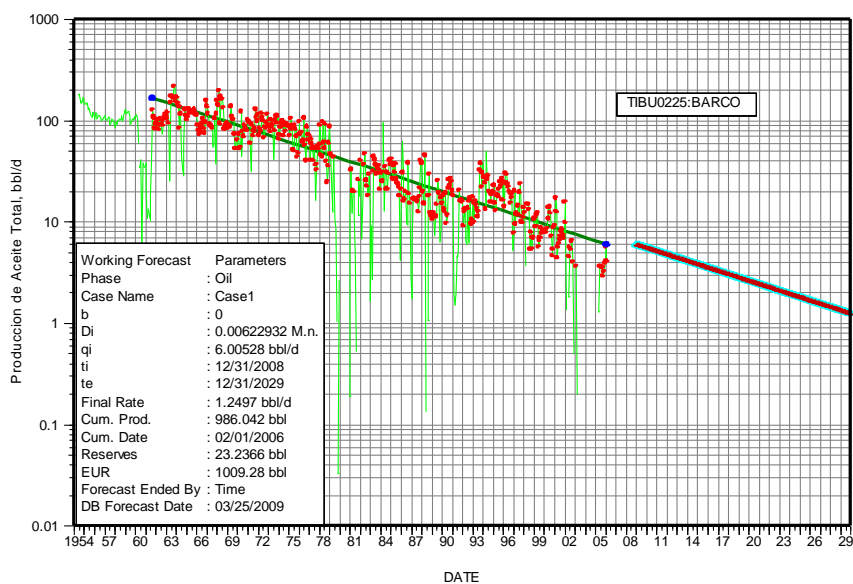
Figura 78. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-224



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## ❖ Pozo: Tibu-225

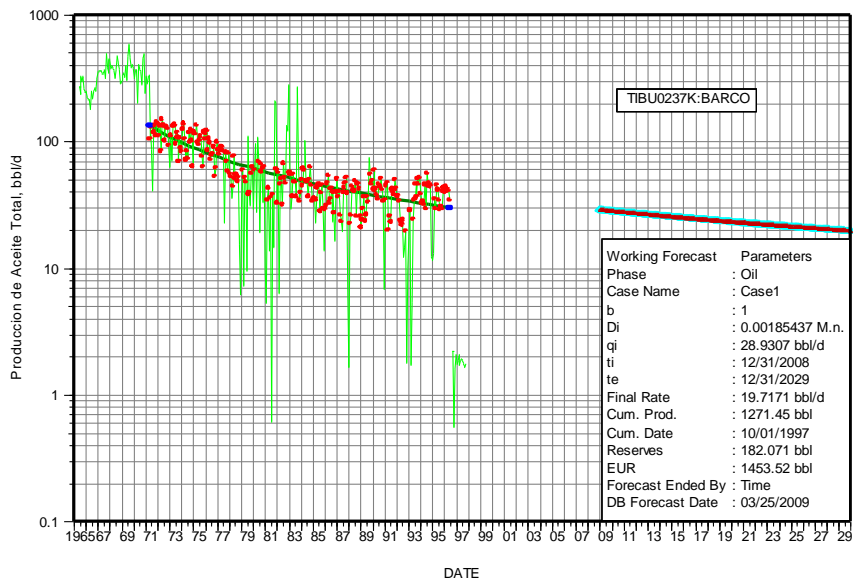
Figura 79. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-9



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## ❖ Pozo: Tibu-237K

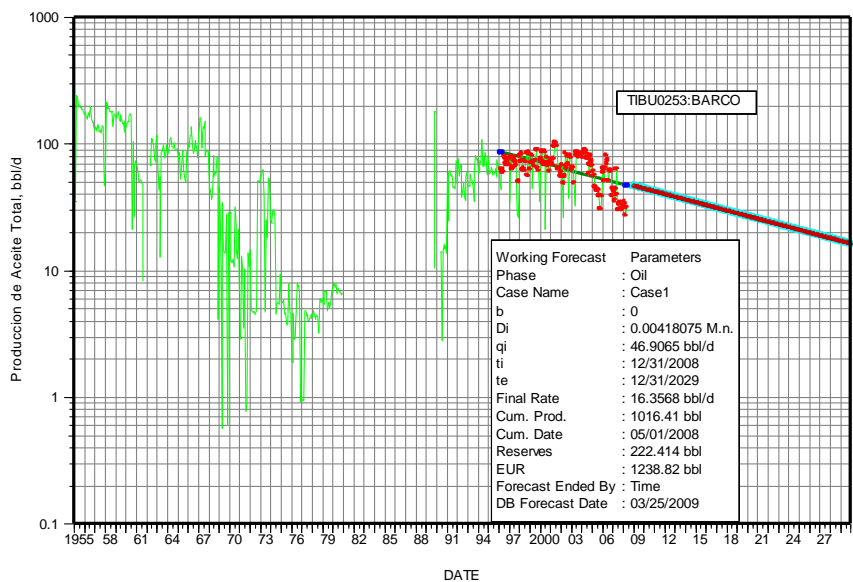
Figura 80. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-237K



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## ❖ Pozo: Tibu-253

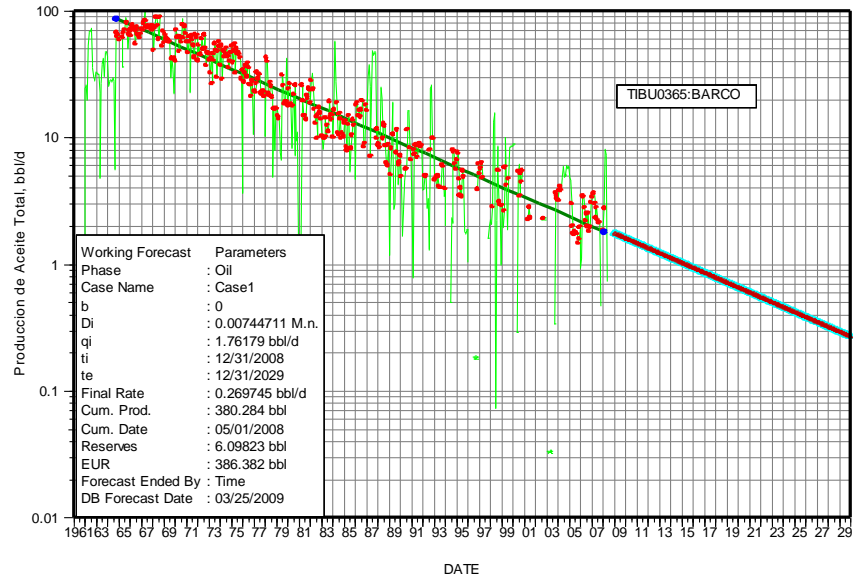
Figura 81. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-253



Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Pozo: Tibu-365

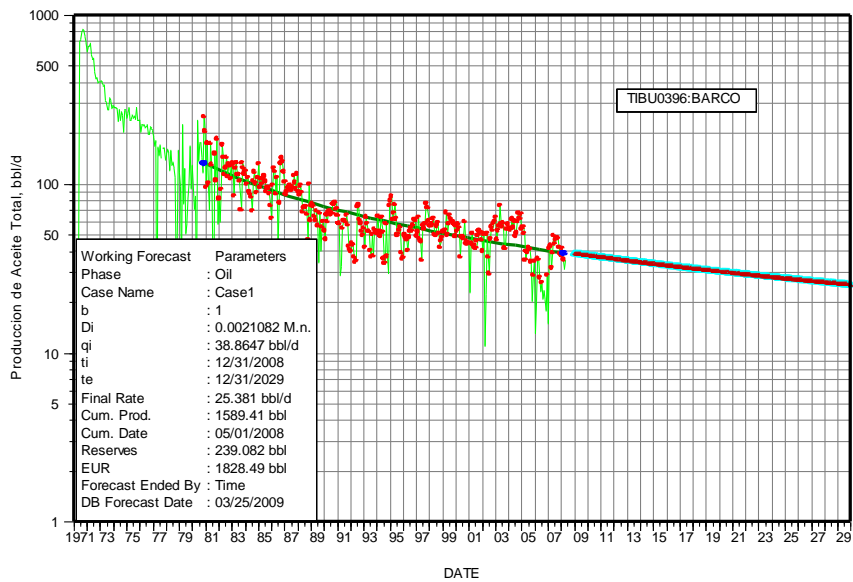
Figura 82. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-365



Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Pozo: Tibu-396

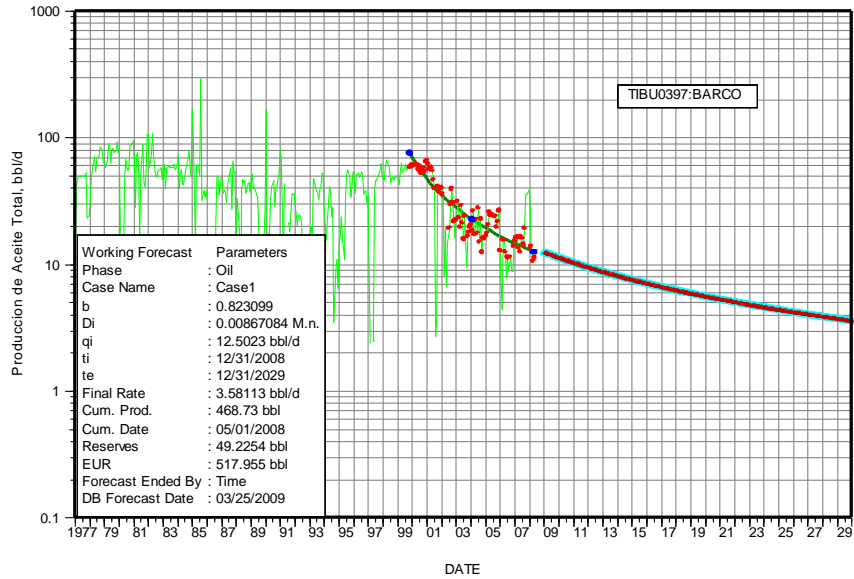
Figura 83. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-396



Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Pozo: Tibu-397

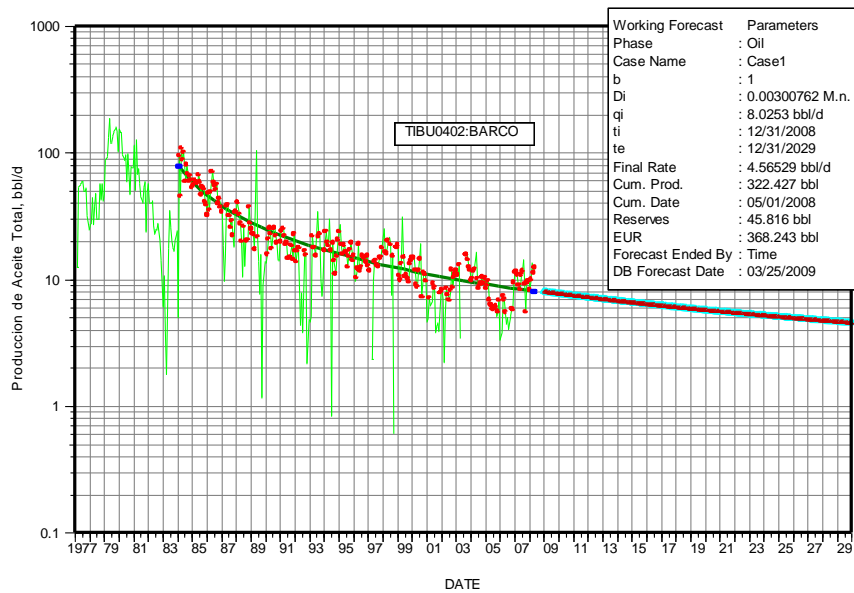
Figura 84. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-397



Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Pozo: Tibu-402

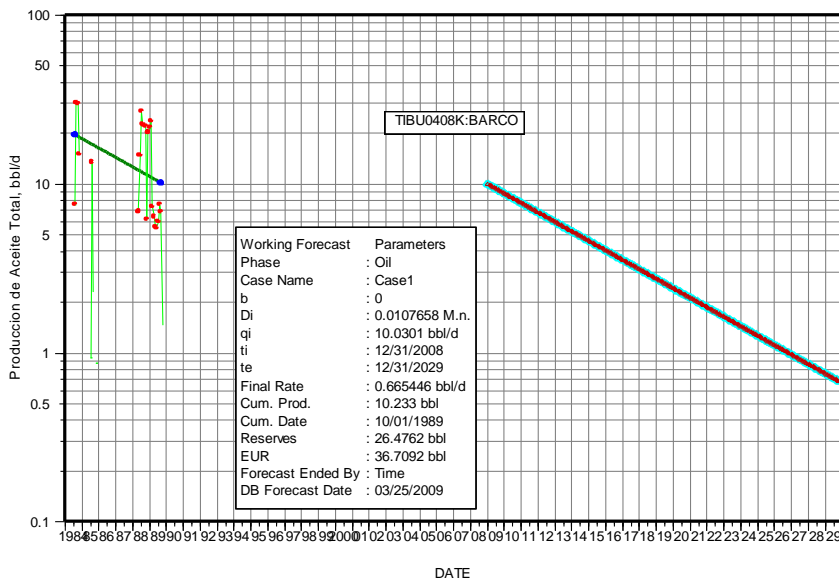
Figura 85. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-402



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## ❖ Pozo: Tibu-408K

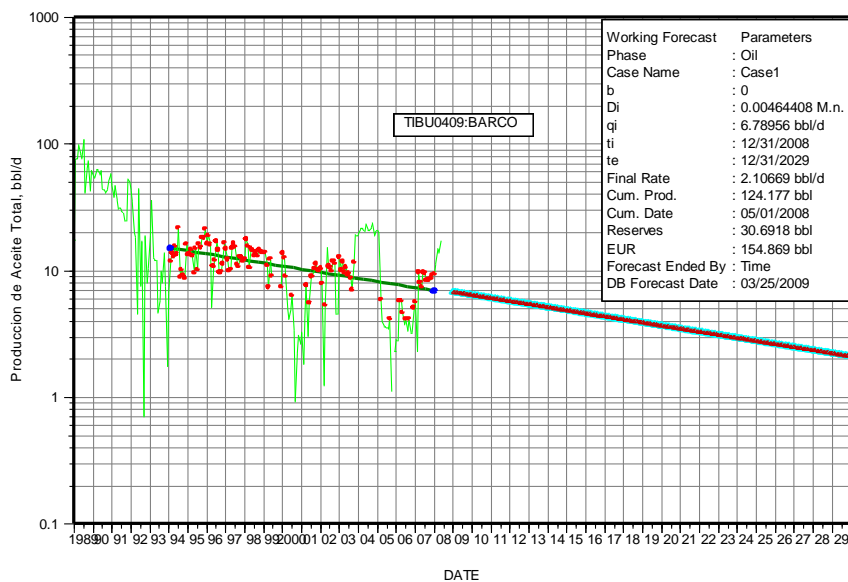
Figura 86. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-408K



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## ❖ Pozo: Tibu-409

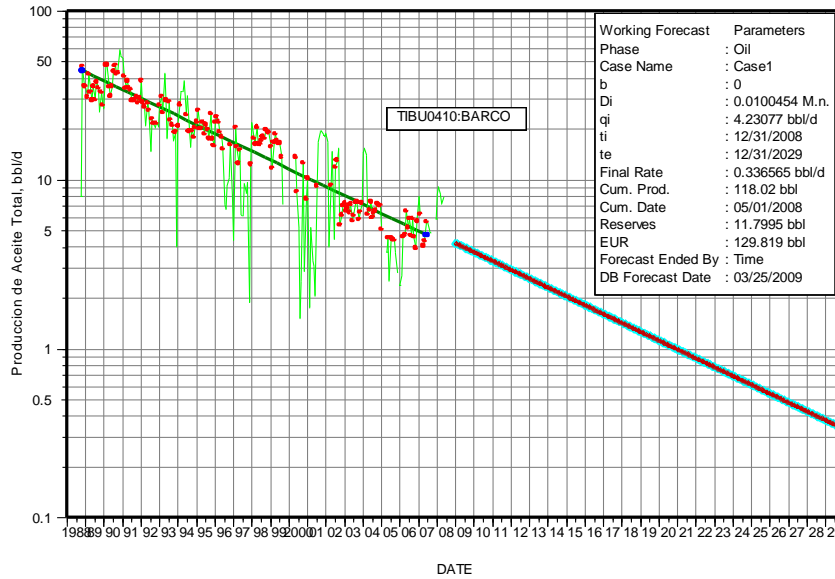
Figura 87. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-409



Fuente. Oilfield Manager Production Software

❖ Pozo: Tibu-410

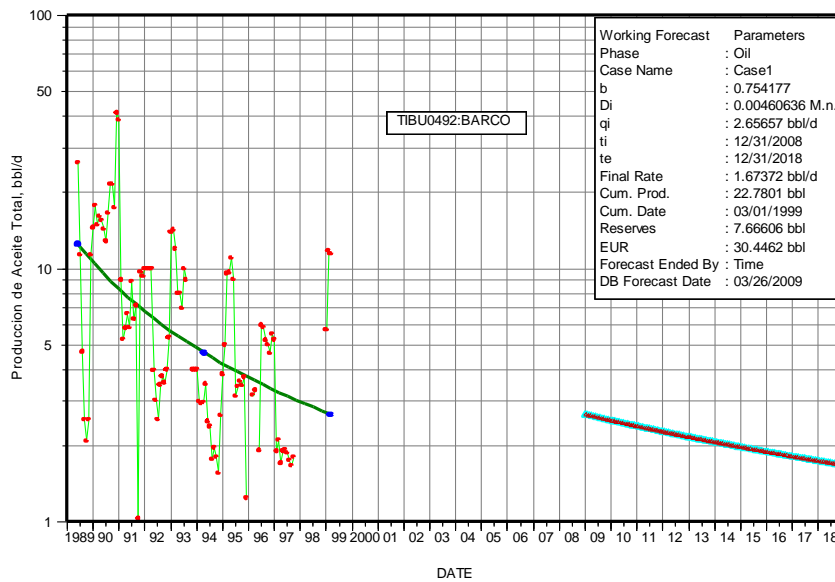
Figura 88. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-410



Fuente. Oilfield Manager Production Software

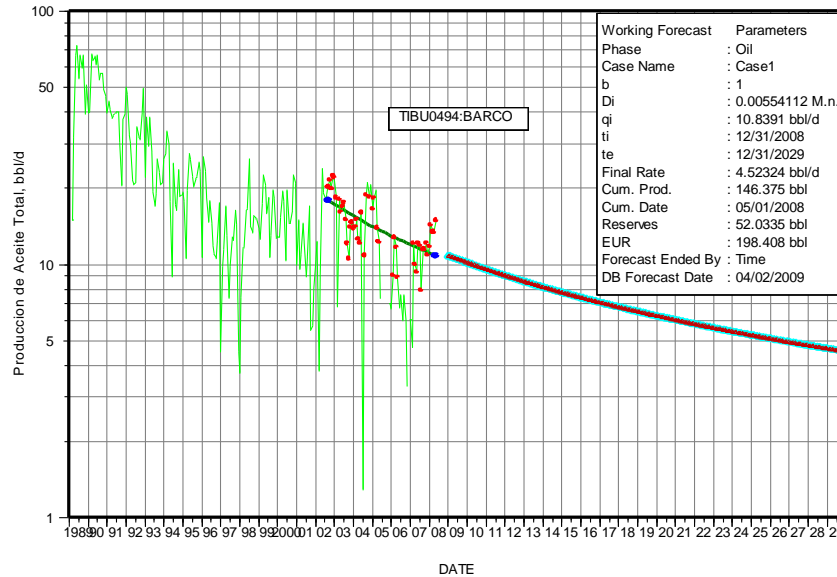
❖ Pozo: Tibu-492

Figura 89. Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-492



Fuente. Oilfield Manager Production Software

## ❖ Pozo: Tibu-494

**Figura 90.** Pronósticos de la Producción para el Pozo Tibú-494

Fuente. Oilfield Manager Production Software

De esta manera fue como se lograron obtener valores muy importantes a la hora de poder predecir el comportamiento de los nuevos pozos Infill y la respuesta de los pozos a los trabajos de workover que se sugirieron en el desarrollo del trabajo.

## ANEXO B DIAGNÓSTICO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LA ESTACIÓN

Teniendo en cuenta que la Estación K-27 del Campo Tibú fue sometida al inicio de los años 60 al mecanismo de inyección de agua como un método de recuperación secundaria, se llevó a cabo un diagnóstico del comportamiento del sistema de inyección/producción mediante el software **Advanced System for Injection Analysis (ASIA V 4.0)** de Ecopetrol S.A.

El Software **ASIA** es una herramienta analítica desarrollada por el Instituto Colombiano del petróleo (ICP), de ECOPETROL. Dicha herramienta es utilizada para caracterizar los procesos de inyección de agua en patrones de inyección, la caracterización se logra una vez realizado el ajuste de la historia de inyección y producción del área de estudio.

Para poder desarrollar el análisis mediante este software se requiere contar con información referente a las propiedades petrofísicas, curvas de permeabilidades relativas, conexiones entre pozos, historias de inyección y producción, información PVT y una distribución vertical del agua inyectada (ILT). Con respecto a esta información se tomo gran parte de la existente en el desarrollo del proyecto y con la que no se contaba se obtuvo de la siguiente manera.

### ❖ Curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite

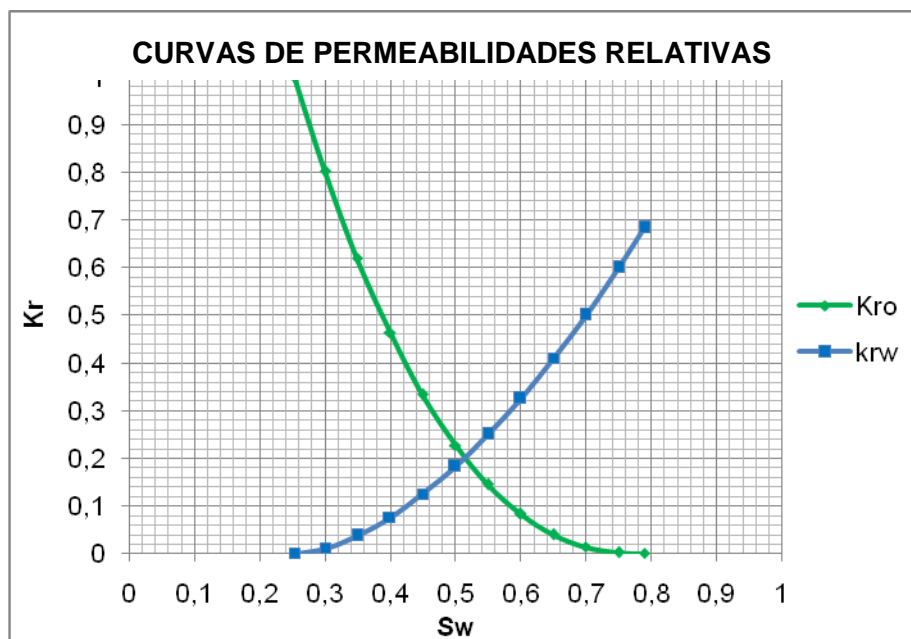
Se contó con las siguientes curvas de permeabilidades relativas de la roca con respecto al agua y al aceite suministradas por la corporación Natfrac, las cuales se generalizaron para todo el yacimiento.

Tabla 25. Permeabilidades relativas

Sw	Kro	Krw
0,253	1	0
0,3	0,8027	0,0109
0,35	0,6199	0,0373
0,4	0,4641	0,0756
0,45	0,3339	0,1244
0,5	0,2279	0,1827
0,55	0,1447	0,25
0,6	0,0826	0,3257
0,65	0,0397	0,4094
0,7	0,0137	0,5009
0,75	0,002	0,5998
0,79	0	0,6842

Fuente. Corporación Natfrac.

Figura 91. Curvas de permeabilidades relativas

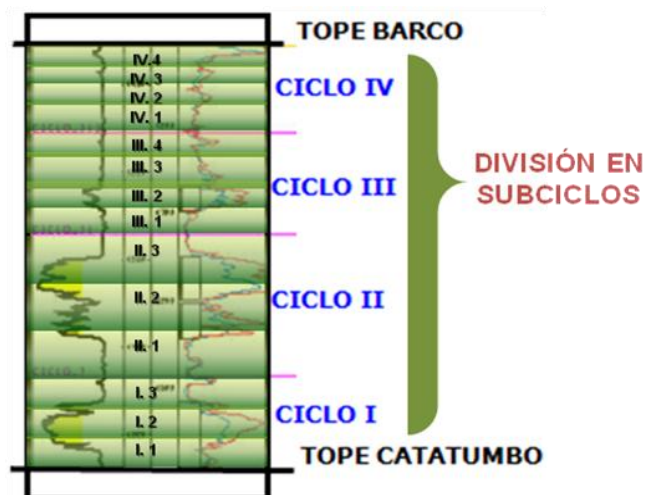


Fuente. Corporación Natfrac.

❖ Conexiones entre pozos

Para el desarrollo de este análisis se estableció una distribución del espesor neto del yacimiento a nivel de sub-ciclos (ver siguiente figura) con la intención de poder caracterizar de una mejor manera las áreas drenadas y poder tener una mejor descripción nivel vertical.

Figura 92. Distribución del espesor neto del yacimiento a nivel de subciclos



Fuente. Informe Tibú- Asia 2005, Ecopetrol -ICP

De esta manera se generaron las conexiones entre pozos a nivel de subciclos, las cuales se obtuvieron mediante los intervalos cañoneados en cada uno de los pozos así como las influencias observadas durante el desarrollo de la inyección. La siguiente tabla hace referencia a las conexiones encontradas.

Tabla 26. Conexiones entre pozos de la Estación K-27

POZO INYECTOR	POZO PRODUCTOR	SUBCICLO CONECTADO	POZO INYECTOR	POZO PRODUCTOR	SUBCICLO CONECTADO
T-15	T-223	I.30	T-73	T-225	II.10
T-15	T-223	II.10	T-73	T-225	II.20
T-15	T-223	II.20	T-73	T-225	III.10
T-15	T-223	III.10	T-73	T-225	III.20
T-15	T-223	III.20	T-77	T-200	III.10
T-15	T-223	III.30	T-77	T-200	II.20
T-15	T-408K	I.30	T-77	T-200	III.10
T-15	T-408K	II.10	T-77	T-200	III.20
T-15	T-408K	II.20	T-77	T-224	II.10
T-15	T-408K	III.10	T-77	T-224	II.20
T-15	T-408K	III.20	T-77	T-224	III.20
T-15	T-408K	III.30	T-77	T-225	II.10

T-15	T-46	I.30	T-77	T-225	II.20
T-15	T-46	II.10	T-77	T-225	III.10
T-15	T-46	II.20	T-77	T-225	III.20
T-15	T-46	III.10	T-77	T-402	II.10
T-15	T-46	III.20	T-77	T-402	III.20
T-15	T-46	III.30	T-82	T-200	I.20
T-15	T-494	II.10	T-82	T-200	I.30
T-15	T-494	II.20	T-82	T-200	II.10
T-15	T-494	III.10	T-82	T-200	II.20
T-15	T-494	III.30	T-82	T-200	III.10
T-17	T-492	II.10	T-82	T-200	III.20
T-17	T-492	II.20	T-82	T-397	I.20
T-17	T-494	II.10	T-82	T-397	I.30
T-17	T-494	II.20	T-82	T-397	II.10
T-17	T-494	III.10	T-82	T-397	II.20
T-37	T-203	II.10	T-82	T-397	III.10
T-37	T-203	II.20	T-82	T-492	II.10
T-37	T-203	III.10	T-82	T-492	II.20
T-37	T-203	III.20	T-93	T-237K	I.10
T-37	T-223	I.30	T-93	T-237K	I.20
T-37	T-223	II.10	T-93	T-237K	II.20
T-37	T-223	II.20	T-93	T-237K	III.10
T-37	T-223	III.10	T-93	T-237K	III.20
T-37	T-223	III.20	T-93	T-253	I.20
T-55	T-396	II.10	T-93	T-253	II.10
T-55	T-396	III.10	T-93	T-253	III.10
T-55	T-46	I.30	T-93	T-253	III.20
T-55	T-46	II.20	T-93	T-397	I.20
T-55	T-46	III.30	T-93	T-397	I.30
T-62	T-397	I.20	T-93	T-397	II.10
T-62	T-397	I.30	T-93	T-397	II.20
T-62	T-397	II.10	T-93	T-397	III.10
T-62	T-397	II.20	T-93	T-46	I.30
T-62	T-397	III.10	T-93	T-46	II.10
T-62	T-408K	I.30	T-93	T-46	II.20
T-62	T-408K	II.10	T-93	T-46	III.10
T-62	T-408K	II.20	T-93	T-46	III.20
T-62	T-408K	III.10	T-96	T-402	I.30
T-62	T-408K	III.20	T-96	T-402	III.20
T-62	T-46	I.30	T-96	T-409	I.30
T-62	T-46	II.10	T-96	T-409	II.20
T-62	T-46	II.20	T-96	T-409	III.20
T-62	T-46	III.10	T-96	T-410	II.20
T-62	T-46	III.20	T-96	T-410	III.10
T-62	T-492	II.10	T-121	T-127	II.10
T-62	T-492	II.20	T-121	T-127	II.20
T-62	T-494	II.10	T-121	T-127	III.10
T-62	T-494	II.20	T-121	T-127	III.20
T-62	T-494	III.10	T-121	T-253	II.10
T-73	T-203	II.10	T-121	T-253	III.10
T-73	T-203	II.20	T-121	T-253	III.20
T-73	T-203	III.10	T-174	T-402	I.30
T-73	T-203	III.20	T-174	T-402	II.10
T-73	T-224	I.30	T-174	T-402	III.20
T-73	T-224	II.10	T-174	T-409	I.30
T-73	T-224	II.20	T-174	T-409	II.10
T-73	T-224	III.20	T-174	T-409	III.20
T-73	T-225	I.30			

Fuente. Corporación Natfrac.

### ❖ Distribución vertical del agua inyectada (ILT)

Con respecto a esta variable se contó con una distribución en porcentaje del agua inyectada por cada uno de los subciclos abiertos en cada pozo inyector. Como este porcentaje puede variar con respecto a las fechas, se tuvieron en cuenta la mayor cantidad posible de reportes a diferentes años. Esta información se obtuvo mediante la interpretación de registros de temperatura y teniendo en cuenta las zonas abiertas en cada uno de los pozos.

### Desarrollo del análisis

Para desarrollar el análisis del comportamiento de la inyección de agua en la estación se llevó a cabo el siguiente procedimiento en el software ASIA después de contar con la información necesaria para ello. El siguiente diagrama de flujo representa la secuencia que se siguió hasta llegar a obtener los resultados.

Figura 93. Distribución del espesor neto del yacimiento a nivel de sub-ciclos

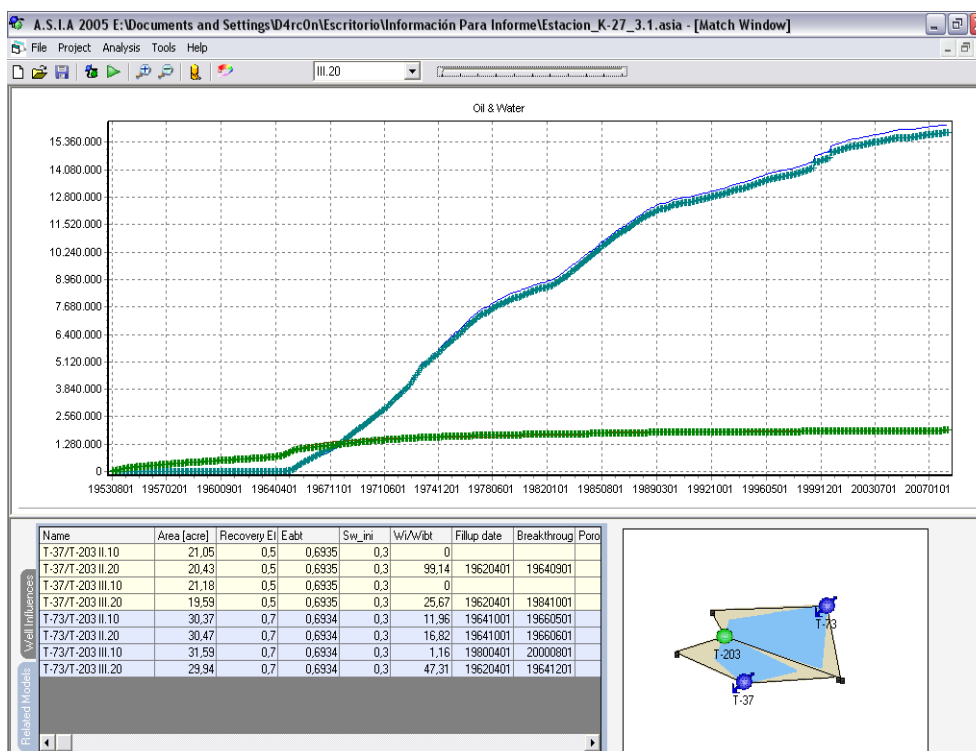


Fuente. Software ASIA 2.0 Manual Técnico

## Resultados obtenidos

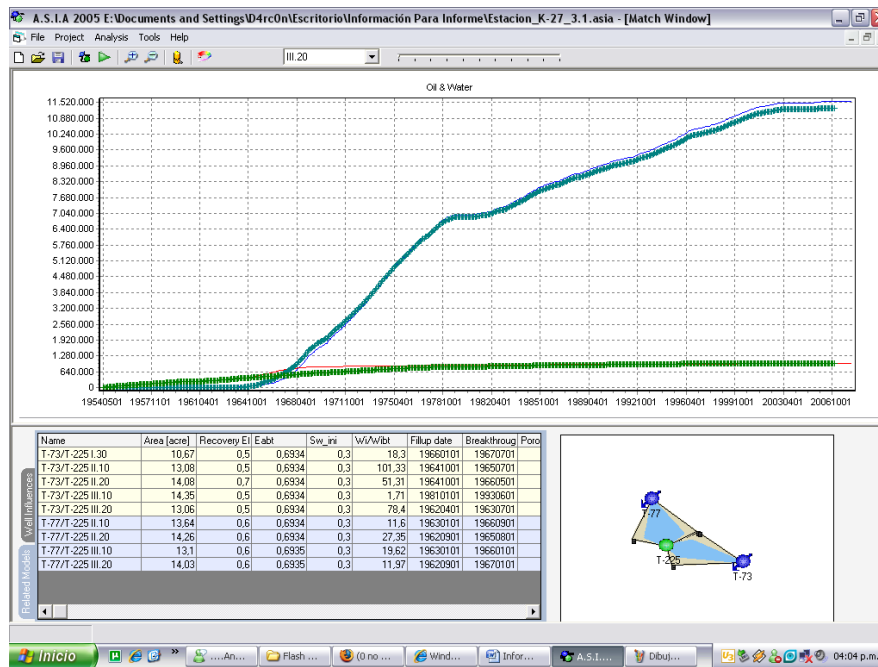
En el desarrollo del ajuste histórico hecho para cada uno de los pozos productores de la estación se obtuvieron resultados muy positivos en la mayoría de ellos, pero también se encontraron algunos pozos en donde no fue posible realizar un ajuste ejemplar. A continuación se podrán apreciar algunos ajustes donde se logra evidenciar lo estipulado anteriormente.

Figura 94. Ajuste histórico del pozo T-203 (Buen ajuste)



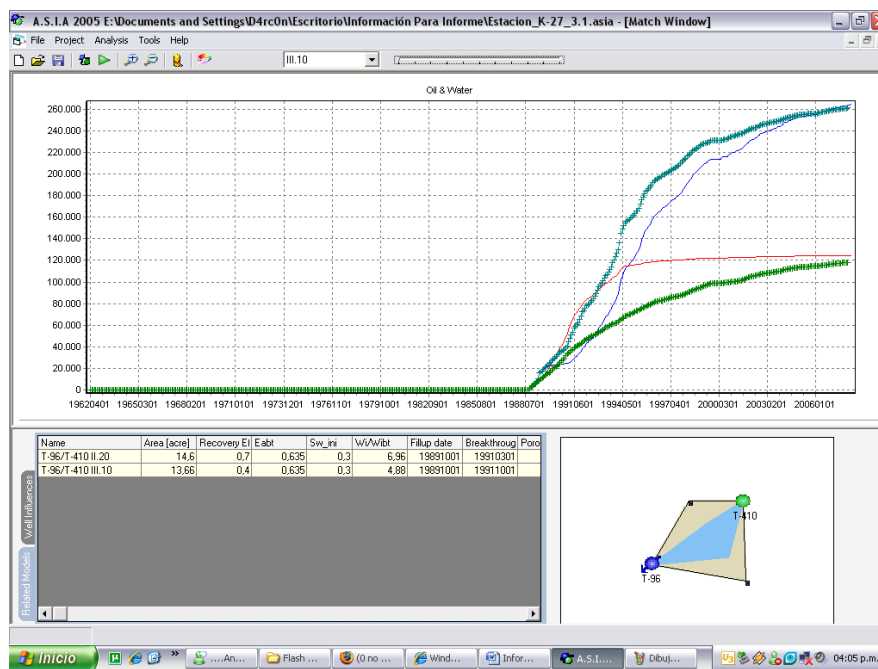
Fuente. Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Figura 95. Ajuste histórico del pozo T-225 (Buen ajuste)



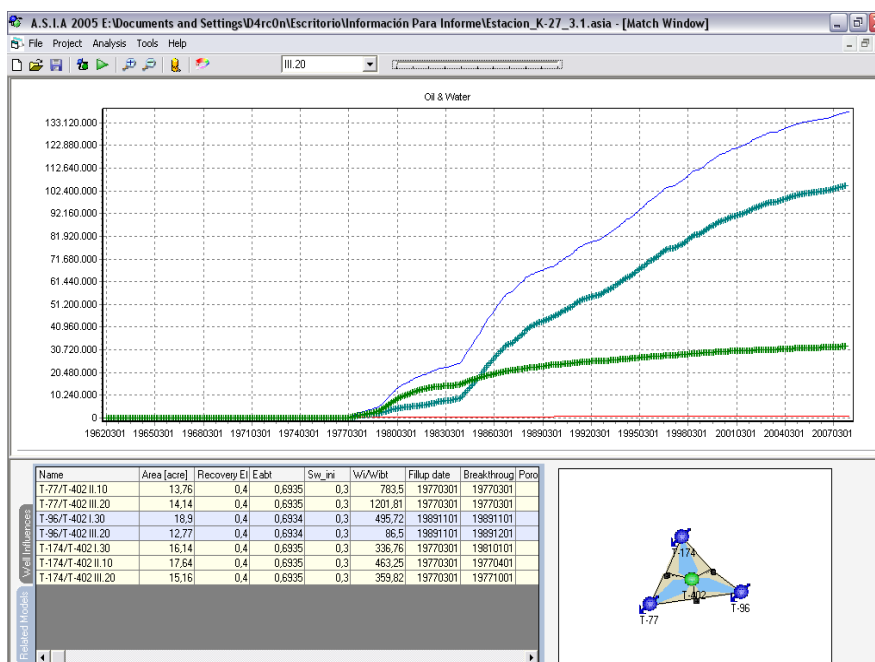
Fuente. Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Figura 96. Ajuste histórico del pozo T-410 (Regular ajuste)



Fuente. Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Figura 97. Ajuste histórico del pozo T-396 (Regular ajuste)



Fuente. Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

De esta manera y para resaltar, los resultados obtenidos más representativos para nuestro trabajo hacen referencia a las zonas drenadas y no drenadas, las influencias entre pozos inyectorios a pozos inyectorios y las eficiencias areales que se pueden obtener mediante caracterizaciones con este software.

A partir de los parámetros obtenidos en el ajuste, puede hacerse predicción del comportamiento que presentará la inyección posteriormente. También es posible generar recomendaciones como lo es la reactivación de un pozo o la conversión de los mismos, siendo ASIA una herramienta práctica y de rápida aplicación para analizar el recobro de petróleo.

A continuación se puede observar las distribuciones areales más representativas a nivel de sub-ciclos, identificando las zonas drenadas y no drenadas, cabe resaltar que mediante este análisis se encontró que la eficiencia areal a tiempo de irrupción correspondió en su gran mayoría al valor de 0,6975 representando de esta manera como ha sido el barrido de hidrocarburos en las zonas lavadas.

