

**DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN CAMPOS  
MADUROS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE AGUA USANDO EL  
SOFTWARE ASIA Y OFM**

LILIANA SANABRIA GÓMEZ

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

**2008**

**DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN CAMPOS  
MADUROS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE AGUA USANDO EL  
SOFTWARE ASIA Y OFM**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

LILIANA SANABRIA GÓMEZ

**Director**

M.Sc. Samuel Fernando Muñoz

**Co-director**

Ing. Edgar Ricardo Pérez

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

**2008**

## DEDICATORIA

*A Dios por ser el gestor y artífice de todas las cosas hermosas que me han pasado en la vida, Gracias Diosito.*

*A mi mamita hermosa Ana Isabel; por su amor, comprensión, apoyo y oraciones; por ser mi amiga y consejera. Te quiero mucho mamita.*

*A mi papito Prospero, por su apoyo incondicional y por creer en mí en todo momento. Gracias papi.*

*A mis hermanitos Omar, Edison, Mery, Alexis, Maricela, Nancy y Armando por confiar en mí, por apoyarme y por brindarme su amor. Los adoro niños.*

*A mi tío Ismael (q.e.p.d), tío yo sé que desde el cielo me estas cuidando y acompañando a cada momento. Te extraño mucho.*

*A toda mi familia, nonos, tíos, primos. Gracias por su cariño, por todo su apoyo y por todos los momentos compartidos.*

*A todos mis amigos, gracias por permitirme ser parte de su vida. Los quiero muchísimo.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Muchas personas hicieron posible el desarrollo de este trabajo y mi desarrollo como profesional, para ellos mis más sinceros agradecimientos.

A los profesores de la Universidad Industrial de Santander y la escuela de Ingeniería de Petróleos por formarme como profesional.

Al Grupo de Investigación Campos maduros y al frente de Ingeniería de yacimientos, por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto de Grado.

A los funcionarios del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), que de una u otra forma hicieron parte de este trabajo.

Al Ingeniero Aníbal Ordóñez por ser el gestor de este trabajo de grado.

A mis directores los Ingenieros: Edgar Ricardo Pérez y Samuel Fernando Muñoz, por todas sus sugerencias y apoyo en la realización de este proyecto.

A mis calificadores los Ingenieros Fernando Enrique Calvete y Nicolás Santos, por todos sus aportes a este trabajo.

A los Ingenieros Rubén Castro, William Navarro, Alejandro Sandoval, Jonathan Rojas y Edgar Suárez y las Ingenieras Esperanza Cotes, Adriana Rojas, Adriana Gómez, Claudia Lorena Delgadillo y Mariana Jaimes por todas las asesorías brindadas para el desarrollo de este trabajo.

Al profesor Rodrigo Rodríguez y al estudiante Iván Osma, por su colaboración.

A mis amigas Adriana, Claudia Lorena, Johanna, Claudia Marleny, Diana, Marcela, Lisseth, Luz Helena, Ruth, Nancy, Mónica y mis amigos Sergio, Jair, Julio, Mauricio, Wilson. Gracias por su amistad y los quiero mucho.

A todas las personas que me han brindado su apoyo siempre y las que han ayudado a hacer este sueño posible. ¡¡¡Gracias!!!

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	19
<b>1. HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL DESARROLLO DEL PROYECTO</b>	21
<b>1.1 ADVANCED SYSTEM FOR INJECTION ANALYSIS (ASIA)</b>	22
1.1.1 Propiedades de los modelos en ASIA	24
1.1.1.1 Propiedades petrofísicas.	24
1.1.1.2 Propiedades de los fluidos.	24
1.1.1.3 Área transversal, caudal y permeabilidades relativas	24
1.1.1.4 Área superficial y buzamiento	25
1.1.1.5 Eficiencia areal a tiempo de irrupción.	26
1.1.2 Creación de un proyecto en ASIA	27
1.1.2.1 Carga de Información Petrofísica	27
1.1.2.2 Crear conexiones entre pozos y definición de patrones.	29
1.1.2.3 Establecer áreas potenciales.	31
1.1.2.4. Cargar historias de inyección y producción	32
1.1.2.5 Cargar curvas de Permeabilidad Relativa.	36
1.1.2.6 Cargar Información PVT para los modelos.	37
1.1.2.7 Establecer Influencias.	38
1.1.2.8 Establecer distribución vertical	39
1.1.2.9 Calcular los pozos productores.	41
1.1.2.10 Ajuste Histórico para los pozos productores.	42
1.1.2.11 Refinamiento del ajuste.	43
1.1.2.12 Imposibilidad de lograr un buen ajuste	44
1.1.2.13 Reporte de resultados	45
1.1.2.14 Predicción de la inyección de agua	48

<b>1.2 OILFIELD MANAGER PRODUCTION SOFTWARE (OFM)</b>	<b>49</b>
1.2.1 Ventajas del OFM	50
1.2.2 Keywords.	51
1.2.3 Tipos de tablas en OFM	51
1.2.3.1 Estáticas	51
1.2.3.2 Dinámicas	51
1.2.4 Menú de la herramienta OFM	52
1.2.4.1. Menú File	52
1.2.4.2 Menú Edit	53
1.2.4.3 Menú View	54
1.2.4.4 Menú Database	54
1.2.4.5 Menú Step	55
1.2.4.6 Menú Analysis.	56
1.2.4.7 Menú Tools	56
1.2.4.8 Menú Window	57
1.2.4.9 Menú Help	57
1.2.5 Barras de herramientas en OFM	58
1.2.5.1 Barra de herramientas Analysis	58
1.2.5.2 Barra de herramientas Filter	58
1.2.5.3 Barra de herramientas Properties	59
1.2.5.4 Barra de herramientas Forecast	59
<b>2. AJUSTE HISTORICO ESTACION J-25, CAMPO TIBU</b>	<b>60</b>
<b>2. 1 GENERALIDADES CAMPO TIBU</b>	<b>61</b>
2.1.1 Reseña histórica Campo Tibú	61
2.1.2 Ubicación Geográfica Campo Tibú	61
2.1.3 Caracterización del yacimiento	64
2.1.3.1 Modelo Estructural	64
2.1.3.2 Modelo Estratigráfico	64
2.1.3.3 Modelo de distribución de fluidos	66
2.1.4 Desarrollo del Campo.	67

2.1.5 Comportamiento de la producción.	68
2.1.6 Área A.	70
Estación J-25.	71
<b>2.2 DESARROLLO AJUSTE HISTORICO</b>	<b>72</b>
2.2.1 Metodología de cargue de información al Software ASIA.	72
2.2.2 Desarrollo de un ajuste histórico.	79
2.2.2.1 Calcular los pozos productores	80
2.2.2.2 Calcular la eficiencia areal a tiempo de irrupción	81
2.2.2.3 Hacer el ajuste de WOR Pre-irrupción	82
2.2.2.4 Ajuste de la curva de WOR.	83
2.2.2.5 Ajuste de las curvas de acumulados	84
<b>2.3 RESULTADOS DEL AJUSTE HISTORICO ESTACION J-25</b>	<b>85</b>
2.3.1 Resultados Pozos Productores.	86
2.3.1.1 Pozo T-36	86
2.3.2 Resultados Pozos Inyectores.	92
2.3.2.1 Pozo T-20	97
2.3.2.2 Pozo T-33	98
2.3.2.3 Pozo T-99	99
2.3.2.4 Pozo T-117	100
2.3.2.5 Pozo T-299	100
2.3.2.6 Pozo T-302	101
2.3.3 Pérdidas de Agua.	102
2.3.4 Resultados de Campo.	103
<b>3. DIAGNÓSTICO DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	<b>106</b>
<b>3.1 CURVAS DE PRODUCCION</b>	<b>107</b>
<b>3.2 MAPAS DE BURBUJA DE ACUMULADOS</b>	<b>109</b>
<b>3.3 GRID MAP DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS</b>	<b>112</b>
<b>3.4 CURVAS DE VORONOI PARA DETERMINAR EL AREA DE DRENAJE</b>	<b>116</b>
3.4.2 Creación de los diagramas de Voronoi	117

3.4.3 Diagramas realizados	121
<b>3.5 DIAGRAMAS DE HALL</b>	124
<b>3.6 VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR)</b>	129
<b>3.7 ANÁLISIS DE LA SALINIDAD EN LOS POZOS PRODUCTORES</b>	132
<b>3.8 METODOLOGIA DE DIAGNÓSTICO DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	134
3.8.1 Definición	134
3.8.2 Metodología desarrollada en el proyecto	135
<b>CONCLUSIONES</b>	138
<b>RECOMENDACIONES</b>	139
<b>A. DEL AREA DE ESTUDIO</b>	139
<b>B. DEL SOFTWARE</b>	140
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	142

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Modelo y área de barrido en ASIA, para un patrón regular	23
<b>Figura 2.</b> Modelo y área de barrido en ASIA, para un patrón irregular	23
<b>Figura 3.</b> Ventana de inicio ASIA 2005	28
<b>Figura 4.</b> Plantilla inicial para la carga de información de pozos a ASIA	29
<b>Figura 5.</b> Visualización de los pozos	29
<b>Figura 6.</b> Ventana para crear conexiones	30
<b>Figura 7.</b> Conexiones entre pozos Ciclo III, estación J-25	31
<b>Figura 8.</b> Áreas potenciales para los modelos, Ciclo III, estación J-25	32
<b>Figura 9.</b> Propiedades para un pozo inyector – Información General (T-302)	33
<b>Figura 10.</b> Propiedades para un pozo productor – Influencias (T-36)	36
<b>Figura 11.</b> Ventana para cargar la información de Permeabilidades relativas	37
<b>Figura 12.</b> Ventana para cargar la información PVT	38
<b>Figura 13.</b> Ventana de distribución vertical para los pozos inyectores	40
<b>Figura 14.</b> Ventana de resultados para un pozo calculado	42
<b>Figura 15.</b> Ejemplo de un buen ajuste	43
<b>Figura 16.</b> Ventana de resultados para un pozo inyector	46
<b>Figura 17.</b> Ventana de análisis para un pozo productor	47
<b>Figura 18.</b> Ventana de inicio OFM	52
<b>Figura 19.</b> Menú File	53
<b>Figura 20.</b> Menú Edit	53
<b>Figura 21.</b> Menú View	54
<b>Figura 22.</b> Menú Database	55
<b>Figura 23.</b> Menú step	55

<b>Figura 24.</b> Menú Analysis	56
<b>Figura 25.</b> Menú Tools	57
<b>Figura 26.</b> Menú Window	57
<b>Figura 27.</b> Menú Help	58
<b>Figura 28.</b> Localización Campo Tibú	62
<b>Figura 29.</b> Áreas campo Tibú	63
<b>Figura 30.</b> Columna Estratigráfica Cuenca del Catatumbo	66
<b>Figura 31.</b> Curva de producción Campo Tibú a Junio de 2007	69
<b>Figura 32.</b> Patrones establecidos para los ciclos II y III, Estación J-25	77
<b>Figura 33.</b> Mapa de capacidad de flujo para el ciclo II, Estación J-25	78
<b>Figura 34.</b> Mapa de Capacidad de flujo para el ciclo III, Estación J-25	79
<b>Figura 35.</b> Ventana mostrada para un pozo productor calculado (T-301)	81
<b>Figura 36.</b> Ventana de Ajuste WOR, pre-irrupción	83
<b>Figura 37.</b> Casos que se pueden presentar en las curvas de acumulados	85
<b>Figura 38.</b> Patrón de inyección pozo T-36	86
<b>Figura 39.</b> Curva de acumulados del pozo T-36	87
<b>Figura 40.</b> Curva de WOR del pozo T-36	88
<b>Figura 41.</b> Producción mensual de petróleo pozo T-36	88
<b>Figura 42.</b> Agua inyectada y fluidos producidos por ciclos, pozo T-36	89
<b>Figura 43.</b> Aporte a la producción, de los inyectores que afectan al T-36	89
<b>Figura 44.</b> Estadística de los ajustes realizados a la estación J-25	92
<b>Figura 45.</b> Frecuencia en la toma de trazadores, Estación J-25	97
<b>Figura 46.</b> Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-20.	98
<b>Figura 47.</b> Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-33.	99
<b>Figura 48.</b> Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-99.	99
<b>Figura 49.</b> Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-117.	100
<b>Figura 50.</b> Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-299.	101
<b>Figura 51.</b> Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-302.	101
<b>Figura 52.</b> Agua inyectada y fluidos producidos por la estación J-25	104
<b>Figura 53.</b> Agua inyectada por la estación J-25	104

<b>Figura 54.</b> Áreas drenadas por los ciclos II y III, Estación J-25	105
<b>Figura 55.</b> Curva de producción histórica petróleo y agua, Estación J-25	108
<b>Figura 56.</b> Ventana para creación de mapas de burbuja	109
<b>Figura 57.</b> Fluidos producidos acumulados, Estación J-25	110
<b>Figura 58.</b> Agua inyectada acumulada	111
<b>Figura 59.</b> Pérdidas de agua	112
<b>Figura 60.</b> Capacidad de flujo para Ciclos II y III, Estación J-25	113
<b>Figura 61.</b> Permeabilidad para ciclos II y III, Estación J-25	114
<b>Figura 62.</b> Porosidad para ciclos II y III, Estación J-25	115
<b>Figura 63.</b> Espesor neto para ciclos II y III, Estación J-25	115
<b>Figura 64.</b> Ventana para guardar los datos para los diagramas de Voronoi	117
<b>Figura 65.</b> Tabla completion para la creación de diagramas de Voronoi	118
<b>Figura 66.</b> Ventana “Calculate Voronoi Drainage Areas”	119
<b>Figura 67.</b> Ventana para calcular las áreas de drenaje	119
<b>Figura 68.</b> Menú para cargar los annotation al mapa de OFM	120
<b>Figura 69.</b> Ventana para cargar los annotation a OFM	120
<b>Figura 70.</b> Voronoi para 10 acres	121
<b>Figura 71.</b> Voronoi para 20 acres	122
<b>Figura 72.</b> Voronoi para 30 acres	122
<b>Figura 73.</b> Voronoi para 40 acres	123
<b>Figura 74.</b> Voronoi de 30 acres ciclos II y III, Estación J-25	123
<b>Figura 75.</b> Hall plot a diferentes condiciones del pozo	126
<b>Figura 76.</b> Diagrama de Hall, Área A del Campo Tibú	127
<b>Figura 77.</b> Gráfica de VRR para la Estación J-25	131
<b>Figura 78.</b> Valores de Salinidad pozos productores, Estación J-25	133
<b>Figura 79.</b> Metodología llevada a cabo en el desarrollo del proyecto	135

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Reservas por anticlinales Campo Tibú	68
<b>Tabla 2.</b> Estado de los pozos Campo Tibú- Área A. Formación Barco	71
<b>Tabla 3.</b> Acumulados de inyección y fluidos producidos, Estación J-25	71
<b>Tabla 4.</b> Estado de pozos estación J-25	72
<b>Tabla 5.</b> Patrones definidos Estación J-25	73
<b>Tabla 6.</b> Modelos que han irrumpido, pozo T-36	90
<b>Tabla 7.</b> Resultados del ajuste	90
<b>Tabla 8.</b> Inyección acumulada pozos estación J-25	92
<b>Tabla 9.</b> Relación de Trazadores Inyectores J-25	94
<b>Tabla 10.</b> Pérdidas de agua, pozos inyectores estación J-25	102
<b>Tabla 11.</b> Pozos inyectores con problemas según los diagramas de Hall	128
<b>Tabla 12.</b> Salinidad pozos productores, Estación J-25	132

## NOMENCLATURA

Asup	:	Área superficial del modelo, pies <sup>2</sup>
B	:	Factor volumétrico, bbl/STB
bbl	:	Barriles
bnm	:	Bajo nivel del mar
BPPD	:	Barriles de petróleo por día
C	:	Inyectividad del pozo
EXO	:	Exponente para la curva de Kro
EXW	:	Exponente para la curva de Krw
GOR	:	Gas Oil Ratio
ILT	:	Injection Logging Test
Kr	:	Permeabilidad relativa, md
M	:	Miles
MM	:	Millones
MD	:	Measured Depth, pies
Q	:	Tasa de producción
Rs	:	Factor de Solubilidad del gas en el petróleo, SCF/STB
S	:	Saturación
SCF	:	Standard Cubic Feet
Sor	:	Saturación de petróleo residual
STB	:	Stock Tank Barrel
t	:	Tiempo
TVDSS	:	True Vertical Depth Sub Sea
VRR	:	Voidage Replacement Ratio
WOR	:	Water Oil Ratio, STB de agua/STB de líquido
X	:	Coordenada X del pozo, pies
Y	:	Coordenada Y del pozo, pies
Z	:	Profundidad del pozo, pie

## LETRAS GRIEGAS

$\Delta$	:	Variación
$\phi$	:	Porosidad
$\alpha$	:	Buzamiento de la arena

## SUBÍNDICES

g	:	Gas
i	:	Inyectada
o	:	Petróleo
Sor	:	Saturación de petróleo residual
Swirr	:	Saturación de agua irreducible
w	:	Agua

## RESUMEN

**TITULO:** DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN CAMPOS MADUROS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE AGUA USANDO EL SOFTWARE ASIA Y OFM<sup>1</sup>

**AUTOR:** LILIANA SANABRIA GÓMEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Inyección de agua, ASIA, OFM, Diagnóstico, Evaluación, herramientas analíticas

Para el diagnóstico, monitoreo y evaluación de proyectos de inyección de agua, se han utilizado herramientas numéricas y analíticas, además de metodologías que involucran mapas de burbujas, curvas de inyección y producción, diagramas de Hall; con lo que se obtienen zonas de buenas propiedades petrofísicas, influencia de pozos inyectoros sobre productores, zonas potenciales para producción y problemas en pozos inyectoros. Lo anterior permite plantear estrategias para mejorar la producción de las zonas.

Tibú es un campo maduro en el cual se ha estado inyectando agua por más de 50 años, pero en ciertas zonas debido a sus características físicas, el proceso de inyección no ha sido efectivo y aún se encuentran zonas no drenadas; por tal razón, es necesario realizar estudios enfocados a localizar dichas zonas, y determinar la factibilidad de implementar programas como de perforación infill o estimulación para mejorar el drenaje y aumentar el factor de recobro del área.

En el desarrollo de este proyecto, los resultados obtenidos del ajuste histórico llevado a cabo en el área de la estación J-25 del campo Tibú; usando el Advanced System for Injection Analysis (ASIA), fueron integrados con mapas de propiedades petrofísicas y mapas de acumulados de fluidos, curvas de Voronoi y diagramas de Hall generados en el Oilfield Manager Production software (OFM). Como un resultado representativo de este estudio fueron obtenidos los pozos inyectoros que influyen a los productores, definición de las arenas que han sido barridas y las que aún no han tenido efecto de la inyección, recomendaciones de reactivación de los pozos con mayor potencial y que presentaron mejor comportamiento de inyección, todo dirigido a mejorar el recobro de dicha área.

---

<sup>1</sup> Tesis de Pregrado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co- Director: Ing. Edgar Ricardo Pérez

## ABSTRACT

**TITLE:** DETERMINATION OF DEVELOPMENT OPORTUNITIES IN MATURE FIELDS SUBJECTED TO WATERFLOODING, USING ASIA AND OFM SOFTWARE<sup>2</sup>

**AUTHOR:** LILIANA SANABRIA GÓMEZ\*\*

**KEYWORDS:** Waterflooding, ASIA, OFM, Diagnosis, Evaluation, Analytical Tools

For the diagnosis, monitoring and evaluation of waterflooding projects, plenty of numerical and analytical tools have been used, as well as methodologies that involve bubble maps, Hall plots, injection and production curves, with these are obtain areas of good petrophysics properties, injector wells that influence producer wells, potential areas for production and problems in injector wells. These results obtained allow the engineer to consider strategies for improving the production of the areas mentioned before.

Tibú is a mature field which has been under water injection for over 50 years, but due to the physical properties of some areas, this process has not been so effective, as a results, it is plenty of areas have not drained yet; for that reason it is necessary to carry out studies approaching to localize these areas and determine the possibility of the implementation of programs such as Infill drilling or Stimulation in order to improve drainage and increase the recovery factor of the area.

In the development of this project, the results obtained from the history match carried out to the J-25 station in the Tibú field, using Advanced System for Injection Analysis (ASIA), were integrated along with petrophysical properties and cumulative fluids maps, Voronoi curves and Hall plot generated in the Oilfield Manager (OFM). As a representative result of this study, there were obtained injector wells that influence producer wells, sands that have and have not been effectively swept by injection, recommendations of reactivation of wells with major potential and that showed major performance of injection. On the whole the study was directed to improve the recovery fact of the J-25 station in the Tibú field.

---

<sup>2</sup> Undergraduate Project

\*\* Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co- Director: Ing. Edgar Ricardo Pérez

## INTRODUCCIÓN

En una área que ha sido sometida a inyección de agua, es necesario evaluar su desempeño, ya que en algunos casos debido a propiedades de yacimiento y fluidos, junto con condiciones operacionales no es totalmente efectivo, puesto que no toda el agua inyectada se dirige a empujar el petróleo; sino que parte de esa agua, es usada para mantener la presión del yacimiento y llenar el espacio ocupado inicialmente por el gas (Etapa de llenado,  $S_{gi} > 0$ ), quedando de esta manera arenas potenciales para producción sin drenar.

Los métodos de predicción permiten simular el comportamiento esperado del yacimiento ante un proceso de inyección de agua, en aspectos como la influencia del agua inyectada en la zona de petróleo, el porcentaje barrido en cada una de las arenas, la influencia de un pozo inyector sobre un productor, el petróleo recuperado en función del tiempo.

Los métodos de predicción para su mejor aplicación son implementados en herramientas como el Advanced System for Injection Analysis (ASIA), herramienta semi analítica que permite caracterizar un sistema que ha sido sometido a inyección de agua basados en los resultados del ajuste de la historia de inyección y producción de un área. Para representar las propiedades de la formación y los resultados obtenidos del ajuste se utilizan los mapas de burbuja y los grid map de propiedades petrofísicas y de acumulados de fluidos inyectados y producidos; que muestran la variación de cada una de las propiedades con el tiempo para cada uno de los pozos o la zona general; los mapas de Voronoi que permiten determinar el área óptima

de drenaje; los mapas de pérdidas que indican la cantidad de agua que no ha sido utilizada para empujar el petróleo y las curvas de inyección que junto con las de producción permiten analizar cualitativamente la influencia de un pozo inyector sobre los productores cercanos, todos estos mapas elaborados en la herramienta **Oilfield Manager Production Software (OFM)**.

Con este trabajo de investigación se integraron los resultados obtenidos del ajuste histórico realizado en el área de la estación J-25 del campo Tibú, en el Software ASIA y los mapas de producción, mapas petrofísicos (permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos), mapas de pérdidas de agua, hall plot y diagramas de Voronoi, generados en OFM con el fin de determinar zonas de mejores propiedades y con mayor potencial, pozos con posibilidades de reactivación, arenas que aún no han sido drenadas y generar recomendaciones dirigidas a mejorar el esquema de inyección producción del área de estudio y por ende aumentar el factor de recobro.

## 1. HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL DESARROLLO DEL PROYECTO

Muchas herramientas permiten analizar el desempeño de procesos realizados a nivel de yacimiento, con el fin de encontrar parámetros que puedan modificarse para mejorar dicho proceso.

El **Advanced System for Injection Analysis (ASIA)**<sup>3</sup>, permite caracterizar un sistema de inyección- producción en un área que ha sido sometida a inyección de agua. Dicha caracterización es realizada con base en los resultados obtenidos del ajuste de la historia de inyección- producción del área de estudio.

Otra herramienta de gran utilidad a la hora de diagnosticar un proceso de inyección de agua es el **Oilfield Manager Production Software (OFM)**<sup>4</sup>, una base de datos que permite almacenar, organizar y administrar información de campo referente a datos de producción e inyección, estados mecánicos de pozos, registros eléctricos, propiedades petrofísicas entre otras. La combinación de estas herramientas en un estudio permite obtener resultados más próximos a la realidad del yacimiento y el proceso. Cabe resaltar que la calidad de los resultados esta en función de la información inicial y el buen uso de esa información. A continuación se presenta una descripción del **Software ASIA** y la base de datos OFM.

---

<sup>3</sup> Desarrollado en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)- ECOPETROL

<sup>4</sup> Perteneciente a **Geoquest**, la división encargada del desarrollo informático de la empresa **Schlumberger**

## 1.1 ADVANCED SYSTEM FOR INJECTION ANALYSIS (ASIA)

El **Software** ASIA es una herramienta semi- analítica desarrollada por el Instituto Colombiano del petróleo (ICP), de ECOPEPETROL. 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 lograr la caracterización del sistema inyección – producción, es necesario obtener los parámetros de yacimiento como son influencias de los pozos inyectores sobre los productores, áreas de drenaje y eficiencias areales, más representativos del área.

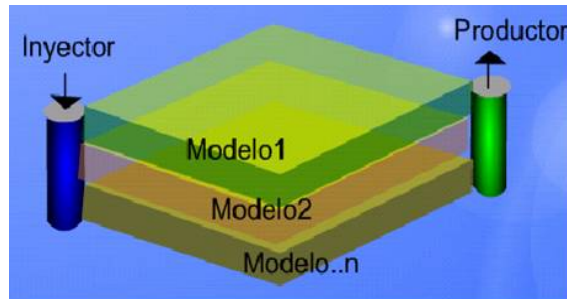
A partir de los parámetros obtenidos en el ajuste, puede hacerse predicción del comportamiento que presentará la inyección posteriormente. También es posible simular el comportamiento de patrones en yacimientos que aún no han sido sometidos a inyección, siendo el ASIA una herramienta práctica y de rápida aplicación para analizar el recobro de petróleo.

Para los cálculos que realiza ASIA, el modelo es la unidad básica. El modelo consiste de una porción del yacimiento comprendida entre un pozo inyector y un pozo productor por una arena o unidad de flujo determinada. Se considera que es el volumen poroso que se espera sea barrido por el agua en un proceso de inyección, desde el pozo inyector en dirección al productor en la unidad de flujo determinada.

Para un patrón de inyección de cinco puntos en un yacimiento homogéneo y sin acción de la fuerza gravitacional, el área de barrido es un cuadrado cuya

diagonal es la línea que une los pozos inyector y productor, como se observa en la Figura 1.

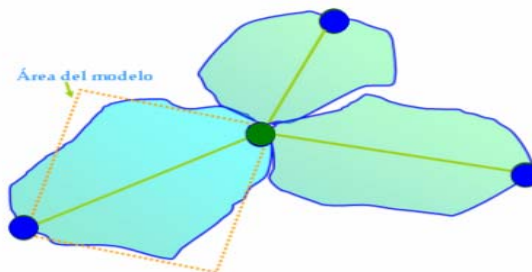
**Figura 1.** Modelo y área de barrido en ASIA, para un patrón regular



**Fuente.** Presentación ICP- Octubre de 2007

Generalmente la estructura de los yacimientos no permite crear modelos regulares en toda ocasión, ya que la ubicación de los pozos no es siempre geométricamente perfecta; en estos casos se crean modelos irregulares donde el área puede ser mayor o menor a la del cuadrado formado con la diagonal que conecta los pozos, dependiendo de ciertas características como número de pozos productores influenciados por un pozo inyector, propiedades petrofísicas, entre otros. Un esquema de arreglo irregular se observa en la Figura 2.

**Figura 2.** Modelo y área de barrido en ASIA, para un patrón irregular



**Fuente.** ASIA 2.0 Technical Handbook

**1.1.1 Propiedades de los modelos en ASIA.** Una de las ventajas de ASIA es que la información que requiere es para cada modelo y no para cada celda o grilla como en un simulador numérico, cada modelo posee propiedades independientes tales como petrofísicas, geométricas, de los fluidos e historias de inyección y producción.

**1.1.1.1 Propiedades petrofísicas.** Para cada uno de los modelos creados en ASIA, se requiere disponer de información petrofísica como permeabilidad base o absoluta, porosidad, espesor neto y saturación de agua. Esta información debe ser suministrada y puede ser calculada, a partir de registros o pruebas en corazones. De la permeabilidad se calcula un promedio armónico ponderado por espesores, de la porosidad y el espesor neto se calcula un promedio aritmético.

**1.1.1.2 Propiedades de los fluidos.** Las propiedades de los fluidos que requieren ser especificadas en ASIA son: viscosidad, densidad y factor volumétrico para las fases agua y petróleo. Para cada modelo se construye una curva de flujo fraccional, así que las fases pueden tener propiedades diferenciadas. Las propiedades de los fluidos son uniformes en todo el proceso, dada la condición de estado estable, por lo tanto debe escogerse una presión adecuada para tomar los datos de los fluidos e introducirlos al **Software**.

**1.1.1.3 Área transversal, caudal y permeabilidades relativas.** El área transversal y el caudal son requeridos para construir la curva de flujo fraccional en cada uno de los modelos. Se recomienda promediar un solo valor de caudal y área transversal por arena, y aplicar a todo modelo relacionado con dicha arena.

El **Software** ASIA construye internamente la curva de permeabilidades relativas que luego son utilizadas para la construcción de la curva de flujo fraccional. ASIA construye una relación analítica basada en la correlación de **Hirasaki**, lo cual posibilita que los cálculos de la derivada del flujo fraccional se hagan analíticamente. Los parámetros de saturación y permeabilidad relativa finales (**end-points**) pueden ser extraídos directamente de un estudio de permeabilidades relativas, mientras que los exponentes de la curva, se ajustan para representar los puntos intermedios de la tabla. Las correlaciones de **Hirasaki** se presentan a continuación.

$$K_{ro} = (K_{ro})_{Swirr} \cdot \left( \frac{1 - S_w - S_{sor}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right)^{EXO} \quad (1)$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{Sor} \cdot \left( \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right)^{EXW} \quad (2)$$

Sor: Saturación de petróleo residual

Swirr: Saturación de agua irreducible

$(Kro)_{Swirr}$ : Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua irreducible

$(Krw)_{Sor}$ : Permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual

EXO: Exponente para la curva de Kro

EXW: Exponente para la curva de Krw

**1.1.1.4 Área superficial y buzamiento.** Estas variables son calculadas con base en las coordenadas X, Y y Z; introducidas por arena para cada pozo. El área superficial se toma como el área del cuadrado cuya diagonal es la línea

que une los pozos inyector y productor. Estos parámetros son calculados a partir de las siguientes ecuaciones.

### ✚ Área Superficial

$$A_{\text{sup}} = \frac{1}{2} [(\Delta X)^2 + (\Delta Y)^2 + (\Delta Z)^2] \quad (3)$$

### ✚ Buzamiento

$$\alpha = \arctan \left( \frac{\Delta Z}{\left[ (\Delta X)^2 + (\Delta Y)^2 \right]^{1/2}} \right) \quad (4)$$

El área superficial puede ajustarse de manera que se asemeje a la realidad del comportamiento de la inyección, el **Software** trae la opción que permite cuadrar manualmente dicha área.

**1.1.1.5 Eficiencia areal a tiempo de irrupción.** La eficiencia areal a irrupción, hace referencia al área que ha sido barrida al momento en que el frente de agua irrumpe en el pozo productor. En el análisis con ASIA, esta eficiencia es mejor utilizarla como un parámetro móvil, ya que con ella se puede simular la digitación causada por la heterogeneidad vertical en la permeabilidad o la canalización causada por heterogeneidad areal en las propiedades petrofísicas. La eficiencia areal también depende de la geometría del modelo, puesto que modelos más alargados tienen una probabilidad más alta de barrer mayor área al momento de irrumpir, puesto que los fluidos se desplazan muy cerca de la línea de mayor gradiente de presión, a diferencia de lo que ocurre en un modelo cercano a la forma cuadrada.

En teoría, la mínima eficiencia areal para un patrón regular de cinco puntos con propiedades homogéneas debe ser del orden de 0.6, pero puede ser menor si hay alta heterogeneidad.

Ya han sido presentadas las variables que están involucradas en un análisis hecho con la herramienta ASIA. A continuación se presentara la forma de cargar los datos e información a la herramienta.

**1.1. 2 Creación de un proyecto en ASIA.** Para iniciar un proyecto en ASIA 2005, se puede hacer de dos formas. La primera es ingresando los datos como archivos de texto o plantillas y la segunda es usando el asistente para agregar pozos. La primera es la más utilizada, aún más cuando el área a analizar es extensa y presenta gran cantidad de pozos, ya que utilizando estas plantillas se pueden cargar todos los pozos al mismo tiempo. En este capítulo se explicará la primera forma para cargar los datos ya que fue la utilizada en el proyecto.

El primer pantallazo que se tiene al abrir el **Software** ASIA se muestra en la Figura 3.

**1.1.2.1 Carga de Información Petrofísica.** Se crea una plantilla en Excel que contiene las coordenadas X(m), Y(m), Z(pies) de los pozos y las propiedades petrofísicas como porosidad, espesor neto, permeabilidad y saturación de agua inicial. Para el valor de Z, se utiliza el valor de True Vertical Depth Sub Sea (TVDSS), ya que el Software toma un nivel de referencia que es el nivel del mar y si se ingresa el valor de Measured Depth

(MD), no se representará correctamente la estructura que presenta el yacimiento, lo que estaría generando errores en los resultados.

Luego que este terminada la plantilla en Excel se guarda como documento de texto, ya que de esa manera es que se ingresa al **Software**. Se ingresan las propiedades petrofísicas, de las arenas que se están abiertas para cada uno de los pozos, como se observa en la Figura 4. Se debe tener en cuenta el orden de las columnas y las unidades utilizadas para el ingreso de datos, ya que si se hace de otra manera, el **Software** no reconoce la información.

**Figura 3.** Ventana de inicio ASIA 2005



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

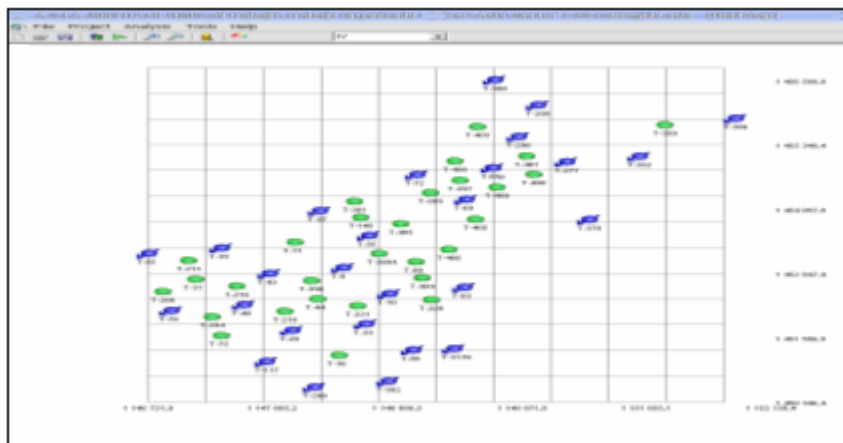
**Figura 4.** Plantilla inicial para la carga de información de pozos a ASIA

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2		<b>Name</b>	<b>X (m)</b>	<b>Y (m)</b>	<b>Z (ft)</b>	<b>PHI (frac)</b>	<b>Espesor neto</b>	<b>Sw (frac)</b>	<b>K (md)</b>	
3	Well	T-8	INV							
4	BARCO	Ciclo I	1148414,63	1452950,5	4816,78125	0,09	0	0,3	0,13	
5	BARCO	Ciclo II	1148414,63	1452950,5	4688,26563	0,11	26	0,3	110	
6	BARCO	Ciclo III	1148414,63	1452950,5	4474,00781	0,16	64	0,3	130	
7	BARCO	Ciclo IV	1148414,63	1452950,5	4353,47998	0,12	4	0,3	25	
8	Well	T-10	INV							
9	BARCO	Ciclo I	1148920,75	1452446,13	4875,67968	0,13	0	0,3	8	
10	BARCO	Ciclo II	1148920,75	1452446,13	4728,04492	0,14	72	0,3	140	
11	BARCO	Ciclo III	1148920,75	1452446,13	4544,36719	0,12	29	0,3	190	
12	BARCO	Ciclo IV	1148920,75	1452446,13	4407,11719	0,12	8	0,3	15	
13	Well	T-11	PROD							
14	BARCO	Ciclo I	1147998,13	1453447	4735,50391	0,14	0	0,3	11	
15	BARCO	Ciclo II	1147998,13	1453447	4567,26563	0,1	26	0,3	140	
16	BARCO	Ciclo III	1147998,13	1453447	4380,36156	0,1	47	0,3	120	
17	BARCO	Ciclo IV	1147998,13	1453447	4268,68604	0,12	3	0,3	20	
18	Well	T-13	PROD							

**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Una vez cargada la plantilla, sobre el plano XY se dibujaran los pozos que han sido cargados, con sus respectivos colores, azul para inyectores y verde para productores, como se muestra en la Figura 5.

**Figura 5.** Visualización de los pozos

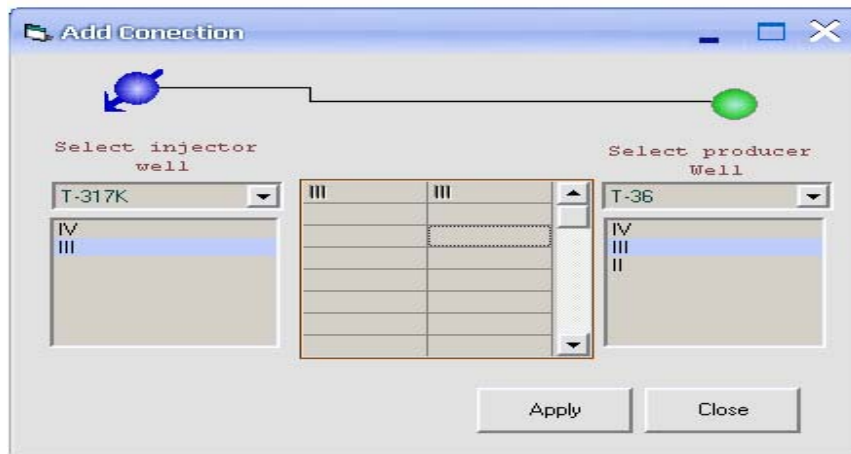


**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

**1.1.2.2 Crear conexiones entre pozos y definición de patrones.** Como se comento anteriormente en el **Software** ASIA la unidad básica o fundamental

es el modelo, donde un modelo es la conexión existente entre un pozo inyector y uno productor por una arena o estrato. Cada pozo esta conformado por una cierta cantidad de ciclos o arenas, con base en estos ciclos es que se establecen las conexiones entre los pozos cercanos para crear los patrones de inyección, ya que como en el ASIA no se permite el flujo cruzado, solo se pueden conectar pozos que tengan abiertos los mismos ciclos. En la Figura 6 se observa la ventana para crear conexiones.

**Figura 6.** Ventana para crear conexiones



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

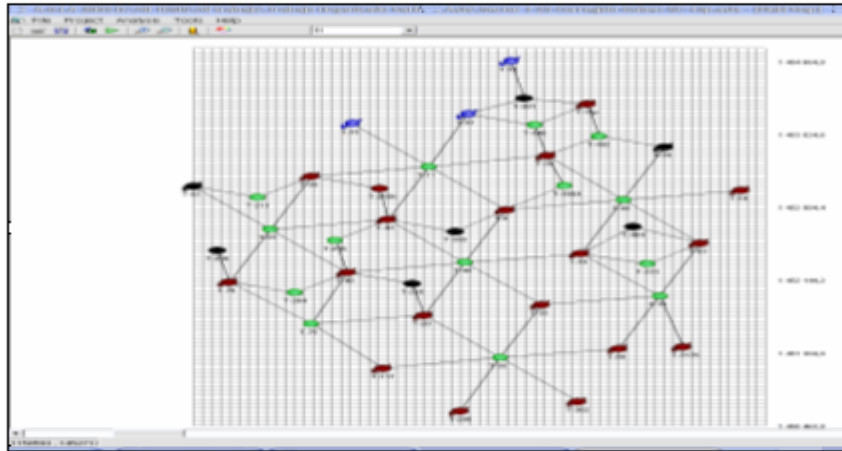
Los modelos se distinguen por un nombre característico que está dado por los nombres del pozo inyector, del pozo productor y de la(s) arena(s) que los conectan. A continuación se presentan a manera de ejemplo dos nombres de modelos.

- a) T-15/T-11 II
- b) T-15/T-11 III

Siempre el nombre del modelo va a estar conformado por el nombre del pozo inyector seguido del nombre del pozo productor, luego de lo cual va un

espacio y el nombre de las arenas que intervienen en la conexión. En la Figura 7 se puede ver como quedan las conexiones para el ciclo III, de la estación J-25 del campo Tibú.

**Figura 7.** Conexiones entre pozos Ciclo III, estación J-25



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

El **Software** ASIA en su última versión tiene la aplicación que permite clasificar los pozos según su estado para que de esa manera aparezcan en la ventana de presentación. Las convenciones utilizadas para esa clasificación son las siguientes.

**Color Azul y Verde.** Pozos Activos

**Color Rojo.** Pozos Inactivos

**Color Negro.** Pozos Abandonados

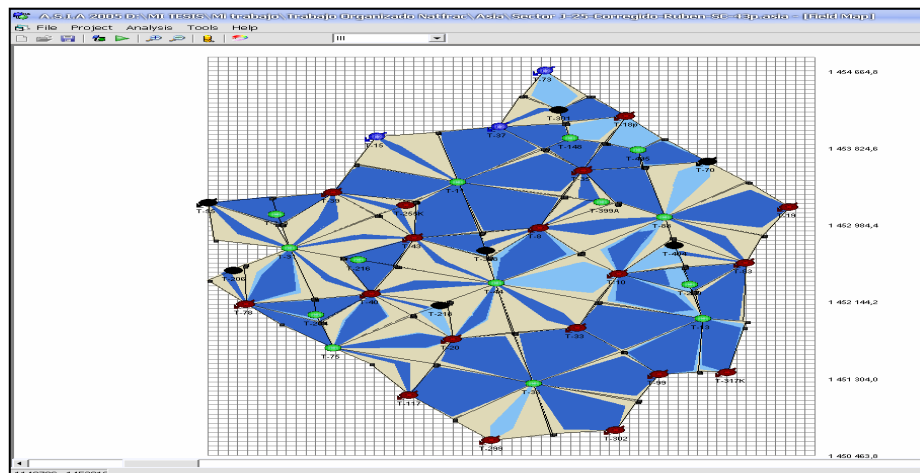
**Esfera Negra.** Pozos secos

**1.1.2.3 Establecer áreas potenciales.** Las áreas potenciales son las que probablemente serán barridas debido al efecto de la inyección. El **Software** ASIA calcula un área inicial según la distancia de los pozos presentes en cada uno de los modelos, es decir toma en cuenta el espaciamiento entre

pozos y los puntos medios de presión, de esta manera estima el área de drenaje que se espera tenga cada modelo.

Pero muchas veces por la cercanía de los pozos estas áreas se superponen y si se deja esto así se estaría incurriendo en un error ya que el **Software** calcularía muchas veces la misma área barrida y los resultados obtenidos serian erróneos. Lo que se hace en este caso es cuadrar manualmente dichas áreas para que no se vayan a superponer espacialmente, teniendo especial cuidado que no se este colocando más o menos área a cada uno de los modelos y teniendo en cuenta la distancia tanto entre pozos inyectores como entre pozos productores. En la Figura 8 se puede observar como quedan distribuidas las áreas para cada uno de los modelos por el ciclo III, para la estación J-25.

**Figura 8.** Áreas potenciales para los modelos, Ciclo III, estación J-25



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

**1.1.2.4. Cargar historias de inyección y producción.** Una vez se han definido los patrones para el área de estudio, se procede a cargar la información de inyección y producción de los pozos que han sido cargados en la plantilla inicial. En la plantilla para los pozos inyectores se incluye la

fecha, el agua inyectada acumulada y el agua inyectada mensualmente. En la plantilla para los pozos productores se coloca la fecha, el agua producida acumulada, el petróleo producido acumulado y la relación agua petróleo (WOR), estos reportes están para cada mes.

Existen pozos que iniciaron como productores, pero que luego fueron convertidos a inyectores, estos pozos deben cargarse dos veces en la plantilla de petrofísica, se les carga las mismas propiedades pero para el pozo que se comporto como productor se le adiciona una p al nombre, ejemplo T-18p. Para este pozo se carga la historia de producción hasta la fecha en que estuvo produciendo y la historia de inyección a partir de la fecha en que fue convertido a inyector. La Figura 9 muestra la tabla de propiedades para un pozo inyector.

**Figura 9.** Propiedades para un pozo inyector – Información General (T-302)

DATE	Water Cumulative_BBL	Water MONTHLY_BBL
19620801	17267	17267
19620901	48656	31389
19621001	78571	29915
19621101	104676	26105
19621201	128873	24197
19630101	153592	24719
19630201	173024	19432
19630301	194538	21514
19630401	212952	18414
19630501	218098	5146
19630601	247722	29624
19630701	270064	22342

**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

En la ventana de propiedades de un pozo se puede visualizar la información cargada para cada uno de ellos y la que se ha establecido para los modelos relacionados con dicho pozo, la información que aparece varía según si el

pozo es inyector o productor. Como aparece en la Figura 9 para un pozo inyector se tiene la siguiente información.

**Barra de título.** En esta aparece el nombre del pozo en referencia.

**Ficha del Pozo.** La ventana de propiedades está conformada por cinco pestañas que son. General, **Sands, Models, Distribution, HICI (Hydraulic Interwell Connectivity Index).**

En la parte general se establecen las propiedades principales del pozo como son.

**Cuadro de nombre.** Aparece el nombre del pozo, se recomienda usar nombres cortos o números para identificar cada pozo.

**Barra de configuración Inyector–Productor.** En esta barra, se puede escoger o cambiar como actuara el pozo si como inyector o como productor, esto en el caso de que no se haya especificado el tipo de pozo en la plantilla inicial.

**Icono del pozo.** Presenta una ampliación del icono que representa al pozo en el plano, este se actualiza a medida que se hagan variaciones en el nombre o tipo de pozo. En este icono es donde puede escogerse el estado del pozo para que de esta manera el pozo aparezca con el color que le corresponde según su estado. En la Figura 9, el T-302 es un pozo inyector inactivo.

**Visor de Historia.** Permite visualizar la historia de inyección que le ha sido cargada al pozo.

En la ficha arenas se configuran las propiedades de las arenas o ciclos asociados al pozo. En la ficha modelos se relacionan todos los modelos asociados a ese pozo, al igual que las propiedades PVT para cada modelo, en la casilla de distribución se colocan los valores de distribución areal inicial para cada uno de los modelos.

Para un pozo productor la ventana de propiedades es similar a la de un pozo inyector, pero esta tiene solo cuatro pestañas que son General, **Sands**, **Models** e **Influences**. Las primeras tres fichas tienen información similar a la que se carga para un pozo inyector, solo que para dicho pozo se carga la historia de producción.

La pestaña **influences** contiene los valores de influencia de cada uno de los inyectores conectados a ese inyector en las fechas donde iniciaron inyección cada uno de los pozos inyectores que lo están influenciando. La influencia es un valor que cuantifica el impacto ejercido por un pozo inyector sobre el pozo productor, de tal manera que si un evento ocurre en el inyector, este deberá verse reflejado en el productor. Inicialmente este valor debe ser estimado por el ingeniero, teniendo en cuenta el comportamiento observado en el campo y las curvas de inyección – producción, además de que puede ayudarse con herramientas como mapas de capacidad de flujo realizados en la herramienta **Golden Software Surfer** (Surfer), que muestran canales preferenciales de flujo y dan un indicio de las zonas donde la inyección tendría un mejor efecto. Un ejemplo de la pestaña **influences** se observa en la Figura 10.

**Figura 10.** Propiedades para un pozo productor – Influencias (T-36)

	19620801	19620901	19621001	19621101
T-33	0	0	0	6,5
T-99	0	0	40,49	7,54
T-20	0	0	0	20,52
T-302	82,08	76,39	45,46	24,25
T-117	17,92	16,68	9,93	35,28
T-299	0	6,93	4,12	5,91

**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

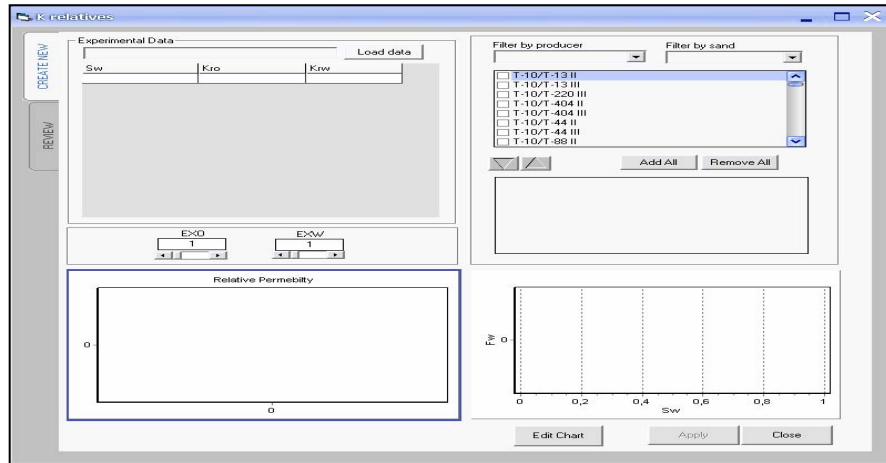
**1.1.2.5 Cargar curvas de Permeabilidad Relativa.** La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Los valores de permeabilidad relativa son cargados para cada uno de los modelos, pero en caso de que no exista suficiente información para un área, se carga una sola curva de permeabilidades relativas para toda el área. El **Software** ASIA utiliza la correlación de Hirassaki para obtener los exponentes que mejor ajusten la curva real. Las correlaciones de **Hirassaki** se presentan a continuación.

$$K_{ro} = (K_{ro})_{Swirr} \cdot \left( \frac{1 - S_w - S_{sor}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right)^{EXO} \quad (5)$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{Sor} \cdot \left( \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right)^{EXW} \quad (6)$$

Para ingresar la información de permeabilidades relativas al **Software** ASIA se hace utilizando la ventana que se muestra a continuación en la Figura 11.

**Figura 11.** Ventana para cargar la información de Permeabilidades relativas

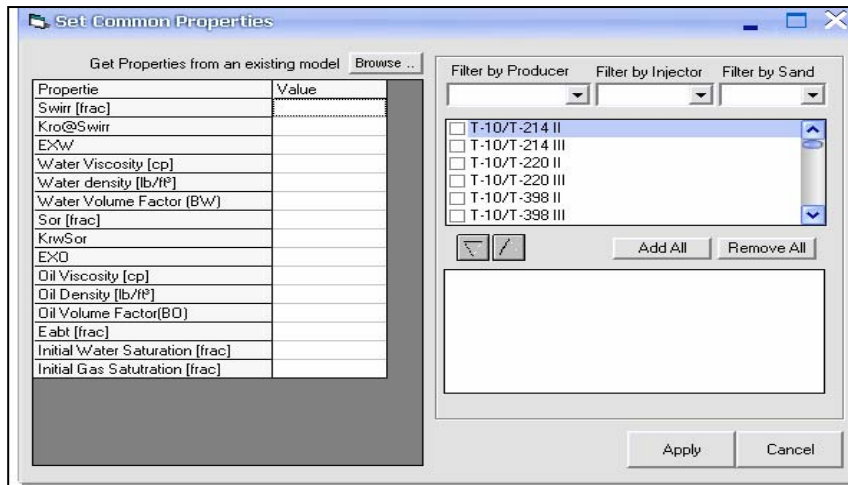


**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Los valores de Saturación de agua ( $S_w$ ), Permeabilidad relativa al agua ( $K_{rw}$ ) y Permeabilidad relativa al petróleo ( $K_{ro}$ ), se guardan como archivos de texto y una vez cargados al **Software** se mueven los coeficientes de **Hirassaki** hasta encontrar los valores que mejor ajusten al comportamiento real de la permeabilidad. En la ventana se puede definir a que modelos serán asignadas las curvas de permeabilidad ingresadas.

**1.1.2.6 Cargar Información PVT para los modelos.** En este paso se ingresa al **Software** la información PVT para cada uno de los modelos. Dicha información hace referencia a las saturaciones de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento (agua, petróleo y gas), las viscosidades y densidades de los fluidos, los factores volumétricos del agua y el petróleo entre otros. Dicha información se carga para cada uno de los modelos, pero como por lo general se cuenta con la información para toda un área, el **Software** permite asignar las propiedades a todos los modelos. La Figura 12 muestra la plantilla de información PVT.

**Figura 12.** Ventana para cargar la información PVT



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

En cada una de las casillas se ingresan los valores para cada una de las propiedades y se escogen los modelos a los que se les desea asignar dichas propiedades.

**1.1.2.7 Establecer Influencias.** Anteriormente se definió el término influencia y se mostró la ventana de influencias para un pozo, pero el **Software** establece unos valores iniciales haciendo cálculos internos para la influencia de cada uno de los pozos inyectoros conectados a un pozo productor.

No hay manera de medir la influencia, pero se puede hacer una aproximación cualitativa de la siguiente manera. Se hace una comparación de las curvas de petróleo, agua y líquido producido del pozo productor con las curvas de agua inyectada de los inyectoros cercanos, y se observa que ocurre en el productor cuando eventos como cierres o aumento en la tasa de inyección ocurren en el inyector. Además se tienen en cuenta para establecer dicha influencia los siguientes parámetros.

✚ **Registros de inyección (Trazadores).** Los trazadores son compuestos químicos que se inyectan en los pozos inyectoros con el fin de obtener una descripción del comportamiento que ha presentado el agua inyectada. Existe información para algunos pozos inyectoros de estos registros, dichos registros muestran que cantidad del agua inyectada se ha ido por cada una de las arenas, lo que permite observar conectividad entre pozos y problemas como zonas ladronas, pozos con baja inyectividad, zonas altamente heterogéneas entre otras; con lo que se puede hacer trabajos para mejorar dichos problemas.

✚ **Eventos de los pozos.** Son todos los acontecimientos y trabajos que se le han realizado al pozo desde el momento en que fue perforado, en este caso los eventos que son considerados ya que afectan la inyectividad de las arenas son: acidificaciones, fracturamientos, limpiezas, Aislamientos, tapones y cierres temporales.

✚ **Estados mecánicos.** Es importante conocer en que estado se encuentra cada uno de los pozos, para saber si se tienen problemas como arenamientos, pescados, roturas de revestimiento entre otros que pueden afectar la inyectividad.

✚ **Mapas de capacidad de flujo, realizados en Surfer.** En esta herramienta se pueden generar mapas de contorno de propiedades petrofísicas, para este caso se realizan mapas de capacidad de flujo para los pozos, con el fin de observar canales preferenciales de flujo. La capacidad de flujo es el producto de la permeabilidad por el espesor neto de cada una de las arenas.

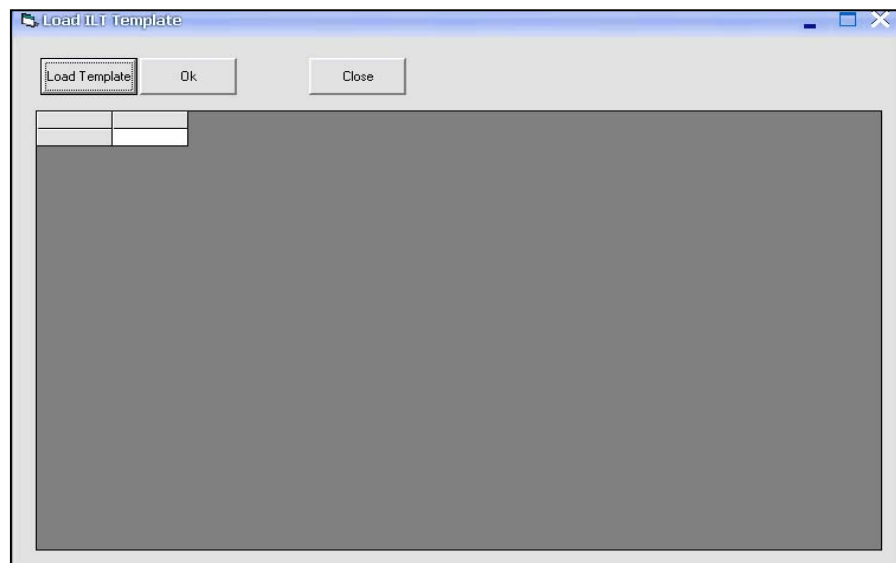
**1.1.2.8 Establecer distribución vertical.** La distribución vertical mide la capacidad que tiene cada una de las arenas de recibir agua, ya sea en virtud

de sus propiedades petrofísicas o del estado mecánico del pozo. Esta propiedad debe asignarse a cada uno de los modelos y puede ser constante o variable en el tiempo, pero por lo general no se dispone de registros en todo momento, por lo que se utiliza un valor constante.

La distribución vertical constante es un valor promedio que se asigna, ya sea con base en observaciones de registros de inyección, o infiriéndolo a partir de las propiedades de las arenas. Como para todos los pozos de un área no es posible que se tengan registros de inyección, en los pozos en los que no se cuenta con dicha información se utiliza la definición de capacidad de flujo KH, como una aproximación inicial a la distribución vertical.

La información de estados mecánicos y eventos es de vital importancia en el análisis de la distribución vertical en un yacimiento, al igual que ayudan en el análisis de influencias. La ventana de distribución vertical se establece en la ventana tal como se muestra en la Figura 13.

**Figura 13.** Ventana de distribución vertical para los pozos inyectoras



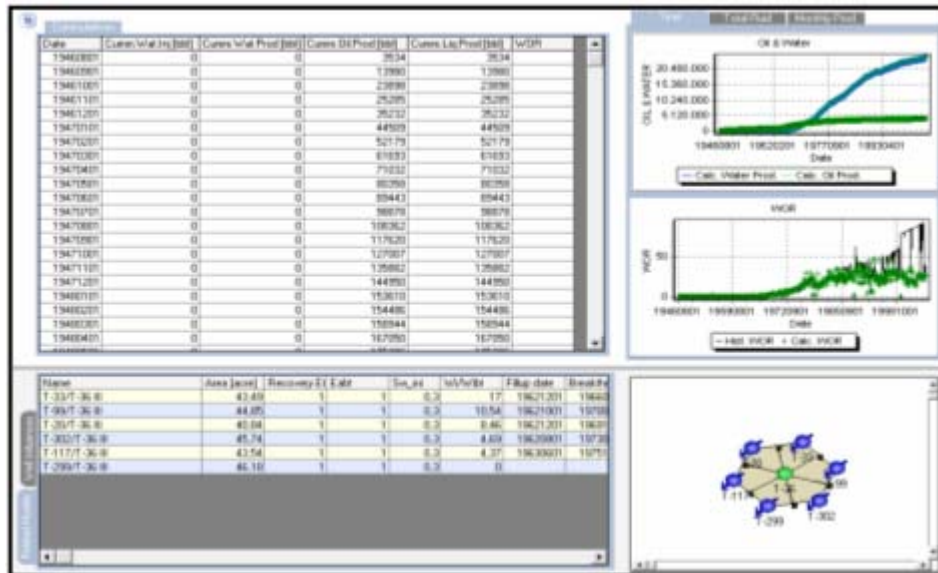
**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

La tabla de distribución vertical contiene la siguiente información. Fecha, pozo, arena y porcentaje. La fecha es cuando le fueron tomados los registros de inyección, como se menciono anteriormente, existen muchos pozos a los que nunca se les ha tomado algún registro, o se le han tomado pocos registros, internamente el **Software** hace una distribución del porcentaje de agua tomada por una arena entre dos fechas.

**1.1.2.9 Calcular los pozos productores.** Una vez cargadas todas las propiedades concernientes a los pozos y modelos establecidos; y definidos los patrones, se hace una revisión de la información cargada, con el fin de verificar que toda la información necesaria ha sido cargada correctamente. Luego de dicha verificación, se procede a calcular el pozo productor.

Al dar la opción de calcular un pozo, el **Software** realiza cálculos internos y arroja los resultados a manera de tablas y gráficas como acumulados de agua y petróleo y la relación agua - petróleo calculada, eficiencia areal a tiempo de irrupción, eficiencia de recobro, fecha de llenado, fecha de irrupción entre otras para cada uno de los modelos asociados a ese pozo productor, las gráficas histórica y calculada de los acumulados de agua y petróleo y el WOR, además de las curvas históricas de agua, petróleo y WOR, el esquema del patrón señalando el área que aparentemente ha sido barrida para cada uno de los modelos, y otras propiedades y variables calculadas. En la Figura 14 se aprecia un ejemplo de una de las ventanas de resultados para un pozo calculado.

**Figura 14.** Ventana de resultados para un pozo calculado

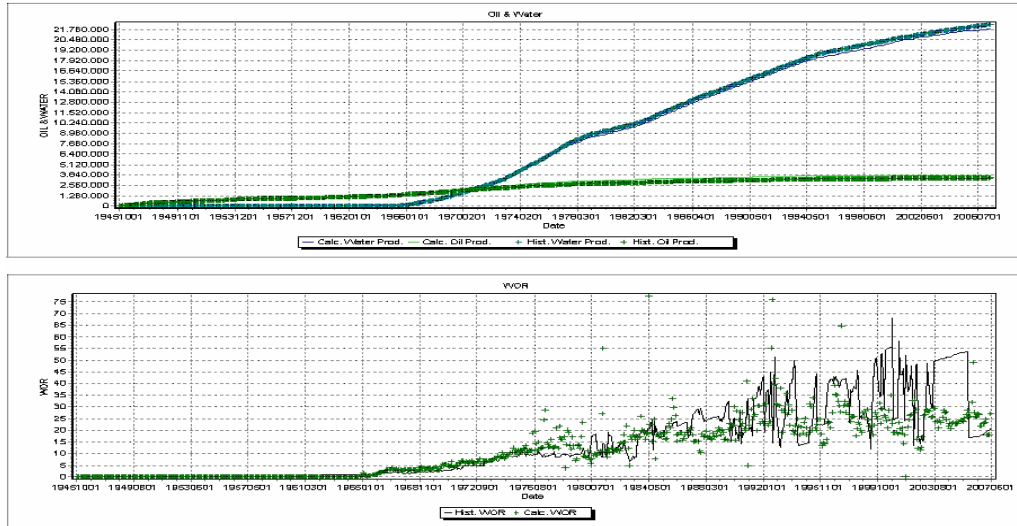


**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

**1.1.2.10 Ajuste Histórico para los pozos productores.** Al realizar el cálculo del pozo productor, por lo general se encuentran ciertas diferencias entre las curvas calculadas por el **Software** y las curvas creadas con los datos históricos de los pozos. El ajuste histórico consiste en modificar algunos parámetros del proceso con el fin de lograr que la diferencia entre las curvas de acumulados y WOR históricas y calculadas sea la menor posible.

Los parámetros que pueden modificarse para lograr un ajuste aceptable son las áreas barridas para cada modelo, las influencias de los pozos inyectoros sobre los productores y las eficiencias areales a irrupción para cada uno de los modelos. Es aconsejable iniciar el ajuste con la curva de WOR, ya que según la literatura si se logra ajustar dicha curva, las curvas de acumulados quedaran ajustadas inmediatamente. En la Figura 15 se presenta un ejemplo de un muy buen ajuste.

Figura 15. Ejemplo de un buen ajuste



Fuente. Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

A pesar que el ajuste de la curva de WOR no es muy bueno se considera un buen ajuste porque la curva de acumulados ajusto perfectamente y en la curva de WOR se mantiene la tendencia en las dos curvas.

**1.1.2.11 Refinamiento del ajuste.** Es muy difícil obtener un buen ajuste con los primeros movimientos de los parámetros, por lo que cuando se tengan unos parámetros que representen las tendencias de las curvas históricas, se debe hacer un análisis más detallado de eventos sucedidos en los pozos en intervalos de tiempo pequeños. Este proceso de refinamiento puede llevar gran cantidad de trabajo, puesto que se requiere revisar información a un mayor nivel de detalle concerniente con los eventos, los perfiles de inyección, las propiedades petrofísicas, entre otras.

Los eventos en los pozos tanto inyectores como productores pueden generar cambios en las influencias o distribución vertical que pueden no haberse tenido en cuenta cuando se cargo la información. Por ejemplo un trabajo de fracturamiento en una arena puede mejorar la distribución vertical por esa

arena, de manera que por dicha arena el agua se movería más rápido e irrumpiría en el pozo productor en un tiempo menor al que hubiese gastado si no hubiese sido efectuado dicho trabajo.

**1.1.2.12 Imposibilidad de lograr un buen ajuste.** En el caso de algunos pozos productores, luego de realizar el cálculo y modificar los parámetros de ajuste, el resultado no es aceptable ya que no se logra un ajuste satisfactorio. Esto puede deberse a varios factores que se mencionan a continuación.

✚ Cuando hay cambios abruptos en la curva de WOR calculada que no pueden ser evitados con ninguna combinación de las influencias, esto por lo general es debido a la distribución variable. Por ejemplo, si hay una fuerte caída en el WOR, esto puede deberse a que un modelo o pozo que estaba aportando la mayor cantidad de agua estuvo cerrado un tiempo o esa arena disminuyó su tasa de inyección.

Este efecto puede no notarse inmediatamente en la curva histórica, pero en la calculada se observa debido a la suposición de estado estable. En este caso los valores de distribución vertical no representan el comportamiento de la inyección durante toda la historia, si el efecto de cierre de la arena no se nota en la curva histórica a mediano plazo es posible que los valores de distribución vertical introducidos inicialmente sean erróneos.

✚ Cuando el acumulado de fluidos calculado por el **Software** no es igual al acumulado de fluidos histórico. Esto puede deberse a que si en alguna parte de la historia de distribución vertical de al menos un inyector del patrón, esta fue nula por todas las arenas, en dicho caso es preferible

usar valores pequeños de distribución vertical pequeños y hacer que la tasa de inyección sea cero.

Para el caso de que el petróleo histórico sea mayor que el producido se tendría que aumentar las áreas potenciales, el problema es que al aumentar dichas áreas puede que se crucen con áreas de otros modelos y se superpongan lo que generaría un error en los resultados al calcular varias veces la misma área y por ende el mismo volumen de petróleo en sitio.

En este caso podría plantearse la opción de introducir otro inyector al patrón, conectar un inyector no tan cercano por una arena que no esté abierta en los inyectores cercanos, posiblemente haga falta conectar modelos, o el pozo se ubica en una zona donde las suposiciones de estado estable no se cumplen muy bien y ha estado produciendo por otros mecanismos de recobro distintos al desplazamiento de fluidos por inyección de agua.

- ✚ Cuando la curva calculada no presenta irrupciones o no representa todas las que debería haber y si las áreas potenciales y eficiencias son lógicas para el patrón definido, probablemente esto se deba a una saturación de agua inicial muy alta, por lo que no se debería hablar de frente de irrupción, sino de un arrastre. Si la curva histórica evidencia que hay irrupciones, es posible que algunas arenas tengan una saturación de agua menor y las otras provean la mayor cantidad de agua al flujo total.

**1.1.2.13 Reporte de resultados.** Una vez finalizado un estudio en ASIA 2005, el **Software** realiza reportes con los resultados para pozos productores e inyectores, reporte general del área de estudio, análisis de pérdidas de agua para los pozos inyectores.

Para acceder al balance de un pozo ya sea productor o Inyector se hace click derecho sobre el icono del pozo. Lo importante a la hora de solicitar el informe de un pozo es tener en cuenta que si es un pozo productor, éste debe estar previamente calculado y si se trata de un pozo inyector todos los pozos productores a los cuales inyecte deben estar calculados. Tanto el reporte de producción como el de inyección se presentan actualizados hasta la fecha a la cual se encuentran los datos históricos, pero si se necesitan a otra fecha es posible actualizarlos. También en el modo Análisis se puede obtener el análisis para pozos productores e inyectores.

En el reporte de un pozo inyector se presenta el agua que ha sido inyectada por cada una de las arenas y la que ha sido inyectada a cada uno de los productores que dicho pozo influencia, como puede observarse en la Figura 16.

**Figura 16.** Ventana de resultados para un pozo inyector

Pozo Inyector>	T-33	Fecha corte->	07/03/2008
Productores	Arenas	Volumen [BBL]	Porcentaje %
T-36	III	4499497	34,51%
	II	0	0%
T-13	III	5596046	42,92%
	II	320366	2,46%
T-44	III	2354018	18,06%
	II	166822	1,28%
T-218	III	0	0%
	II	100230	0,77%
		13036981	100%

Totales por c/u de las arenas		
Arenas	Volumen [BBL]	Porcentaje %
III	12449563	95,49%
II	587418	4,51%
	13036981	

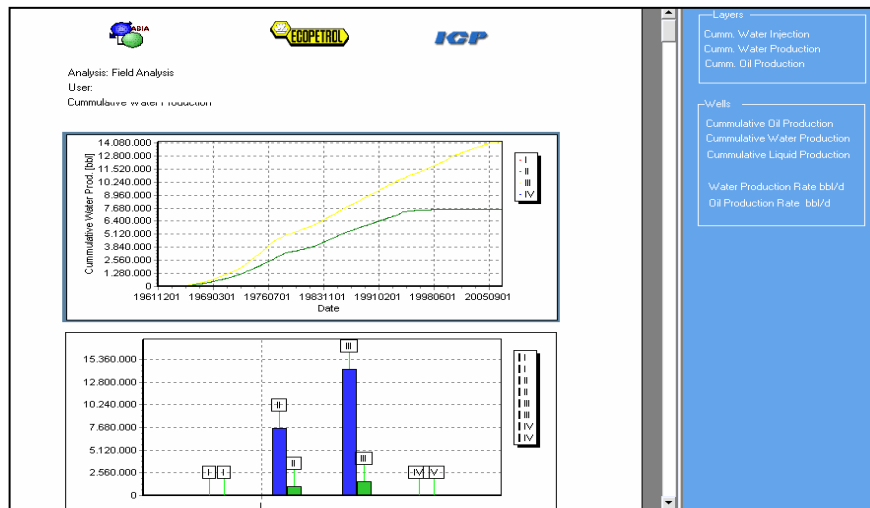
Totales por pozo productor		
T-33	Fecha corte ->	07/03/2008
Pozo	Volumen [BBL]	Porcentaje %
T-36	4499497	34,51%
T-13	5916414	45,38%
T-44	2508940	19,34%
T-218	100230	0,77%
Total Hist.	20389441,2453	

**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

En el análisis de un pozo productor, se presenta el agua que ha recibido por cada uno de los ciclos, el agua y petróleo producidos acumulados por cada

uno de los ciclos, al igual que el petróleo y agua producidos por el efecto de cada uno de los inyectores que lo influyen. De igual manera cuando se hace un análisis para un pozo inyector se presenta una ventana de resultados similar a la de un pozo productor, en este caso para el pozo inyector se muestra el agua que ha sido inyectada por cada uno de los ciclos, el petróleo y agua que ha sido producida debido a su efecto por cada uno de los productores a los que este pozo afecta. Un esquema de un análisis a un pozo productor se presenta en la Figura 17.

**Figura 17.** Ventana de análisis para un pozo productor



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Si en un yacimiento o área de un campo cualquiera, se cumplen las suposiciones de estado estable desde el inicio de la producción secundaria, se tendrá que la suma del agua que se calcula que se dirige del inyector hacia los productores debe ser muy cercana a la inyección histórica, y en el caso de que falte agua para alcanzar el total histórico, debería interpretarse literalmente que esa cantidad de agua no se dirige a los pozos influenciados, y que probablemente se dirige hacia otras zonas, referenciándose como agua pérdida.

Otra parte de los resultados que se puede observar después de un ajuste histórico son el análisis de pérdidas de agua para cada uno de los inyectores. Cuando se da la opción de hacer el análisis de pérdidas para un pozo inyector, se genera un reporte como archivo de texto que contiene el agua inyectada tanto histórica, como la que ha sido calculada por el **Software** y la diferencia entre estos valores que daría las pérdidas de agua para ese pozo a cada de las fechas en la historia de inyección.

El objetivo principal del estudio con ASIA, es caracterizar el sistema inyección – producción del área seleccionada, al realizar el ajuste se obtienen los parámetros más acordes a la realidad del yacimiento, esto si se ha tenido cuidado con la información cargada, especialmente la parte de los eventos de los pozos. Por lo tanto al final de un ajuste se obtienen resultados que una vez sean analizados darán idea de cómo se ha comportado la inyección de agua en la zona de estudio y pueden servir para buscar estrategias para optimizar la inyección y por ende aumentar el recobro de petróleo.

**1.1.2.14 Predicción de la inyección de agua.** Una vez se ha logrado el ajuste histórico, es posible realizar una predicción del comportamiento que presentara la inyección hasta determinado tiempo, con lo cual se puede evaluar el límite económico del pozo, pero también la predicción que puede hacerse en ASIA sirve para analizar el comportamiento de un proceso de inyección de agua, en un área que aún no ha sido sometida a dicho proceso, es decir identificar la viabilidad del proceso en un área determinada.

Como la predicción de la inyección no era un objetivo planteado para este proyecto, no se extenderá su explicación. Se mencionó esta aplicación del

**Software** ASIA, para recalcar las herramientas útiles que posee este **Software** para analizar la inyección de agua en un área determinada.

## **1.2 OILFIELD MANAGER PRODUCTION SOFTWARE (OFM)**

La administración y análisis de la información generada en campo y de las propiedades de la roca y los fluidos de un yacimiento, los procesos realizados y los eventos ocurridos en los pozos de un área de explotación son un arduo trabajo para los ingenieros y requiere de mucho tiempo por parte del personal de campo.

Por dicha razón y buscando tener mejor control y organización de la información en los campos se están usando herramientas informáticas, que permiten almacenar la información y acceder a ella de manera rápida cuando se requiera. **Oilfield Manager Production Software (OFM)** es una de esas herramientas; que permite la supervisión, monitoreo y administración de la información de campos de petróleo y gas, permitiéndole al usuario visualizar, modificar y analizar datos de producción y yacimientos, además puede realizar análisis básicos y complejos para completamientos individuales o múltiples, grupos de pozos, uno o varios campos petroleros.

Esta herramienta le permite al usuario trabajar con una variedad de datos para identificar tendencias, localizar anomalías y pronosticar producción y tiene la ventaja de que es compatible con **Windows** y se puede cargar información como tablas de Access, lo que hace accesible su uso.

Administrar y manipular la información guardada en OFM es un proceso fácil, ya que para instalarlo en cualquier equipo, los requerimientos de **Hardware** y

**Software** son mínimos. Una base de datos OFM esta compuesta por una serie de archivos binarios que contienen datos agrupados específicamente, en un lenguaje de maquina estructurado y de rápido acceso y manejo. La información se carga a través de archivos de texto en caracteres ASCII<sup>5</sup>.

Los archivos que se cargan a OFM contienen información de producción, inyección, pruebas de pozos, características (nombres, localización, formaciones, petrofísica, PVT entre otros.). Es indispensable para cargar los datos al **Software** tener editores de texto como **wordpad** y procesadores de datos como **Access**.

En el momento de ingresar los datos es necesario tener especial cuidado de aquellos cuyo valor es cero, estos valores deben incluirse ya que si en su lugar se deja un espacio en blanco; este no se tiene en cuenta al momento de la lectura, debido a que los espacios cumplen la función de separadores de datos y el siguiente dato tomara el lugar del dato cuyo valor es cero, generando errores en la información y por ende en los resultados.

### 1.2.1 Ventajas del OFM

- ✚ Manejo de la información de campos petroleros y de gas, durante las etapas de exploración y producción
  
- ✚ Apoyo en la toma de decisiones de ingeniería, basados en los datos de producción actualizados
  
- ✚ Es de gran utilidad en la detección temprana de problemas de pozo

---

<sup>5</sup> ASCII: American Standard Code for International Interchange

✚ Puede utilizarse para predecir la producción, sin requerir tanto tiempo e información como un **Software** numérico.

**1.2.2 Keywords.** Son palabras claves que tienen cada tipo de dato; identifican los diferentes parámetros de manejo y las diferentes variables de entrada de cada dato en particular, por ejemplo “well” identifica a pozo y “water” cuando se refiere al agua. Aunque las keywords están predefinidas, el usuario puede cambiar, borrar o agregar aquellos que identifican variables, cuando lo considere necesario.

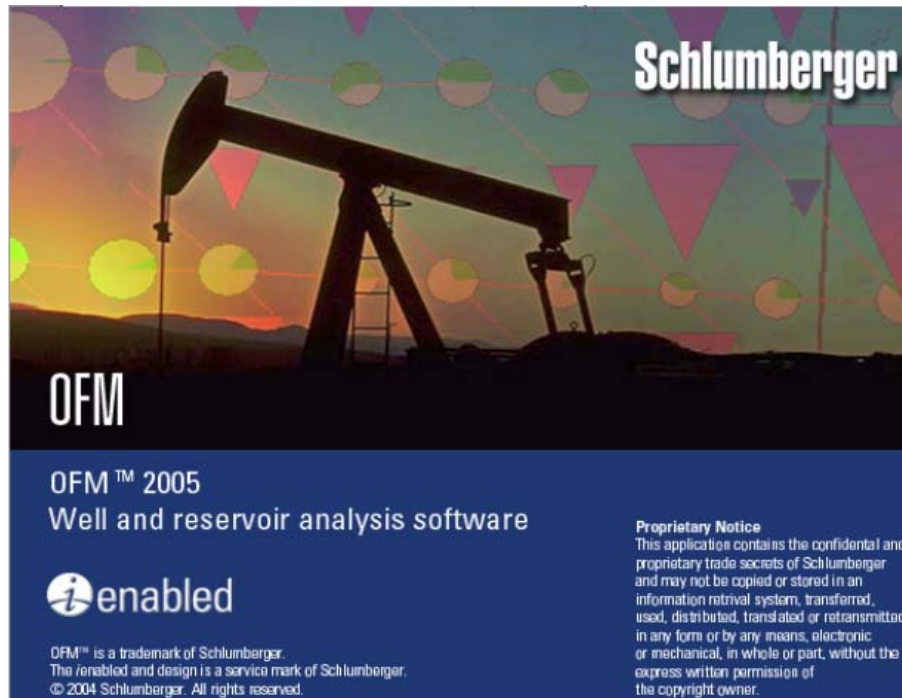
**1.2.3 Tipos de tablas en OFM.** En OFM se tienen disponibles dos tipos de tablas.

**1.2.3.1 Estáticas.** Son tablas que contienen valores que no cambian con el tiempo, por ejemplo, coordenadas, propiedades petrofísicas entre otras.

**1.2.3.2 Dinámicas.** Son tablas cuyos valores cambian con el tiempo, por ejemplo producción de fluidos de un pozo productor, caudales de inyección para un pozo inyector entre otros.

Cuando ya toda la información necesaria se encuentra cargada en la base de datos OFM, se puede acceder y trabajar con esta. Para iniciar OFM, se da doble clic sobre el icono de OFM y aparece una ventana como la que se muestra en la Figura 18; o puede abrirse directamente la base de datos.

**Figura 18.** Ventana de inicio OFM

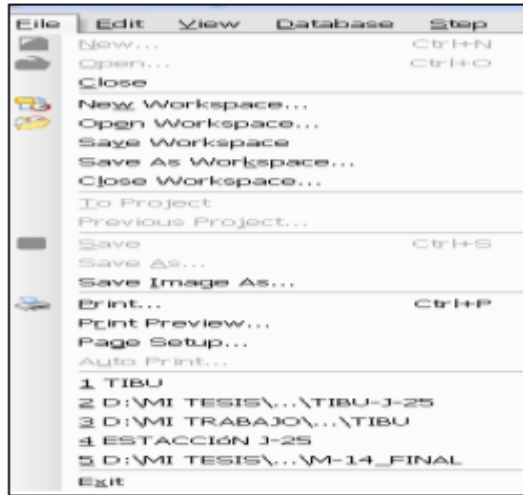


**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.4 Menú de la herramienta OFM.** Una vez ha sido abierta la base de datos sobre la cual se va a trabajar, se muestran los menús que tiene OFM y que permiten hacer varios tipos de análisis con la información. A continuación se dará una breve explicación de cada uno de ellos.

**1.2.4.1. Menú File.** Este menú da la opción de crear un nuevo proyecto, abrir uno que ya había sido creado, guardar los cambios que se vayan haciendo en el proyecto, imprimir alguna parte del proyecto. En la Figura 19 se muestra el menú file.

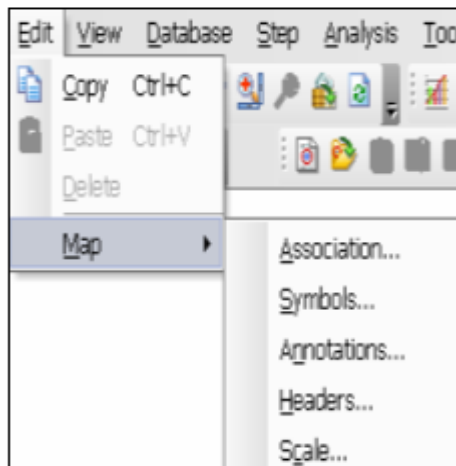
**Figura 19.** Menú File



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.4.2 Menú Edit.** El menú edición permite copiar, pegar o borrar algún dato o numero de datos de la base de datos; además que permite aplicar propiedades y atributos a los mapas como leyendas, títulos, símbolos, colores, anotaciones entre otras. En la Figura 20 se puede ver la opción del menú edit.

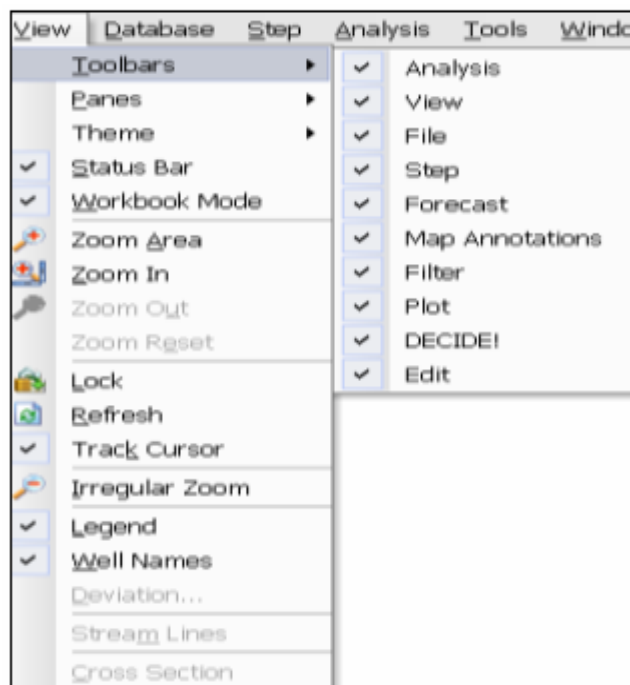
**Figura 20.** Menú Edit



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.4.3 Menú View.** Este menú presenta al usuario varias formas de visualizar la información y varias herramientas que requiera para su trabajo. En la Figura 21 se aprecia el menú View y desplegada la opción donde se puede activar o desactivar las barras de herramientas del **Software**.

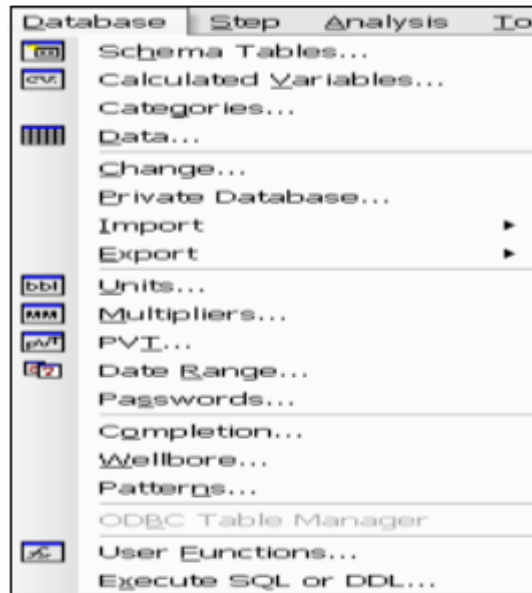
**Figura 21.** Menú View



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.4.4 Menú Database.** Este menú permite ver el esquema de tablas que maneja OFM, las variables que han sido ingresadas al **Software** y como se definen, además que permite agregar o quitar una nueva variable. También con el se puede importar y exportar tablas y establecer parámetros para los datos como unidades y multiplicadores entre otros. En la Figura 22 se puede apreciar la ventana del menú database.

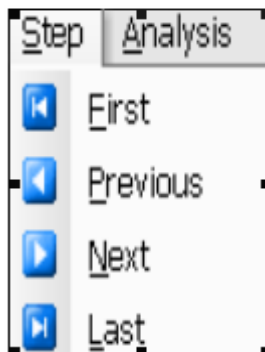
**Figura 22.** Menú Database



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.4.5 Menú Step.** Por medio de este menú se puede desplazarse por cada uno de los completamientos que están cargados en la base de datos. También permite ir al primero o al último como se observa en la Figura 23.

**Figura 23.** Menú step



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.4.6 Menú Analysis.** Este es el menú que permite manipular la información para realizar análisis basados en todos los procesos que pueden hacerse con los datos. Este menú permite hacer curvas de producción, inyección; reportes de producción e inyección, pronósticos de producción, grid map y bubble map de todas las propiedades para cada pozo o la zona de estudio entre otras. Un despliegue de las opciones que permite realizar el menú analysis se observa en la Figura 24.

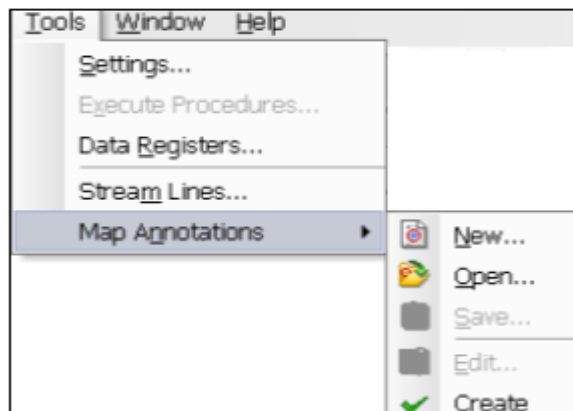
**Figura 24.** Menú Analysis



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.4.7 Menú Tools.** La opción más importante del menú tools es que permite agregar o quitar archivos de tipo anotación, como fallas o mapas de contorno. En la Figura 25 se puede apreciar la ventana del menú tools.

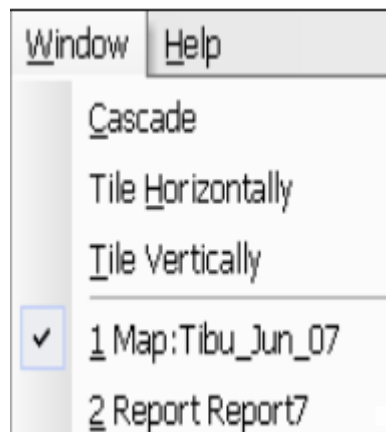
**Figura 25.** Menú Tools



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.4.8 Menú Window.** El menú window permite desplegar y observar varias ventanas de OFM a la vez. En la Figura 26 se observa la ventana del menú window.

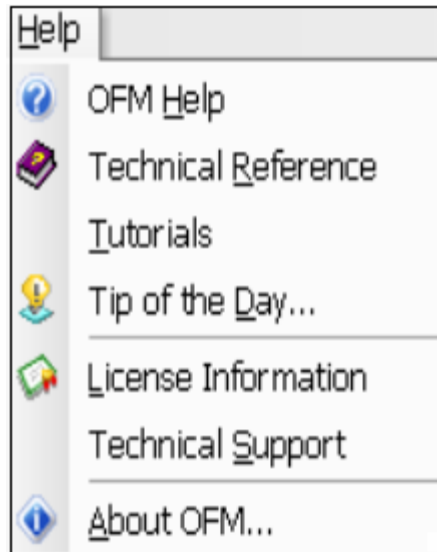
**Figura 26.** Menú Window



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.4.9 Menú Help.** Como su nombre lo indica el menú help, le ofrece ayudas técnicas al usuario e información del **Software**, como se observa en la Figura 27.

**Figura 27. Menú Help**



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**1.2.5 Barras de herramientas en OFM.** Además del menú anteriormente mencionado, OFM tiene unas barras de herramientas que le ayudan al usuario a la hora de desarrollar su trabajo. A continuación se definirán cada una de las barras de herramientas disponibles en OFM.

**1.2.5.1 Barra de herramientas Analysis.** En esta barra de herramientas queda guardado todo lo que se genere en OFM, como mapas de burbuja, curvas de producción, reportes entre otros.

**1.2.5.2 Barra de herramientas Filter.** En la mayoría de los campos petroleros se crea una base de datos para todo el campo, es más en algunos casos se crea la base de datos para una cuenca, lo que implica que se manipula información para muchos pozos y muchas veces solo se requiere información de unos ciertos pozos específicos. La barra de herramientas

“Filter”, permite al usuario filtrar los pozos por campos, reservorios, formaciones, estaciones de inyección, estado, tipo del pozo entre otros, lo que facilita al usuario la manipulación de la información solo del área que necesita.

**1.2.5.3 Barra de herramientas Properties.** En esta barra de herramientas se puede modificar las propiedades de las curvas y gráficos creados en OFM; como color, escala, tamaño de línea, tamaño y estilo de fuente entre otros.

**1.2.5.4 Barra de herramientas Forecast.** En esta barra quedan guardados todos los proyectos de pronóstico que se hayan hecho a la información contenida en la base de datos.

Como se pudo observar manejar la información de campo en una base de datos como OFM es de gran ayuda a la hora de realizar análisis y procedimientos para comprender mejor el comportamiento del campo y tratar de mejorar la producción. En un próximo capítulo se explicará como se realizaron los mapas y reportes requeridos para el desarrollo del proyecto.

## 2. AJUSTE HISTORICO ESTACION J-25, CAMPO TIBU

En un área de un campo maduro que ha sido sometida a inyección de agua, es de vital importancia conocer la distribución del agua y por ende los resultados obtenidos con el proceso, para calificar la efectividad del mismo. El **Software** ASIA permite caracterizar un sistema de inyección- producción en un área que ha sido sometida a inyección de agua. Dicha caracterización es realizada con base en los resultados obtenidos del ajuste de la historia de inyección- producción del área de estudio.

Al obtener un buen ajuste en el área de estudio se obtiene el conjunto de influencias, áreas de drenaje y eficiencias areales que mejor se acomodan a la realidad del yacimiento. Una vez hecho el ajuste puede hacerse predicciones del comportamiento que presentará la inyección a un determinado tiempo y calcularse el límite económico de los pozos.

En el campo Tibú se ha inyectado agua desde el año 1955 con lo cual se ha logrado extraer una cantidad considerable de petróleo, pero el proceso ha ido en declinación por lo cual se hace necesario determinar el comportamiento que ha tenido el proceso y los problemas que se han presentado para buscar remediarlos y aumentar el factor de recobro de dicho campo. Por dicha razón el este proyecto se enfoca en determinar oportunidades adicionales de recobro de hidrocarburo de la estación J-25 del campo Tibú, ayudado de herramientas como ASIA y OFM.

## **2.1 GENERALIDADES CAMPO TIBU<sup>6</sup>**

**2.1.1 Reseña histórica Campo Tibú.** El campo Tibú fue descubierto en 1939 por la Compañía Colpet, con la perforación del pozo Tibú 001 (originalmente llamado Tres Bocas), el cual se encuentra ubicado en el área C, dicho pozo fue perforado hasta 5400 pies (Formación Mito-Juan) y completado en 1940 en la Formación Barco. En 1976; el Campo Tibú pasó a ser operado por ECOPETROL.

Inicialmente la producción del yacimiento fue debido al empuje por gas en solución, motivo por el cual fue necesario recurrir rápidamente a métodos de levantamiento artificial para la recuperación primaria de sus reservas.

El campo fue desarrollado con espaciamiento de 90 acres / pozo, pero a causa de un estudio realizado en 1950, cuando había 40 pozos, se dio inicio al primer programa de reducción de espaciamiento a 45 acres. Posteriormente se llevaron a cabo programas similares desde el año 1953 hasta 1989, perforándose 41 pozos adicionales.

La máxima producción primaria fue de 12500 BPPD en Septiembre de 1951 y luego la producción comenzó a declinar. Por dicha razón en Marzo de 1955, se inició un piloto de inyección con dos patrones de siete puntos en el área C. Los resultados de este piloto fueron considerados como exitosos y en 1959 la inyección se extendió al resto del área C.

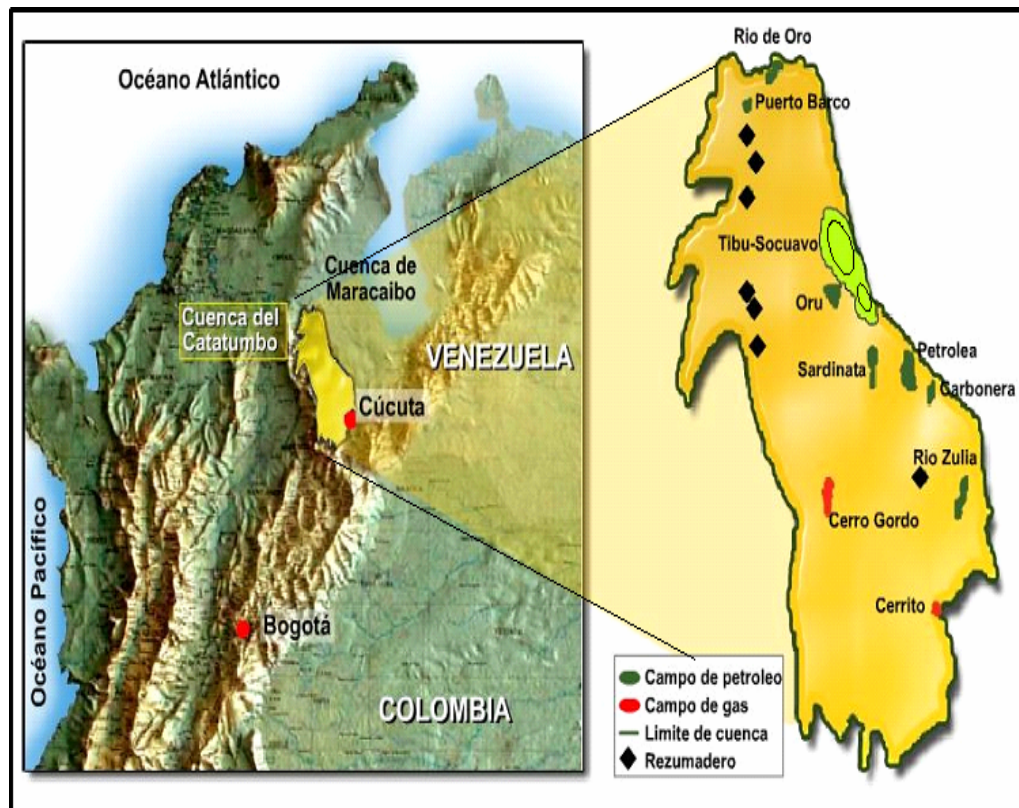
**2.1.2 Ubicación Geográfica Campo Tibú.** El campo Tibú se encuentra localizado en la cuenca del Catatumbo, en los anticlinales de Tibú y

---

<sup>6</sup> Fuente. Informe Integrado ASIA, Tibú – Sector A-Año 2005

Socuavó, en el municipio de Tibú departamento de Norte de Santander, como se observa en la Figura 28.

**Figura 28.** Localización Campo Tibú

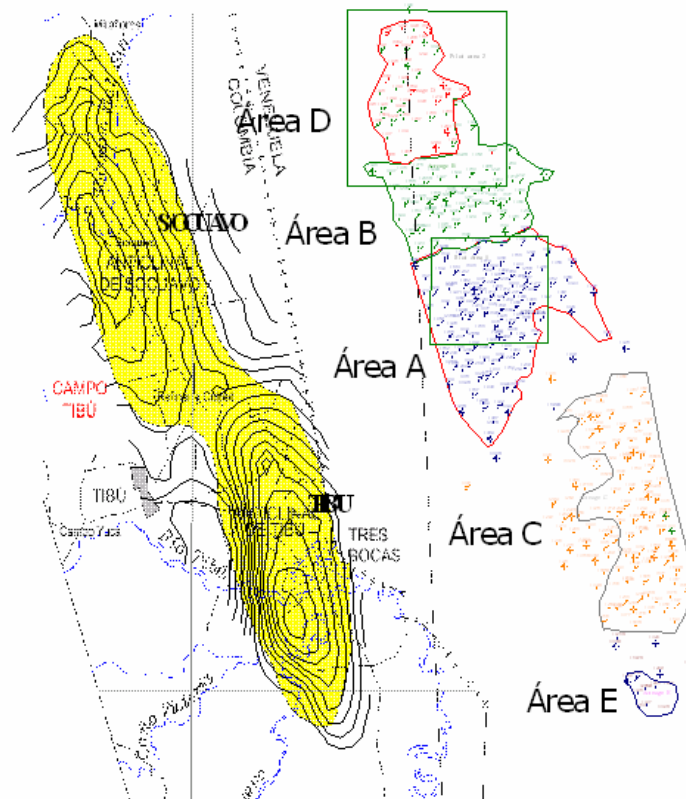


**Fuente.** Presentación ICP- Campo Tibú. 2005

La producción del campo Tibú proviene de las formaciones Carbonera, Barco, Catatumbo y Grupo Uribante. La formación Barco es la de mejores propiedades petrofísicas y la que ha tenido mayor desarrollo, ya que es la que tiene mayores reservas y por tanto ha presentado mayor producción en la historia del campo. Consiste de areniscas de grano fino a medio intercaladas con arcillolitas.

El campo Tibú ha sido dividido en cinco áreas según facilidad y respuesta de producción, dichas áreas son. A, B, C, D y E, de las cuales el área A es la que presenta mayor producción y reservas. Estudios realizados determinaron que al anticlinal Socuavó corresponden las áreas A, B y D, mientras que al anticlinal Tibú le corresponden las áreas C y E como se observa en la Figura 29.

**Figura 29.** Áreas campo Tibú



**Fuente.** Presentación ICP- Campo Tibú. 2005

### 2.1.3 Caracterización del yacimiento<sup>7</sup>

**2.1.3.1 Modelo Estructural.** Del análisis de la información sísmica y la integración de la información de los pozos, se concluyó que el campo Tibú es un anticlinal en forma de domo alargado con eje NW-SE, que 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. Su flanco oriental es de pendiente suave.

**2.1.3.2 Modelo Estratigráfico.** La formación del campo Tibú fue depositada en un ambiente deltáico, fluvialmente dominado y con influencias 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.

Basados en la descripción de núcleos de perforación del pozo Tibú 408-K y registros eléctricos, se encuentran básicamente cuatro ciclos que forman una secuencia deltáica, desde la base al tope de la Formación Barco, representados generalmente así.

✚ **Ciclo I.** Pertenece a condiciones deltáicas superiores, aunque en los núcleos del pozo T-408K no se observan las facie y depósitos indicadores de este ciclo, en los núcleos del pozo Sardinata 3K hacia la base se evidencian condiciones de depósito de ambientes de prodelta, donde además de las arcillolitas finamente laminadas depositaron sedimentos calcáreos (tope de la Formación Mito Juan) y niveles delgados de arena.

✚ **Ciclo II.** Planicie deltáica inferior a superior, caracterizado por depósitos de inundación mareales que consisten principalmente de canales

---

<sup>7</sup> Fuente. Informe Integrado de Yacimiento, Tibú- Año 1994

distributarios. Las facies productoras son asociadas a depósitos de canales distributarios que constan de areniscas de grano medio, que presentan moderadas a buenas características para la acumulación de hidrocarburos. Estas arenas poseen buenas propiedades petrofísicas<sup>8</sup> con porosidades que oscilan entre el 12-20% y permeabilidades que alcanzan hasta 366 md

- ✚ **Ciclo III.** El Ciclo III fue depositado en una situación similar al ciclo II pero predominantemente en condiciones deltáicas superiores, caracterizado por depósitos de barras de boca de canal y bahías interdistributarias.

Las facies productoras son asociadas a barras de boca de canal que constan de areniscas de grano medio a fino, con buenas características para la acumulación de hidrocarburos. Estas arenas poseen buenas propiedades petrofísicas con porosidades que oscilan entre el 8-20% y con permeabilidades que alcanzan hasta los 712 md

- ✚ **Ciclo IV.** La secuencia deltáica se cierra en este ciclo por depósitos de planicie deltáica sin influencia mareal con barreras de cuerpos de barras de arena y abundantes sedimentos finos y carbón, utilizado como marcador para el tope de la Formación Barco.

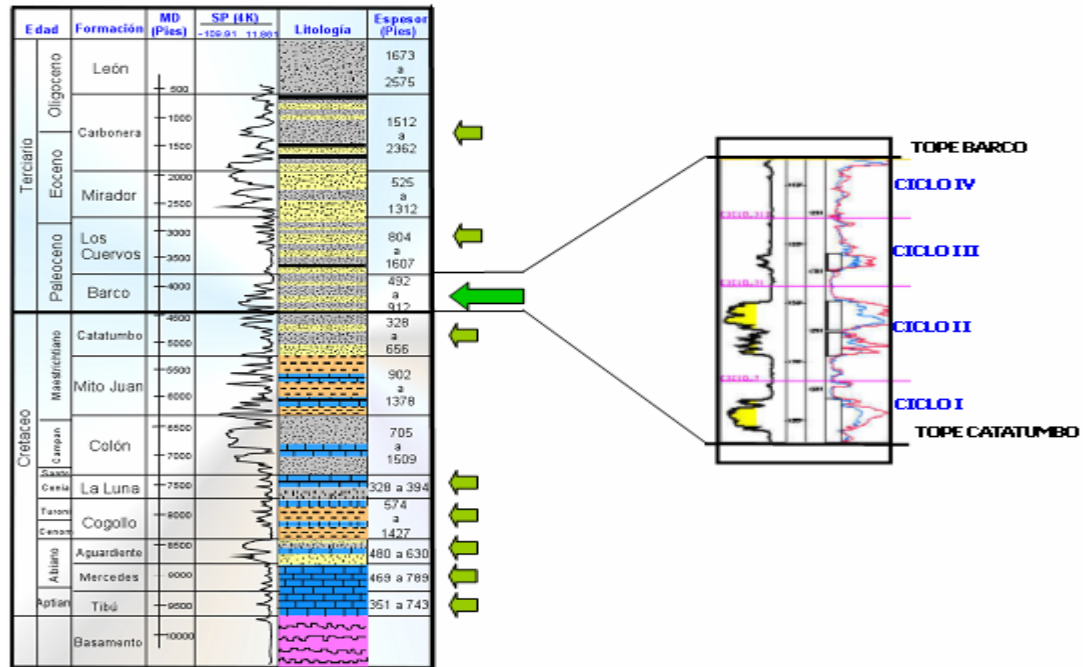
Según lo observado de los registros de pozo, los Ciclos I y IV tienen un bajo desarrollo de areniscas con buenas propiedades petrofísicas continuas, puesto que predominan depósitos de pantanos y de ambientes anóxicos; lo que los hace unidades de bajo interés y de pocas posibilidades para producción adicional de hidrocarburos.

---

<sup>8</sup> Propiedades para los ciclos II y III determinadas a partir de datos de análisis petrofísicos básicos realizados en el ICP

A continuación se observa la columna estratigráfica de la Cuenca del Catatumbo y se identifican los 4 ciclos estratigráficos.

**Figura 30.** Columna Estratigráfica Cuenca del Catatumbo



**Fuente.** Presentación ICP- Campo Tibú. 2005

**2.1.3.3 Modelo de distribución de fluidos.** La presión original del yacimiento medida a una profundidad 4500 pies fue de 2210 psi en el año 1943, pero esta descendió rápidamente hasta alcanzar los 500 psi en 1961 cuando el yacimiento había producido 45.6 MBP. Con la inyección de agua se logro mantener la presión del yacimiento en un promedio de 2000 psi, aunque no de manera uniforme.

El índice de variación de permeabilidad de Dykstra-Parson para el campo Tibú es de 0.79, lo cual indica que es un yacimiento altamente heterogéneo.

El petróleo del campo Tibú es petróleo de base parafínica, con una gravedad API de 33. La presión de Burbuja es de 1165 psia a una temperatura de yacimiento de 143 °F, 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, la salinidad promedio del agua de formación es de 4500-7000 ppm de sólidos disueltos totales.

**2.1.4 Desarrollo del Campo.** Como se había mencionado anteriormente en el campo Tibú la inyección de agua inició en el año 1955. Al momento en el que el campo Tibú pasó a ser operado por ECOPETROL, se continuó con el proyecto de inyección de agua en la formación Barco del Terciario, iniciada por Colpet en 1960. Después de eso no se tomó ninguna medida especial para contrarrestar la declinación en la producción del campo, hasta cuando inició un proyecto de inyección de vapor en la formación Carbonera en 1988, el cual no fue exitoso.

Por esa misma fecha, durante los años 1988-1989, se realizó un proyecto de reducción de espaciamiento en la formación Barco. El modelo de inyección se transformó y el espaciamiento se redujo apreciablemente, con la perforación de 14 nuevos pozos. Sin embargo, el aumento de producción obtenido fue considerablemente menor al pronosticado y el proyecto fue considerado como un fracaso económico.

Luego se realizó una campaña de reparación realizada en los pozos inyectoros. Los pozos eran reacondicionados, cerrando zonas ladronas, estimulando otras zonas seleccionadas y realizando limpiezas, pero el efecto sobre la producción del campo fue insignificante.

El comportamiento inicial de la inyección en Barco en los años 1961 a 1966, parecía exitoso. Un análisis más riguroso sin embargo, indico la existencia de un frente ineficiente de inundación en la mayoría de los patrones. Debido a la falta de un modelo geológico, inyektividad pobre, deficiente calidad del agua, inyección de agua dulce, fracturamiento de pozos de inyección (intencional y no-intencional), presencia de canales de alta permeabilidad y limitaciones del equipo, la inyección en Barco no tuvo el éxito esperado. A pesar de todos los problemas que se han presentado en campo en los trabajos de mejoramiento de productividad propuestos, aún hay un alto potencial para recobro de hidrocarburos adicionales.

En el año 2004 se inició un estudio utilizando el **Software ASIA**, con el fin de realizar una evaluación del sistema Inyección- Producción del Campo Tibú. Dicha evaluación fue hecha por áreas, arrojando buenos resultados como algunas recomendaciones que aún no han sido aplicadas en su totalidad en Campo. Para el Campo Tibú se hizo un cálculo de reservas que dio como resultado lo siguiente

**Tabla 1.** Reservas por anticlinales Campo Tibú

Anticlinal	OOIP (MMBO)	Producción Acumulada (MMBO)
<b>Socuavó</b>	695.5	166.6
<b>Tibú</b>	257.8	73.6
<b>Total</b>	953.3	240.2

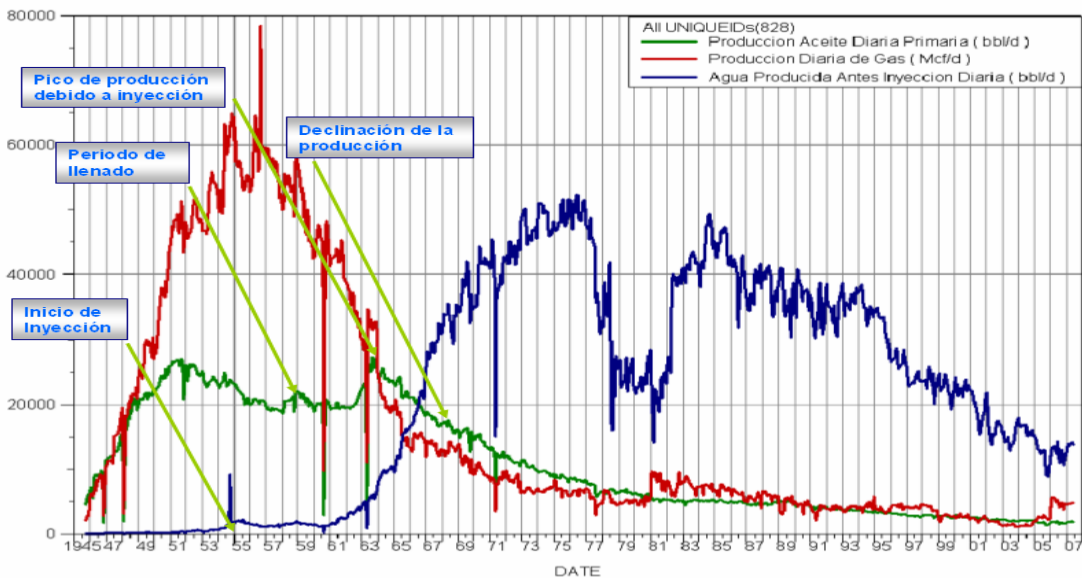
**Fuente.** Informe Proyecto Tibú QRT\_1999

**2.1.5 Comportamiento de la producción.** La producción ha presentado grandes variaciones a lo largo de la historia del campo Tibú. En los primeros

años, entre 1940 y 1950 la producción era casi constante, pero su valor era bajo, además se empezaba a evidenciar la declinación, fue en ese momento en que decidieron implementar la inyección de agua como solución a ese problema. En los primeros años de inyección de agua, la producción de petróleo presentó un aumento considerable, pero con el pasar de los años, nuevamente empezó a disminuir y como puede observarse en la Figura 31, la producción se encuentra en un valor muy bajo.

En la actualidad muchos pozos han sido cerrados, se observa la necesidad de buscar oportunidades para mejorar la producción, debido a esto se han llevado a cabo algunos estudios con el fin de identificar las características y propiedades específicas del campo y por ende hacer una mejor evaluación de los trabajos que pueden realizarse para mejorar la producción.

**Figura 31.** Curva de producción Campo Tibú a Junio de 2007



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

En el campo Tibú por cada barril de agua que se inyecta se producen en promedio 3.6 barriles de petróleo, aunque esta relación varía en el tiempo dependiendo las condiciones de campo y de los pozos.

Como el área de aplicación de este proyecto es la estación J-25 del área A del campo Tibú, a continuación se darán a conocer las propiedades más específicas de dicha área y estación.

**2.1.6 Área A.** El primer pozo perforado en el área A fue el Tibú-8 en 1943 con una profundidad de 5318 pies, probándose la formación Barco con un potencial de 368 BPPD.

En el área A la inyección de agua se inició el 8 de Noviembre de 1961 en los pozos T-69 y T-256, lográndose incrementar la producción de la zona de 4300 BPPD en 1962 a 10000 BPPD en 1965. El agua utilizada en el sistema de inyección proviene del acuífero activo de la formación Mirador, ubicado a 3500 pies aproximadamente. Para esta área se instalaron las estaciones de inyección en las baterías J-25, K-27 y M-24, con un total de 18 unidades bomba.

En el área A, al igual que en el resto del campo se han realizado estimulaciones como fracturamientos y acidificaciones, con el fin de mantener o mejorar la producción, dichas estimulaciones en algunos casos fueron exitosas, pero en algunas oportunidades el resultado no fue el esperado.

El área A está limitada al norte por 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). Estos contactos se

establecieron mediante el análisis de las pruebas iniciales y la observación del comportamiento durante la etapa de recuperación primaria de los pozos. Debido a esto se estableció para el área A dos yacimientos: uno en el sector occidental denominado A1, con un contacto agua-petróleo entre 4500 y 4550 pies (bnm) y el otro en el sector oriental, denominado A2, con el contacto agua-petróleo entre 4850 y 4900 pies (bnm).

El área A cuenta con 147 pozos, perforados en la formación Barco, de los cuales su estado a Diciembre de 2007 es el siguiente.

**Tabla 2.** Estado de los pozos Campo Tibú- Área A. Formación Barco

Pozos	Inyectores	Productores	Abastecedores
<b>Activos</b>	11	52	1
<b>Inactivos</b>	37	16	2
<b>Abandonados</b>	24		

**Fuente.** Información de pozos área A- Diciembre de 2007

**Estación J-25.** La estación J-25, pertenece al área A del campo Tibú, ha presentado inyección de agua desde el año 1961 y cuenta con 47 pozos. Los acumulados de inyección y producción y el estado de los pozos se muestran en las tablas 3 y 4.

**Tabla 3.** Acumulados de inyección y fluidos producidos, Estación J-25

Agua Inyectada Acumulada (MMBL)	Agua Producida Acumulada (MMBL)	Petróleo Producido Acumulado (MMBL)	Gas Producido Acumulado (MMMSCF)
<b>222.058</b>	<b>165.043</b>	<b>45.664</b>	<b>58.687</b>

**Fuente:** Oilfield Manager Production Software

**Tabla 4.** Estado de pozos estación J-25

Pozos	Inyectores	Productores	Abastecedores
Activos		16	1
Inactivos	18	4	
Abandonados	8		

**Fuente.** Información de pozos área A- Diciembre de 2007

## 2.2 DESARROLLO AJUSTE HISTORICO

Para llevar a cabo un ajuste histórico se requiere una secuencia de pasos y disponer de cierta información de la formación, los pozos y los fluidos del área de estudio; además de la historia de producción e inyección. A continuación se explicará la metodología para hacer un ajuste histórico, la información utilizada y su fuente, y finalmente los resultados del ajuste histórico realizado a la estación J-25.

**2.2.1 Metodología de cargue de información al Software ASIA.** Cuando se va a iniciar un proyecto en ASIA, es de vital importancia tener toda la información necesaria y seguir la metodología descrita en el capítulo anterior.

La información petrofísica para la estación J-25, fue entregada por personal de yacimientos, y lo primero que se hizo fue clasificar los pozos que pertenecían a la estación J-25, luego se determinó para cada pozo los ciclos abiertos, y se creó la plantilla petrofísica como archivo de texto, para posteriormente cargarla al **Software ASIA**.

Luego se crearon las conexiones y se establecieron los patrones para los pozos que habían sido cargados, cabe resaltar que fue necesario cargar los pozos inyectores T-15, T-37, T-55 y T-70 que pertenecen a la estación K-27 y el pozo T-70 que pertenece a la estación M-24, ya que los pozos productores a los que afectan son periféricos.

También el pozo T-18 era inicialmente productor y en Septiembre de 1973 fue convertido a inyector (11 años después de iniciada la inyección); por lo que fue necesario cargarlo como productor hasta 1973 y luego como inyector de esa fecha a la actualidad. Los patrones establecidos para la estación J-25, se muestran en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Patrones definidos Estación J-25

PATRON	PRODUCTOR	INYECTORES	CICLOS
1	T-11	T-08	II, III
		T-15	II, III
		T-35	II, III
		T-37	II, III
		T-39	II, III
		T-43	II, III
2	T-13	T-10	II, III
		T-33	II, III
		T-83	II, III
		T-99	III
		T-317K	III
3	T-31	T-39	II, III
		T-40	II, III

		T-43	II, III
		T-78	II, III
		T-112	II, III
4	T-36	T-20	III
		T-33	III
		T-99	III
		T-117	III
		T-299	III
		T-302	III
5	T-44	T-08	II, III
		T-10	II, III
		T-20	III
		T-33	II, III
		T-40	II, III
		T-43	II, III
6	T-75	T-20	III
		T-40	III
		T-78	III
		T-117	III
7	T-88	T-08	II, III
		T-10	II, III
		T-19	III
		T-35	II, III
		T-70	II, III
		T-83	II, III
8	T-148	T-18	II, III
		T-35	II, III

		T-37	II, III
9	T-204	T-40	II, III
		T-78	II, III
10	T-206	T-78	II, III
		T-112	II
11	T-213	T-39	II, III
		T-55	II, III
		T-112	II
12	T-216	T-40	II, III
		T-43	II, III
13	T-218	T-20	III
		T-33	II
		T-40	II, III
14	T-220	T-10	III
		T-83	III
15	T-255K	T-39	II, III
		T-43	II, III
16	T-301	T-18	II, III
		T-37	II, III
		T-73	II, III
17	T-398	T-08	III
		T-43	III
18	T-399A	T-08	II, III
		T-35	II, III
19	T-404	T-10	II, III
		T-83	II, III
20	T-495	T-18	II, III

		T-35	II, III
		T-70	II, III

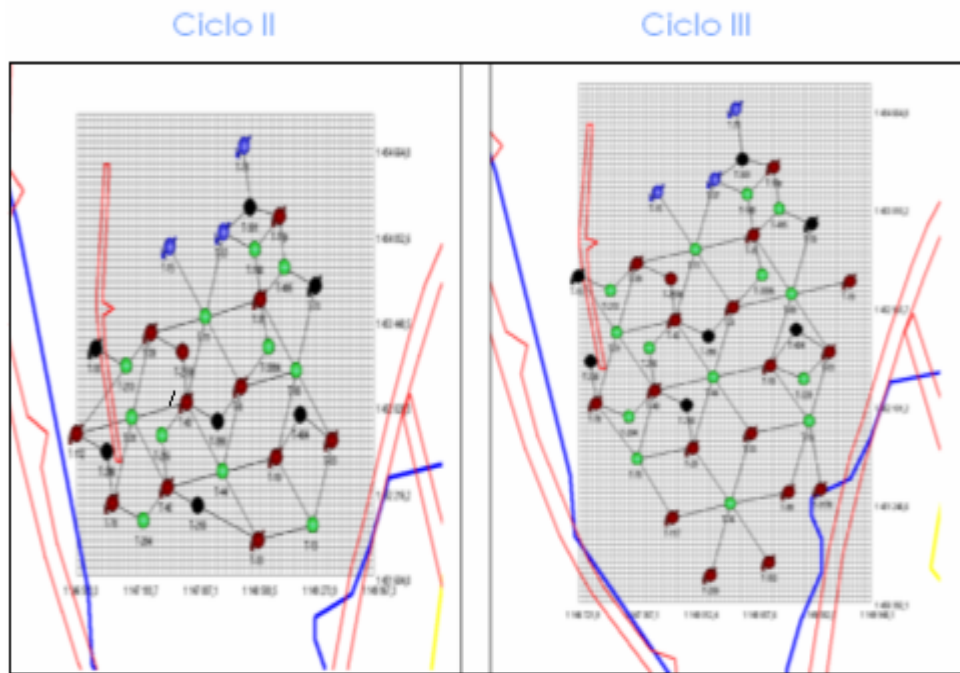
**Fuente.** El Autor

	Pozos con ajustes buenos
	Pozos con ajustes Aceptables
	Pozos con ajustes Regulares

En la tabla se observan los patrones que se definieron para la estación J-25 y se clasifican los pozos por el resultado que obtuvieron en el ajuste. De los pozos involucrados en este estudio los 18 inyectores de la estación J-25 se encuentran inactivos, el T-55 y el T-70 están abandonados y 3 de la estación K-27 se encuentran activos, de los pozos productores hay 14 activos y 5 abandonados y un pozo inactivo.

En la Figura 32 se pueden observar los patrones definidos para la estación J-25 por los ciclos II y III. También se observa el sistema de fallas que atraviesa la estación J-25.

**Figura 32.** Patrones establecidos para los ciclos II y III, Estación J-25



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Luego se establecieron las áreas potenciales para cada uno de los modelos establecidos, teniendo en cuenta los puntos medios de presión.

Las historias de inyección y producción fueron extraídas de la base de datos de OFM para el campo Tibú, dichas historias se encuentran actualizadas a Junio de 2007.

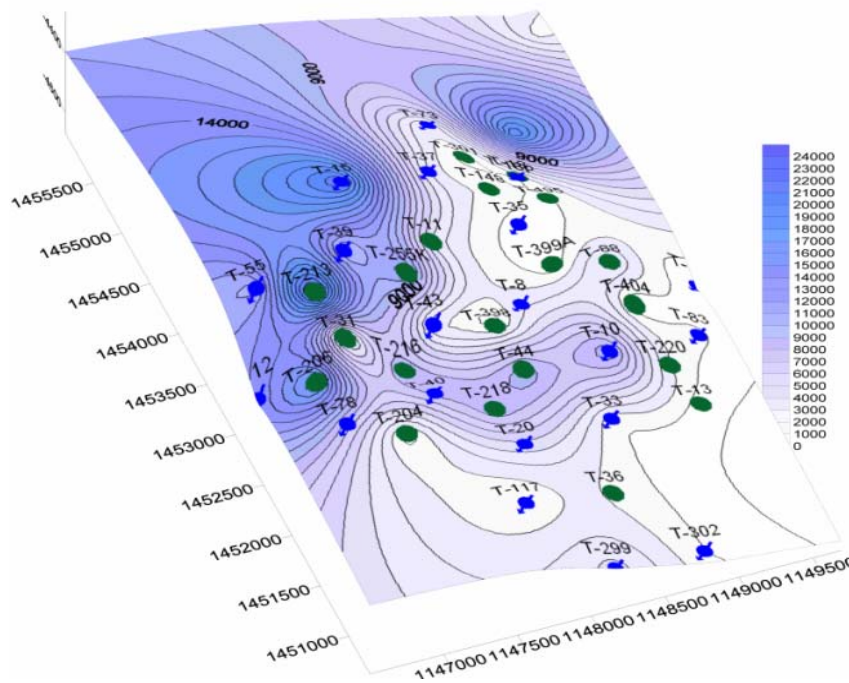
Del estudio integrado de yacimientos realizado en el año 1994 para el campo Tibú se contaba con datos de permeabilidad relativa tomados de corazones de los pozos T-500, T-490 y T-408K. De estos datos se escogieron los datos del T-490 a la profundidad de 4926 pies debido a que este pozo pertenece al área A y sus propiedades son más representativas para todos los pozos de dicha área. Se utilizaron las correlaciones de **Hirasaki** para obtener los exponentes que mejor ajustaran a los datos reales obteniéndose un EXO de

2.4 y un EXW de 1.7. Esta curva fue ingresada al **Software** y utilizada para todos los pozos y todos los ciclos, debido a que no se cuenta con más información.

La información PVT para cada uno de los modelos cargada para la estación J-25 fue extraída del estudio realizado en el año 2005 para el área A del campo Tibú y fue utilizado el mismo set de propiedades para todos los modelos, puesto que no se dispone de más estudios de PVT para el campo.

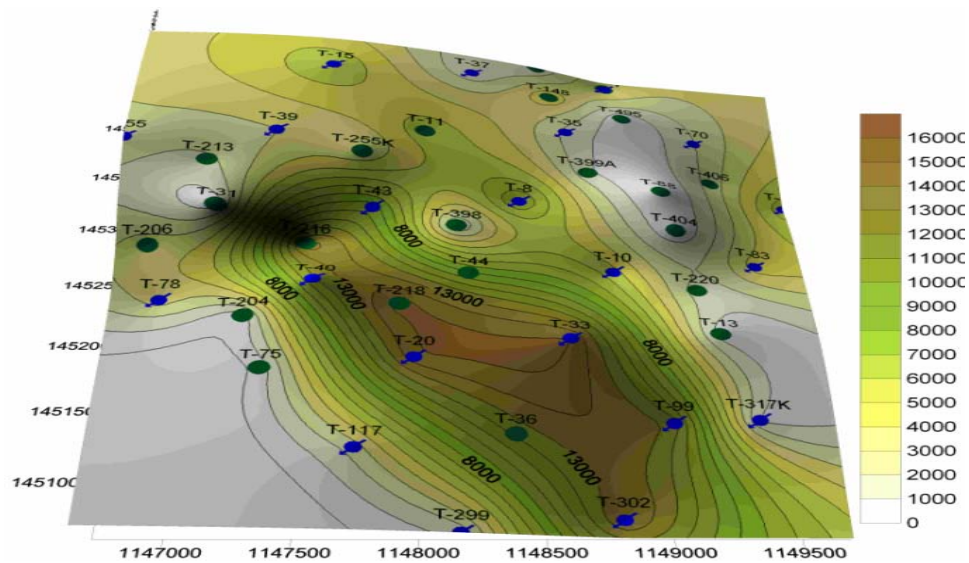
Las influencias de los pozos inyectoros fueron analizadas con la ayuda de las curvas de producción e inyección para todos los patrones y con la ayuda de los mapas de capacidad de flujo realizados en **Surfer**. Los mapas de capacidad de flujo para los ciclos II y III se muestran en las Figuras 33 y 34.

**Figura 33.** Mapa de capacidad de flujo para el ciclo II, Estación J-25



**Fuente.** Golden Software Surfer

**Figura 34.** Mapa de Capacidad de flujo para el ciclo III, Estación J-25



**Fuente.** Golden Software Surfer

Existe información de trazadores extraída del Estudio integrado de yacimientos 1994 y de un archivo de **Injection Logging Test (ILT)** suministrado por la Alianza ECOPELROL-PETROBRAS para 17 pozos inyectores de la estación J-25. El único pozo al que no se le ha tomado un registro trazador en la historia es el T-19, en cuyo caso se asumió distribución constante aplicando la definición de capacidad de flujo kh.

**2.2.2 Desarrollo de un ajuste histórico.** Un ajuste histórico se hace con el fin de caracterizar el sistema de inyección- producción, ya que con base en los parámetros obtenidos del ajuste es posible determinar las áreas que han sido barridas en el Campo, tanto areal como verticalmente, esto puede utilizarse para buscar estrategias de mejoramiento de producción.

Una vez calculado el pozo productor se observan las curvas de los acumulados y el WOR para ver que tan semejantes se encuentran ya que los acumulados de petróleo y agua calculados por el **Software ASIA**, deben ser

iguales a los acumulados de petróleo y agua históricos del pozo. Entonces lo que se hace es modificar los parámetros de ajuste hasta lograr ajustar las curvas. Se recomienda iniciar el ajuste con la curva de WOR, ya que según la literatura si se logra ajustar dicha curva, las curvas de acumulados quedaran ajustadas inmediatamente.

Para hacer un ajuste histórico se tienen en cuenta los siguientes parámetros, que son los que pueden ser ajustados.

- ✚ Fluidos acumulados producidos (petróleo y agua) en los pozos productores.
- ✚ Relación agua–petróleo (RAP o WOR) en los pozos productores.
- ✚ Volumen de agua inyectada, en los pozos inyectoros

Cada una de las anteriores variables tiene un mayor efecto sobre alguna de las curvas, por ejemplo los factores de influencia, afectan más la curva de WOR, ya que pueden adelantar o retrasar una irrupción, las áreas potenciales afectan en mayor medida la curva de acumulado de petróleo, ya que determinan el volumen de hidrocarburos disponible para que sea desplazado. A continuación se explicará como se realizó el ajuste histórico a la estación J-25.

**2.2.2.1 Calcular los pozos productores.** Para iniciar el ajuste, se procede a calcular todos los pozos productores, el **Software** hace cálculos internamente y presenta unos resultados como se muestran en la Figura 35. Los resultados son presentados en tablas y gráficas. Se presenta una tabla con las fechas y las variables como acumulados de agua y petróleo y la relación agua- petróleo calculada, otra tabla donde muestra variables como

eficiencia areal a tiempo de irrupción, eficiencia de recobro, fecha de llenado, fecha de irrupción entre otras para cada uno de los modelos asociados al pozo productor calculado, las gráficas histórica y calculada de los acumulados de agua, petróleo y el WOR, una tabla con los valores de las influencias a ciertas fechas para cada uno de los modelos, el esquema del patrón señalando el área que ha sido barrida, una tabla con los valores de inyección para cada uno de los modelos y la respectiva gráfica.

**Figura 35.** Ventana mostrada para un pozo productor calculado (T-301)



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

**2.2.2.2 Calcular la eficiencia areal a tiempo de irrupción.** La eficiencia areal a irrupción, hace referencia al área que realmente ha sido barrida, del área que inicialmente fue considerada para el modelo, hasta el momento en que ocurre la irrupción. La irrupción es el momento en el que el primer barril de agua inyectada es producido o llega al pozo productor.

Se han realizado diversos estudios de laboratorio y analíticos conducidos a calcular la eficiencia areal para un patrón de inyección. A partir de uno de esos estudios se realizaron curvas para hallar la eficiencia areal cuando se

tiene la razón de movilidad del modelo, y de esas curvas se obtuvieron algunas correlaciones.

Del manual del ASIA se extrajo una correlación para hallar la eficiencia areal a irrupción en los modelos de la estación J-25. Dicha correlación tiene en cuenta la razón de movilidad de los modelos y al aplicar esta correlación se empiezan a ajustar las curvas. La correlación utilizada se muestra a continuación.

$$E_{abt} = \frac{10 (A * C^6 + B * C^5 + D * C^4 + E * C^3 + F * C^2 + G * C + H)}{100} \quad (7)$$

Donde;

$$C = \frac{1}{\text{Movilidad} + 1} \quad (8)$$

A= -16.34517

B= 51.9261

D= -63.84919

E= 37.94615

F= -11.21117

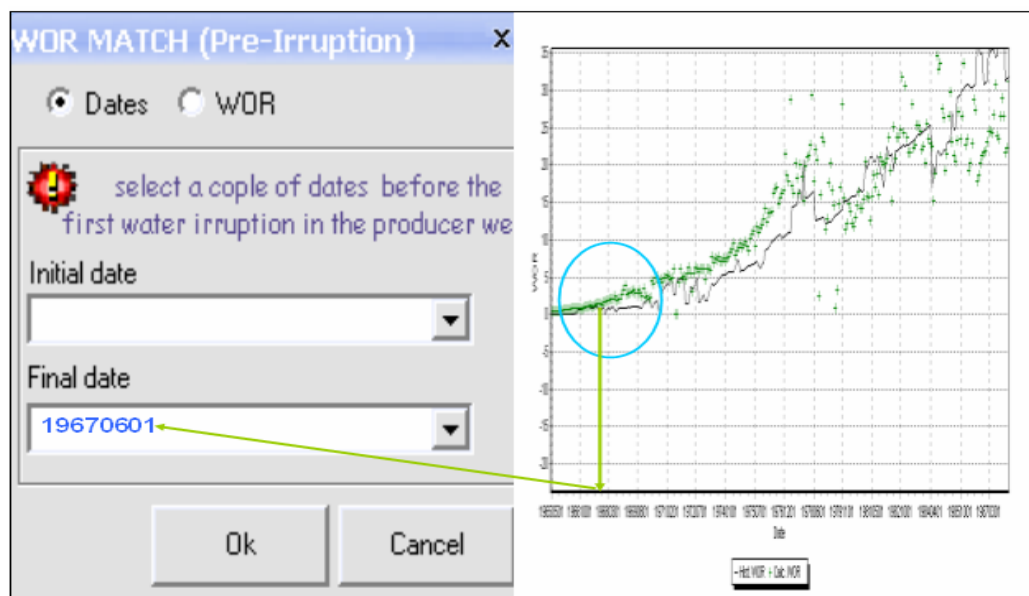
G= 1.82858

H= 1.64199

**2.2.2.3 Hacer el ajuste de WOR Pre-irrupción.** El **Software** ASIA tiene una aplicación que permite realizar un ajuste antes de irrupción, esto consiste en que internamente ASIA recorre todos los modelos relacionados con el pozo productor que esta siendo ajustando y selecciona la saturación de agua inicial que mejor ajuste el WOR promedio entre las fechas señaladas por el usuario. Estas fechas son aquellas en las que se considera que el WOR se mantiene constante, generalmente la primera fecha es la fecha de inicio de la inyección y la segunda es escogida basados en la curva de WOR, observando donde se presenta un aumento en la curva de WOR y considerando esa fecha como la de irrupción.

Esto se hace porque es probable que las saturaciones de agua iniciales introducidas para los modelos no reflejen correctamente el comportamiento inicial del WOR, por tanto al hacer el ajuste de WOR pre-irrupción el **Software** calcula unas nuevas saturaciones más acordes al comportamiento de la curva de WOR. En la Figura 36 se observa una curva de WOR y se enfatiza en el momento de la irrupción, también se muestra la ventana de ajuste de WOR pre-irrupción.

**Figura 36.** Ventana de Ajuste WOR, pre-irrupción



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

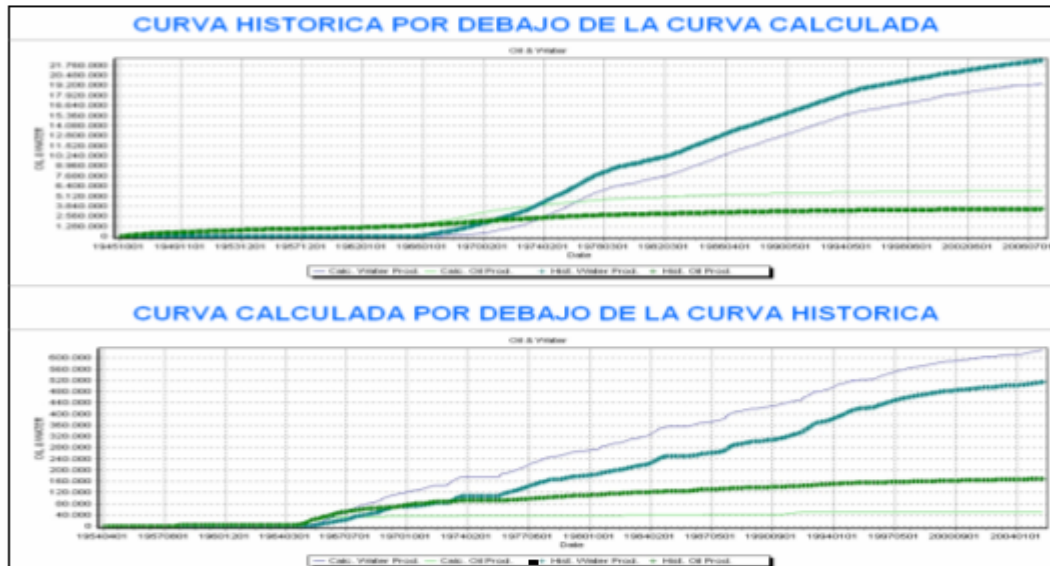
**2.2.2.4 Ajuste de la curva de WOR.** Es aconsejable hacer primero el ajuste de la curva de WOR, ya que según la literatura y los estudios realizados, si esta curva es ajustada, automáticamente se ajustan las curvas de acumulados. Para el ajuste de la curva de WOR, el parámetro que tiene mayor incidencia en esta curva es la influencia que ejercen cada uno de los pozos inyectoros sobre el pozo productor.

Se empiezan a variar las influencias de los pozos, observando los cambios que se presentan en las curvas al mover dicho parámetro y jerarquizando la influencia de los inyectores. Por lo general la curva de WOR es muy difícil de ajustar, por lo que se busca mantener la tendencia en las curvas, ya que muchas veces es imposible obtener un ajuste exacto de la curva de WOR.

**2.2.2.5 Ajuste de las curvas de acumulados.** Una vez se ha logrado mantener la tendencia en las curvas de WOR, se procede a ajustar la curva de acumulados, para ajustar esta curva se pueden variar los valores de eficiencia de recobro que hace referencia al petróleo móvil para cada uno de los modelos, ya que cuando el pozo es calculado inicialmente el **Software** le asigna un valor de 1.0 a ese parámetro.

También dependiendo de cómo se encuentren las curvas se puede ajustar el área potencial de cada modelo de la siguiente manera, si las curvas de petróleo y agua históricas están por debajo de las curvas calculadas, significa que el área que se le adjudico a los modelos es superior al área que realmente ha sido barrida, por lo que hay que disminuir el área. Por el contrario si las curvas calculadas están por debajo de las históricas el área que se asigno a los modelos es menor que la que realmente esta siendo barrida, por lo que hay que aumentar el área hasta lograr un ajuste aceptable. En la Figura 37 se observa dos curvas, una en la que el acumulado histórico es mayor al calculado y viceversa.

Figura 37. Casos que se pueden presentar en las curvas de acumulados



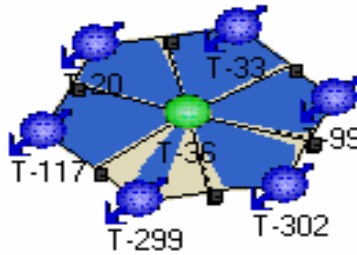
Fuente. Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

### 2.3 RESULTADOS DEL AJUSTE HISTORICO ESTACION J-25

El **Software** ASIA entrega reportes por pozos productores, pozos inyectores y de toda el área de estudio, con los cuales se pueden analizar pozos con mayor influencia de inyección, mejores pozos inyectores, arenas que han sido más efectivamente drenadas entre otros.

Como se menciona anteriormente se definieron 20 patrones de inyección para la estación J-25, pero a continuación presentaran los resultados obtenidos para el patrón conformado por el pozo productor T-36 y los pozos inyectores T-20, T-33, T-99, T-117, T-299 y T-302; ya que el formato de reporte de los resultados para todos los pozos es el mismo. Un esquema del patrón establecido se observa en la figura.

**Figura 38.** Patrón de inyección pozo T-36



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

El color gris de la figura indica el área que fue establecida por el usuario para ser barrida por el modelo, el color azul indica el área que realmente ha barrido el pozo.

**2.3.1 Resultados Pozos Productores.** Para que el **Software** presente los reportes de los pozos productores, el pozo debe haber sido calculado. A continuación se muestran los resultados del pozo T-36.

En los diagramas que se muestran a continuación el color azul representa el agua inyectada y producida y el color verde el petróleo producido. Las historias de inyección y producción ingresadas al **Software** se encuentran actualizadas a Junio de 2007, por tal razón los pozos se consideraran activos a esa fecha y los cálculos realizados por ASIA fueron hechos hasta esa fecha.

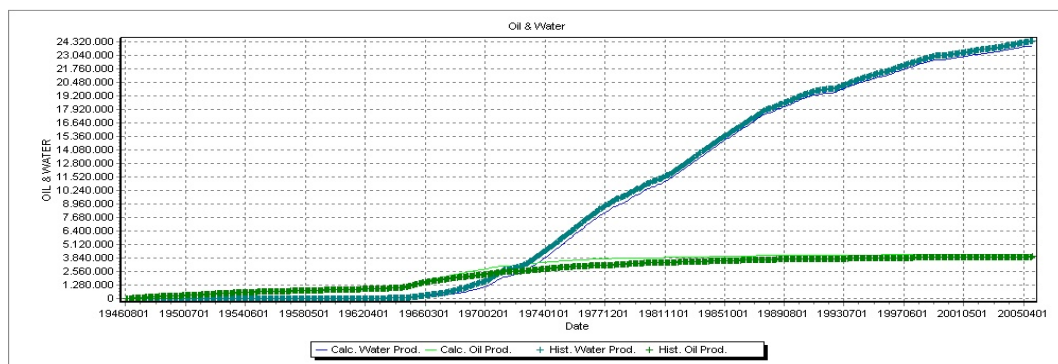
**2.3.1.1 Pozo T-36.** Pozo productor activo, inició producción en Agosto de 1946 y en Junio de 1960 se le hizo un fracturamiento hidráulico que no presento ningún efecto en la producción. A Junio de 2007 los acumulados

para este pozo eran 3976.755 MBL de petróleo, 24744.753 MBL de agua y 2822.062 MMSCF de gas.

Basados en gráficas de producción y capacidad de flujo; ubicación estructural y distancia entre pozos se conectó al pozo T-36 con los pozos inyectores T-20, T-33, T-99, T-117, T-299, T-302, siendo el T-302 el de mayor influencia, todas las conexiones fueron hechas por el ciclo por el ciclo III ya que es el único ciclo abierto en el pozo productor.

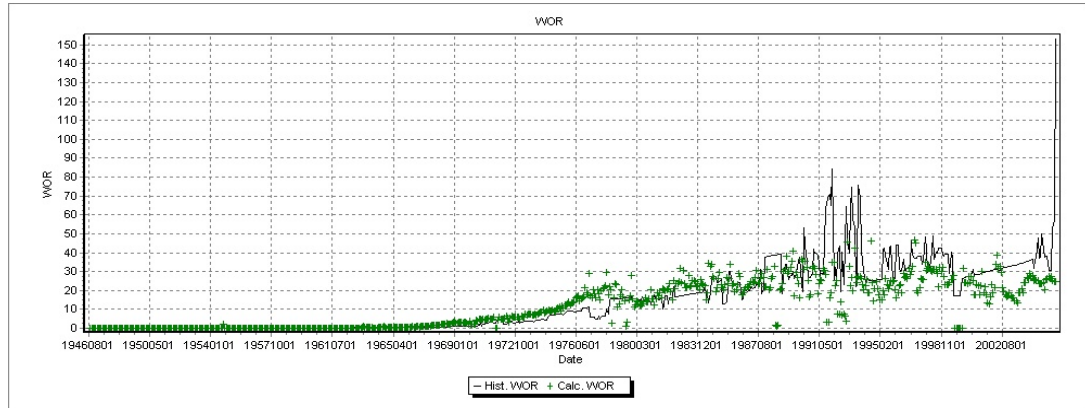
Para este pozo el ajuste fue bueno en la curva de acumulados. En la curva de WOR se mantiene la tendencia en los primeros años, luego del año 1983, se observan unos valores altos del WOR calculado. Esta diferencia en el comportamiento de las curvas calculada e histórica puede ser porque el pozo T-302, uno de los que ejerce mayor influencia sobre el T-36 no inyectó en los años 1970 y 1971, además todos los inyectores que afectan a este pozo no inyectaron continuamente desde 1986. Por ultimo, se asumió distribución constante a partir de 1986 para los pozos T-20 y T-299 y a partir de 1999 para el T-33, T-99, T-117 y T-302; fecha en que se tomaron los últimos trazadores para cada uno de esos pozos. Las curvas de acumulados, WOR y producción de petróleo mensual se presentan a continuación.

**Figura 39.** Curva de acumulados del pozo T-36



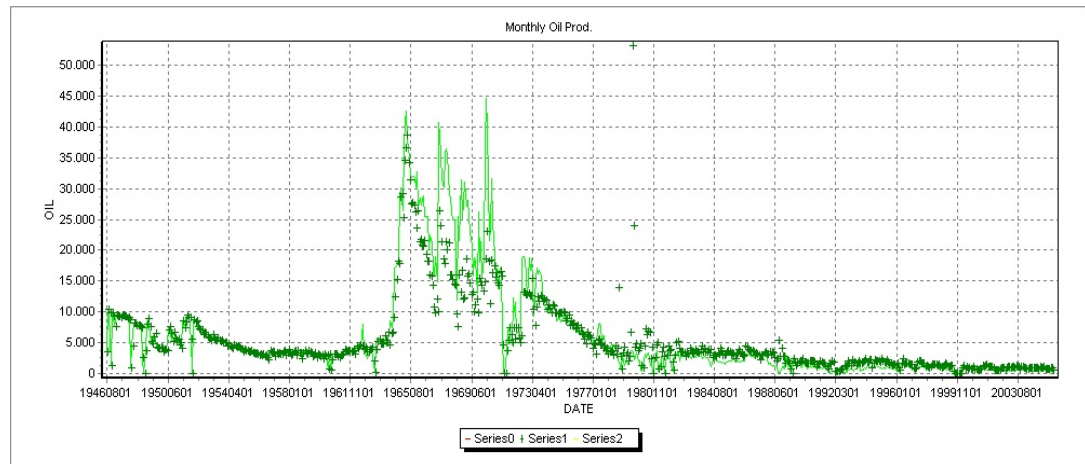
**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

**Figura 40.** Curva de WOR del pozo T-36



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

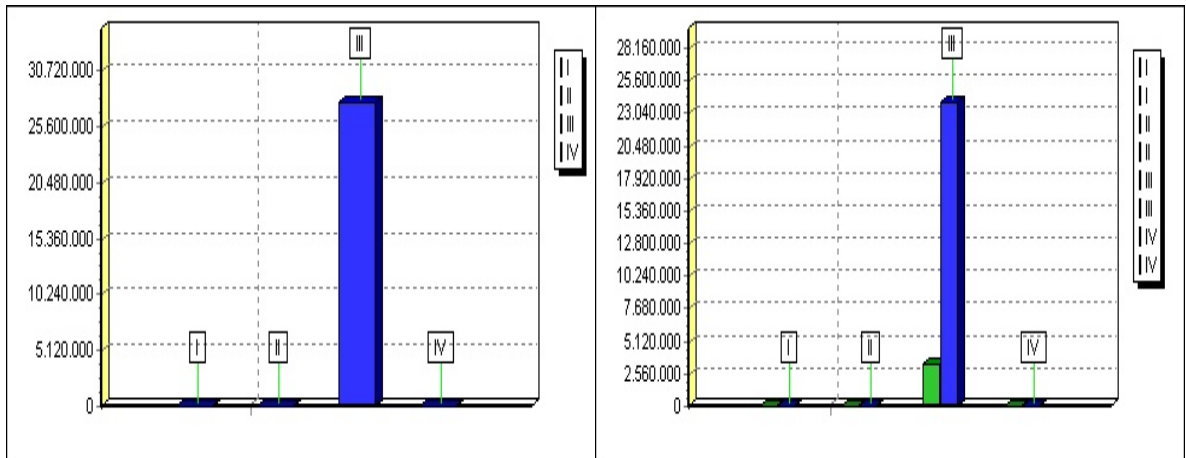
**Figura 41.** Producción mensual de petróleo pozo T-36



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

En la Figura 42 se observa que el agua ha sido inyectada por el ciclo III, de igual manera la producción de líquido aportada al pozo productor por el efecto de los pozos inyectores ha sido por ese ciclo.

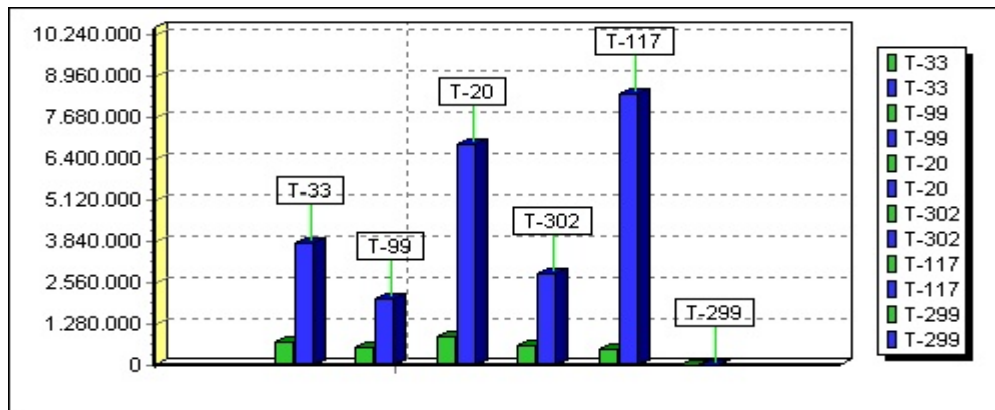
**Figura 42.** Agua inyectada y fluidos producidos por ciclos, pozo T-36



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

En la Figura 43 se observa cual fue el aporte hacia la producción del T-36 de cada uno de los inyectores que lo influyen.

**Figura 43.** Aporte a la producción, de los inyectores que afectan al T-36



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

En la gráfica se observa que el aporte del T-299 podría considerarse insignificante hasta el momento. A continuación se muestran los modelos que contienen los ciclos que han irrumpido según los cálculos realizados por el **Software ASIA**.

**Tabla 6.** Modelos que han irrumpido, pozo T-36

MODELO	FECHA DE LLENADO	FECHA DE IRRUPCION	VOUMENES POROSOS INYECTADOS
T-33/T-36 III	19621201	19661201	1,43
T-99/T-36 III	19621001	19680901	0,97
T-20/T-36 III	19621201	19670601	1,88
T-302/T-36 III	19620801	19671001	1,06
T-117/T-36 III	19630501	19671001	4,5
T-299/T-36 III	19660701	19681101	0,61

**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Como se observa en la tabla todos los modelos han irrumpido a la fecha, además se ve que el modelo del pozo T-117 ya ha inyectado más de 3 volúmenes porosos de agua lo que indica según la literatura que ese modelo esta recirculando agua<sup>9</sup>.

A continuación se mostrara un resumen con los pozos que ajustaron muy bien, los que tuvieron un ajuste aceptable y los que no se lograron ajustar.

**Tabla 7.** Resultados del ajuste

AJUSTES BUENOS	T-11
	T-13
	T-31

<sup>9</sup> Según la literatura en una inyección de agua después de 3 volúmenes porosos inyectados el agua se recircula

	T-36
	T-44
	T-75
	T-88
	T-398
AJUSTES ACEPTABLES	T-148
	T-206
	T-218
	T-255K
	T-301
AJUSTES MALOS	T-399A
	T-204
	T-213
	T-216
	T-220
	T-404
T-495	

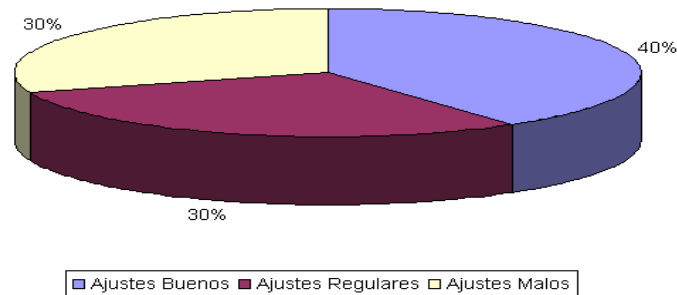
**Fuente.** El Autor

Cabe resaltar que los mejores ajustes se obtuvieron en los pozos que eran afectados por más pozos inyectoras, además de los pozos que quedan en la parte central de la estación, zona donde se presentan mejores propiedades de capacidad de flujo y permeabilidad.

Según la tabla anterior se observa que 8 ajustes fueron buenos, lo que equivale al 40%, 6 ajustes fueron aceptables representando el 30% y 6 ajustes fueron malos representando otro 30%. En la gráfica a continuación se aprecian mejor estos porcentajes.

**Figura 44.** Estadística de los ajustes realizados a la estación J-25

**ESTADISTICA AJUSTE HISTORICO ESTACION J-25**



**Fuente.** El Autor

**2.3.2 Resultados Pozos Inyectores.** Para que el **Software** genere los reportes de cada pozo inyector, todos los productores conectados a ese pozo deben haber sido previamente calculados. A continuación se presentan los resultados de los pozos inyectores conectados al pozo T-36.

En la tabla se muestra el agua inyectada acumulada para cada pozo del estudio.

**Tabla 8.** Inyección acumulada pozos estación J-25

POZO	FECHA INICIO INYECCION	FECHA FINAL DE INYECCION	INYECCION ACUMULADA (bbl)
T-8	19620901	19940501	22929009
T-10	19621101	20050601	791904.7
T-15	19620301	20070501	25776479.6
T-18	19730901	20051101	8355385

T-19	19611201	20050601	4249790.8
T-20	19621101	20051101	13749926.6
T-33	19621101	20050601	20389441.2
T-35	19620801	20051101	18653222.7
T-37	19620301	20070601	18318653.4
T-39	19621101	20051101	14062700.5
T-40	19620901	19990801	11179142
T-43	19621101	20051101	22499933.1
T-55	19620401	20001001	2716471
T-70	19611201	19990801	4410583
T-73	19620301	20070501	22486146.4
T-78	19620801	20050601	14718883.9
T-83	19620801	20050601	7815571.6
T-99	19621001	19990301	12961429
T-112	19620801	19920901	1902562
T-117	19620801	20051101	11147387.6
T-299	19620901	19960501	12895053
T-302	19620801	19980801	6374017
T-317K	19651101	19940501	7601754

**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Para los pozos inyectores se analizaron los registros trazadores radioactivos tomados durante la historia de inyección iniciada en el año 1961, con el fin de conocer cuál es la distribución vertical que tiene el agua en cada uno de ellos y cómo pueden estar influenciando a los pozos productores. El pozo T-19 es el único de los 23 pozos inyectores de este estudio, al que no se le ha tomado registro de inyección durante su historia de inyección. Así que su distribución vertical fue determinada aplicando el concepto de capacidad de

flujo, Kh. Los eventos presentados en cada uno de estos pozos inyectora a través de la historia de inyección como aislamientos, arenamientos y posteriores limpiezas de intervalos, etc., fueron tenidos en cuenta en la simulación, ya que estos eventos influyen en la distribución areal del agua y la productividad de los pozos. A continuación se muestra una tabla con la información de los registros trazadores tomados a los inyectora del estudio.

**Tabla 9.** Relación de Trazadores Inyectora J-25

POZO	NUMERO DE TRAZADORES	FECHA DE TRAZADORES
T-8	3	Junio de 1963
		Febrero de 1975
		Agosto de 1990
T-10	3	Noviembre de 1963
		Mayo de 1976
		Agosto de 1992
T-15	8	Septiembre de 1962
		Abril de 1963
		Noviembre de 1964
		Junio de 1966
		Febrero de 1975
		Septiembre de 1987
		Mayo de 1988
		Marzo de 1999
T-18	6	Agosto de 1980
		Enero de 1984
		Enero de 1986
		Junio de 1988

		Agosto de 1992
		Marzo de 1999
T-19	0	Ningún registro
T-20	4	Mayo de 1964
		Octubre de 1964
		Marzo de 1975
		Julio de 1986
T-33	2	Marzo de 1975
		Agosto de 1992
T-35	5	Noviembre de 1964
		Mayo de 1967
		Enero de 1986
		Agosto de 1992
		Marzo de 1999
T-37	4	Septiembre de 1962
		Noviembre de 1964
		Febrero de 1975
		Enero de 1986
T-39	5	Mayo de 1964
		Junio de 1966
		Febrero de 1975
		Agosto de 1992
		Marzo de 1999
T-40	4	Abril de 1963
		Diciembre de 1964
		Abril de 1965
		Abril de 1976

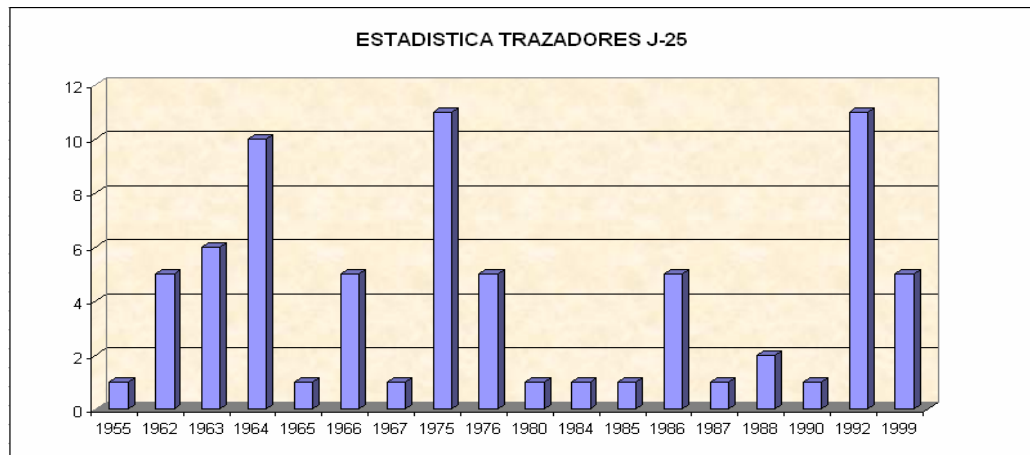
T-43	3	Febrero de 1975
		Julio de 1985
		Agosto de 1992
T-55	1	Septiembre de 1962
T-70	2	Julio de 1964
		Febrero de 1975
T-73	5	Octubre de 1962
		Noviembre de 1964
		Junio de 1966
		Abril de 1976
		Marzo de 1999
T-78	2	Septiembre de 1962
		Marzo de 1975
T-83	2	Marzo de 1975
		Agosto de 1992
T-99	2	Abril de 1976
		Agosto de 1992
T-112	1	Abril de 1963
T-117	3	Abril de 1963
		Marzo de 1975
		Agosto de 1992
T-299	3	Junio de 1966
		Abril de 1976
		Julio de 1986
T-302	3	Octubre de 1966
		Noviembre de 1964
		Agosto de 1992

T-317K	2	Julio de 1955
		Septiembre de 1992

**Fuente.** Alianza ECOPETROL-PETROBRAS

En la gráfica a continuación se observa la frecuencia en la toma de registros trazadores a los pozos inyectoros de la estación J-25 del Campo Tibú.

**Figura 45.** Frecuencia en la toma de trazadores, Estación J-25



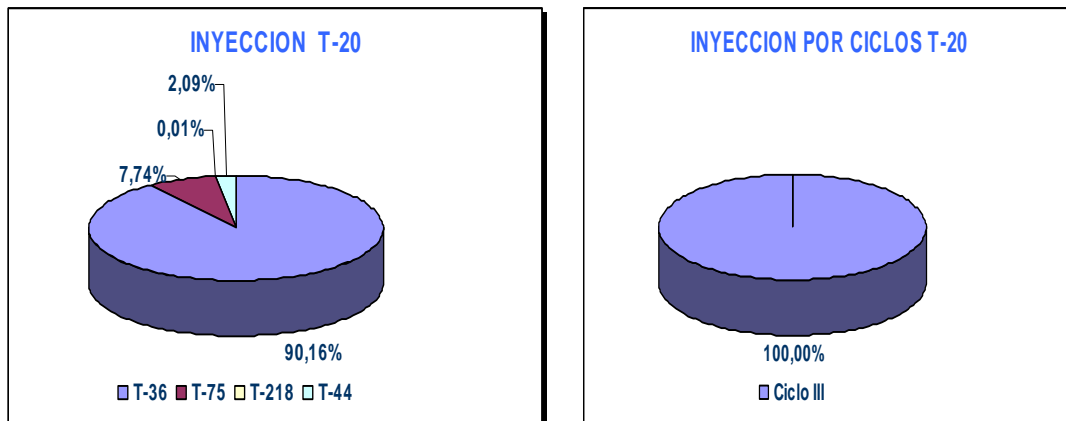
**Fuente.** Alianza ECOPETROL-PETROBRAS

Como se observa en la gráfica los años en que más registros se le tomaron a los pozos son 1964, 1975 y 1992; lo que concuerda con campañas de toma de registros realizadas. El último año en que se tomo algún registro fue en 1999, lo que indica que a partir de esa fecha en todos los pozos se asumió distribución vertical constante.

**2.3.2.1 Pozo T-20.** Pozo inyector inactivo desde Noviembre de 2005, inició inyección en Noviembre de 1962. Fue productor de la formación Barco desde Octubre de 1945 a Octubre de 1962.

El pozo T-20 acumulaba a Noviembre de 2005 una inyección calculada de 8.796.076 bbl de agua, de los cuales ha inyectado por el ciclo III el 100%. Los pozos influenciados por el T-20 son el T-36 con el 90,36%, el T-44 con el 2,09%, el T-75 con el 7,74% y el T-218 con le 0,01%. Las gráficas de distribución areal y vertical del agua inyectada se presentan en la Figura 46.

**Figura 46.** Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-20.

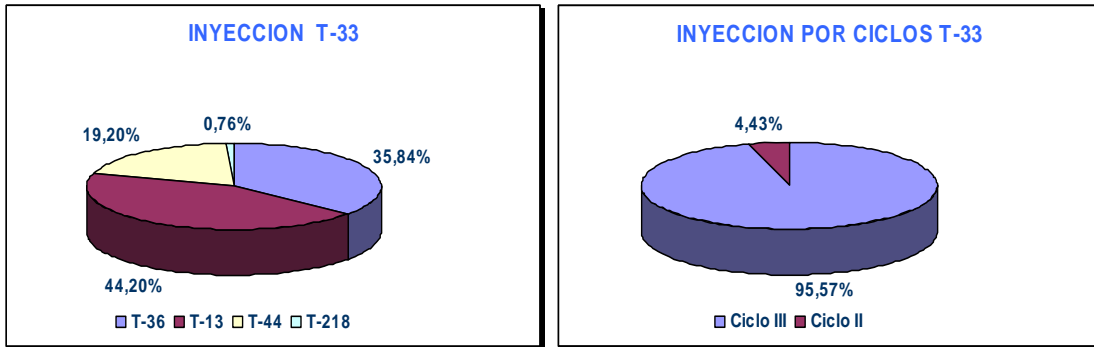


**Fuente.** El Autor

**2.3.2.2 Pozo T-33.** Pozo inyector inactivo desde Junio de 2005, inició inyección en Noviembre de 1962. Fue productor de la formación Barco desde Abril de 1946 hasta Octubre de 1962, cuando fue convertido a inyector. Siendo productor se le realizo un fracturamiento hidráulico con muy buenos resultados en Diciembre de 1957.

El pozo T-33 acumulaba a Junio de 2005 una inyección calculada de 13.128.210 bbl de agua, de los cuales ha inyectado por el ciclo II el 4,43% y por el ciclo III el 95,57%. Ha influenciado a los pozos T-13 con el 44,20%, el T-36 con el 35,84%, el T-44 con el 19,20% y el T-218 con le 0,76%. Las gráficas de distribución areal y vertical del agua inyectada se presentan en la Figura 47.

**Figura 47.** Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-33.

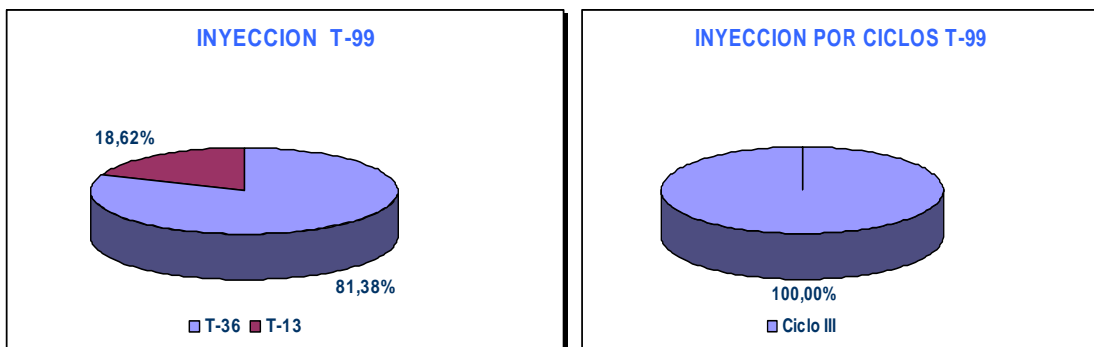


Fuente. El Autor

**2.3.2.3 Pozo T-99.** Pozo inyector inactivo desde Marzo de 1999, inició inyección en Octubre de 1962. Fue productor de la formación Barco desde Enero de 1949 hasta Septiembre de 1962.

El pozo T-99 acumulaba a Marzo de 1999 una inyección de 3.288.664 bbl de agua, que fueron todos inyectados por el ciclo III. Los pozos a los que ha influenciado el T-99 son el T-13 con el 18,62% y el T-36 con el 81,38%. Las gráficas de distribución areal y vertical del agua inyectada se presentan en la Figura 48.

**Figura 48.** Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-99.

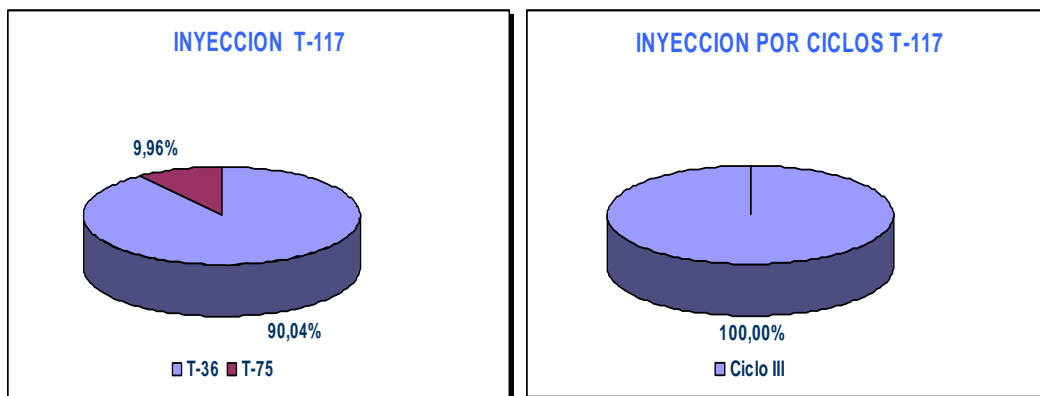


Fuente. El Autor

**2.3.2.4 Pozo T-117.** Pozo inactivo desde Noviembre de 2005, inició inyección en Agosto de 1962. Fue productor de la formación Barco desde Agosto de 1969 a Julio de 1962.

El pozo T-117 acumulaba a Noviembre de 2005 una inyección calculada de 10.015.151 bbl de agua, los cuales han sido inyectados por el ciclo III. Dos pozos han sido influenciados por el T-117, el T-36 con el 90,04% y el T-75 con el 9,96%. Las gráficas de distribución areal y vertical del agua inyectada se presentan en la Figura 49.

**Figura 49.** Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-117.

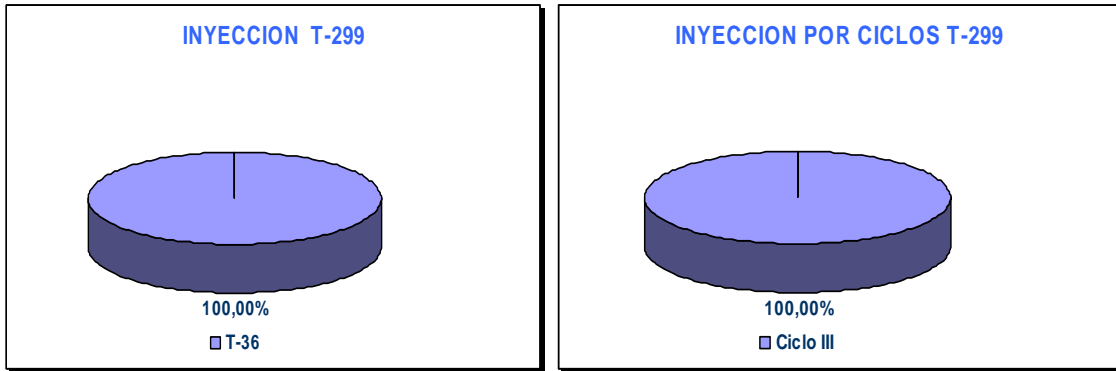


**Fuente.** El Autor

**2.3.2.5 Pozo T-299.** Pozo inyector inactivo desde Mayo de 1996, inició inyección en Septiembre de 1962. Fue productor de la formación Barco de Septiembre de 1956 a Septiembre de 1962. En Abril de 1957 se le realizo un fracturamiento hidráulico con buen resultado.

El pozo T-299 acumulaba a Mayo de 1996 una inyección calculada de 1.896.996 bbl de agua, los cuales han sido inyectados todos por el ciclo III, hacia el pozo T-36. Las gráficas de distribución areal y vertical del agua inyectada se presentan en la Figura 50.

**Figura 50.** Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-299.

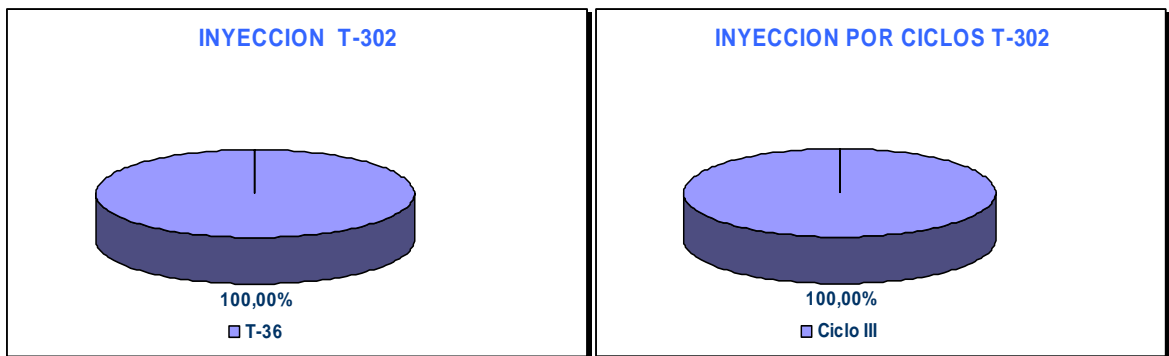


Fuente. El Autor

**2.3.2.6 Pozo T-302.** Pozo inyector inactivo desde Agosto de 1998, inició producción en Agosto de 1962. Fue productor de la formación Barco desde Octubre de 1956 a Agosto de 1962.

El pozo T-302 acumulaba a Agosto de 1998 una inyección calculada de 3.524.257 bbl de agua, los cuales han sido inyectados todos por el ciclo III, hacia el pozo T-36. Las gráficas de distribución areal y vertical del agua inyectada se presentan en la Figura 51.

**Figura 51.** Distribución areal y vertical del agua inyectada, pozo T-302.



Fuente. El Autor

**2.3.3 Pérdidas de Agua.** Siempre se encuentran diferencias entre el agua inyectada histórica y calculada, que permite hallar las pérdidas de agua. Textualmente esto no quiere decir que esa agua se pierda, lo que ocurre es que no se dirige a empujar el petróleo, sino que puede utilizarse para mantener la presión de la zona, puede ocurrir canalización o digitación viscosa o puede dirigirse a zonas ladronas. A continuación se presenta una tabla con los valores de pérdidas de agua de los pozos productores del estudio.

**Tabla 10.** Pérdidas de agua, pozos inyectores estación J-25

POZO	AGUA INYECTADA HISTÓRICA (bb1)	AGUA INYECTADA CALCULADA (bb1)	PÉRDIDAS	PORCENTAJE
T-8	22929009	13681842	9247167	40,33
T-10	791905,1	270438,3	521466,8	65,85
T-15	25776469,4	5309328,7	20467140,7	79,40
T-18	8355385	3982891,5	4372493,5	52,33
T-19	4249790,9	1707999,2	2541791,7	59,81
T-20	13749926,6	9342441,4	4407485,2	32,05
T-33	20389441,2	13128211,1	7261230,1	35,61
T-35	18653222,6	13226844	5426378,6	29,09
T-37	18318653,4	14247098,7	4071554,7	22,23
T-39	14062700,6	13237772,9	824927,7	5,87
T-40	11179142	8777683,1	2401458,9	21,48
T-43	22499933,2	21414444,4	1085488,8	4,82
T-55	2716471	1900464,2	816006,8	30,04

T-70	4410583	334511	4076072	92,42
T-73	22486146,3	3783423,3	18702723	83,17
T-78	14718883,9	7263657,4	7455226,5	50,65
T-83	7815571,5	5974153,6	1841417,9	23,56
T-99	12961429	3288663,6	9672765,4	74,63
T-112	1902562	1584148,4	318413,6	16,74
T-117	11147387,6	10015150,8	1132236,8	10,16
T-299	12895053	1807113,5	11087939,5	85,99
T-302	6374017	3524256,9	2849760,1	44,71
T-317K	7601754	192044,8	7409709,2	97,47

**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Como se observa en la tabla los pozos que más agua han perdido son el T-15, T-19, T-70, T-73, T-99, T-299, T-317K. Esto puede explicarse debido a que esos pozos son periféricos y el T-15, T-73 y el T-70 pertenecen a las estaciones K-27 y M-24, por lo que estos inyectan agua a otros pozos de dichas estaciones y esta agua no se tiene en cuenta en los cálculos del ASIA. Además no solo los pozos de otras estaciones son los que tienen mayores pérdidas, los pozos periféricos de la estación J-25 también son los que presentan mayores pérdidas.

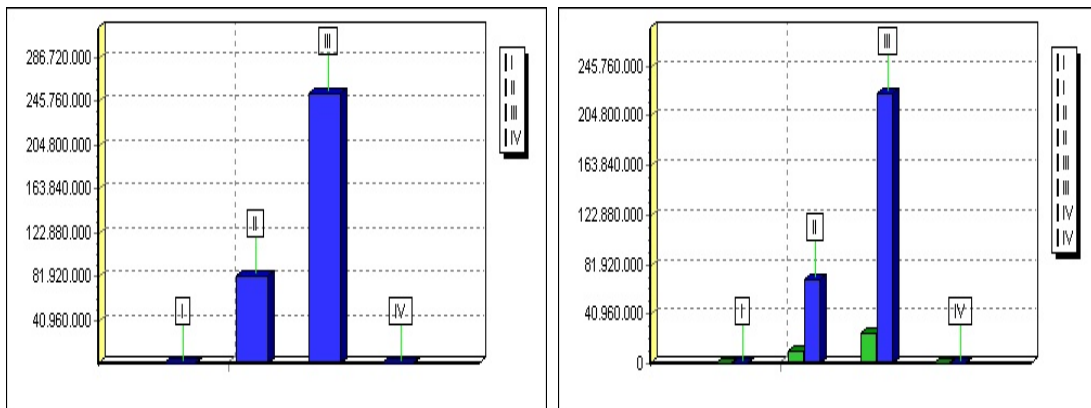
**2.3.4 Resultados de Campo.** El **Software** ASIA entrega un reporte total de todos los pozos conectados.

La estación J-25 ha inyectado por el ciclo II, 78.435.169 bbl de agua que representan el 24% del agua total y por el ciclo III 255.191.846 bbl que representan el 76%. A continuación en la gráfica se observa el agua

inyectada y los fluidos producidos por cada uno de los ciclos para la estación J-25.

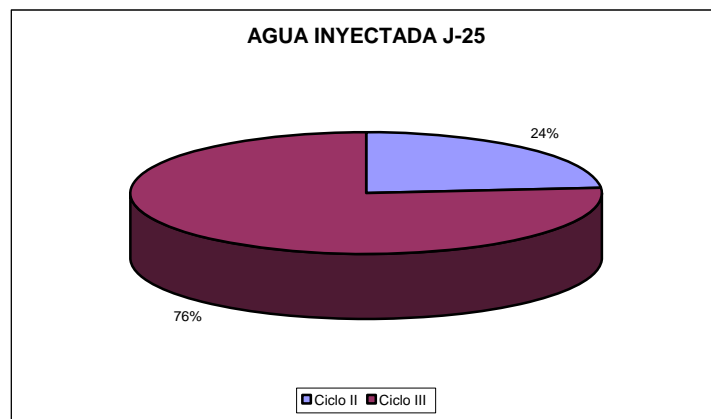
En el campo Tibú se considera que después de tres volúmenes porosos de agua inyectados el agua se empieza a recircular, por lo que en este estudio hay algunos modelos en los que el agua ya no esta afectando la zona de petróleo sino que esta recirculándose.

**Figura 52.** Agua inyectada y fluidos producidos por la estación J-25



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

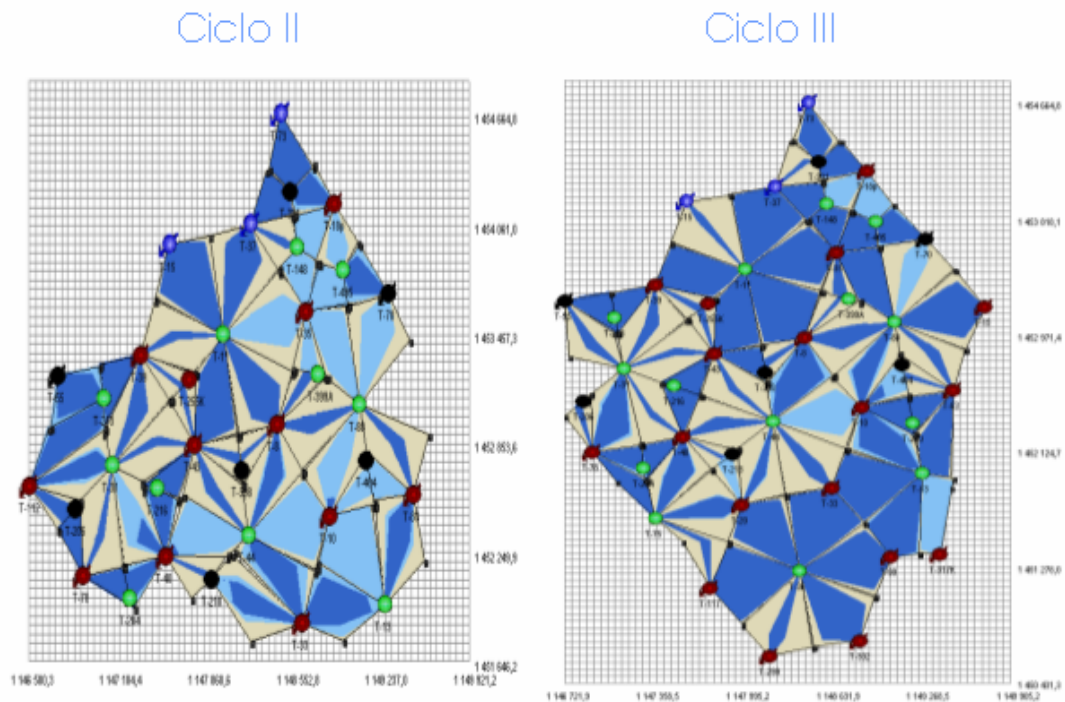
**Figura 53.** Agua inyectada por la estación J-25



**Fuente.** El Autor

También se pueden observar todos los modelos creados en el **software** ASIA y el porcentaje de barrido que han tenido las arenas, de eso se puede inferir los modelos que aún tienen petróleo por recuperar. A continuación se observan las áreas que han sido barridas por el avance del agua.

**Figura 54.** Áreas drenadas por los ciclos II y III, Estación J-25



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

### 3. DIAGNÓSTICO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Una vez implementada una inyección de agua es necesario, realizar un seguimiento al desarrollo del proceso y verificar los resultados y problemas que se vayan presentando a medida que este es llevado a cabo, para determinar cambios que sean necesarios.

Para este caso la palabra diagnóstico hace referencia a conocer el funcionamiento que ha presentado la inyección de agua, basados en la observación de aspectos característicos y puntuales, como la variación de las propiedades del área sometida a inundación o el área realmente barrida por cada uno de los modelos a un tiempo determinado.

Para este estudio se hizo un análisis pozo a pozo de los resultados obtenidos en el ajuste histórico con el **Software** ASIA, pero para complementar este estudio pueden utilizarse herramientas que ayuden a apreciar detalles más específicos del área como zonas con mejores propiedades petrofísicas, zonas que aún no han sido barridas o zonas con grandes pérdidas de agua, lo que indicaría problemas en dichas áreas. Luego de detectar esas zonas se pueden proponer trabajos para mejorar o remediar esos problemas.

Los procesos que se llevaron a cabo para complementar el estudio con ASIA en la estación J-25 fueron: realización de mapas de burbuja para los acumulados de petróleo y agua producidos, y el acumulado de agua inyectada; Grid map de propiedades petrofísicas por ciclos, gráficos de Voronoi para determinar el radio óptimo para el área, gráfico de la razón de

vaciamiento para el área, análisis de los diagramas de Hall para los pozos inyectoros y análisis de la salinidad de los pozos productores. La integración de todas estas herramientas permite obtener resultados más precisos y concretos, ya que cada una da un indicio de un aspecto o punto específico de la inyección.

A continuación se presentan las gráficas utilizadas como herramientas para diagnosticar el comportamiento de la inyección de agua en la estación J-25.

### **3.1 CURVAS DE PRODUCCION**

La construcción de curvas de producción permite evaluar el comportamiento de ciertas variables como tasas de inyección, tasas de producción de fluidos, con el tiempo; y por ende evaluar el desempeño de un proceso como una inyección de agua. El análisis de las curvas de producción se realiza teniendo en cuenta los eventos presentados en el campo, para de esta manera verificar como influenciaron al proceso. Generalmente una sola curva no presenta información suficiente del proceso, por lo que es aconsejable combinar algunas gráficas con el fin de obtener mejores resultados. En la Figura 55 se muestra la curva de producción de petróleo y agua para la estación J-25.

En la Figura 55 se puede observar que en 1946 hubo un pico por producción primaria, luego la producción empezó a disminuir.

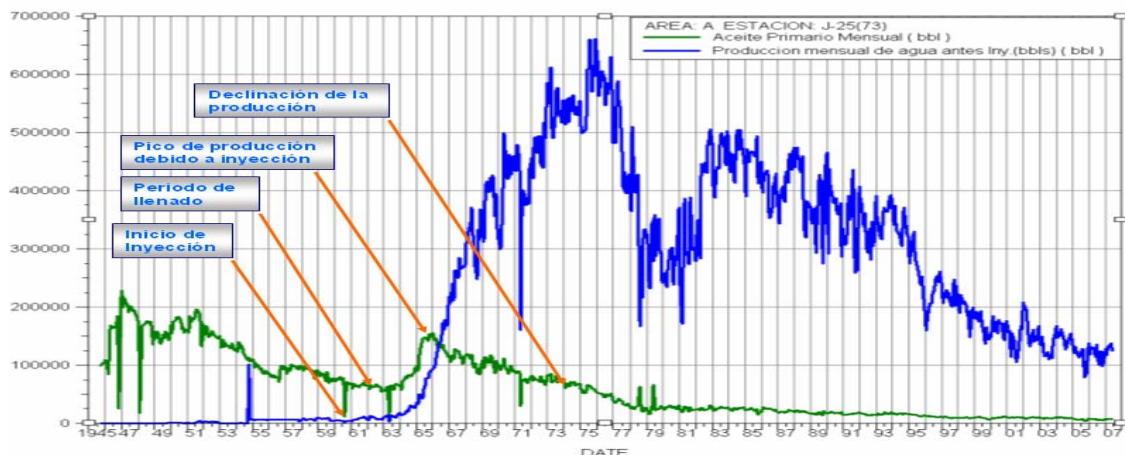
En 1961, año en el que se inicio la inyección de agua en el área A, la producción se mantiene constante hasta 1963, tiempo que se considera como periodo de llenado; en este tiempo la producción no se incrementa

debido a que el agua inyectada se dirige a ocupar el espacio ocupado por el gas presente en el yacimiento. En el campo Tibú este periodo de llenado no es muy extenso debido a que la saturación de gas al momento de iniciarse la inyección de agua es de 0.157%<sup>10</sup>, un valor muy bajo y por esta razón se considera que no hay gas.

Luego en la curva se observa un aumento de producción por efecto de la inyección hasta el año 1965, año en el que se alcanza el pico de producción por efecto de la inyección de agua. Después del año 1965 se observa que la producción de petróleo comienza a declinar nuevamente, mientras que la producción de agua muestra un aumento considerable.

Como se observa en la gráfica, actualmente la producción es muy baja, aunque existen considerables reservas aún por extraer, por esto la importancia de generar estrategias para evitar que continúe la declinación.

**Figura 55.** Curva de producción histórica petróleo y agua, Estación J-25



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

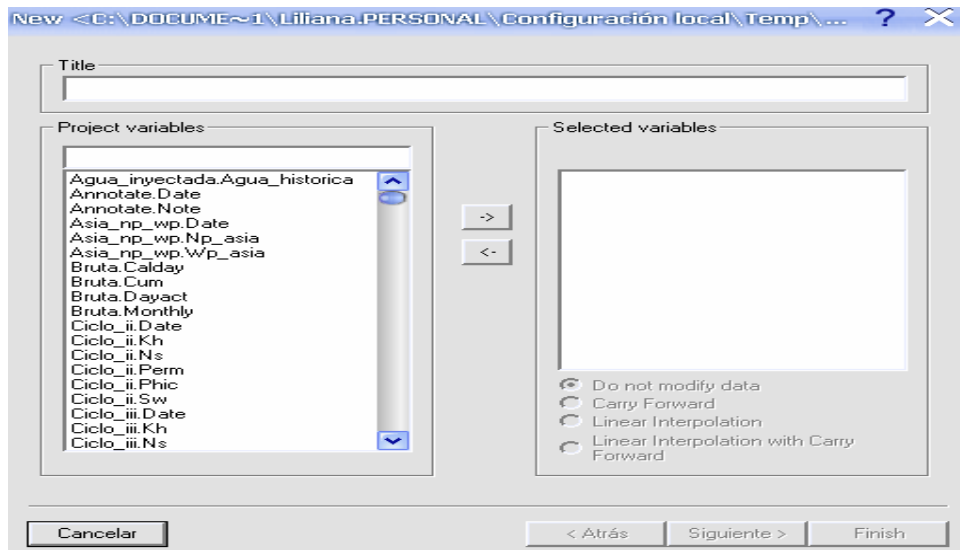
<sup>10</sup> Fuente: Informe Integrado Evaluación del sistema de Inyección y Producción del Area del Campo Tibú

### 3.2 MAPAS DE BURBUJA DE ACUMULADOS

Los mapas de burbuja permiten observar la distribución de una propiedad, permitiendo establecer su valor cualitativamente. En un mapa de burbuja el tamaño y color de la burbuja determinan el rango de valores en el que se encuentra una propiedad dentro del yacimiento, haciendo posible determinar zonas del yacimiento que no han sido barridas, zonas donde se esta recirculando el agua o zonas que podrían recañonearse o donde podrían colocarse pozos infill para mejorar el esquema de inyección.

Para la realización de los mapas de burbuja se cargaron las tablas en Access a OFM, y en dicha herramienta se realizaron los mapas. Para hacer los mapas en OFM se busca el menú analysis y se escoge la opción de bubble map, luego se abre la ventana de new y se busca la variable que se desea graficar, como se observa en la figura.

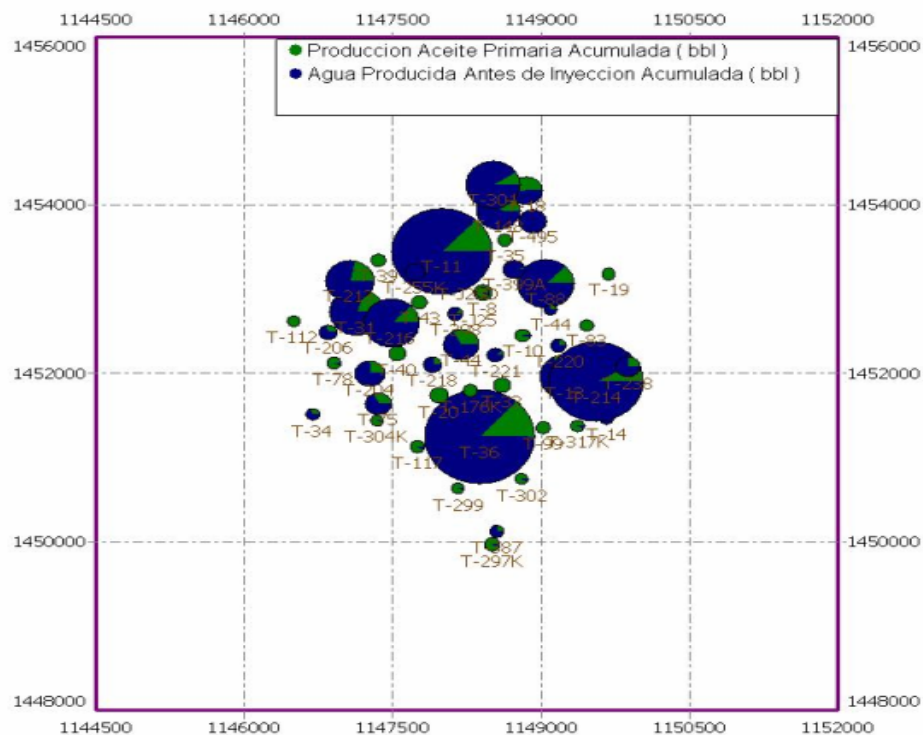
**Figura 56.** Ventana para creación de mapas de burbuja



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

A continuación se muestran mapas de burbuja para la producción de fluidos acumulados, agua inyectada acumulada y las pérdidas de agua para la estación J-25.

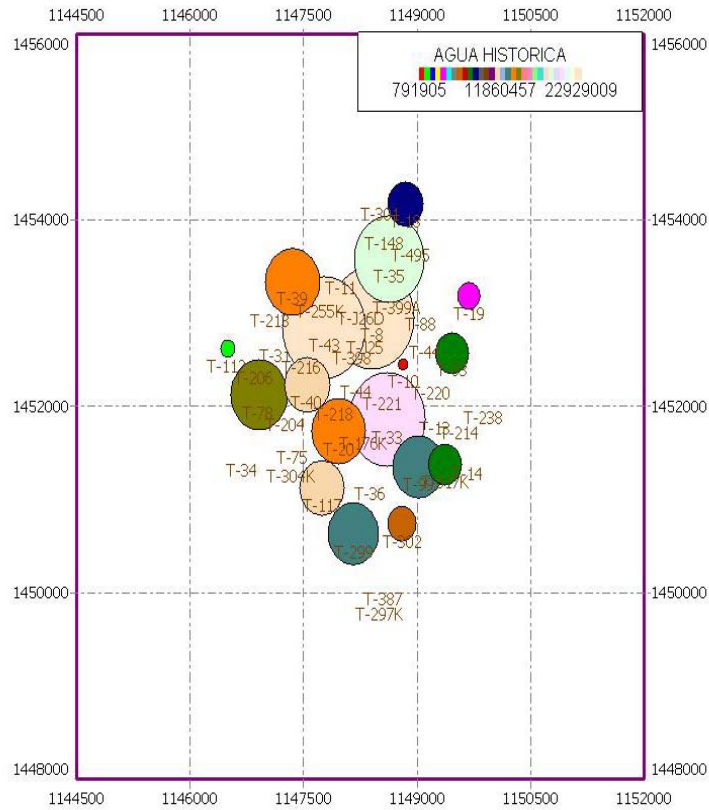
**Figura 57.** Fluidos producidos acumulados, Estación J-25



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

Como se puede observar en el mapa de burbuja por el tamaño de las burbujas y el color de las mismas, los pozos con mayor producción acumulada de fluidos son el T-11, T-36 y el T-44, cabe señalar que en estos pozos se obtuvieron buenos ajustes. Mientras que en pozos como el T-255K, T-399A, T-88 y T-404; la producción de fluidos ha sido poca, lo que indica que esos pozos aún presentan buen potencial para explotar.

**Figura 58.** Agua inyectada acumulada



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

Se puede observar en la gráfica que los pozos que más agua han inyectado son el T-8, el T-33, T-35 y el T-43, cabe resaltar que estos pozos influyen a los pozos que mayor producción acumulada han presentado, tanto de agua como de petróleo; por lo que se puede concluir que las zonas aledañas a esos pozos son de buenas propiedades petrofísicas, y en estas la inyección ha presentado un buen comportamiento.

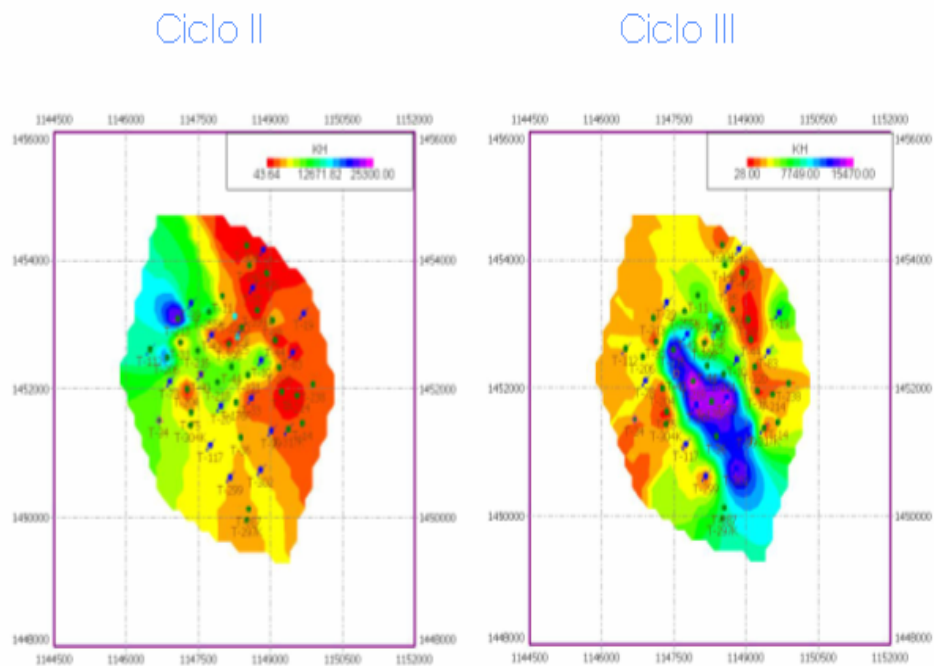


para los mapas de burbuja y también se selecciona la variable que se va a graficar.

Para la estación J-25 se realizaron **grid map** de porosidad, permeabilidad, espesor neto y capacidad de flujo para los ciclos I y II de la formación Barco.

Como se observa en la figura, para el ciclo II, la zona cercana a los pozos T-231 y T-39 es la que tiene mejor capacidad de flujo, mientras que existe una amplia zona donde los valores de capacidad de flujo son bajos. Para el ciclo III, se observa que la capacidad de flujo se distribuye como en especie de canales del centro hacia el exterior y la misma zona de baja capacidad del ciclo II aparece también en el ciclo III, dicha zona es la que limita con la Estación M-24.

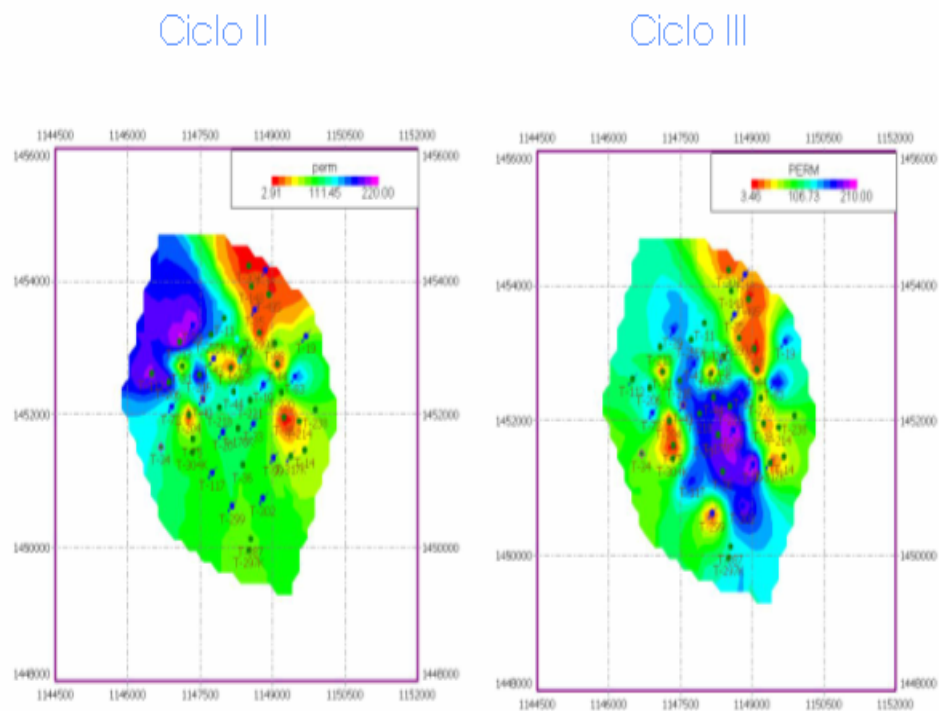
**Figura 60.** Capacidad de flujo para Ciclos II y III, Estación J-25



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

El comportamiento de la permeabilidad es similar al que presenta la capacidad de flujo, los mejores valores para el ciclo II se encuentran en los pozos cercanos a la estación K-27, y los más bajos en pozos cercanos a la M-24. Para el ciclo III, también se forma un canal en el centro donde se encuentran los valores más altos.

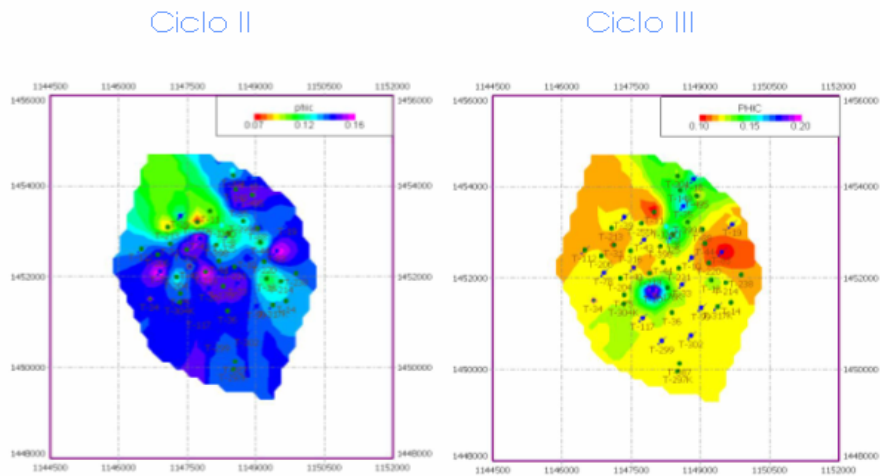
**Figura 61.** Permeabilidad para ciclos II y III, Estación J-25



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

En la figura se observa que para los ciclos II y III la porosidad es casi uniforme, para el ciclo II es aproximadamente 0.14 y para el ciclo III es cercana a 0.12.

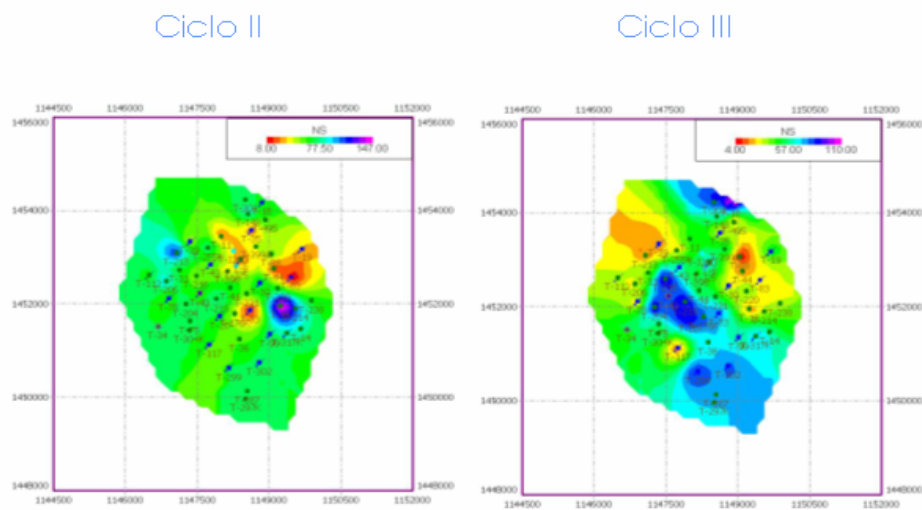
**Figura 62.** Porosidad para ciclos II y III, Estación J-25



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Los valores de espesor neto para el ciclo II son más uniformes que para el ciclo III, el espesor neto promedio para ese ciclo esta en 77 pies. Para el ciclo III, los valores varían entre 8, 60 y 90 pies aproximadamente.

**Figura 63.** Espesor neto para ciclos II y III, Estación J-25



Fuente. Oilfield Manager Production Software

### **3.4 CURVAS DE VORONOI PARA DETERMINAR EL AREA DE DRENAJE**

**3.4.1 Reseña histórica.** Los diagramas de Voronoi fueron por primera vez discutidos por Peter Lejeune-Dirichlet en 1850, luego fueron estudiados por Alfred H. Thiessen, pero fue hasta mucho después en 1908 que estos diagramas fueron escritos por Georgy Feodosevich Voronoi (1868-1908), de ahí su nombre. También se les conoce como Polígonos de Thiessen o Teselación de Dirichlet, en honor a los otros investigadores que aportaron en el estudio.

Los Diagramas de Voronoi consisten en representar información mediante algoritmos que crean estructuras poligonales. Son mucho más eficientes que las estructuras rectangulares porque permiten que cada cluster se relacione (por contacto) con más unidades homólogas.

Los diagramas de Voronoi son uno de los métodos de interpolación más simples, basado en la distancia euclidiana, siendo especialmente apropiada cuando los datos son cualitativos. Se crean al unir los puntos entre sí, trazando las mediatrices del segmento de unión. Las intersecciones de estas mediatrices determinan una serie de polígonos en un espacio bidimensional alrededor de un conjunto de puntos de control, de manera que el perímetro de los polígonos generados sea equidistante a los puntos vecinos y designando su área de influencia.

Inicialmente los diagramas de Voronoi fueron creados para el análisis de datos meteorológicos (estaciones pluviométricas) aunque en la actualidad también se aplica en estudios en los que hay que determinar áreas de influencia (centros hospitalarios, estaciones de bomberos, bocas de metro, centros comerciales, control del tráfico aéreo, telefonía móvil, análisis de

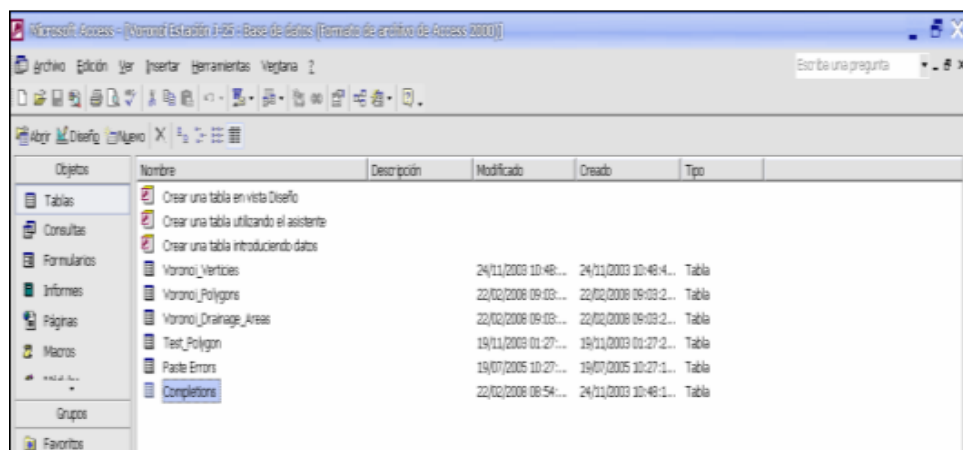
poblaciones de especies vegetales, determinación de áreas de drenajes, etc.).

En la industria del petróleo los diagramas de Voronoi son utilizados para determinar el área de drenaje óptima para un campo. Los diagramas de Voronoi consisten en realizar diferentes circunferencias alrededor de los pozos, estas circunferencias tienen un valor de área constante; de esta manera se puede observar para que valor de arrea las circunferencias se interceptan, lo que indicaría que existe interferencia entre los pozos.

**3.4.2 Creación de los diagramas de Voronoi.** Para la creación de los diagramas de Voronoi, se contó con una base de datos Access que contenía el algoritmo para calcular las áreas de drenaje de Voronoi.

Se abre la base de datos Access y se busca en objetos la pestaña Tablas, como se observa en la Figura 64.

**Figura 64.** Ventana para guardar los datos para los diagramas de Voronoi



**Fuente.** Base de datos Estación J-25, Microsoft Access

De esas tablas, únicamente se llena la tabla **completion** que contiene las columnas **WELLBORE**, que hace referencia al nombre del pozo, **UNIQUEID**, que es el nombre del pozo especificando la formación que se esta analizando (en este caso, Formación Barco), **WELLNAME** que es igual a **WELLBORE**, **WELLNUMBER** que indica el numero de pozo cargado en la plantilla y por ultimo se cargan las coordenadas X, Y de los pozos, como se muestra en la Figura 65.

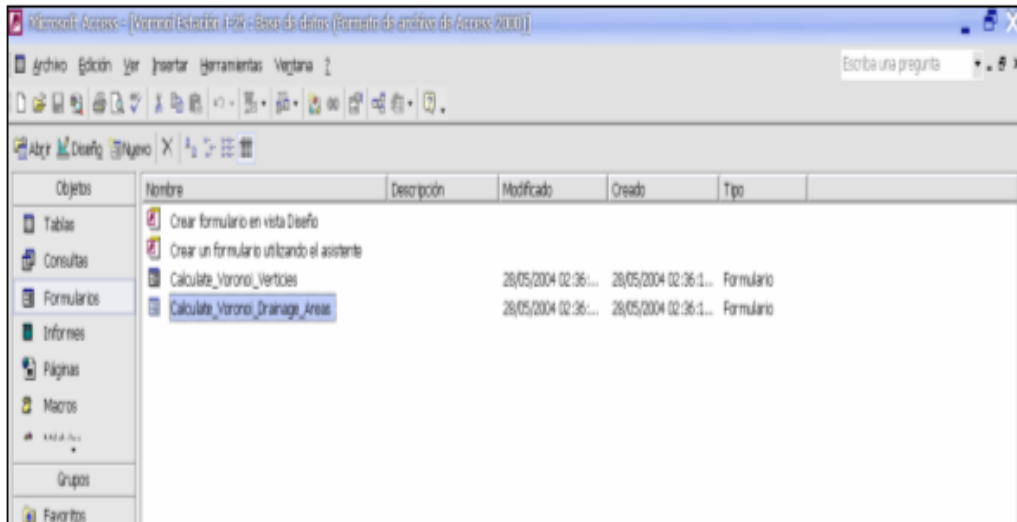
**Figura 65.** Tabla completion para la creación de diagramas de Voronoi

WELLBORE	UNIQUEID	WELLNAME	WELLNUMBER	X	Y
TEBU0008	TEBU0008-BARCO	TEBU0008	1	1148414,625	1452950,5
TEBU0010	TEBU0010-BARCO	TEBU0010	2	1148820,75	1452446,125
TEBU0011	TEBU0011-BARCO	TEBU0011	3	1147996,125	1453447
TEBU0013	TEBU0013-BARCO	TEBU0013	4	1149248,125	1451956,75
TEBU0018	TEBU0018-BARCO	TEBU0018	5	1148868	1454168,375
TEBU0019	TEBU0019-BARCO	TEBU0019	6	1148681	1453175,625
TEBU0020	TEBU0020-BARCO	TEBU0020	7	1147971,375	1451732,75
TEBU0031	TEBU0031-BARCO	TEBU0031	8	1147136,375	1452725,375
TEBU0033	TEBU0033-BARCO	TEBU0033	9	1148609,625	1451866,5
TEBU0034	TEBU0034-BARCO	TEBU0034	10	1146686,125	1451507,75

**Fuente.** Base de datos Estación J-25, Microsoft Access

Luego que la tabla **completions** ha sido llenada, se busca en objetos la pestaña formularios y de ahí se escoge la opción **“Calculate\_Voronoi\_Drainage\_Areas”**, como se observa a continuación.

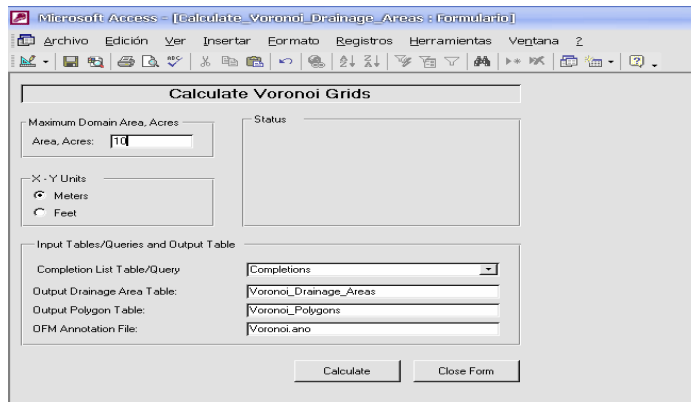
**Figura 66.** Ventana “Calculate Voronoi Drainage Areas”



**Fuente.** Base de datos Estación J-25, Microsoft Access

Al abrir la opción para calcular las áreas de drenaje, lo único que hay que modificar es el área que se quiere graficar y se envía a calcular. Al instante se genera un archivo “.ano” que es guardado en mis documentos y que puede cargarse a OFM. Hay que tener en cuenta de cambiar el nombre del archivo que se vaya generando, puesto que la base de datos guarda todos los archivos generados con el nombre de Voronoi. En la Figura 67 se muestra la ventana de cálculo de las áreas de drenaje.

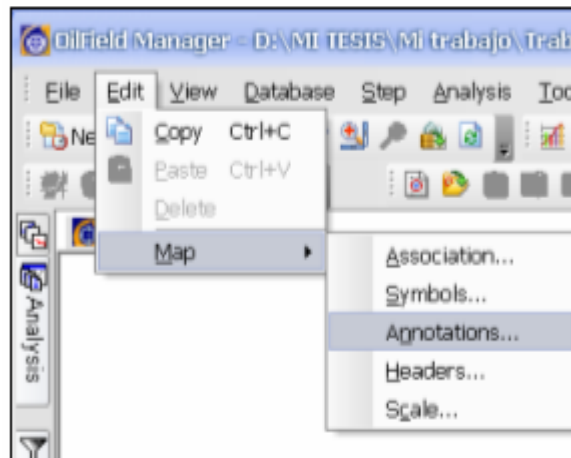
**Figura 67.** Ventana para calcular las áreas de drenaje



**Fuente.** Base de datos Estación J-25, Microsoft Access

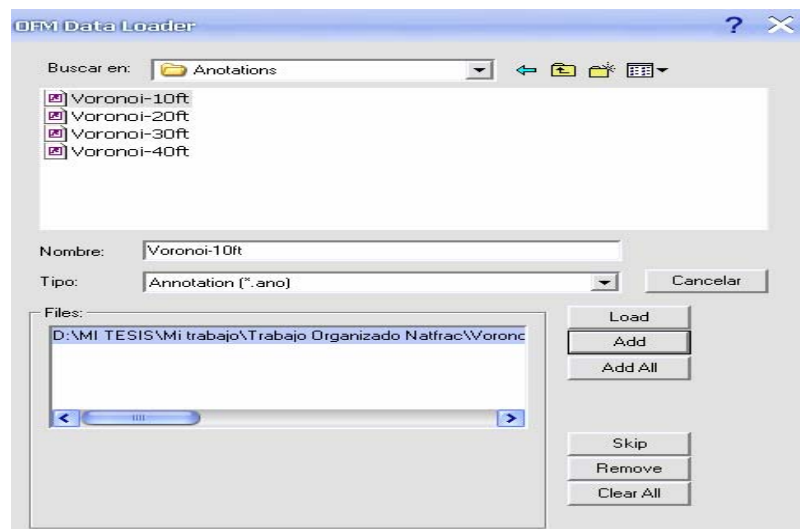
Luego que han sido creados los archivos tipo **annotation**, desde OFM se pueden cargar accediendo al menú edit, **map, annotation**; como se observa en las Figuras 68 y 69.

**Figura 68.** Menú para cargar los annotation al mapa de OFM



Fuente. Oilfield Manager Production Software

**Figura 69.** Ventana para cargar los annotation a OFM

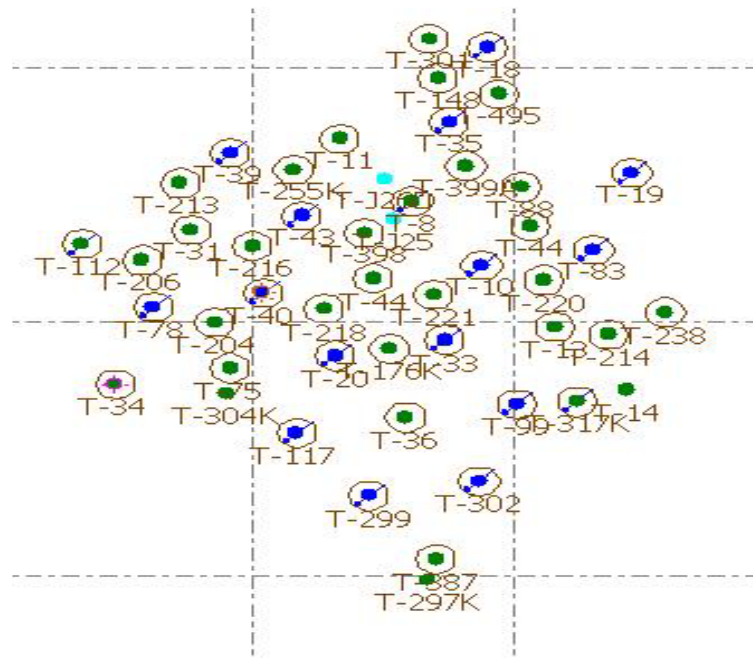


Fuente. Oilfield Manager Production Software

**3.4.3 Diagramas realizados.** Para la estación J-25 se realizaron diagramas de Voronoi para todos los pozos, con valores de área correspondientes a 10, 20, 30 y 40 acres. Los archivos generados son de tipo “Annotation” por lo tanto pueden ser cargados a la base de datos de OFM o al **Software** ASIA. Al cargar estos “Annotation” al mapa de la estación J-25 en OFM, se pudo observar que el área de drenaje óptima para los pozos de dicha estación es de 30 acres, ya que para el área de 40 acres ya se observa la interferencia entre los pozos.

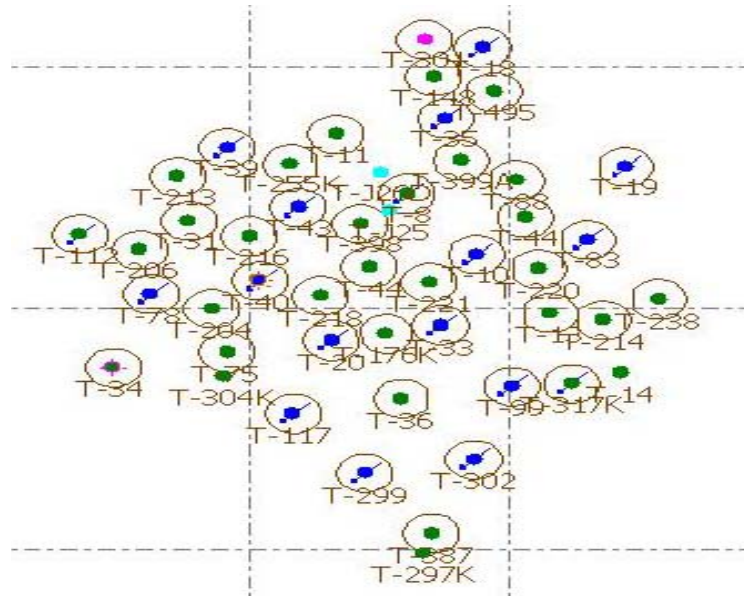
A continuación se observan los mapas con los diagramas de Voronoi, para las áreas analizadas.

**Figura 70.** Voronoi para 10 acres



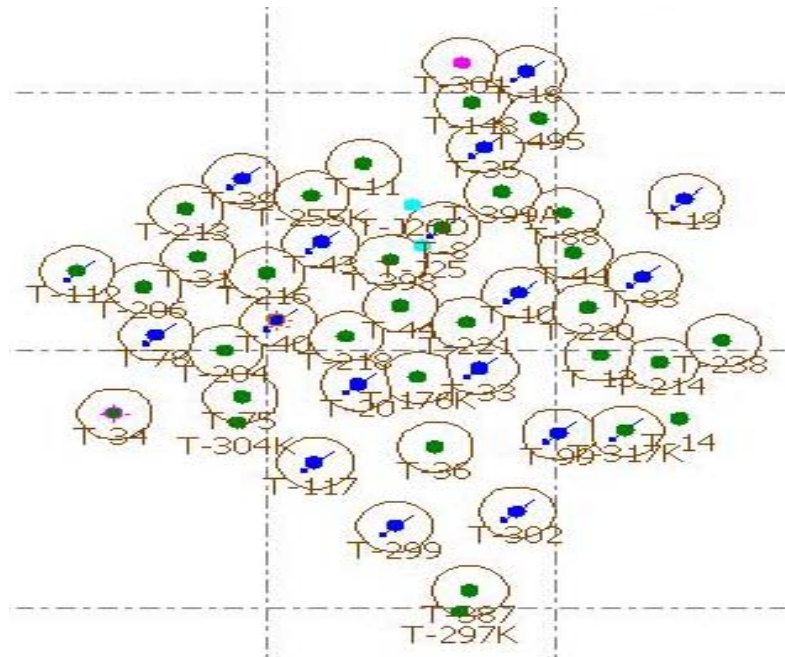
**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**Figura 71.** Voronoi para 20 acres



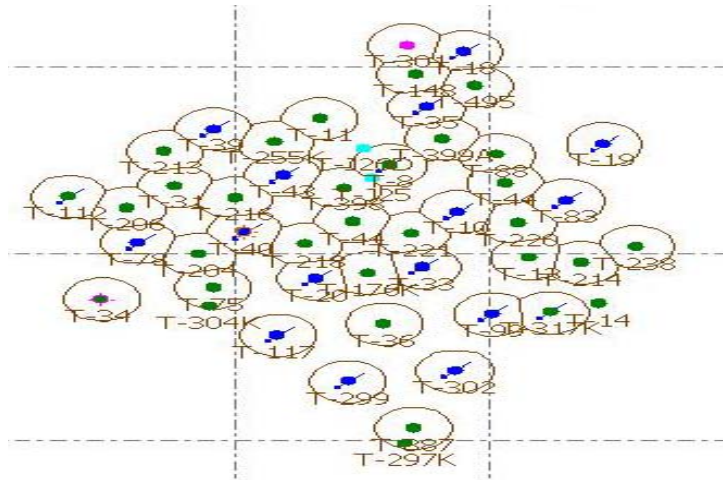
**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

**Figura 72.** Voronoi para 30 acres



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

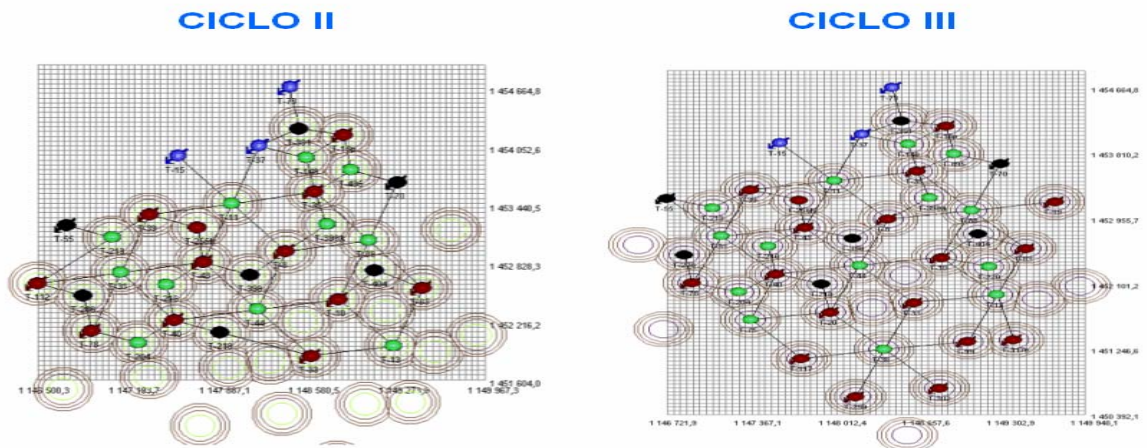
**Figura 73.** Voronoi para 40 acres



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

Como se observa en las figuras anteriores, para un área de 30 acres los pozos ya tienen contacto leve, para el valor de 40 acres ya los pozos empiezan a ocupar el área de los otros, también se observan espacios vacíos que podrían ser aprovechados para perforación **infill**.

**Figura 74.** Voronoi de 30 acres ciclos II y III, Estación J-25



**Fuente.** Advanced System for Injection Analysis (ASIA)

Como los archivos originados en la macro de Voronoi son archivos “.ano”; estos pueden ser cargados a ASIA para tener una mejor perspectiva de las áreas que debería drenar cada pozo como se muestra en la figura anterior donde se muestran los patrones para los ciclos II y III con los mapas de Voronoi.

### **3.5 DIAGRAMAS DE HALL**

El monitoreo de la inyección de agua, empieza con el monitoreo particular de cada pozo. El método de Hall, llamado así en honor a Howard N. Hall, quien lo estudió y desarrolló, fue utilizado por primera vez en 1963 y es una aproximación gráfica usada para analizar el comportamiento de pozos inyectoros, buscando identificar cambios en la inyectividad de los pozos. Generalmente estos cambios son difíciles de identificar puesto que están en función de las tasas y presiones de inyección.

Usualmente para evaluar posible taponamiento y mejorar la inyección es necesario considerar la presión del yacimiento junto con la viscosidad y densidad del agua. Hall demostró que la pendiente de la sumatoria de la presión en la cara del pozo multiplicada por el tiempo versus el volumen acumulado de agua inyectada es proporcional a la capacidad de flujo del pozo, y es constante si esta es constante.

El método asume que la inyección se lleva a cabo en flujo radial en estado estable, además que elimina los efectos de la variación de la presión y tasa de inyección. Como este método analiza la inyectividad de los pozos es también utilizado para determinar los resultados de trabajos de estimulación,

ya que determina si la inyectividad, disminuye o permanece sin variación después de realizado un trabajo de este tipo.

Este método hace parte de las herramientas de diagnóstico y monitoreo de un proceso de inyección de agua, es de vital importancia a la hora de identificar los pozos inyectores con problemas para así buscar soluciones. Cabe resaltar que este método solo es útil para identificar cambios en la inyectividad, solo después del periodo de llenado.

Para la construcción de los diagramas de Hall se requieren datos de presión de inyección promedio mensual, presión promedio del yacimiento, volúmenes de inyección mensual y los días de inyección activos por mes. La ecuación utilizada para la realización de los diagramas de Hall se muestra a continuación.

$$\int_0^t (P_{wi} - \bar{P}) dt = \frac{W_i}{C} \quad (9)$$

Donde;

P<sub>w</sub>: Presión en cara pozo (psia)

P: Presión Promedio del yacimiento (psia)

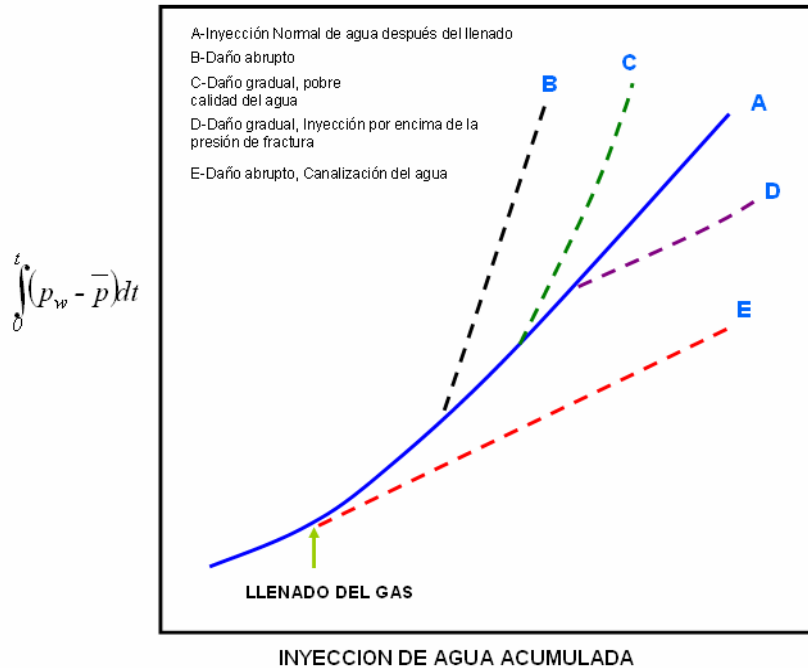
W<sub>i</sub>: Agua inyectada acumulada (bbl)

C: Inyectividad del pozo

La gráfica de Hall es una línea recta que se obtiene al graficar la integral de caída de presión (donde la presión es el promedio de la presión del pozo en el mes y el tiempo son los días que el pozo estuvo activo en el mes), contra la inyección de agua acumulada (bbl) y cuya pendiente es el inverso de la inyectividad del pozo (1/C). Los cambios en la pendiente son los que permiten notar los cambios en la inyectividad, asociado a la variación del

factor de daño (**Skin**). Si el **Skin** aumenta, C disminuye aumentando la pendiente de la recta por posible taponamiento y viceversa. Un esquema básico del diagrama de Hall se muestra en la Figura 75.

**Figura 75.** Hall plot a diferentes condiciones del pozo



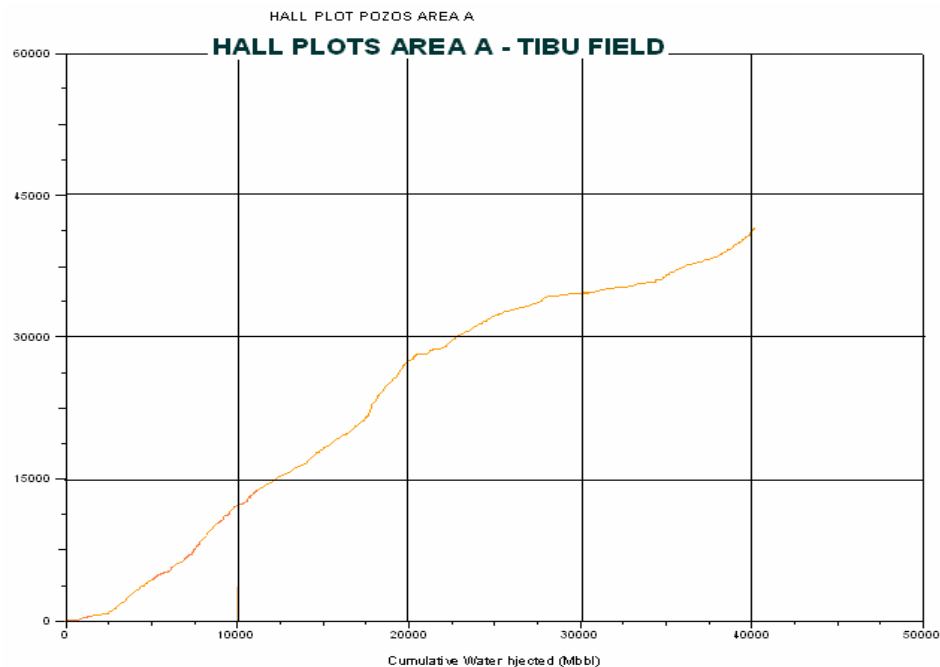
**Fuente.** Generación de Hall plots, Campo Tibú. Corporación Natfrac. 2007

Analizando la gráfica anterior, se aprecia que un comportamiento ideal para un pozo inyector se obtiene cuando la pendiente de la recta es la unidad, pero cuando la pendiente de la recta es mayor que la unidad, significa que se necesita una mayor caída de presión para poder inyectar una determinada cantidad de agua, lo que indica posibles problemas de daño por taponamiento y cuando la pendiente de la recta es menor a la unidad, se necesita una menor caída de presión para inyectar una determinada cantidad de agua, lo que indica posibles problemas de fracturas o canalización.

Realmente muy pocos pozos presentan una pendiente unitaria, pero no porque existan los problemas anteriormente mencionados, sino porque la pendiente también es influenciada por las propiedades petrofísicas de la formación y las propiedades del fluido inyectado.

De un estudio realizado en la corporación Natfrac en asociación con el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), donde se construyeron los diagramas de Hall para los pozos inyectoros del Campo Tibú se realizó un análisis de dichos mapas, para complementar los estudios realizados en este proyecto. A continuación se muestra la gráfica general del área A y los pozos inyectoros de la estación J-25 que presentaron problemas y su respectivo análisis.

**Figura 76.** Diagrama de Hall, Área A del Campo Tibú



**Fuente.** Generación de Hall plots, Campo Tibú. Corporación Natfrac. 2007

Como se observa en la grafica anterior el comportamiento general del área A fue casi normal, con unos aumentos de pendientes que significan daño a la formación. A continuación se muestran los pozos que mayor problema presentaron.

**Tabla 11.** Pozos inyectores con problemas según los diagramas de Hall

POZO	PROBLEMA ENCONTRADO
T-15	Cambios en la pendiente aumentando su valor por encima de la unidad, lo que indica posible daño en el pozo
T-18	Dos aumentos significativos en la pendiente de la recta, indicando posible daño
T-20	Presentó un comportamiento normal hasta que en el último periodo de inyección se observa un aumento en la pendiente de la recta, lo que indica posible daño a la formación
T-37	Comportamiento similar al T-20, pero en el último periodo se presento un aumento considerable de la pendiente debido posiblemente a daño en la formación
T-40	La pendiente aumento significativamente, lo que evidencia posible daño a la formación
T-55	La pendiente de esta gráfica ha cambiado con el tiempo, con incrementos significativos lo que indicaría posible daño a la formación
T-70	Comportamiento normal durante la historia de inyección, aunque en el último periodo se presenta un incremento en la pendiente debido posiblemente a daño en la formación
T-83	pozo presentó varios aumentos en la pendiente a lo largo de su historia de inyección, debidos probablemente a daño en la formación
T-99	Comportamiento normal de la inyección hasta que en el último periodo se observa un aumento de la pendiente, indicando posible daño de la formación.
T-117	Ha presentado algunos cambios pequeños cambios en la pendiente a través de su historia de inyección, pero en el último periodo presento un cambio significativo de la pendiente, causado por posible daño a la formación
T-299	Comportamiento normal, hasta el último periodo donde presento un cambio abrupto de pendiente, evidenciando posible daño a la formación.

**Fuente.** Generación de Hall plots, Campo Tibú. Corporación Natfrac. 2007

Como pudo observarse en la tabla, todos los pozos inyectoros de la estación J-25 que presentan problemas es por posible daño a la formación, en ninguno de ellos se evidencian problemas de canalización y taponamiento.

### **3.6 VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR)**

El **Voidage Replacement Ratio (VRR)**, esta definida como el volumen de agua de inyección que reemplaza el volumen de fluidos totales producidos a condiciones de yacimiento. Sin embargo cuando existe un fuerte acuífero, la entrada de agua podría ser sumada a la inyección haciendo que el valor exacto del VRR pueda ser estimado. Las gráficas de VRR, son usadas para monitorear los factores de distribución para un patrón dado.

El VRR es calculado como el volumen total de fluidos inyectados al yacimiento dividido por el volumen total de fluidos producidos por el yacimiento. Un valor de VRR ideal podría ser la unidad, con excepciones en los campos al este de Texas donde un valor ideal varía de 1.1 a 1.3. Altos valores de VRR indican una situación donde sobre inyección de agua ha ocurrido. La sobre inyección puede ser causada por zonas ladronas tomando agua inyectada, capas con alta permeabilidad causando flujo preferencial, inyectoros alineados a los largo de la tendencia de la permeabilidad o yacimientos fracturados causando recirculación directa del agua entre pozos inyectoros y productores.

Valores bajos de VRR indican situaciones donde el fluido es retirado rápidamente por lo que el volumen poroso del yacimiento esta siendo llenado con fluido inyectado, o existe influencia de un acuífero con entrada de agua.

Esto resulta en una caída de presión y un incremento en la saturación de gas libre en el yacimiento, lo cual es no deseado.

La ecuación de VRR se muestra a continuación.

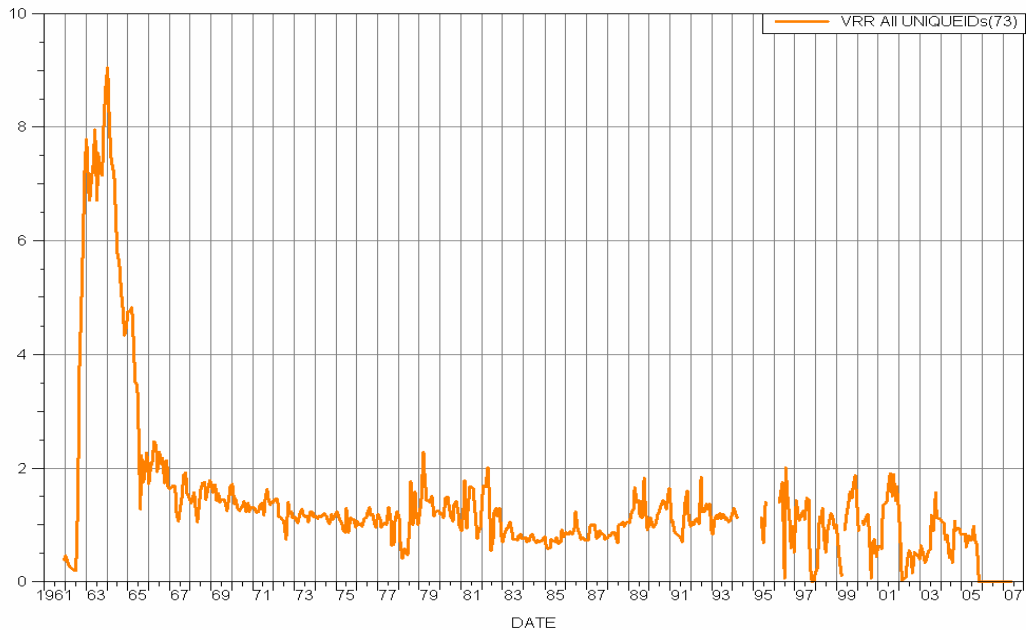
$$VRR = \frac{W_i * B_w}{Q_w * B_w + Q_o * B_o + (GOR - R_s) * B_g} \quad (10)$$

La gráfica de VRR se realiza para un área total y la información necesaria para su construcción es:

- ✚ Volumen total de fluidos producidos
- ✚ Volumen total de fluidos inyectados
- ✚ Factores volumétricos de formación para el agua ( $B_w$ ) y el petróleo ( $B_o$ )
- ✚ En el caso de que haya gas, se requiere además el factor volumétrico de formación del gas ( $B_g$ ), el factor de solubilidad del gas ( $R_s$ ) y la relación gas-petróleo (GOR)

Toda la información mencionada se encuentra en la base de datos de OFM, fue necesario crear la nueva variable VRR, para posteriormente poderla graficar en OFM. Para crear la nueva variable se accede al menú **database**, **calculated** variables y **New**, donde se edita la ecuación anterior. Una gráfica de VRR fue construida para la estación J-25 y se muestra a continuación.

**Figura 77.** Gráfica de VRR para la Estación J-25



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

Como se observa en la figura anterior el comportamiento del VRR no ha sido constante durante el proceso de inyección en la estación J-25. En el primer periodo de inyección, el volumen de agua que necesita ser inyectado es muy alto debido al periodo de llenado, por tal razón el valor de VRR es elevado en este periodo.

En los primeros periodos de la inyección se observan de manera más constante valores de VRR superiores a uno lo que indica problemas de zonas ladronas y canales preferenciales de flujo, para el periodo final el valor de VRR oscila entre valores por encima y por debajo de la unidad, lo que evidencia que los problemas anteriormente mencionados permanecen en el yacimiento, y que además comienzan a presentarse otros como poca inyectividad debido principalmente a problemas de taponamiento.

### 3.7 ANÁLISIS DE LA SALINIDAD EN LOS POZOS PRODUCTORES

El valor de la salinidad del agua producida es un indicio, de si el frente de agua ya ha irrumpido o no en un determinado pozo, debido a que el agua de formación es un agua salada y el agua de inyección es un agua dulce, lo que indicaría que al haber irrupción lo que se produce es la mayor parte agua de inyección, con lo que el valor de los cloruros en el agua disminuiría.

A continuación se muestra la tabla con los valores de salinidad para algunos pozos productores de la estación J-25 que fueron muestreados en Septiembre de 2007.

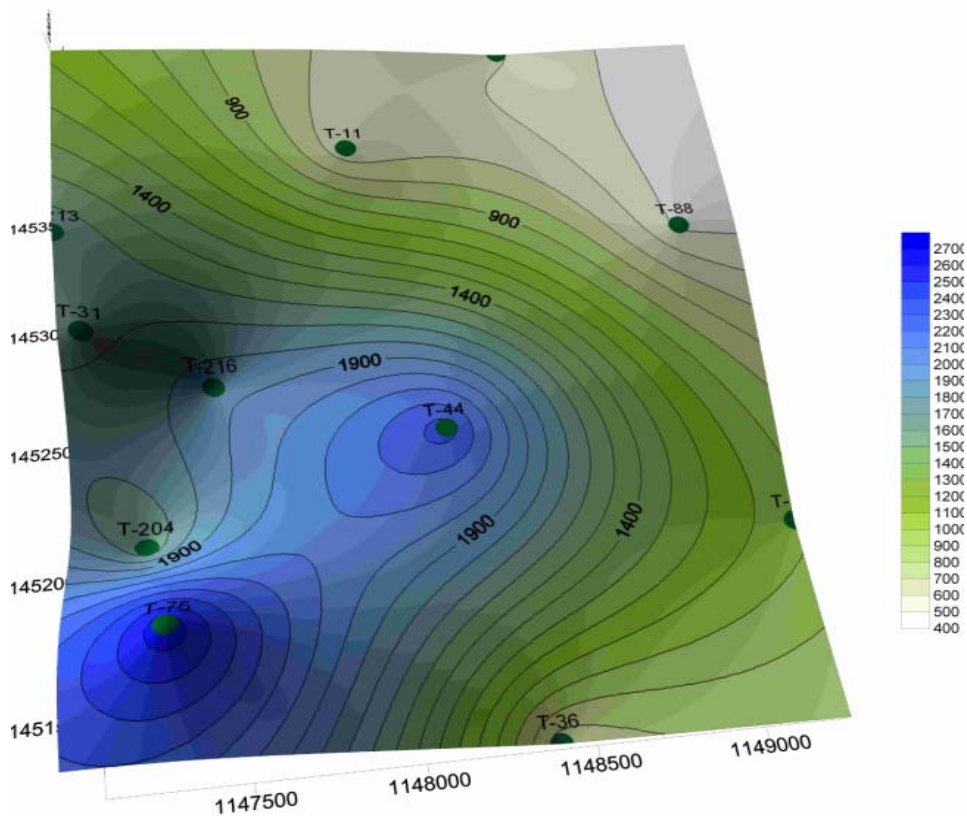
**Tabla 12.** Salinidad pozos productores, Estación J-25

FECHA MUESTRA	POZO	SALINIDAD (ppm)
20070904	T-216	1872
20070904	T-204	1602
20070904	T-213	1689
20070904	T-44	2360
20070904	T-75	2696
20070904	T-31	1666
20070905	T-36	726
20070905	T-11	617
20070905	T-88	478
20070905	T-148	611
20070905	T-13	1038

**Fuente.** Ecopetrol- Yacimientos; Bogota

Para el Campo Tibú la salinidad promedio del agua de formación es 4500-7000 ppm y como se puede ver en la tabla anterior, la salinidad reportada en las muestras esta muy por debajo de ese valor lo que indica que todos esos pozos ya han irrumpido. Los datos de salinidad fueron graficados en la herramienta Surfer y el mapa generado se presenta a continuación.

**Figura 78.** Valores de Salinidad pozos productores, Estación J-25



**Fuente.** Golden Software Surfer

Como se puede observar en la figura anterior los valores más bajos de salinidad se presentan en los pozos intermedios, indicando que dichos pozos han tenido mayor efecto de la inyección.

## 3.8 METODOLOGIA DE DIAGNÓSTICO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

**3.8.1 Definición.** Metodología, del griego (meta "más allá"; odo "camino" y logos "estudio"). Se refiere a los métodos de investigación que se siguen para alcanzar una gama de objetivos en una ciencia. En resumen son el conjunto de métodos que se rigen en una investigación científica o en una exposición doctrinal. Es el terreno específicamente instrumental de la investigación y se relaciona directamente con el método y el objeto de estudio. Método es el procedimiento para alcanzar los objetivos y la metodología es el estudio del método.

Hay que hacer una distinción entre "metodología" y "técnica". La técnica se considera como un componente de la metodología, como el medio o procedimiento que se usa para realizar la metodología misma. En otras palabras, la técnica es sólo uno de los muchos ingredientes interactivos de cualquier metodología participativa. La metodología es el enfoque de un problema de manera total, organizada, sistemática y disciplinada

Justificaciones para implementar una metodología:

- ✚ Porque se necesita una manera sistemática, controlada, empírica y crítica para llevar a cabo una investigación.
- ✚ Porque la mayoría de las ideas iniciales de una investigación son normalmente vagas e imprecisas.
- ✚ Porque es necesario transformar los planteamientos iniciales en forma más precisa y estructurada.

**3.8.2 Metodología desarrollada en el proyecto.** Para llevar a cabo el diagnóstico del proceso de inyección realizado en la estación J-25, se siguió una secuencia de pasos que permitieran realizar el estudio de una manera ordenada y lógica. Un diagrama de flujo con los pasos desarrollados en el proyecto se muestra en la Figura 79.

**Figura 79.** Metodología llevada a cabo en el desarrollo del proyecto



Fuente. El Autor

Como se observa en la Figura 79, para iniciar este proyecto se partió de información como propiedades petrofísicas de los pozos para cada ciclo, topes de cada uno de los pozos para determinar por cual de los ciclos estaban abiertos, la información PVT y las curvas de permeabilidades relativas para caracterizar cada uno de los modelos definidos y la información de producción e inyección para cada uno de los pozos.

Una vez reunida toda la información necesaria se procede a definir los patrones de inyección y establecer las áreas potenciales para todos los modelos generados, en la definición de patrones y en la generación del modelo estático es de gran utilidad el Golden Software Surfer, en el que se pueden crear mapas de contorno y de superficie para observar la distribución de las propiedades en el área de estudio.

Cuando toda la información necesaria ha sido cargada al **software** ASIA, se procede a calcular los pozos productores y a realizar el ajuste histórico. Como resultado del ajuste se obtiene el conjunto de influencias, áreas de drenaje y eficiencias areales que caracterizar el sistema inyección – producción de la zona de estudio.

Por ultimo para complementar y los resultados y las conclusiones obtenidas del ajuste histórico, información obtenida del ajuste como acumulados de fluidos producidos y agua inyectada, son graficados en mapas de burbuja en OFM, para analizar tendencias de producción, también las propiedades petrofísicas son graficadas en mapas de grid para observar zonas con buenas propiedades y si aún no han sido drenadas lo suficiente, analizar la posibilidad de mejorar la inyección en esas áreas. Además en OFM también se realizan curvas de Voronoi para obtener el área óptima de drenaje para

los pozos y los diagramás de Hall para determinar el funcionamiento de la inyección en los pozos inyectoros y posibles problemas.

Luego de combinar los análisis de los resultados del ajuste histórico y los mapas generados en OFM, se pueden visualizar oportunidades para mejorar la producción como perforación infill, reactivación de pozos, cañoneo y recañoneo en el área que ha sido estudiada.

## CONCLUSIONES

- ✚ En el área de la estación J-25 del campo Tibú, los pozos en los que se obtienen los mejores ajustes son los pozos que están más rodeados por inyectoras, esto se observa en la zona central, en los pozos periféricos los ajustes son muy regulares y es donde se observan mayores pérdidas de agua. Esto puede indicar que esos pozos reciban efecto de otros pozos inyectoras de otras estaciones o áreas que no fueron tenidos en cuenta en el estudio.
- ✚ Según los resultados obtenidos se pudo observar que la mayor cantidad de agua inyectada y fluidos producidos fue por el ciclo III, por lo que se puede confirmar que este ciclo es el de mejores propiedades petrofísicas.
- ✚ El Software ASIA es una herramienta que permite caracterizar un área sometida a inyección de agua de una manera muy cercana a la realidad, con lo que se pueden realizar pronósticos a futuro o mejorar el esquema de inyección. Además la metodología para realizar el ajuste histórico es fácil de implementar, pero requiere especial cuidado con la información a utilizar, ya que se debe disponer de información actualizada y suficiente.
- ✚ La inyección de agua en la estación J-25 del campo Tibú ha contribuido al incremento en la producción de petróleo. Sin embargo, este incremento no ha sido significativo, debido a que aún no se han corregido los problemas que se han presentado en los pozos, tales como taponamiento y daño a la formación.

## RECOMENDACIONES

### A. DEL AREA DE ESTUDIO

- ✚ Después de observar los resultados del ajuste histórico y analizar que la mayoría de las diferencias en la curva de WOR, es en los periodos finales de la inyección, periodos en los cuales no se contaba con información de trazadores para ningún pozo inyector, y que fue necesario asumir distribución vertical constante, se recomienda realizar pruebas de inyectividad, especialmente al T-19, pozo al que nunca se le ha tomado un registro trazador.
- ✚ Debido a que todos los pozos inyectores de la estación J-25 se encuentran inactivos o abandonados a la fecha, sería importante estudiar la posibilidad de reactivar algunos de ellos como el T-8, T-20, T-33, T-40 y T-43, ya que han presentado buen efecto sobre los productores que influyen. También reactivar el pozo T-10 ya que las áreas barridas por los pozos productores a los que influyen han sido muy pequeñas lo que indica posible potencial para producción.
- ✚ Después de determinar el área de drenaje óptima, se encuentran zonas donde se podría estudiar la posibilidad de perforar un pozo infill, pero para determinar si dicho pozo sería factible o no es mejor realizar una predicción en ASIA, OFM o una herramienta numérica que permita hacer un pronóstico del efecto que tendría ese nuevo pozo.

- ✚ Como se observo en el análisis de los diagramas de Hall, existen pozos que presentan daño a la formación, en los cuales se recomienda realizar trabajos de fracturamiento o acidificación con el fin de remover ese daño y mejorar la inyectividad de los pozos.

## **B. DEL SOFTWARE**

Durante el desarrollo del proyecto se encontraron ciertas falencias en el software ASIA, que serán enumeradas a continuación para su mejora.

- ✚ En el momento en que se calcula un pozo productor, en la curva de WOR para las fechas en que el pozo estuvo cerrado, el software realiza cálculos y reporta unos valores que son erróneos, porque para esa fecha la producción de agua y petróleo es nula. Eso se observó en los pozos T-13, T-148, T-218, T-255K.
- ✚ Muchos de los pozos inyectores y algunos productores estuvieron cerrados en algunos intervalos de tiempo. Dichos cierres no pueden ser modelados correctamente por ASIA, ya que cuando se aísla una zona no puede volver a abrirse, a pesar de que en esas fechas se coloca cero a los valores de inyección y producción, seria mejor si se pudiera aislar la zona por el intervalo de tiempo que estuvo cerrada y luego volver a abrirla.
- ✚ Como la saturación de gas para el campo Tibú al momento de iniciarse la inyección de agua era 0.157, en el estudio no se consideró presencia de gas en la zona por lo que se trabajo con saturación de gas inicial igual a

ceros. El software ASIA reporta una fecha de llenado una vez se calcula un pozo productor, en este caso como no hay  $S_{gi}$ , esa fecha es la de inicio de la inyección de cada pozo inyector del patrón, pero en algunos casos para los modelos de un mismo pozo esas fechas de llenado son diferentes.

## BIBLIOGRAFÍA

- + Archivos de petrofísica, PVT, trazadores, pruebas de salinidad y curvas de permeabilidad relativa, Área A –Campo Tibú
  
- + 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
  
- + Base de Datos OFM Campo Tibú, Junio de 2007
  
- + BARON, J y HERRERA, H. Análisis Inyección - producción mediante ajuste historico usando los metodos de Dykstra Parsons y Stiles. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2006
  
- + CARRILLO, F. y LEON, HELMET. Predicción del comportamiento de los yacimientos sometidos a inyección de agua mediante el método CGM. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2001
  
- + Consorcio ECOPETROL- HALLIBURTON- BAKER HUGHES. Informe Proyecto Tibú QRT. 1999
  
- + Corporación Natfrac Generación de Hall plots, Campo Tibú. 2007
  
- + DELGADILLO, C y BLANCO, J. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2006

- ✚ ECOPETROL. Evaluación integrada de yacimientos Campo Tibú – Área A Santafé de Bogotá, Agosto de 1994
- ✚ ECOPETROL. Files o historias de Pozo Campo Tibú – Área A
- ✚ ECOPETROL- ICP. Informe integrado ASIA Tibú Sector A. 2005
- ✚ ECOPETROL-ICP-PYA. Informe Optimización del Sistema Inyección-Producción área A, Campo Tibú
- ✚ Estado de Pozos Campo Tibú- Actualizado a Diciembre de 2007
- ✚ Fujita, K.; Hirokawa, N and Tachikawa, T. Voronoi diagram based cumulative approximation for engineering optimization. Japan
- ✚ ICP-NATFRAC Corporation. Informe Final Tibú M-14. 2007
- ✚ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2003.
- ✚ RODRIGUEZ, S. Análisis de la distribución de inyección en el área 7 del campo La Cira – Infantas, utilizando el software ASIA 3.2. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2005
- ✚ ROSE, Stephen C.; BUCKWALTER, John F. & WOODHALL, Robert J. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Primera Edición, 1989

- + Saavedra N.F, Peralta, R.C and COBB, W. Distribution of Injected Water by Using CGM Method: A Case History in Palogrande-Cebu Field. SPE 81042. 2003
  
- + Schlumberger. Metodología PASS (Performance Asset Surveillance System)
  
- + SIERRA, J y SUAREZ, W. Plan integral de desarrollo de campos maduros. Caso Base. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2007
  
- + Software ASIA 2.0 Manual Técnico
  
- + Software ASIA 2.0 Manual de Usuario
  
- + Suarez A.F, Gaviria W and Pavas, J. Beating the Marginal Well Performance in a Mature Field: San Francisco Field in Colombia. SPE 94987. 2005