

# EVALUACIÓN POZO A POZO

RONALD DARÍO PONCE HIDALGO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2004

# EVALUACIÓN POZO A POZO

RONALD DARÍO PONCE HIDALGO

Trabajo para optar al título de:  
Ingeniero de Petróleos

Práctica Industrial

OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.

Directores

Samuel Fernando Muñoz

Manuel Fernando Romero

Ingenieros de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2004

A Dios

A mis padres

A mi familia, con todo mi amor

## AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por su apoyo incondicional y sin límites.

A Samuel Muñoz y Manuel Romero, ingenieros de petróleos, tutores de este proyecto, por su respaldo, confianza y colaboración.

A Omimex de Colombia Ltd, en cabeza de su gerente, ingeniero Segundo Gonzáles, por darme la oportunidad de formarme en tan prestigiosa empresa.

Al personal que labora en los campos operados por Omimex, por su colaboración y enseñanzas.

A la Universidad Industrial de Santander por su formación y los buenos momentos que en ella pasé.

A mis amigos en Campo, y mis amigos paisanos que de muchas formas colaboraron para culminar éste trabajo.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS</b> .....	2
<b>1.1 LA EMPRESA</b> .....	2
<b>1.2 HISTORIA DE LOS CAMPOS</b> .....	4
<b>1.4 GEOLOGÍA</b> .....	6
<b>1.4.1 Geología Estructural</b> .....	6
<b>1.4.2 Geología Estratigráfica</b> .....	6
<b>1.4.3 Unidades Productoras</b> .....	7
<b>1.4.4 Geología del Petróleo</b> .....	8
<b>1.4.5 Generación y Migración</b> .....	8
<b>1.4.6 Reservorios</b> .....	9
<b>1.4.7 Sellos</b> .....	9
<b>1.4.8 Trampas</b> .....	9
<b>1.5 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS GENERALES</b> .....	10
<b>1.6 PRODUCCIÓN Y OPERACIONES</b> .....	14
<b>1.6.1 Perforación y Completamiento de los Pozos</b> .....	14
<b>1.6.2 Configuración de la Cabeza de Pozo</b> .....	17
<b>1.6.3 Sistema de Levantamiento Artificial</b> .....	18
<b>1.6.4 Líneas de Flujo</b> .....	20
<b>1.6.5 Módulos de Producción</b> .....	21
<b>1.6.6 ESTACIÓN DE BOMBEO</b> .....	32
<b>1.6.7 Equipo Varillero</b> .....	33
<b>1.7 ESTIMULACIÓN MEDIANTE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR</b> .....	35
<b>1.7.1 Período de inyección</b> .....	36
<b>1.7.2 Período de remojo</b> .....	36
<b>1.7.3 Período de producción</b> .....	36
<b>2. ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPOS TECA Y NARE</b> .....	38
<b>2.1 TEORÍA DEL ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN</b> .....	38
<b>2.1.1 Tasa de declinación</b> .....	41
<b>2.1.2 Tipos de Declinación</b> .....	42
<b>2.1.3 Declinación Exponencial</b> .....	46
<b>2.1.4 Declinación Hiperbólica</b> .....	48
<b>2.1.5 Declinación Armónica</b> .....	48
<b>2.2 HISTORIA Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN CAMPOS TECA Y NARE SUR</b> .....	49
<b>2.2.1 Pozos Productores</b> .....	49
<b>2.2.2 Historia de Producción e Inyección Cíclica de Vapor</b> .....	49

2.2.3	Calculo del Recobro Incremental Debido a la Inyección Masiva de Vapor .....	53
2.2.4	Influencia de la inyección sobre la declinación en la producción .....	55
2.2.5	Historia del Comportamiento del BS&W a través del Tiempo ....	56
2.3	DEFINICIÓN DE LA CURVA DE DECLINACIÓN EN FRÍO PARA TODO EL CAMPO .....	58
3.	EVALUACIÓN POR POZOS .....	61
3.1	INFORMACIÓN UTILIZADA .....	62
3.1.1	Archivo por Pozo “Well File” .....	62
3.1.2	Historia de Producción .....	62
3.1.3	Ciclos de Inyección .....	62
3.1.4	Historia de Servicios a Pozo y Workover .....	63
3.1.5	Pruebas de Producción .....	63
3.1.6	Dinagramas .....	63
3.1.7	Registros .....	64
3.1.8	Pruebas de presión y temperatura .....	64
3.2	POZO TECA A .....	65
3.2.1	Información General del Pozo .....	65
3.2.2	Análisis Operacional .....	66
3.2.3	Estado Mecánico del Pozo .....	68
3.2.4	Sistema de Levantamiento .....	68
3.2.5	Información de Yacimientos .....	69
3.2.6	Petróleo Original “In Situ” .....	73
3.2.7	Historia de Producción de Fluidos .....	73
3.2.8	Definición de la curva de producción .....	77
3.2.9	Historia de Inyección de Vapor .....	79
3.2.10	Curva de Producción en Frío .....	79
3.2.11	Ciclos de Inyección .....	81
3.2.12	Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor .....	82
3.2.13	Análisis Económico .....	85
3.2.14	Recomendaciones .....	92
3.3	POZO TECA B .....	93
3.3.1	Información General .....	93
3.3.2	Análisis Operacional .....	94
3.3.3	Estado Mecánico .....	94
3.3.4	Propiedades Petrofísicas del Pozo Teca B .....	95
3.3.5	Cálculo del Petróleo Original In-Situ .....	98
3.3.6	Estado del Sistema de Levantamiento Artificial .....	99
3.3.7	Historia de Producción .....	100
3.3.8	Historia de Inyección de Vapor .....	102
3.3.9	Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor .....	103
3.3.10	Evaluación económica .....	105
3.3.11	Conclusiones .....	105

<b>3.4</b>	<b>POZO TECA C</b> .....	107
3.4.1	Información General del Pozo .....	107
3.4.2	Análisis Operacional .....	108
3.4.3	Estado Mecánico .....	108
3.4.4	Sistema de Levantamiento.....	109
3.4.5	Historia de Producción de Fluidos .....	110
3.4.6	Historia Inyección de Vapor .....	112
3.4.7	Producción Incremental .....	113
3.4.8	Evaluación Económica.....	113
3.4.9	Conclusiones .....	115
<b>3.5</b>	<b>POZO TECA D</b> .....	117
3.5.1	Información General del Pozo .....	117
3.5.2	Análisis Operacional .....	118
3.5.3	Estado Mecánico del Pozo .....	118
3.5.4	Procedimiento Adoptado .....	120
3.5.5	Observaciones Realizadas .....	121
3.5.6	Sistema de Levantamiento.....	122
3.5.7	Historia de Producción de Fluidos .....	123
3.5.8	Historia Inyección de Vapor .....	124
3.5.9	Evaluación Económica.....	126
<b>3.6</b>	<b>POZO TECA E</b> .....	127
3.6.1	Información General del Pozo .....	127
3.6.2	Trabajos de reacondicionamiento Campos Teca y Nare Sur .....	127
3.6.3	Fenómenos de Arenamiento en los Pozos de Campo Teca .....	129
3.6.4	Observaciones sobre “Liner” recuperado en “Workover” .....	130
3.6.5	Análisis Operacional .....	131
3.6.6	Sistema de Levantamiento Artificial .....	135
3.6.7	Historia de Producción de Fluidos .....	136
3.6.8	Historia Inyección de Vapor .....	137
3.6.9	Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor .....	139
3.6.10	Calor Inyectado por Pie de Arena Neto .....	140
3.6.11	Aceite Original In Situ .....	141
3.6.12	Evaluación Económica.....	142
<b>3.7</b>	<b>POZO NARE A</b> .....	145
3.7.1	Información General del Pozo .....	145
3.7.2	Análisis Operacional .....	146
3.7.3	Estado Mecánico del Pozo .....	147
3.7.4	Sistema de Levantamiento.....	148
3.7.5	Historia de Producción de Fluidos .....	148
3.7.6	Historia Inyección de Vapor .....	150
3.7.7	Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor .....	152
3.7.8	Calor Inyectado por Pie de Arena .....	153
3.7.9	Tiempo de Producción .....	154

<b>3.8</b>	<b>POZO NARE B</b> .....	156
3.8.1	Información General del Pozo .....	156
3.8.2	Análisis Operacional .....	156
3.8.3	Estado Mecánico del Pozo .....	157
3.8.4	Sistema de Levantamiento.....	157
3.8.5	Historia de Producción de Fluidos .....	158
3.8.6	Historia de Inyección de Vapor .....	160
3.8.7	Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor .....	161
3.8.8	Calor Inyectado/Pie.....	161
3.8.9	Tiempo de Producción .....	162
3.8.10	Producción Incremental .....	162
<b>3.9</b>	<b>POZO NARE C</b> .....	164
3.9.1	Información General del Pozo .....	164
3.9.2	Análisis Operacional .....	166
3.9.3	Estado Mecánico del Pozo .....	167
3.9.4	Historia de Producción de Fluidos .....	169
3.9.5	Análisis de la Historia de Producción.....	169
3.9.6	Ciclos de Inyección .....	170
3.9.7	Evaluación Económica.....	171
3.9.8	Conclusiones .....	171
3.9.9	Recomendaciones .....	172
<b>4.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	173
<b>5.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b> .....	176
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	177
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	178

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Mapa de ubicación Campos Teca y Nare Sur.....	5
Figura 1.2 - Columna Estratigráfica.....	7
Figura 1.3 - Estado Mecánico típico de un pozo del Campo Teca y Nare Sur .....	16
Figura 1.4 - Configuración Cabeza de Pozo campos Teca y Nare Sur .....	17
Figura 1.5 - Unidad de Bombeo Mecánico, Lufkin M 456 D 256-144 .....	19
Figura 1.6 - Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales Modulo 1 Campo Teca .....	26
Figura 1.7 - Sistema de Generación de Vapor Modulo 1 Campo Teca.....	28
Figura 1.8 - Separadores de prueba fuera de servicio .....	32
Figura 1.9 - Tanques de Techo Flotante Estación de Bombeo Teca (EBT) .....	33
Figura 2.1 - Factores que influyen en la razón de declinación .....	42
Figura 2.2 - Diagramas de los tipos de declinación, en coordenadas Cartesianas, Logarítmicas y Semilogarítmicas.....	43
Figura 2.3 - Diferencia entre la tasa de declinación nominal (d) y real (D).....	47
Figura 2.4 - Historia de Producción de Agua y Fluido Total Campos Teca y Nare Sur. ....	50
Figura 2.5 - Producción Promedia por Pozos Activos Campos Teca y Nare Sur .....	51
Figura 2.6 - Curva Histórica (Escenario 1) y Supuesta (Escenario 2) del comportamiento de la producción campos Teca y Nare.....	54
Figura 2.7 - Avance del frente de agua a través del tiempo .....	57
Figura 2.8 - Ajuste de la producción en frío a las curvas tipo de Fetkovich.....	59
Figura 3.1 - Historia de producción y ciclos de inyección Pozo Teca A.....	74
Figura 3.2 - Últimas pruebas de producción Pozo Teca A.....	75
Figura 3.3 - Influencia de la temperatura en cabeza de pozo sobre el comportamiento de la producción.....	77
Figura 3.4 - Mapa del calor promedio inyectado durante el primer semestre de 2003.....	77
Figura 3.5 - Análisis de declinación para definir la curva de producción actual Pozo Teca A .....	78
Figura 3.6 - Comparación de las curvas de producción según el coeficiente de declinación.....	80
Figura 3.7 - Curva definitiva de producción en frío .....	81
Figura 3.8 - Historia de inyección de vapor y ganancias debidas a la estimulación con vapor.....	82
Figura 3.9 - Comparación de la producción incremental con la duración de cada ciclo .....	83
Figura 3.10 - Historia de inyección de vapor y ganancias debidas a la estimulación con vapor.....	84
Figura 3.11 - Localización del Pozo Teca B .....	93
Figura 3.12 - Estado Mecánico después del trabajo de reacondicionamiento .....	95
Figura 3.13 - Historia de producción antes del cierre de la zona B y A inferior .....	100
Figura 3.14 - Historia de producción después de reabrir el pozo produciendo por las arenas de la zona A superior .....	101
Figura 3.15 - Ganancias de aceite debidas a la estimulación con vapor.....	102
Figura 3.16 - Pruebas de producción del último año.....	104
Figura 3.17 - Historia de Producción de Fluidos Pozo Teca C .....	110
Figura 3.18 - Últimas pruebas de producción Pozo Teca C.....	111
Figura 3.19 - Producción Incremental debida a Estimulación Cíclica por Vapor.....	113
Figura 3.20 - Comportamiento del relleno con respecto a la inyección de vapor.....	119
Figura 3.21 - Historia de Producción Pozo Teca-239.....	123
Figura 3.22 - Historia de Inyección Cíclica de Vapor Pozo Pozo D.....	125
Figura 3.23 - Historia de depositación de arenas en el fondo del pozo TECA E .....	133
Figura 3.24 - Estado mecánico pozo después del trabajo de reacondicionamiento.....	135
Figura 3.25 - Historia de Producción y Ciclos de Inyección.....	136
Figura 3.26 - Pruebas de producción del último año Pozo Teca 229 .....	137
Figura 3.27- Calculo del petróleo incremental debido a la inyección de vapor cíclica .....	138

Figura 3.28- Comparación entre el Petróleo incremental y la cantidad de calor que se inyecta por pie de arena neto .....	140
Figura 3.29 - Producción incremental promedio por ciclos.....	141
Figura 3.30 - Localización Pozo NARE A .....	146
Figura 3.31- Historia del comportamiento del nivel de relleno.....	147
Figura 3.32 - Historia de producción de Fluidos y Ciclos de Inyección.....	149
Figura 3.33 - Últimas pruebas realizadas al pozo .....	150
Figura 3.34 - Ganancias debidas a la inyección de vapor. ....	151
Figura 3.35 - Calor inyectado por pie de arena y Recobro incremental de crudo por ciclo. ....	153
Figura 3.36- Producción Incremental Diaria por Cada Ciclo.....	154
Figura 3.37- Historia de producción y ciclos de inyección pozo Nare B.....	158
Figura 3.38 - Pruebas de producción realizadas al pozo durante el último año .....	159
Figura 3.39- Relación entre la producción de aceite y la temperatura del fluido en cabeza de pozos....	160
Figura 3.40- Petróleo incremental debido a la estimulación con vapor y cantidad de calor inyectado por pie de arena neta. ....	161
Figura 3.41 - Curva de producción en frío y producción incremental.....	162
Figura 3.42 - Gráfica de las últimas pruebas de producción realizadas al Pozo Nare C .....	166
Figura 3.43 - Estado Mecánico Pozo Nare C.....	168
Figura 3.44 - Historia de producción de fluidos.....	169
Figura 3.45 - Declinación en Frío Pozo Nare C.....	170

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1	Propiedades y características de los Campos Teca y Nare Sur .....	13
Tabla 2.1	Desarrollo matemático de las relaciones Tasa-Tiempo y Tasa-Producción Acumulada.....	44
Tabla 3.1	Cálculo de propiedades petrofísicas a partir de registros .....	72
Tabla 3.2	Información de los ciclos de inyección Pozo Teca A .....	82
Tabla 3.3	Resultados del análisis económico a 10 años.....	87
Tabla 3.4	Análisis Pozo Teca A - Ciclo 9 - Noviembre de 2001.....	88
Tabla 3.5	Análisis Pozo Teca A - Ciclo 8 - Septiembre de 2000.....	89
Tabla 3.6	Análisis Pozo Teca A - Ciclo 10 - Fecha: Inmediatamente después de reabrir a producción .....	91
Tabla 3.7	Cálculos de Arenas Netas a partir de registros eléctricos.....	97
Tabla 3.8	Valores promedio de porosidad y saturación de agua a partir de registros eléctricos.....	98
Tabla 3.9	Información de los ciclos de inyección.....	103
Tabla 3.10	Valores de salida evaluación económica Pozo Teca B.....	105
Tabla 3.11	Relación entre las revoluciones por minuto y la tasa de producción de fluidos .....	112
Tabla 3.12	Relación entre la producción y las revoluciones por minuto .....	114
Tabla 3.13	Comparación de los consumos de energía eléctrica Bombeo Mecánico - PCP.....	114
Tabla 3.14	Análisis del tamaño de la arena recuperada en los barriles .....	120
Tabla 3.15	Estado de los filtros en prueba .....	122
Tabla 3.16	Resultados de los chequeos de fondo realizados al pozo TECA E.....	132
Tabla 3.17	Ciclos y parámetros de inyección pozo TECA E.....	139
Tabla 3.18	Evaluación Económica Pozo Teca E .....	142
Tabla 3.19	Evaluación Económica Pozo Teca E .....	143
Tabla 3.20	Chequeos de fondo realizados al pozo.....	157
Tabla 3.21	Ciclos y parámetros de inyección pozo NARE B.....	160
Tabla 3.22	Chequeos de fondo al Pozo Nare C.....	167
Tabla 3.24	Ciclos y parámetros de inyección Pozo Nare C .....	170
Tabla 3.25	Evaluación económica a 1 y 10 años Pozo Nare C.....	171

## RESUMEN

**TÍTULO:**

EVALUACIÓN POZO A POZO \*

**AUTOR:**

RONALD DARÍO PONCE HIDALGO\*\*

**PALABRAS CLAVES:**

Teca, Nare Sur, petróleo pesado, inyección cíclica, pozo.

**DESCRIPCIÓN:**

Los campos Teca y Nare Sur han estado en producción por más de veinticinco años en los que han sucedido infinidad de procesos y fenómenos que han modificado ostensiblemente las características iniciales del yacimiento y de la infraestructura creada para su explotación. Esta dinámica hizo necesario analizar la historia operativa y de producción de los pozos, para caracterizar su estado actual y con ello decidir su manejo futuro y así optimizar la producción de petróleo y reducir el uso de recursos técnico-económicos. Después de analizar pozo por pozo todo el campo, se observaron siete situaciones tipo, con base en éstas, se escogieron los siguientes pozos:

Pozo cerrado por baja producción de petróleo y alta producción de agua. Pozo en el que se suspendió la estimulación de vapor debido a la pobre respuesta a ella. Pozo que actualmente se mantiene con estimulación cíclica de vapor. Pozo en el que se abrió a producción zonas que no habían sido explotadas. Pozo en el que se cambió el sistema de bombeo. Pozo en el que se efectuó un reacondicionamiento mecánico. Pozo con problemas de producción de arenas.

Analizando estos aspectos económicos y operativos se demostró la conveniencia de: Implementar tales situaciones en otros pozos, mantener las condiciones como se encuentran en este momento o suspender ciertas operaciones. Así se llegó a las siguientes conclusiones: Reabrir a producción los pozos cerrados y que técnicamente son aptos para ello. Continuar con la inyección de vapor en los pozos que estén en buenas condiciones mecánicas evitando el enfriamiento de la formación. En los otros pozos, cambiar de sistema de bombeo a uno que implique menores costos por mantenimiento como es el bombeo por cavidades progresivas. Reacondicionar mecánicamente los pozos cuando estos trabajos no impliquen costos superiores al punto de equilibrio e inyectarles vapor nuevamente.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Msc. Samuel Fernando Muñoz, Ing. Manuel Romero.

## SUMMARY

**TITLE:**

WELL BY WELL EVALUATION\*

**AUTHOR:**

RONALD DARÍO PONCE HIDALGO\*\*

**KEYWORDS:**

Teca, Nare Sur, heavy oil, cyclic injection, well.

**DESCRIPTION:**

Teca and Nare Sur oilfields has been in production since over twenty five years, during this time has happened many processes and phenomena that have ostensibly modified the reservoir features and infrastructure created for exploit it. This dynamics do necessary to analyze the operative and production wells history to characterize its current status and this way decide its future handling and thus optimize the oil production and reduce technical and economic resources. After analyze well by well the entire field, it was observed seven type situations, on the basis of this situations, it was chosen the following wells:

Well shut down for low oil production and high water production. Well who was suspended the steam injection due to poor result to it. Well who currently is maintained with cyclic steam injection. Well who was turned on in intervals that wasn't been exploited. Well who was changed the lifting system. Well who was carried out a mechanical fitting-up. Well with sand production problems.

Analyzing these economic and operative aspects it was proven the advantage of: Implement such situations in other wells, keep the conditions as this moment or suspend such operations. This way the following conclusions were gotten out: Turn on to production the shut wells who are technically apt to that. Continue with steam injection in wells that have good mechanical conditions avoiding the reservoir cooling. In the other wells change the lifting system to other that involve lesser operative maintenance costs, like progressive cavity pump system. Mechanically fit up the wells when this works doesn't involve major costs to break even and then inject again.

---

\* Degree Project

\*\* Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering, Msc. Samuel Fernando Muñoz, Eng. Manuel Romero

## INTRODUCCIÓN

Todo campo petrolífero mantiene un comportamiento dinámico después de que el primer pozo es perforado y altera el equilibrio que el yacimiento mantenía hasta ese momento. Por eso es fundamental entender y conocer los fenómenos que en él ocurren, con el fin de lograr la explotación de la mayor cantidad de hidrocarburos presentes en el subsuelo.

Los campos Teca y Nare Sur tienen una larga historia de producción en la que han sucedido infinidad de acontecimientos que de una u otra forma han alterando al yacimiento y sus propiedades y se han visto reflejados en el comportamiento de la producción de fluidos.

En este trabajo se presentara una recopilación de los principales eventos ocurridos a los pozos durante su historia de producción desde su perforación hasta la actualidad, haciendo un análisis de los efectos que éstos han tenido sobre la producción de petróleo, agua y gas así como también sobre las reservas recuperables de cada pozo. Se pondrá especial atención a los procesos de recobro que para el caso de estos campos es la inyección cíclica de vapor, los cuales tienen gran importancia puesto que alrededor del 40% de la producción acumulada se ha debido a ella. Se evaluará el desempeño de cada pozo con el fin de indagar en aquellos fenómenos que han tenido mayor repercusión sobre la recuperación de los hidrocarburos del yacimiento. Por último teniendo en cuenta este análisis de la historia se logrará determinar el estado actual del pozo y sus expectativas de recobro en el futuro, con el fin de planificar las acciones tendientes a optimizar la producción de crudo.

## **1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS**

### **1.1 LA EMPRESA**

Omimex de Colombia LTD., operadora de los campos Teca y Nare Sur, fue creada el 5 de diciembre de 1994; es una sucursal en Colombia de Omimex Resources Inc. cuya casa matriz se encuentra localizada en Fort Worth, Texas, Estados Unidos; su objeto social es la exploración, explotación, transporte de hidrocarburos y servicios petroleros en el territorio nacional.

En 1994 Omimex de Colombia Ltd. compró la participación que la compañía Texas Oil Company tenía sobre los contratos de asociación con ECOPETROL en el valle del Magdalena Medio, así como también sobre el Oleoducto Velásquez - Galán y el campo Velásquez, el único que en Colombia se explota bajo la modalidad de propiedad privada.

En Diciembre de 1994 se le entregó la operación del Campo Velásquez, con una producción promedio de 2050 bopd. El 7 de Octubre de 1995 se recibió la operación de la Asociación Nare y Cocorná (donde se ubican los campos Teca y Nare Sur). El primero de Enero de 1996 asumió la Concesión Cocorná la cual revirtió al Estado (ECOPETROL) el 25 de Febrero de 1997.

El 12 de Octubre de 1997 se firmó el Contrato de Asociación Cuerdas para realizar exploración en la Cuenca de los Llanos Orientales, departamento del Casanare. Para realizar exploración en el bloque Sarare, adyacente al bloque Cuerdas, se firmó otro contrato de Asociación en Septiembre de 1998. Los esfuerzos exploratorios no fructificaron, incluso se perforó un pozo exploratorio que resultó seco, por lo que los Contratos Cuerdas y Sarare fueron renunciados por la compañía en el año 2000<sup>1</sup>.

En Noviembre de 1999 se aprobó el Plan de Desarrollo de la Fase 1 del Campo Jazmín, área comercial no desarrollada de la Asociación Nare. En Septiembre de 2000 se iniciaron las operaciones de perforación y desarrollo de la Primera Fase del campo Jazmín (103 pozos productores). La producción del campo se inició en Julio de 2002. A la fecha esta en ejecución la segunda fase de desarrollo de campo Jazmín y los resultados han sido prometedores. En mayo de 2004 se declaró la comercialidad del campo Nare Bajo Río y actualmente esta en ejecución la fase de desarrollo de este campo con la perforación de 17 pozos, esta área se encuentra entre los campos Nare Sur y Jazmín, y pretende explotar la parte del yacimiento que se encuentra bajo el lecho del Río Magdalena.

Paralelamente en las llamadas zonas “buffer”, que son bloques exploratorios ubicados en el Magdalena Medio donde se albergan expectativas de reservas petrolíferas importantes, se están llevando a cabo programas exploratorios con buenos resultados, en algunas de ellas se está a la espera de la declaración de comercialidad de estas zonas por parte de ECOPETROL.

En el Campo Velásquez, campo de gran importancia para la compañía por su carácter privado se están desarrollando nuevas zonas productivas, en consecuencia, la producción ha llegado a niveles que no se alcanzaban desde hace muchos años cuando el campo aún no estaba tan agotado.

Esta cantidad de proyectos indudablemente aumentaran la producción total de petróleo de la empresa, por lo que actualmente se están se ejecutando proyectos de ampliación de las facilidades de almacenamiento y transporte con que cuenta la compañía.

## **1.2 HISTORIA DE LOS CAMPOS**

El primer descubrimiento en la zona fue hecho por la Texas Petroleum Company en 1963 con la perforación del pozo Cocorná 1, por lo que, con fundamento en el régimen vigente para la fecha, se celebró con el Ministerio de Minas el contrato de Concesión Cocorná para la exploración y desarrollo del área.

De común acuerdo con ECOPETROL en 1980, la Texas entregó al Ministerio de Minas el área correspondiente a la concesión, reservándose dentro del antiguo contrato de concesión, el área que para esa fecha ya había sido desarrollada y se encontraba en producción (Campo Cocorná 844), con el fin de celebrar un nuevo contrato, esta vez de Asociación, con ECOPETROL (50%-50%).

Con este fin se firmaron los contratos de Asociación Cocorná y Nare, entre la Texas y ECOPETROL, el 1 y 3 de Septiembre de 1980 para una extensión de 49.552 Hectáreas. El 20 de Agosto de 1981 se declaró la comercialidad del campo Teca (jurisdicción del municipio de Puerto Triunfo - Antioquia) que inicia producción un año mas tarde. Posteriormente, el 14 de Marzo de 1984, se amplió la comercialidad del campo en un área de 61 hectáreas adicionales. El 21 de diciembre de 1984 se declara como comercial el área correspondiente al Campo Nare Sur (jurisdicción del municipio de Puerto Nare - Antioquia) e inicia la etapa de desarrollo y producción a mediados de 1985<sup>2</sup>.

Desde finales de 1995 los campos Teca y Nare Sur son operados por la empresa Omimex de Colombia Ltd. bajo los contratos de Asociación Cocorná y Nare con la estatal ECOPETROL S.A.

### 1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Los campos Teca y Nare Sur están ubicados en el departamento de Antioquia, límites con el departamento de Boyacá en jurisdicción de los municipios de Puerto Triunfo y Puerto Nare respectivamente. Localizados a aproximadamente 160 kilómetros al noroeste de Bogotá y 190 kilómetros al sur de la Refinería de Barrancabermeja, a 23 kilómetros de la autopista Bogotá Medellín por el occidente y 5 km de la troncal del Magdalena Medio por el oriente. La ciudad más importante cercana a los campos es Puerto Boyacá (Boyacá)<sup>3</sup>.

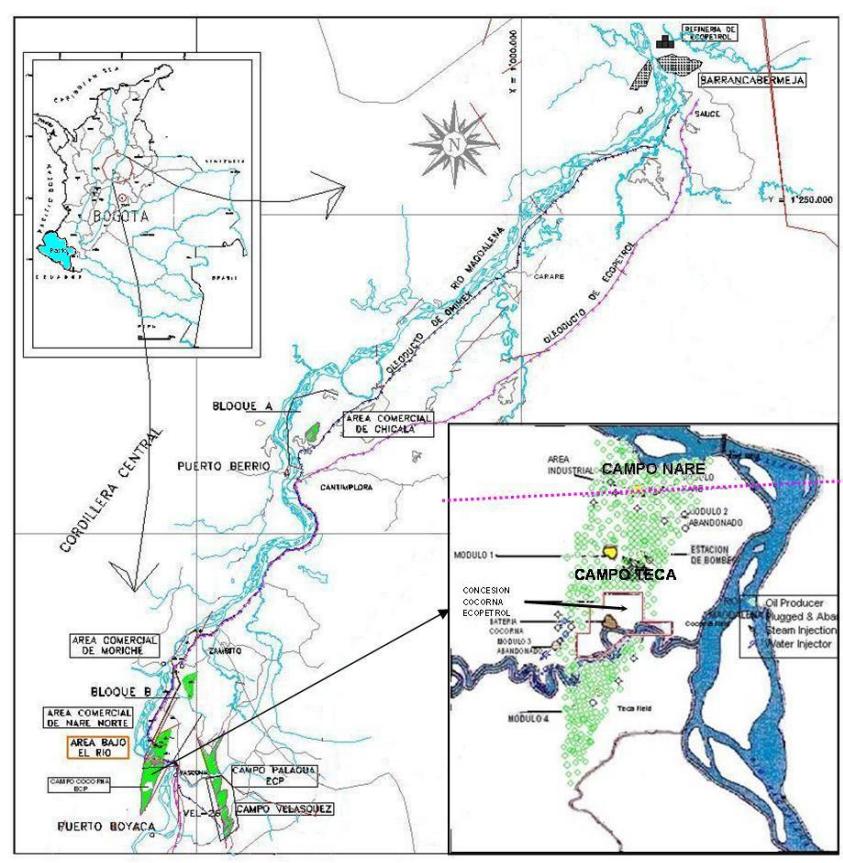


Figura 1.1 - Mapa de ubicación Campos Teca y Nare Sur

Fuente: Departamento de yacimientos Campo Teca.

## **1.4 GEOLOGÍA**

### **1.4.1 Geología Estructural**

Geológicamente los campos Teca y Nare Sur se hallan en un sector de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en el que la estructura general es un monoclinal con rumbo SW-NE y buzamiento hacia el este.

El estilo tectónico característico del área está relacionado a dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NW-SE y movimiento lateral izquierdo, al cual pertenece la Falla de Velásquez – Palagua y otro de dirección SW-NE y movimiento lateral derecho, al cual pertenece la Falla de Cocorná. Los dos sistemas mencionados son de carácter transtensivo, por lo cual generan fallas de apariencia normal que por lo general presentan su bloque hundido hacia la cuenca.

La interferencia de estos dos sistemas de fallamiento dio lugar al desarrollo de cierres estructurales de tallas apreciables, que a su vez permitieron la acumulación de volúmenes importantes de hidrocarburos, tales como los hallados en los campos de Velásquez, Palagua y Moriche, asociados a la Falla de Velásquez y en los campos Teca, Nare y Jazmín, asociados a la Falla de Cocorná.

### **1.4.2 Geología Estratigráfica**

La columna estratigráfica generalizada presente en el área del campo está constituida por un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica, que conforman una plataforma sobre la cual descansa una secuencia de sedimentos de origen fluvial poco consolidados discordantes del mesozoico inferior, terciario inferior y el relleno continental del terciario superior y cuaternario, depositados en ambientes de meandros y canales entrelazados, cuya edad se halla comprendida entre el Eoceno y el Reciente

Oligoceno; el espesor promedio de dicha sección en el área del campo es de 2300 pies.

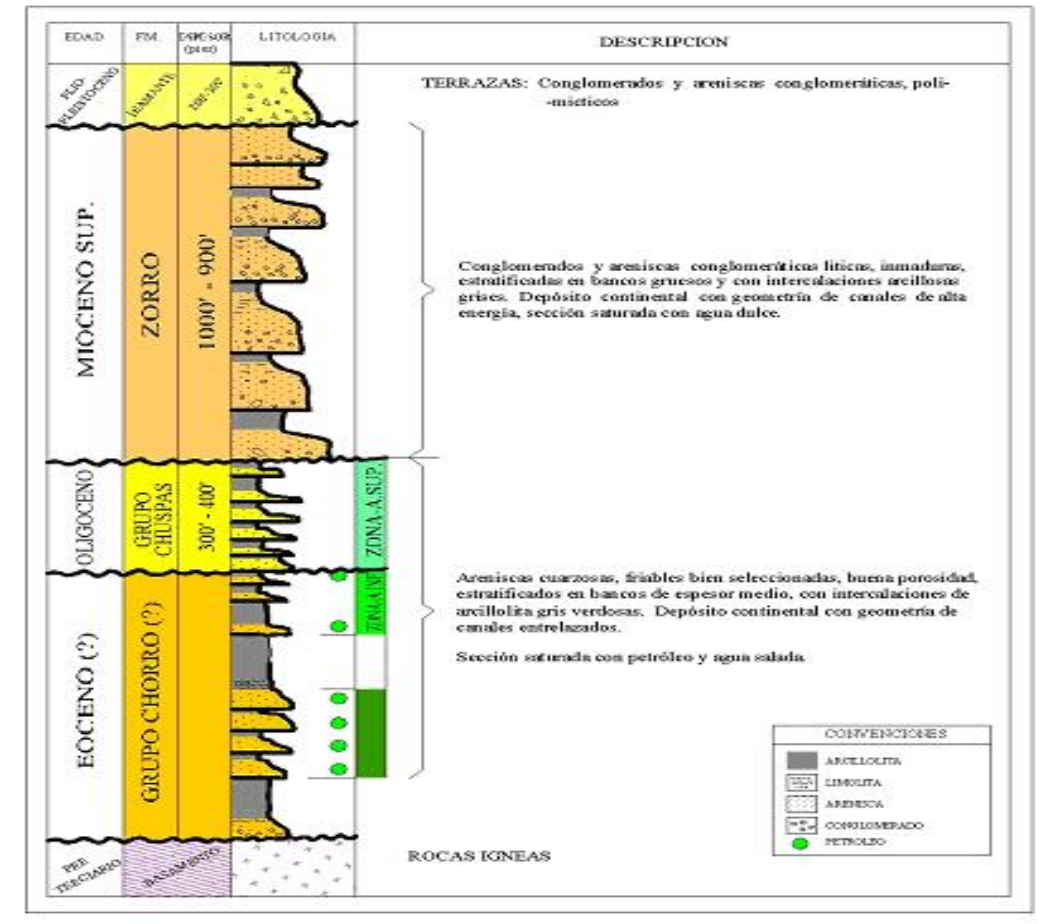


Figura 1.2 - Columna Estratigráfica

Fuente: Departamento de Yacimientos Teca.

### 1.4.3 Unidades Productoras

La acumulación de petróleo en el campo Teca es una extensión que comprende los campos Jazmín, Nare y UnderRiver.

Las características litológicas del campo son similares a las encontradas en dichos campos; toda la sección productora muestra una gradación arcillosa incremental y cuerpos de arenas delgados pobremente desarrollados con una tendencia hacia el norte. Con base en los registros se puede establecer las

unidades productoras denominadas: "Zona A", dividida en "Zona A Superior" AS-1 y AS-2, y "Zona A Inferior", "Zona B" y "Zona C", las cuales a su vez presentan intercalaciones de arcillas que en la Zonas A Inferior y Zona B, principalmente en la A, alcanzan porcentajes críticos que hacen que disminuya notablemente el espesor neto petrolífero; También se aprecia un mejor desarrollo de las arenas inferiores (Zona B), constituyéndose en las arenas de interés, siendo las arenas inferiores (Zona A) más delgadas y arcillosas.

#### **1.4.4 Geología del Petróleo**

El Campo Teca es un entrapamiento estructural asociado a la Falla de Cocorná y básicamente corresponde a una extensión que comprende los campos Nare, Underriver, Jazmín relacionados a la misma falla. En general, el Campo Teca es un campo superficial (1200 a 2500 pies de profundidad); los yacimientos corresponden a areniscas, constituidos por una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, depositados en un ambiente de meandros y canales entrelazados. La gravedad del crudo producido es de 11.5 a 12.5° API, de alta viscosidad (36,000 cp a 90 °F, 170 cp a 200 °F, crudo muerto).

#### **1.4.5 Generación y Migración**

En el Valle Medio del Magdalena, las principales rocas generadoras de hidrocarburos son las lutitas ricas en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos hipersalinos, restringidos, pertenecientes a la Formación La Luna cuyo depósito tuvo lugar durante el Cretáceo Medio. Estos sedimentos se hallan presentes en la parte profunda de la Cuenca, hacia el este del área de estudio. Allí han sido generados y expulsados los hidrocarburos que a través de los estratos arenosos de las unidades terciarias han migrado, buzamiento arriba, hacia el occidente.

#### **1.4.6 Reservorios**

Las rocas almacenadoras en esta parte de la Cuenca son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de meandros y canales entrelazados (braided streams), de edad del Terciario (Paleoceno-Eoceno-Oligoceno), correspondientes a los Grupos Chorro y Chuspas, con porosidades promedio de 28%, permeabilidades comprendidas entre 600 y 1200 md., y espesor neto petrolífero promedio de 200 pies.

Históricamente toda la producción de hidrocarburos en esta cuenca proviene de yacimientos del Terciario (Formación La Cira, Mugrosa, Esmeraldas, La Paz y Lisama) y ocasionalmente de carbonatos del período Cretáceo; la tendencia de llenado de las rocas almacenadoras de esta cuenca, debido a factores como la profundidad y patrones estructurales, se da desde el Este hacia el Oeste.

#### **1.4.7 Sellos**

Las rocas de cubrimiento más importantes se presentan en sistemas petrolíferos del Terciario, dentro de este grupo se tiene la base de la Formación la Paz (El Toro Shale), niveles intra-arcillosos de la Formación Lisama, Horizonte fosilífero de "Los Coros" de la Formación Esmeraldas, Intra Formación Esmeraldas-Mugrosa, Horizonte fosilífero "La Cira" de la Formación Colorado (llamado Formación Santa Teresa al sur de la cuenca) y el intra grupo Real

#### **1.4.8 Trampas**

El Campo Teca es un entrampamiento estructural asociado al bloque hundido de la Falla de Cocorná y básicamente corresponde a la extensión norte de los campos Teca y Nare, relacionados a la misma falla. El área comercial aprobada por Ecopetrol es de 1700 acres.

Las trampas estratigráficas están asociadas con acuñamientos del Mioceno - Eoceno Superior y arenas del Cretáceo son los principales objetivos para exploraciones futuras. También existe potencial en trampas diagenéticas en calizas del Cretáceo, combinadas con trampas paleogeomórficas asociadas con pliegues erosionados y truncados.

Dentro del área comercial la profundidad del tope de la sección productora varía entre 1000 pies en oeste y 1350 pies en el este<sup>4</sup>.

### 1.5 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS GENERALES

A continuación se presenta un resumen de las principales propiedades y características de los dos campos.

INFORMACIÓN DE LOS CAMPOS		
OOIP	Bls	392 MMBls
Factor de recobro	%	18%
Espaciamiento	Acres	10 y 5
Número de Pozos Exploratorios	Teca: 5 (Cocorná Sur 1, Cocorná Sur 2, Flamingo, Golondrina, Toche); Nare 2 (Neme, Brea)	
Número de Pozos	Teca: 321; Nare: 74	

Numero de Pozos Activos (Sep/04)	Teca: 217, Nare: 65	
Numero de Pozos cerrados por alto BS&W o bajo potencial petrolífero	Teca: 71, Nare: 4	
Número de Pozos Inyectores de Agua Residual	4	
Número de Pozos Abandonados	Teca:14, Nare: 3	
Pozos de captación de agua	3	
Pozos de inyección continua de vapor)*	14	
Elevación con respecto al Nivel del Mar	465	
* El proyecto piloto de inyección continua de vapor se desarrollo entre marzo de 1992 y abril de 1994, fue suspendido por que no alcanzó las expectativas.		
<b>INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO</b>		
Espesor Total	Pies	1050
Espesor Neto Total	Pies	120-240
Espesor Neto Abierto	Pies	120-190
Buzamiento	Grados	5 grados este oeste
Profundidad Media Vertical	Pies	2150
Presión inicial del Yacimiento	Psi	890 @ -1600'
Presión actual del Yacimiento	Psi	300 @ -1600'
Temperatura del Yacimiento	°F	105 @-1600'
Factor Volumétrico de Formación	Bbls/STB	1.04
Mecanismo de producción	Acuífero Activo	
<b>PROPIEDADES DEL ACEITE</b>		
Viscosidad del fluido	@ 80 F	11518 cst
	@100 F	3364 cst
	@ 150 F	353 cst
Gravedad API	12.5	

<b>CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA</b>		
Porosidad	%	28
Permeabilidad Promedio	md	800 md (Pruebas de presión)
<b>Conductividad Térmica</b>	<b>BTU/Hr-pie-°F</b>	
Arenas		0.517 -- 0.533 @ 113 °F
		0.552 -- 0.658 @ 200 °F
Arcillas		1.1158 @ 113 °F
		1.2840 @ 113 °F
<b>Capacidad Calorífica</b>	<b>BTU/Lb-°F</b>	
Arenas		0.239 -- 0.249 @ 113 °F
		0.251 -- 0.255 @ 200 °F
Arcillas		0.131 @ 113 °F
		0.253 @ 200 °F
Difusividad		0.0327
Compresibilidad de la Arena	Psi-1	23.81 x 10-6 @ 500 psi
Compresibilidad de la Arcilla	Psi-1	34.67 x 10-6 @ 500 psi

<b>SISTEMA DE INYECCIÓN DE VAPOR</b>		
Presión de Inyección	psi	1000 - 1100
Calidad del vapor a la salida del Generador	%	79
Temperatura del Vapor	°F	530
Tasa de Inyección	MM BTU/ pie de arena neto	35 - 45
<b>INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>		
Diámetro de Revestimiento	Pulgadas	9 5/8"
Diámetro de Liner Ranurado	Pulgadas	7"
Número de Ranuras por pie	Ran/ft	52 - 56
Tamaño Grava	Mallas	08-12
Diámetro de Tubería de Producción	Pulgadas	3 1/2 - 2 7/8
Fecha de Inicio de Producción		Jun-81
Producción Promedia (Mayo/05)	BOPD	Teca: 3100, Nare: 1150
Corte de Agua (Sep/04)	% BS&W	Teca: 82%, Nare: 56%
Relación Gas-Petróleo	PC/Bbl	500
<b>Producción Promedia por Pozo</b>		
Petróleo	BOPD	16
Agua	BWPD	52
Petróleo Incremental Acumulado	MM BLS	0.04
Relación Petróleo - Vapor Acumulado	Bls/ MM BTU	1.6

**Tabla 1.1 - Propiedades y características de los Campos Teca y Nare Sur<sup>5</sup>**

Fuente: Departamento de Yacimientos Teca

## **1.6 PRODUCCIÓN Y OPERACIONES**

A continuación se describen las actividades que se desarrollan en los campos con el fin de explotar los hidrocarburos y darles las condiciones necesarias para su comercialización. La descripción se hará de una manera secuencial desde la perforación de los pozos hasta que el crudo es almacenado y transportado hacia el oleoducto.

### **1.6.1 Perforación y Completamiento de los Pozos**

Las arenas productoras de aceite se encuentran a poca profundidad por lo que se catalogan como someras ya que están en un rango menor a 2600 pies de profundidad. En consecuencia, las operaciones de perforación no son muy largas y en promedio duran 14 días por pozo y no requieren grandes equipos de perforación.

Durante el desarrollo inicial de Teca y Nare Sur, únicamente se perforaron pozos verticales, posteriormente, cuando la construcción de localizaciones en superficie directamente por encima del objetivo se hacia difícil, algunos pocos pozos se perforaron direccionálmente con un ángulo pequeño de desviación. En las últimas fases de desarrollo de Nare Sur se implemento la idea de aprovechar las localizaciones de pozos existentes para iniciar desde allí la perforación direccional de nuevos pozos con esto se aprovechaba para más de un pozo, la infraestructura instalada. Esta idea fructificó y hoy en día en los nuevos proyectos de perforación en los campos vecinos se perfora en un sistema de "Clusters" que son una especie de plataforma desde la cual se direccionan entre 8 y 11 pozos.

En Teca y Nare Sur los pozos fueron completados con un revestimiento superficial de 13-3/8" con zapato sentado a +/-150' para aislar los acuíferos superficiales. Posteriormente se perfora con broca de 12-1/4 hasta la profundidad total (+/- 2400'), se corre registros y se recubre con

revestimiento de 9-5/8" desde superficie hasta el tope de la formación productora (casi siempre quedan abiertas a producción únicamente la Zona B y la Zona A inferior, cuyo tope esta a +/- 1700'), se ensancha el hueco a 15" en la cara de las arenas productoras, finalmente se baja "liner" ranurado de 7" y se empaca el espacio anular entre el hueco y el "liner" con grava de mallas 8-12.

Entre los objetivos de este tipo de completamiento está el de controlar los procesos de arenamiento puesto que la formación productora es muy friable siendo el crudo en si uno de los materiales que la mantienen aglutinada<sup>6</sup>, además la inyección de vapor somete a la formación a esfuerzos y fenómenos que aceleran el arenamiento. Por otra parte al ensanchar el hueco se busca aumentar la productividad del pozo.

Existen otros tipos de diseño, que se usaron principalmente en los primeros pozos perforados, en estos pozos se entubaba hasta el fondo con revestimiento de 7", se cañoneaba en las zonas productoras y se revestía con "liner" ranurado para el control del arenamiento. A continuación se presenta el estado mecánico típico de un pozo perteneciente a estos campos.

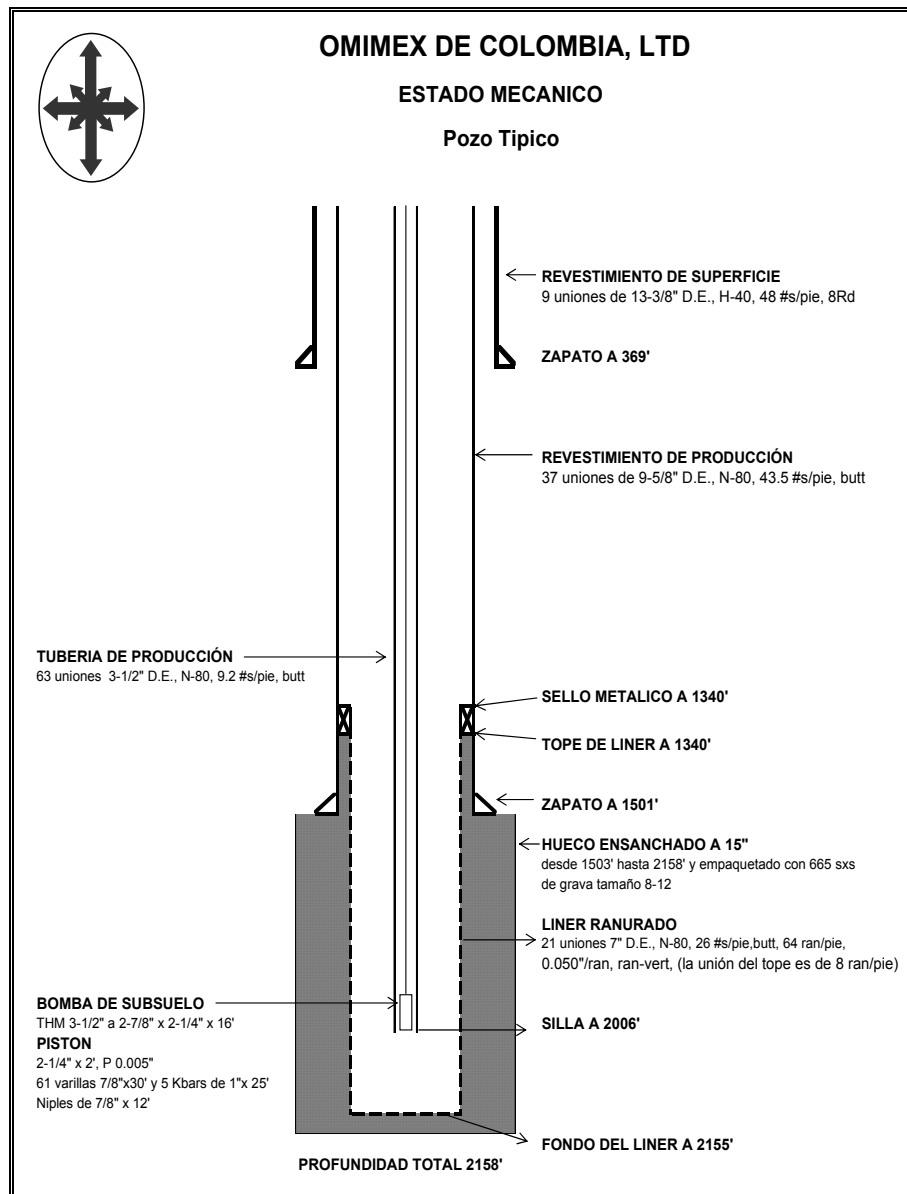


Figura 1.3 - Estado Mecánico típico de un pozo del Campo Teca y Nare Sur

Fuente: Departamento de Yacimientos Teca.

En algunas ocasiones, en pozos del campo Nare Sur, cuando existen intercalaciones acuíferas entre la Zona A inferior y la Zona B, se recubre con revestimiento de 9 5/8" hasta el tope de la zona B, cañoneando el revestimiento antes de bajar el "liner" en los intervalos productivos, dejando aislados aquellos intervalos acuíferos que se encuentran intercalados con las arenas de la zona A.

Como tubería de producción se utiliza “tubing” de 3 1/2” de diámetro externo conectada a una bomba tipo THM de 2 7/8” con un pistón de 2 1/4” conectado a una sarta de varillas de 7/8”.

### 1.6.2 Configuración de la Cabeza de Pozo

En la siguiente figura se observa la configuración de la cabeza de un pozo. Las especificaciones de los accesorios que la componen están diseñadas para soportar las altas presiones y temperaturas a que son sometidos cuando se inyecta el pozo con vapor y en los periodos de producción posteriores, además, debe adaptarse al sistema de bombeo mecánico.

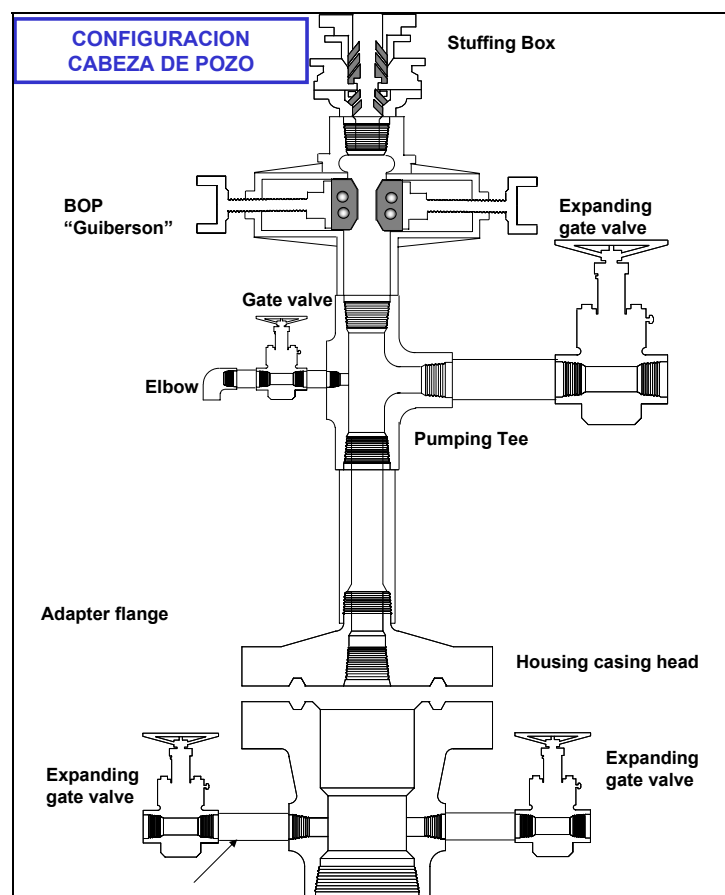


Figura 1.4 - Configuración Cabeza de Pozo campos Teca y Nare Sur

Fuente: Departamento de Producción Teca

En la figura se observan 4 salidas de flujo, dos que vienen del espacio anular y dos de la tubería de producción. Además está la caja de estopas (“Stuffing Box”) que evita la fuga de fluidos mientras permite el libre recorrido de la barra liza en la carrera ascendente y descendente. Una de las salidas que provienen del “tubing” se conecta a la línea de producción y cuando el pozo se está inyectando se hace a través de esta entrada. La otra salida se utiliza para sacar muestras del fluido que se está produciendo. Hacia el anular tiene dos entradas, normalmente por la primera sale la producción de gas o se inyecta vapor cuando se decide hacerlo a través de ésta. La otra es una salida auxiliar por la que se pueden hacer inspecciones al pozo tales como la toma de niveles. Se utilizan dos entradas en caso de que el pozo se “dispare” (tenga un bache de alta presión) con el fin de controlarlo. La preventora (marca “Guiverson”, debajo de la caja de estopas, se usa cuando se está inyectando el pozo, para hacer sello contra la barra lisa.

### **1.6.3 Sistema de Levantamiento Artificial**

El sistema de levantamiento artificial históricamente utilizado en estos campos ha sido Bombeo Mecánico.

Se utiliza una bomba de subsuelo tipo THM (T: “Tubing” tubería, H: “heavy” pared gruesa, M: “Mechanical” Anclaje mecánico; denominación API: 25-225-THM-16-2-2) que es accionada por una sarta de varillas de 7/8 a la que se le adicionan algunas barras de peso de 1” con el fin de disminuir el fenómeno de flotabilidad de la sarta que se presenta cuando el pozo no se inyecta y la temperatura del fluido baja y por lo tanto su viscosidad es muy alta.

La sarta de varillas a su vez es impulsada por unidades de bombeo mecánico que en su gran mayoría son de marca Lufkin tipo Mark II, las especificaciones de estas varían entre 640, 456, 228 dependiendo de la productividad de los

pozos y por consiguiente de las cargas máximas que tengan que soportar las unidades.



**Figura 1.5 Unidad de Bombeo Mecánico, Lufkin M 456 D 256-144**

Fuente: El autor.

Debido a la lógica declinación en la producción. Se ve que las capacidades con que en un principio se diseñaron estas unidades se encuentran sobredimensionadas en la actualidad por lo que se ha optado por utilizar las unidades más grandes en los nuevos proyectos de desarrollo que esta llevando a cabo la compañía en campos aledaños. Reemplazando éstas por unidades de menor capacidad o bombas de cavidades progresivas (PCP por sus siglas en inglés). Este proyecto esta en ejecución y actualmente se están

haciendo pruebas con una PCP instalada en un pozo y se esta llevando a cabo la licitación para la adquisición de 79 PCP's mas.

#### **1.6.4 Líneas de Flujo**

El crudo producido en cada pozo es transportado por líneas hacia los módulos de tratamiento. El fluido sale de cada pozo por una línea de 3 1/2" hacia un colector general de 5" donde se une con la producción de otros pozos o si es el caso a un colector de la línea de prueba que se encarga de llevar los fluidos hacia los separadores de prueba instalados en el módulo de producción. Para cambiar un pozo de un colector a otro se abre y se cierra las válvulas ubicadas a la entrada de cada uno de ellos. En promedio la distancia que tiene que recorrer el fluido a través de las líneas hasta llegar a los módulos es de 1600 metros.

Las líneas generales transportan el crudo hacia los múltiples colectores o "manifold" donde se unen otras líneas generales antes de empezar el tratamiento del crudo. Éstos tienen la finalidad de estabilizar el flujo y evitar baches antes de transportar los fluidos hacia las facilidades de tratamiento.

Además de las líneas que transportan el crudo esta la línea de gas, que transporta hacia los módulos de tratamiento, el gas que se produce en el espacio anular entre el "tubing" y el revestimiento. Del sistema de aprovechamiento del gas de anulares se hablara posteriormente de una forma mas detallada.

Un cuarto tipo de líneas surcan el campo con el fin de transportar el vapor generado en los módulos de producción hacia los pozos que se están inyectando en un momento determinado. Para disminuir las perdidas de calor hacia el medio, estas líneas están recubiertas con una capa de fibra de vidrio. Desafortunadamente estas líneas de vapor en especial el revestimiento se encuentra en lamentables condiciones a causa del robo continuo del

protector de aluminio que recubre la lana de vidrio. Para remediar esta carencia, los recubrimientos robados se están a reemplazando por otros materiales que no son atractivos económicamente para los ladrones.

#### **1.6.5 Módulos de Producción**

Entres los dos campos se encuentran distribuidos tres módulos de producción funcionando en este momento (Módulos: 1, 4, y Nare). En módulo 1 se trata los fluidos proveniente o dirigidos hacia los pozos del llamado sector centro del campo, ubicado al norte del Campo Cocorná 100%, además en este módulo se realiza el tratamiento de las aguas residuales provenientes del Módulo Nare, que recoge la producción y genera el vapor para los pozos de Nare Sur, ubicado al Norte de Campo Teca, en el Módulo 4 se trata el crudo proveniente de la zona sur del campo, se genera el vapor y se hace el tratamiento a las aguas residuales.

Las principales operaciones que se realizan en estos son: Tratamiento del crudo producido, tratamiento de aguas residuales, tratamiento del agua que va a los generadores, generación de vapor, tratamiento y compresión del gas de anulares y pruebas de producción.

- **Tratamiento del Crudo**

Las características del petróleo que se produce en estos campos de baja Gravedad API (12.5) y alta viscosidad, y los procesos de inyección de vapor hacen que se formen emulsiones fuertes que requieren que se utilicen cuatro tipos de tratamiento para separarlas, las cuales son, tratamiento químico, mecánico, térmico y electrostático; que se dan de la siguiente forma:

El crudo se recibe en un “manifold” donde se une la producción proveniente de las diferentes líneas generales que a su vez vienen de los pozos, este

“manifold” tiene la función de estabilizar el flujo para facilitar su posterior separación.

En este punto se inyectan químicos a la corriente de fluidos con el fin de aprovechar la separación posterior de agua libre, deshacer y evitar la formación de espumas, facilitar el rompimiento de la emulsión y la protección de los equipos corriente arriba.

Con el fin de remover la mayor cantidad de agua libre del crudo y la proveniente de la descomposición de emulsiones, por efecto de los químicos inyectados en el “manifold”, el fluido de producción se hace pasar por dos trenes de tratamiento, cada uno compuesto de un separador de agua libre FWKO y dos tratadores electrostáticos EHT. Como el petróleo tratado es de baja gravedad API y alta viscosidad, se hace necesario proveer al separador de agua libre (FWKO) de un calentador tubular con quemadores duales (combustible petróleo o gas), el calentamiento además de proporcionar movilidad, contribuye también a la separación del agua libre ya que disminuye la viscosidad del aceite y por lo tanto la velocidad de sedimentación aumenta.

El agua libre separada en esta fase pasa a ser tratada en el sistema de tratamiento de aguas residuales, el cual se describe mas adelante. El gas libre que se separa en el FWKO también se trata para ser utilizado como combustible en los calentadores y generadores. Mientras que el crudo emulsionado que a la salida del FWKO tiene un BS&W de 30% es dirigido hacia los tratadores electrostáticos. Los tratadores se componen de dos Secciones:

- Zona térmica, donde el crudo se calienta aun más y se libera otra cantidad de agua libre.

- Zona electroestática, en la cual se carga con electricidad de signo contrario a las partículas de agua salada presentes en la emulsión y las aglutina en gotas de mayor tamaño para su posterior decantación y separación. El crudo que sale de esta zona ya esta en condiciones de ser transportado por el oleoducto por lo que a la salida de éste se envía a un tanque de almacenamiento de crudo limpio para llevarlo posteriormente a la estación de bombeo. Si por alguna razón el crudo no cumple con las características mínimas de BS&W, se envía a un tanque de crudo sucio para recircularlo nuevamente por el tren de tratamiento<sup>7</sup>.

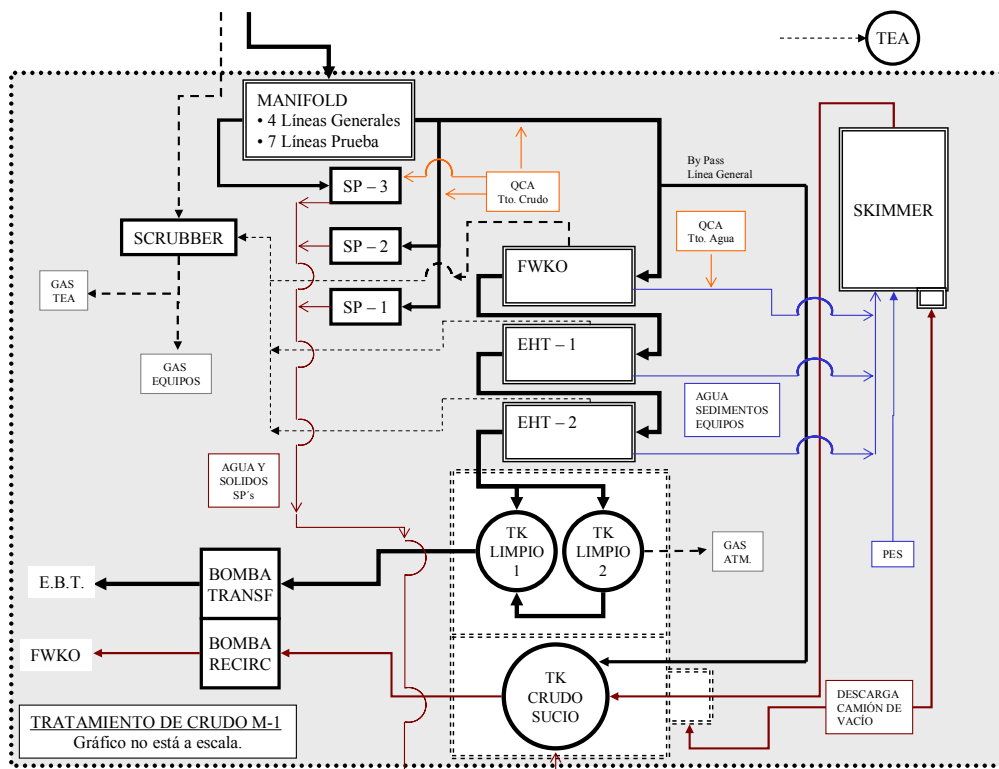


Figura 1.5 – Sistema de Tratamiento de Crudo Modulo 1 Campo Teca

Fuente: Departamento de Producción Teca.

- **Tratamiento de aguas residuales**

En los campos Teca y Nare el agua producida por los pozos y que se separa del crudo en los trenes de tratamiento se reinyecta a la formación por medio de tres pozos inyectoros de agua localizados del lado no productivo de la falla Cocorná, esto con el fin de que el agua inyectada no invada zonas productoras. El agua que se va a inyectar tiene que cumplir con unos unas características mínimas para evitar que las partículas de aceite y sólidos en suspensión taponen la formación en cara de los pozos inyectoros, evitar la corrosión y las incrustaciones en la tubería que la conduce y dentro de los pozos inyectoros y cumplir con los requerimientos legales exigidos. Por esta razón el agua recibe el siguiente tratamiento.

Proviene del sistema de tratamiento de petróleo llega al “skimmer” del cual sale y se deposita en una cajilla o foso donde se encuentran dos bombas verticales que toman el volumen de agua y lo desplazan hacia el tanque desnatador. En el “skimmer” como resultado de la separación que se da allí, se libera cierta cantidad de crudo que cuando alcanza niveles suficientes se bombea hacia el tanque de crudo sucio para posteriormente recircularlo hacia los trenes de tratamiento.

Los módulos 1 y 4 cuentan con un tanque desnatador cada uno con capacidad nominal de almacenamiento de 5000 barriles, la operación del tanque desnatador consiste en:

El agua entra al tanque a través de una tubería de aquietamiento donde se reduce la velocidad del fluido y se separa la primera parte de sólidos, éste ducto consiste en un tubo de 40” en fibra de vidrio con entrada tangencial para mejorar la separación de los sólidos, para la remoción de los sólidos se tiene en el fondo una boquilla cónica de 3”. En la parte superior el tubo se ensancha a 54” para disminuir la velocidad de las partículas y mejorar la

separación facilitando el asentamiento de las partículas, donde finalmente para garantizar que las partículas de aceite se aglutinen, a la salida de éste se han previsto 400 agujeros de 1". La base del tanque desnatador es en forma cónica, lo que permite la remoción de los sólidos depositados en el fondo que se envían al área de secado de sólidos mediante una bomba de diafragma. El aceite que se libera en la parte superior del tanque pasa al tanque de crudo sucio para ser tratado nuevamente.

Del tanque desnatador el agua pasa a la celda de flotación, que tiene la capacidad de remover hasta el 90% de los sólidos en suspensión del fluido tratado, la celda de flotación es un equipo que consta de cuatro motores ubicados en la parte superior de la celda y distanciados de manera uniforme a lo largo de la misma, los cuales están dispuestos para realizar la agitación del fluido que entra a la celda (agua), también se tienen dos motores que se encuentran por un costado y estos realizan el movimiento de las aspas que ayudan a desnatar del fluido con el fin de desplazar los sólidos y el aceite en suspensión hacia los costados del equipo para que se acumulen en la parte baja de la celda y luego sean desplazados hacia el punto de secado de sólidos. Por la parte superior por el mismo costado donde se encuentra la entrada del fluido a tratar se tiene la entrada del gas combustible cuya función es mantener el sistema presurizado y así evitar que haya oxígeno en el sistema.

La remoción final de los sólidos y sedimentos se logra en el sistema de filtración con cáscara de nuez para eliminar el 98% de las partículas más grandes de 2 micrones.

Obteniendo el agua filtrada con el filtro de cáscara de nuez, se almacena en un tanque con capacidad para 5000 barriles donde finalmente va a ser tomada por las bombas triplex de desplazamiento positivo para ser inyectada en los pozos inyectoros.



En cada Módulo se encuentra instalada la planta de tratamiento de agua, que es abastecida desde los pozos subterráneos de captación con que cuenta cada uno de ellos.

La función de la planta es dar al agua las características adecuadas para su conversión en vapor. Consta de tres filtros, que contienen cada uno capas superpuestas de antracita, arena y grava cuya finalidad es eliminar los sólidos suspendidos que arrastra el agua proveniente de los pozos.

El agua filtrada es almacenada en un tanque de 20000 Bls. el agua pasa luego a tres pares suavizadores con resina zeolita-catiónica donde por efecto del intercambio iónico, los compuestos de carbonato de Calcio y magnesio se convierten en compuestos solubles estables de base de sodio, eliminando la dureza en el agua.

En los generadores de vapor, el agua tratada se convierte en vapor saturado con una calidad máxima de 80% y una producción de 48.000 libras de vapor por hora por generador. Los quemadores están diseñados para usar como combustibles gas o aceite crudo.

El vapor se distribuye a través de una red de tuberías a los diferentes pozos productores en el campo siguiendo programas de inyección preestablecidos.

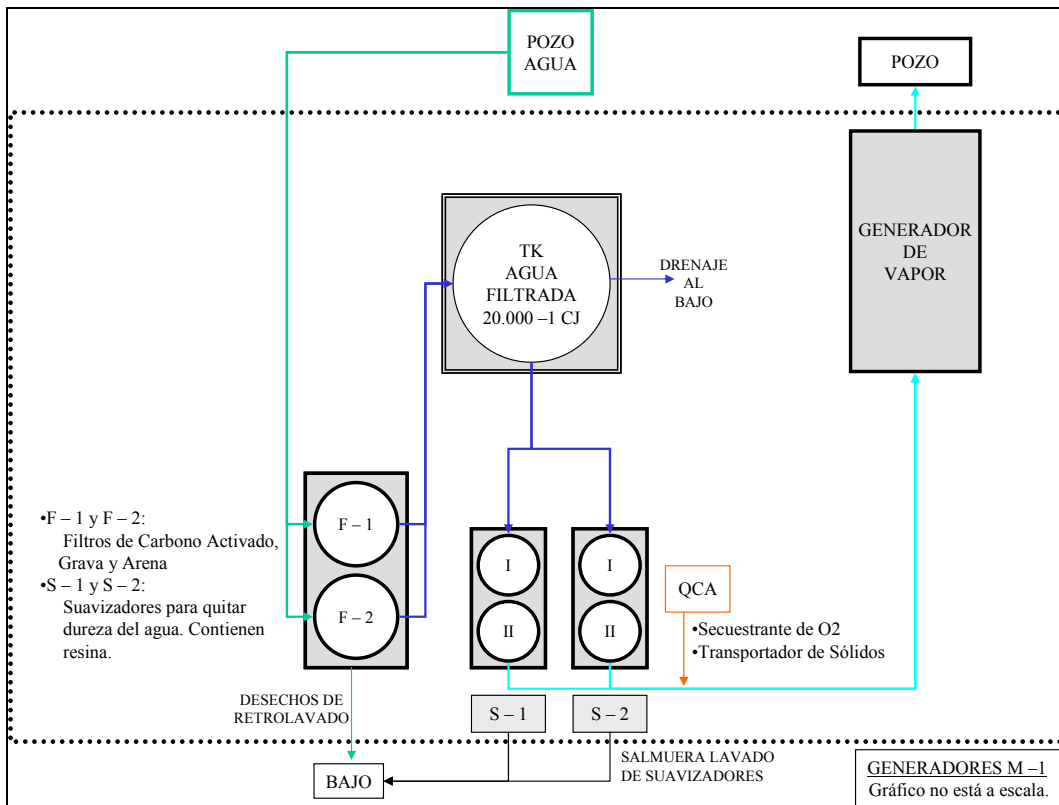


Figura 1.7 – Sistema de Generación de Vapor Modulo 1 Campo Teca

Fuente: Departamento de Producción Teca.

- **Tratamiento químico**

Como ya se ha dicho el tratamiento físico que se le hace a los fluidos con el fin de darles las características necesarias para ser transportados, reinyectados a la formación o calentados para la generación de vapor, se complementa mediante la incorporación de químicos que facilitan los procesos de tratamiento. Actualmente la empresa encargada de este tratamiento es Toschem y los productos que ella aplica son los siguientes:

- **Tratamiento de crudo:**

Rompedor de Emulsión Directa: Embreak CDM 2888, se aplica en una dosificación de 58 ppm de producto antes de la entrada al FWKO

(separador térmico), ayuda a la coalescencia de las partículas de agua dentro de la fase donde predomina el aceite.

Antiespumante: Solesep PAF 9469, se aplica a 65 ppm, en el manifold de entrada a cada módulo. Evita la formación de espumas que dificultan la separación de las fases.

- Tratamiento de agua de inyección (aguas residuales):

Inhibidor de corrosión: Endcor OCC 9783, forma una capa filmica al interior de las vasijas a proteger, se aplican 10 y 15 ppm una dosis a la entrada de vasijas en el manifold, y otra a la salida de los FWKO's con el fin de que el producto se distribuya uniformemente por todo el liquido.

Inhibidor de incrustaciones: Scaletrol PDC 9443, actúa sobre los iones incrustantes inhibiendo su precipitación, y por ende la incrustación. Dosis: 5 ppm. Se aplica en los manifold con el fin de evitar incrustaciones en todas las vasijas y tuberías corriente arriba.

Rompedor de emulsión inverso: Enbreak CDM 2855, actúa en la extracción de aceite en agua, rompe las emulsiones inversas y permite la recuperación casi total del aceite. Se aplica después de los FWKO's o a la entrada del tanque desnatador. Las dosis varían entre 10 y 20 ppm dependiendo de la cantidad de agua drenada de los equipos.

Secuestrante de oxígeno: Betzdearaborn IS 3025, actúa sobre el oxígeno disuelto en el agua, inhibiendo su poder corrosivo, 20 ppm de secuestrante por ppm de oxígeno del agua a tratar.

Biocida: Biomate SAN 9492 y Biomate SAN 9493. Productos altamente bactericidas compuestos de amonio y glutar aldeido, se usan estas dos

formas para hacer una aniquilación eficiente de bacterias, se aplican en baches de 7,5 galones por cada bache cada 8 días en forma alternada.

- Agua de generación:

Secuestrante de oxígeno: Cortrol IS 3000: secuestrante de oxígeno catalizado, para secuestrar oxígeno en forma eficiente y en corto tiempo. Se aplica a la salida de los suavizadores. La dosis varía de la cantidad de galones por minuto de agua que consume cada generador (ej: 70 gpm se requiere 1 galón por día)

Transportador de sólidos: Optisperse AP 0200: Con el fin de ayudar al agua para que arrastre la mayor cantidad de sólidos depositados y que estos no se incrusten en las paredes del generador.

- **Tratamiento y compresión del gas de anulares**

Existen tres diferentes fuentes de las cuales proviene el gas que se utiliza como combustible para las operaciones de tratamiento de crudo y generación de vapor, ellas son:

- Gas externo que es comprado a ECOPETROL y se transporta por el Gasoducto.
- Gas que se libera del crudo en los trenes de tratamiento por efecto del aumento en la temperatura.
- Y el gas que producen los pozos a través de los anulares entre el revestimiento y la tubería de producción.

El gas comprado ya viene con unas características que lo hacen apto para utilizarse en los generadores y quemadores mientras que el gas que se obtiene del campo tiene que tener un tratamiento bastante sencillo que

consiste en eliminarle la fase líquida y las partículas sólidas que pueda arrastrar por medio de “scrubbers” y finalmente se presuriza hasta 20 psi.

En los Módulos Nare y 1, se encuentran instalados 2 y 1 compresores de gas que se encargan de succionar la producción de gas de los campos e imprimirle la presión necesaria (20 psi) para que se pueda utilizar este gas como combustible en los generadores, las bombas Triplex del Sistema de Inyección de Aguas Residuales, y el tratamiento de crudo. Actualmente el campo está produciendo cerca de 1700 MMBtu por día. En pozos del sector sur del campo, no se utilizan compresores y el gas de los pozos que están conectados al sistema de tuberías de gas de anulares fluyen por sí solos hacia el módulo 4, esto crea una contrapresión en el anular que se opone a la presión del yacimiento y disminuye la productividad de los pozos por lo que es preferible dejar que el gas se escape hacia la atmósfera (“dejar el pozo venteando”).

- **Pruebas de producción**

Con el fin de mantener un control sobre la producción del campo y de los pozos y como una herramienta de diagnóstico de posibles problemas, diariamente se ponen en prueba de 8 horas los pozos del campo. Para este fin se cuenta con 7 separadores de prueba a los cuales fluye únicamente la producción del pozo que en ese momento se está analizando y donde se le mide la tasa de producción de cada fase (agua y aceite), adicionalmente en laboratorio se analizan muestras de la producción, para determinar BS&W, contenido de sal y gravedad API del aceite.



**Figura 1.8 - Separadores de prueba fuera de servicio**

Fuente: El autor.

### **1.6.6 ESTACIÓN DE BOMBEO**

El crudo ya tratado y apto para ser transportado se envía de los módulos a la Estación de Bombeo Teca (EBT), ahí se almacena en tres tanques de techo flotante de 50.000 bls cada uno, para luego ser bombeado y despachado por una tubería que se conecta con el oleoducto principal de la compañía (Velásquez-Galán) en el kilómetro 17. En la EBT diariamente se fiscaliza el crudo y se le analiza el BS&W, la gravedad API, el contenido de sal y la temperatura, para asegurarse de que cumpla con los requisitos para ser transportado y tener un control sobre los despachos hacia el oleoducto y la producción total del campo.



Figura 1.9 - Tanques de Techo Flotante Estación de Bombeo Teca (EBT)

Fuente: El autor.

### 1.6.7 Equipo Varillero

Después de perforado un pozo y con el fin de efectuarle trabajos de reparación y mantenimiento a su sistema de producción y levantamiento artificial, con cierta regularidad se lo interviene para realizarle los siguientes trabajos:

- **Cambio de bomba completa:** Como el tipo de bombas más utilizado en estos campos ha sido las de tipo "Tubing", para reemplazar una bomba de subsuelo es necesario en primer lugar sacar la sarta de varillas con el fin de "despescar" la válvula fija y sacar el pistón. Después se procede a sacar toda la tubería de producción, al final de la cual se encuentra conectado el barril de la bomba, Antes de sacar la sarta de tubería se aprovecha para chequear fondo para determinar el nivel de relleno o la cantidad de arena depositada en el fondo de los pozos.
- **Cambio de pistón:** Debido a que el material que recubre la parte interna de los barriles es más resistente a la abrasión que el de los pistones, estos se desgastan mas rápidamente que el barril, por lo que

en ocasiones solamente es necesario cambiar el pistón para poner en condiciones óptimas de operación a la bomba de subsuelo.

- **Reemplazo de Varillas Partidas:** Como el crudo de estos campos es tan viscoso y pesado, cuando se esta produciendo en frío las bombas sufren golpe de fluido y bomba lo que con frecuencia ocasiona el rompimiento de las varillas debido a los altos esfuerzos a que son sometidas. El servicio en general consiste en sacar la sarta de varillas hasta donde se encuentra partida, en seguida se procede a “pescar” la otra parte de la sarta que esta en el pozo. Se reemplaza la varilla partida y se baja nuevamente.
- **Acondicionamiento a vapor:** La inyección de vapor se hace principalmente a través del “tubing”, con este fin se debe sacar el pistón y la sarta de varillas para permitir el paso del vapor a la cara de la formación.
- **Servicio post inyección:** Una vez se ha terminado de inyectar la cantidad de vapor programada para cada ciclo y se ha dejado el pozo en un periodo de remojo en el que se espera que el vapor ceda parte del calor al yacimiento y a los fluidos contenidos en él, se efectúa un servicio para poner el pozo nuevamente en producción bajando la sarta de varillas y el pistón.

Cuando la inyección se hace a través del anular la operación es más sencilla ya que existe una conexión hacia éste. En ese caso se sube la sarta con el objetivo de sacar el pistón del barril con el fin de prevenir el flujo a grandes velocidades y con alta presión y temperatura en el espacio entre el barril y el pistón que genera una fuerte abrasión en los canales por los que se da el flujo destruyendo las partes de la bomba<sup>9</sup>.

## 1.7 ESTIMULACIÓN MEDIANTE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de calor en forma de vapor empezó con una idea planteada por Warner y Perry en 1865, quienes observaron a través de estudios de laboratorio que los crudos menos ligeros eran los que presentaban un menor desplazamiento en la formación y que por lo tanto la viscosidad era uno de los factores que influía significativamente en este comportamiento.

De esta manera, Warner y Perry buscaron reducir esta propiedad a través del calor proporcionado por calentadores en el fondo del pozo, obteniendo no solamente un relativo aumento en las tasas de producción de crudo, sino también una remoción de productos orgánicos como asfáltenos y parafinas que ocasionan el taponamiento de los poros de la formación y la obstrucción del flujo en ciertos tramos del pozo.

Esta técnica de calentamiento recibe nombres, tales como remojo con vapor (Steam Soak) estimulación con vapor (Steam Stimulation) o inyección cíclica (Huff and Puff), además, es considerado uno de los procesos más efectivos debido a su funcionalidad, fácil implementación y costos relativamente bajos.

La inyección cíclica de vapor, es una de las técnicas de recobro mejorado que mayor impulso a tomado en los últimos años, como una técnica de estimulación térmica a los pozos de crudos pesados en los cuales el recobro primario es generalmente muy bajo (del orden del 5% del aceite original del yacimiento).

Debido a que los aceites pesados se caracterizan por su alta viscosidad como es el caso del crudo del campo Teca, la relación de movilidades en cualquier proceso de desplazamiento es alta, es decir no favorable ya que el fluido que desplaza se moverá mas rápido que el fluido desplazado, por lo tanto el recobro secundario de aceite pesado por inundación con agua o empuje de

gas será casi nulo y generalmente antieconómico. Es aquí donde la inyección de vapor se constituye como la técnica de recobro más exitosa para tratar de reducir la viscosidad de crudo y que éste llegue a ser móvil.

Generalmente entre más pesado sea el crudo más grande es la reducción de su viscosidad para un determinado incremento de la temperatura, y este incremento logra una limpieza de las paredes de la formación al eliminarse algunos bitúmenes o parafinas que se adhieren en el fondo del pozo, con los que se disminuye por lo tanto el factor de daño de la formación.

El proceso de estimulación cíclica comprende tres etapas que son:

#### **1.7.1 Período de inyección**

En esta etapa se suministra calor en forma de vapor húmedo a la formación productora por varios días o semanas según los requerimientos estimados, con el objetivo de reducir la viscosidad del crudo que se encuentra alrededor del pozo hasta alcanzar una determinada distancia. Dicho tiempo dependerá de la cantidad de vapor a inyectar y de la capacidad de los generadores.

#### **1.7.2 Período de remojo**

Después del período de inyección, se cierra el pozo con el fin de estabilizar la presión del sistema para que la zona de vapor se expanda, logrando con ello la homogeneización de la zona caliente que se encuentra alrededor del pozo estimulado.

#### **1.7.3 Período de producción**

En este período el pozo se abre y empieza a producir grandes tasas de agua a alta temperatura debido al calentamiento previo que ha experimentado la zona productora, tasas que a su vez irán disminuyendo poco a poco, originándose un aumento en la permeabilidad relativa del petróleo y por lo

tanto un aumento en el caudal del mismo. Motivo por el cual, la respuesta del pozo dependerá de la viscosidad del crudo y de la permeabilidad existente, también del radio calentado, de la presión inicial del yacimiento, del daño removido con el calor y de la eficiencia de invasión del vapor. La etapa inicial de este período es llamado “de flujo” y comprende el período de tiempo en el cual un pozo fluye de manera natural sin necesidad de sistema de levantamiento artificial.

Por otra parte, la duración del efecto de la estimulación (ciclo) dependerá principalmente de la rapidez con la que los fluidos producidos van enfriando la formación y de la proporción de energía que se transmite a formaciones adyacentes tanto en sentido vertical como radial<sup>10</sup>.

## **2. ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPOS TECA Y NARE**

En el presente capítulo se presentará un análisis general de la producción de los campos Teca y Nare Sur. Inicialmente se hará una introducción a la teoría del análisis de curvas de declinación con el fin de tener las bases para posteriormente hacer un estudio histórico de la producción y los procesos de estimulación por medio de inyección cíclica de vapor.

Con ello se busca en primer lugar indagar las consecuencias que dejaron los procesos y decisiones que tomaron en el pasado, sobre el comportamiento actual del yacimiento, los pozos y los campos en general. Además, este análisis brindará un punto de comparación sobre el cual se puedan entender ciertos fenómenos que están sucediendo tales como una declinación anormalmente acelerada en la curva de producción de aceite, incremento en la producción de agua y consecuentemente del BS&W.

Este análisis es muy importante, máxime en una época en que los campos están en un proceso de cambios que de una u otra forma están afectando y afectarán el comportamiento del yacimiento y en consecuencia el de la producción.

### **2.1 TEORÍA DEL ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN**

La observación y estudio de las tendencias que presentan los diferentes datos de producción como son la tasa, la presión de fondo, las relaciones gas - aceite, agua -aceite entre otras, a medida que transcurre el tiempo, es lo que se conoce como Análisis de Curvas de Declinación.

Este análisis está enfocado a determinar el comportamiento futuro de la producción de un pozo o grupo de pozos mediante la extrapolación de los datos existentes, con el fin de hacer estimativos de parámetros tales como: reservas, límite económico, vida productiva, producción futura entre otros, además de la toma de decisiones para el mejoramiento de la producción y la evaluación de proyectos.

De ahí que, para realizar estas predicciones sea necesaria la presunción, de que el pozo se seguirá comportando en el futuro como lo hizo en el pasado, es decir tendrá la misma relación de tendencia. Para que esto ocurra se necesita que las condiciones de producción del pozo no cambien durante su vida, algo bastante raro en la realidad. Sin embargo esta condición no le resta utilidad al análisis de declinación, por lo contrario una vez se inicien proyectos que busquen mejorar la productividad de un pozo o grupo de pozos, los resultados del análisis de declinación anteriores al inicio de tal proyecto pueden servir para evaluar el beneficio logrado con la implementación de los nuevos métodos, y por otra parte después de que se ha logrado observar una tendencia nuevamente se puede aplicar el análisis de curvas de declinación.

El análisis de curvas de declinación inicialmente se deriva de observaciones empíricas del comportamiento de la producción de los pozos de gas y aceite y no de principios teóricos de flujo de fluidos a través de medios porosos. Sin embargo muchos estudios en este campo combinan fundamentos teóricos con el análisis empírico del desempeño de un pozo, con lo que se pueden inferir características del yacimiento y de flujo de fluidos como son el daño, permeabilidad, área de drenaje entre otros.

Estos estudios han llevado al análisis de declinación mucho más allá de ser una herramienta de pronóstico de tasas futuras. Hoy en día mediante el conocimiento de los mecanismos de producción de un yacimiento, el análisis de curvas de declinación se puede convertir en una herramienta de

diagnostico muy potente con la que se puede evaluar el desempeño actual de un pozo, asimismo sugerir soluciones y posteriormente evaluarlas cuando hayan sido implementadas.

Las curvas de declinación estrictamente empíricas representan producciones del yacimiento bajo condiciones de flujo dominado por las fronteras. Esto quiere decir que en la vida temprana de un pozo, mientras aun este en flujo transiente y los límites del yacimiento no sean alcanzados, el análisis de curvas de declinación básico no se puede aplicar. Normalmente, durante el flujo transiente, la declinación en la tasa es alta, pero se estabiliza una vez se llega a la condición de flujo dominado por las fronteras. Para la mayoría de los pozos esto sucede dentro de los primeros meses de producción. Sin embargo para pozos de baja permeabilidad las condiciones de flujo transiente pueden durar muchos años, y no se puede estudiar por métodos tradicionales de análisis de declinación hasta que alcancen la estabilización.

Una de las principales ventajas del análisis de curvas de declinación es que los datos que se utilizan son de fácil y económica consecución. Los volúmenes de crudo o gas producidos son siempre registrados, debido a que estos se venden. Además no se requiere de pruebas que interrumpan o limiten la producción de un pozo. Sin embargo hay que tener cuidado con la confiabilidad de las predicciones, sobre todo si las condiciones de producción cambian de una forma severa, por ejemplo cuando se realizan y después de hacer trabajos de reacondicionamiento de los pozos, o cuando el yacimiento cambia su mecanismo de producción.

El análisis de curvas de declinación usualmente se trata gráficamente, y para ayudar a la interpretación, las ecuaciones son trazadas en varias combinaciones entre: tasa de producción, logaritmo de tasa, tiempo y producción acumulativa. La idea es que de las combinaciones resulte una

línea recta, la cual entonces es mas fácil de extrapolar para propósitos de pronosticación.

### 2.1.1 Tasa de declinación

El punto de partida para el análisis de declinación de la producción es la definición de la Razón de Declinación Actual o Instantánea que es “La caída en la producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción”. En otras palabras el Índice de Declinación indica que porcentaje ha caído la producción en un mes o año dependiendo de que unidades se utilicen, así:

$$D = -\frac{(\Delta q / q)}{\Delta t} = \frac{\Delta q}{\Delta t} / q$$

Donde q es la tasa de producción al tiempo t.

Y D, es la Razón de Declinación Instantánea cuyas unidades son porcentaje sobre tiempo, (%/tiempo), o simplemente tiempo<sup>-1</sup>, normalmente se usa (%/año) o años<sup>-1</sup>.

En el siguiente esquema se puede observar el significado grafico de la anterior definición.

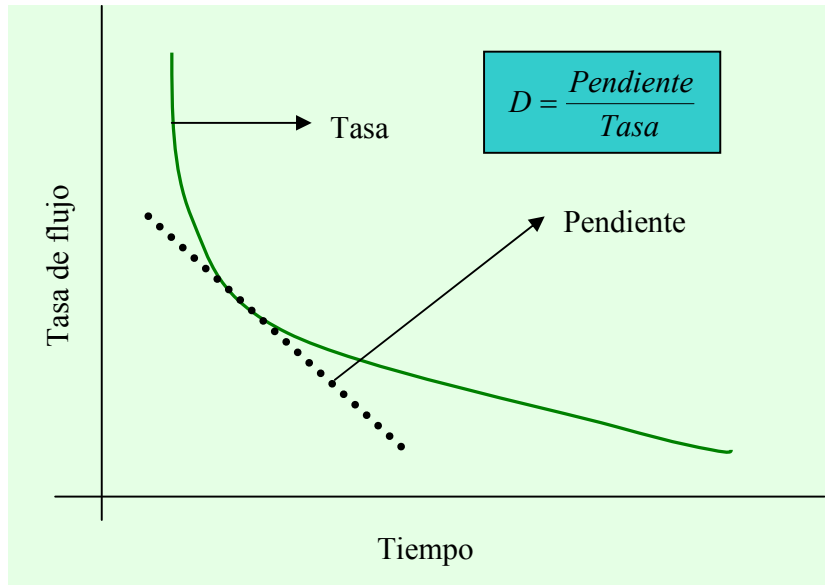


Figura 2.1 - Factores que influyen en la razón de declinación

Fuente: El autor.

### 2.1.2 Tipos de Declinación

De acuerdo al comportamiento del índice de declinación, con respecto a la tasa de producción, Arps en 1945 definió 3 tipos de declinación, que son: Exponencial, Hiperbólica y Armónica. Dentro de los cuales (la experiencia ha confirmado), ocurren la mayoría de producciones. Asimismo, las declinaciones que estén dentro de estos tres tipos, tienen una explicación teórica.

Una declinación exponencial ocurre cuando el Índice de Declinación Instantáneo,  $D$ , permanece constante para cualquier tasa de producción en la vida de un yacimiento, así:

$$D = kq^0$$

Donde  $k$  es una constante y  $q$  es la tasa de producción.

Si el Índice de Declinación es proporcional a la potencia fraccional de la tasa de producción,  $b$  (entre 0 y 1), a un tiempo dado, se llama declinación hiperbólica.

$$D = kq^b$$

Si el índice de declinación tiene una relación lineal directa con la tasa de producción se dice es una declinación Armónica.

$$D = kq^1$$

Como se puede ver, el exponente  $b$  es el que define a que familia de curvas pertenece una declinación, si es 0 será exponencial, 1 Armónica, y un valor entre 0 y 1 origina una declinación hiperbólica.

Si se combina la definición de Índice de Declinación con la relación que éste tiene con la tasa de producción para cada familia de curvas y luego se integra adecuadamente, se obtienen las relaciones tasa - tiempo, así como tasa - producción acumulada para cada tipo de declinación. Estas se muestran en la siguiente tabla:

Tipo de Declinación	Declinación Exponencial	Declinación Hiperbólica	Declinación Armónica
	$D = k.q^0 = -\frac{dq/dt}{q}$ $\int_0^t D.dt = -\int_{q_i}^{q_t} \frac{dq}{q}$ $-D.t = \ln \frac{q_t}{q_i}$	$D = k.q^b = -\frac{dq/dt}{q}$ <p>Para condiciones iniciales:</p> $k = \frac{D_i}{q_i^b}$ $\int_0^t \frac{D_i}{q_i^b} dt = -\int_{q_i}^{q_t} \frac{dq}{q^{b+1}}$ $\frac{bD_i t}{q_i^b} = q_t^{-b} - q_i^{-b}$	$D = k.q^1 = -\frac{dq/dt}{q}$ <p>Para condiciones iniciales:</p> $k = \frac{D_i}{q_i}$ $\int_0^t \frac{D_i}{q_i} dt = -\int_{q_i}^{q_t} \frac{dq}{q^2}$ $\frac{D_i t}{q_i} = \frac{1}{q_i} - \frac{1}{q_t}$
Relación Tasa Tiempo	$q_t = q_i \cdot e^{-D.t}$	$q_t = \frac{q_i}{(1 + b.D_i.t)^{1/b}}$	$q_t = \frac{q_i}{1 + D_i.t}$
	$Q_t = \int_0^t q_t dt = \int_0^t q_i e^{-D.t} dt$ $Q_t = \frac{q_i - q_t e^{-D.t}}{D}$ <p>Sustituyendo:  <math>q_t = q_i \cdot e^{-D.t}</math></p> <p>Se tiene:</p>	$Q_t = \int_0^t q_t dt = \int_0^t \frac{q_i}{(1 + b.D_i.t)^{1/b}} dt$ $Q_t = \frac{q_i}{(b-1)D_i} \left[ (1 + b.D_i.t)^{\frac{1}{b-1}} - 1 \right]$ <p>Sustituyendo:  <math>(1 + b.D_i.t) = \left( \frac{q_i}{q_t} \right)^b</math></p> <p>Se tiene:</p>	$Q_t = \int_0^t q_t dt = \int_0^t \frac{q_i}{1 + D_i.t} dt$ $Q_t = \frac{q_i}{D_i} [\ln(1 + D_i.t)]$ <p>Sustituyendo:  <math>(1 + D_i.t) = \frac{q_i}{q_t}</math></p> <p>Se tiene:</p>
Relación Tasa Producción Acumulada	$Q_t = \frac{q_i - q_t}{D}$	$Q_t = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_i^{1-b} - q_t^{1-b})$	$Q_t = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_t}$
D = Declinación como función de la tasa de producción Di = Declinación Inicial qi = Tasa de producción inicial t = Tiempo		qt = Tasa de producción a un tiempo t Qt = Producción acumulada a un tiempo t k = Constante b = Exponente	

Tabla 2.1 - Desarrollo matemático de las relaciones Tasa-Tiempo y Tasa-Producción Acumulada

En el siguiente esquema se hace una comparación grafica de las tres tendencias.

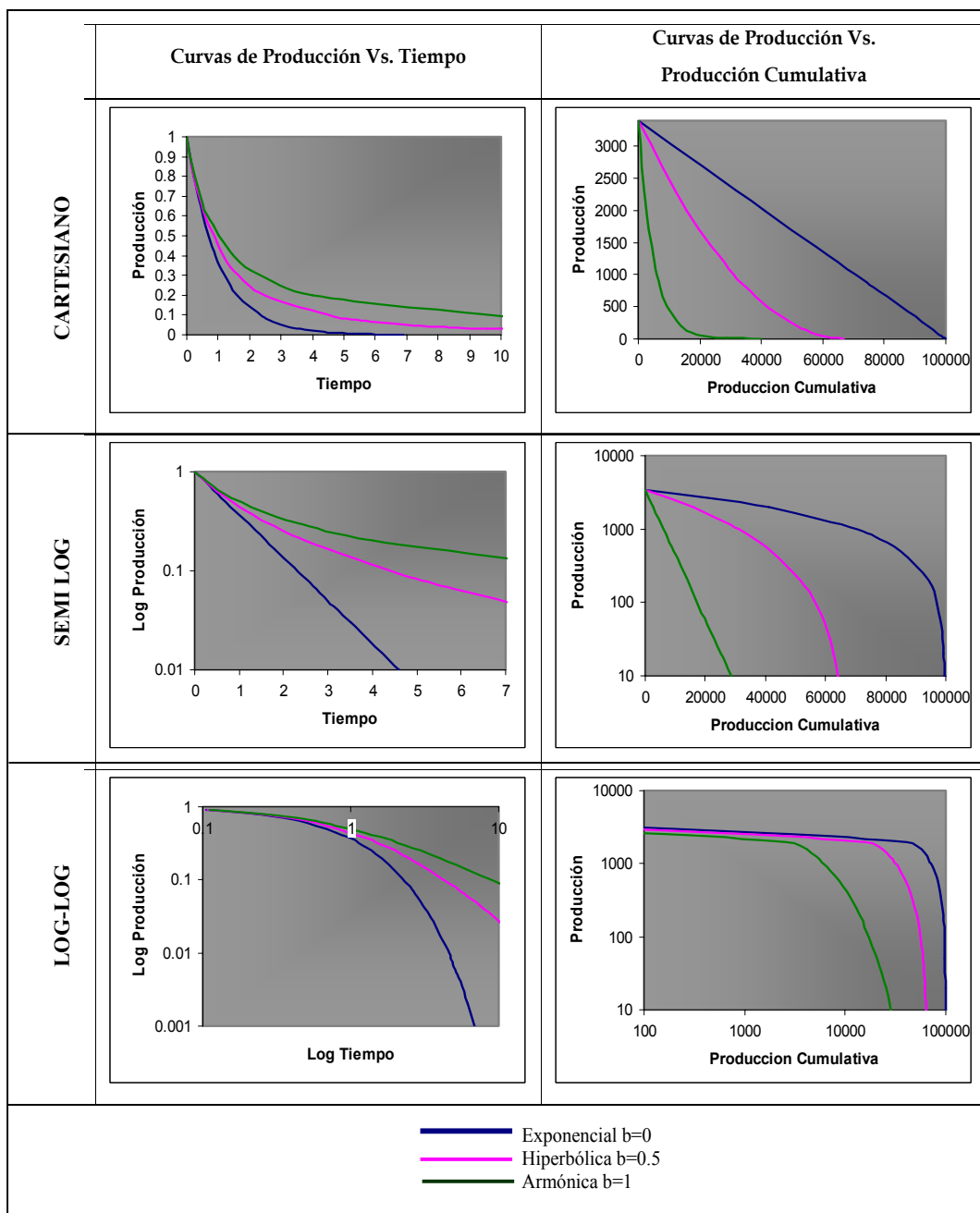


Figura 2.2 Diagramas de los tipos de declinación, en coordenadas Cartesianas, Logarítmicas y Semilogarítmicas<sup>11</sup>.

### 2.1.3 Declinación Exponencial

Se puede observar en la grafica, que de las tres clases de declinación, la exponencial es la más pronunciada por lo que las predicciones de recobro que se basan en la extrapolación de este tipo de tendencia serán las más pesimistas.

Cuando se grafica el logaritmo de la producción contra el tiempo, la curva aparece como una línea recta. Lo mismo ocurre cuando se grafica la producción contra la producción acumulativa en papel cartesiano. Las curvas de producción contra producción acumulada tienen la ventaja de evitar que factores extraordinarios que restringen el normal comportamiento de la producción como son cierres periódicos debido a condiciones del mercado o trabajos en el pozo; se vean reflejados en la grafica y se deduzcan tendencias equivocadas.

Teóricamente si un pozo esta produciendo a presión de fondo constante bajo condiciones de flujo dominado por las fronteras, exhibe una declinación exponencial.

- **Tasa de Declinación Nominal**

Muchas veces la declinación exponencial es llamada también “Declinación de Porcentaje Constante” puesto que para periodos de tiempo iguales, la tasa de producción en un tiempo dado es igual a la tasa anterior multiplicada por uno menos un factor, así:

$$q_2 = q_1(1 - d)$$

Este factor es el llamado Tasa de Declinación Nominal (d), que es diferente a la Tasa de Declinación Instantánea, Real (D) o Efectivo definida anteriormente.

$$q_2 = q_1 e^{D(t_2 - t_1)}$$

Por analogía entre las anteriores ecuaciones, y si el periodo transcurrido es uno (año, mes, etc.), se tiene la relación entre ellas así:

$$(1 - d) = e^D \quad \text{o} \quad D = \ln(1 - d)$$

Por su facilidad de manejo la tasa de declinación nominal es más usada para efectos de cálculos rápidos (de mano o calculadora) o cuando se trabaja con datos tabulados. En la siguiente figura se puede observar la diferencia entre los dos índices.

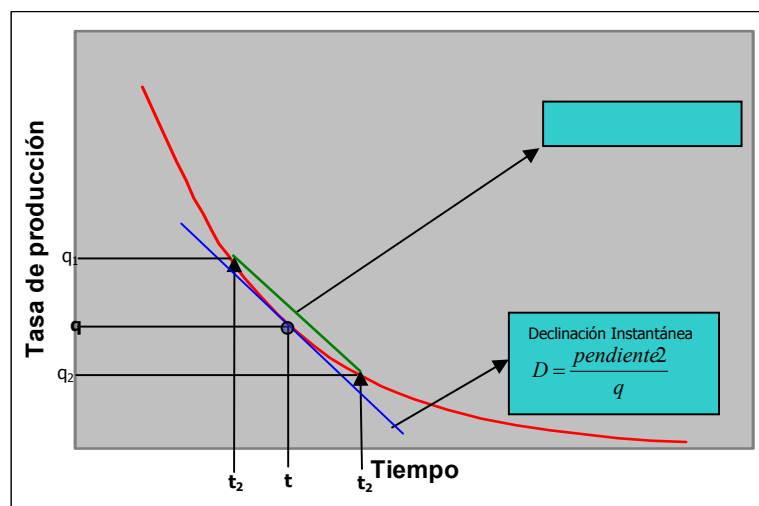


Figura 2.3 - Diferencia entre la tasa de declinación nominal (d) y real (D).

Fuente: El autor.

#### **2.1.4 Declinación Hiperbólica**

Este tipo de curvas son menos pronunciadas que las exponenciales, por eso las predicciones de recobro final son más altas que si se utiliza una tendencia exponencial y son llamadas “reservas probables” mientras que las reservas recuperables obtenidas mediante las ecuaciones de declinación exponencial se llaman “reservas probadas”.

Desafortunadamente una declinación hiperbólica no se puede observar como una línea recta con ninguna de las combinaciones tradicionales de coordenadas. Por lo que es recomendable utilizar curvas tipo para conocer el exponente  $b$  de declinación.

Las ecuaciones que gobiernan la declinación hiperbólica son consistentes con la teoría de yacimientos que producen por empuje de gas en solución.

#### **2.1.5 Declinación Armónica**

Si se presenta esta forma de comportamiento en la producción de un pozo, el índice de declinación será proporcional a la tasa de producción, de ahí que, el índice de declinación se aproxima a cero cuando la tasa de producción de acerca a cero. El efecto que genera esto es que la producción se torna casi constante para los periodos finales de la vida de un pozo. Por eso es imposible determinar las reservas recuperables finales (cuando  $q = 0$ ). La grafica de producción - producción acumulativa en papel Semilogarítmico se muestra como una línea recta.

## **2.2 HISTORIA Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN CAMPOS TECA Y NARE SUR**

La historia de producción de estos campos está altamente influenciada por el comportamiento de inyección de vapor ya que se estima alrededor del 40% de la producción acumulada del campo se ha debido a esta.

### **2.2.1 Pozos Productores**

Los campos Teca y Nare Sur cuentan con 282 pozos productores, los cuales producen mediante Bombeo Mecánico, menos uno, en el que se está probando una bomba de cavidades progresivas. Hay 17 pozos abandonados; principalmente por fallas mecánicas en el revestimiento de producción o en el “liner”, en otros el abandono se ha debido a altos cortes de agua inicial debido a que se han completado en zonas acuíferas y a daños irremediables en el revestimiento de producción o en el “liner” ranurado.

Los pozos están perforados atravesando las arenas productoras de aceite de la Zona B anteriormente descrita, aunque en algunos pocos se ha abierto también a producción la Zona A.

### **2.2.2 Historia de Producción e Inyección Cíclica de Vapor**

En la figura se muestra la curva de producción de petróleo total para los dos campos. En ella se observa las fluctuaciones en las tendencias que lleva la curva, y que principalmente se han debido dos factores:

El cambio en la cantidad de pozos derivado del desarrollo continuo que han tenido los campos ya que constantemente se han ido adicionando o cerrando pozos productores.

Y las variaciones en las políticas y los procesos de Estimulación por Inyección de Vapor Cíclico.

### COMPANY: OMIMEX DE COLOMBIA LTD

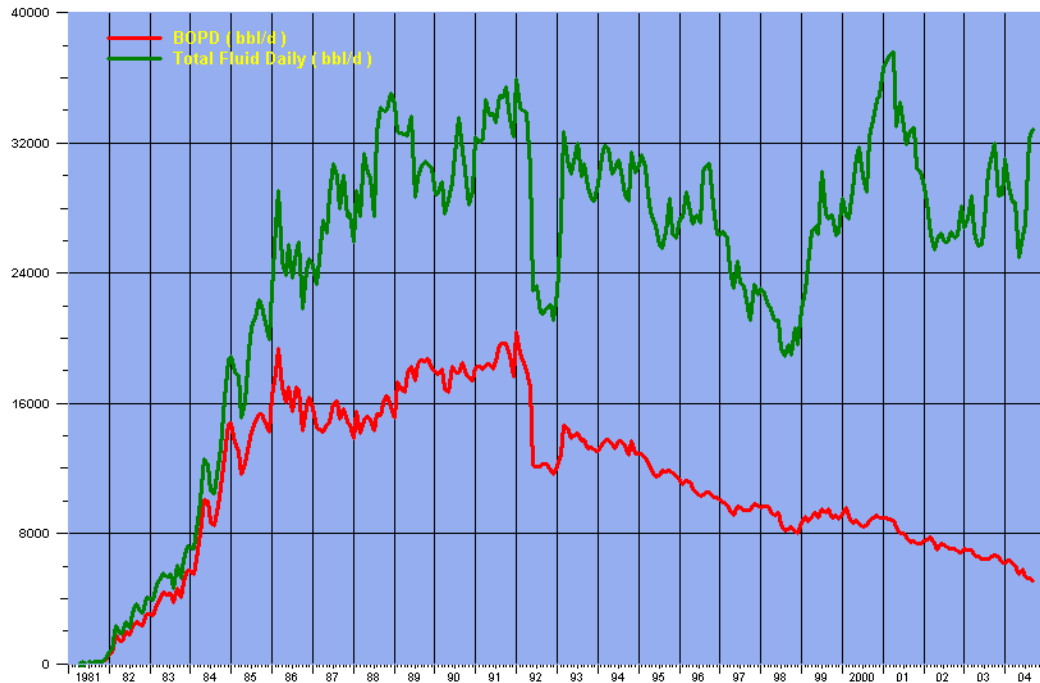
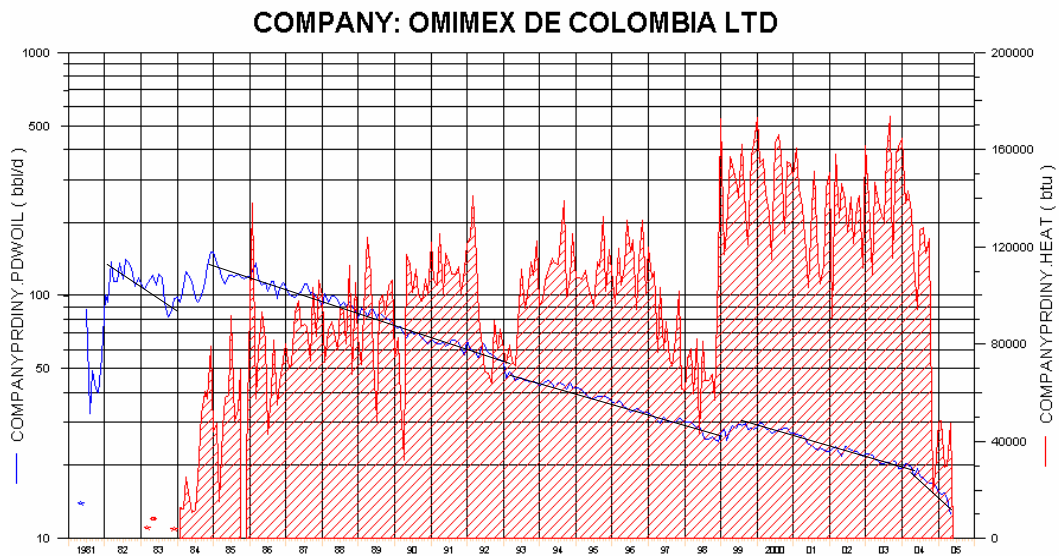


Figura 2.4 - Historia de Producción de Agua y Fluido Total Campos Teca y Nare Sur.

Fuente: El autor.

Con el fin de facilitar la observación del comportamiento de la producción y para descartar el factor debido a la variabilidad de la cantidad de pozos que están produciendo en un momento dado, se puede dividir la producción total sobre el número de pozos productores que hubo en una determinada fecha y se tendría la producción promedio por Pozo Teca A través de la historia del campo, en la figura siguiente se muestra esta curva. Además, sobre la misma se grafica la cantidad de calor que se ha inyectado al yacimiento a través del tiempo para observar la relación entre ambas.



**Figura 2.5 - Producción Promedia por Pozos Activos Campos Teca y Nare Sur**

Fuente: El autor.

En la figura se distinguen cinco tendencias distintas, las cuales se muestran en negro.

La primera abarca desde cuando se estabiliza la producción a principios de 1982 hasta principios de 1984, en este periodo aún no se implementaba la inyección de vapor cíclica por lo que la producción no estaba influenciada por efectos térmicos. La declinación de la curva para este periodo es mas pronunciada que en las otras tendencias.

Seguidamente se inicio la recuperación mejorada por medio de estimulación cíclica con vapor, y entraron a operar entre cuatro y cinco generadores en todo el campo. La respuesta en términos de recobro de aceite fue evidente y la producción diaria promedio por pozo paso de unos 80 a 150 BOPD. Este periodo termina en mayo de 1992 cuando ECOPETROL restringió la compra de crudos pesados en la refinería de Barrancabermeja entre mayo de 1992 y febrero de 1993, por lo que la Texas se vio obligada a cerrar pozos productores de aceite y sacó de operación dos generadores.

La caída en la producción promedio por pozo no fue inmediata, incluso se observa un leve incremento de casi 10 BOPD, las causas de este fenómeno pudieron ser: en primer lugar el enfriamiento del yacimiento no se dio de manera inmediata por lo que el descenso en la producción de aceite tampoco lo fue. Además, en los tres meses que antecedieron al cierre masivo de pozos, (fue necesario sacar de producción 86 pozos), entró a operar un sexto generador de vapor, por lo cual muchos pozos que permanecieron produciendo después de la restricción estaban recién inyectados y contribuyeron a aumentar el promedio de todo el campo.

Posteriormente, la restricción acaba, y por ende se reinicia la generación de vapor y se ponen en producción los pozos que se cerraron, sin embargo el yacimiento no recupera los niveles de producción que llevaba antes. Adicionalmente, en esa época ocurre una caída en los precios del crudo que obligo a la compañía a reducir aun más la cantidad de calor generado, teniendo que mantener apagado un generador al final de este periodo.

Finalmente hay una recuperación en los precios del crudo y hay la suficiente solvencia para tener disponibilidad de gas combustible y así iniciar una campaña de inyección masiva de vapor en los dos campos a partir de diciembre de 1998. En Nare Sur entra a operar permanentemente otro generador y, paralelamente, la capacidad de generación de vapor por cada generador aumenta considerablemente. En consecuencia la cantidad de calor generado paso de 80.000 MMBtu a 140.000 MMBtu. Esto conllevó a un aumento de los potenciales de los pozos que se mantuvo a través de los años.

La última tendencia se observa desde abril de 2004 hasta el presente. En este periodo ocurre una caída vertiginosa en la producción de petróleo. Problemas con el suministro de gas combustible han ocasionado que se disminuya drásticamente la capacidad de generación de vapor.

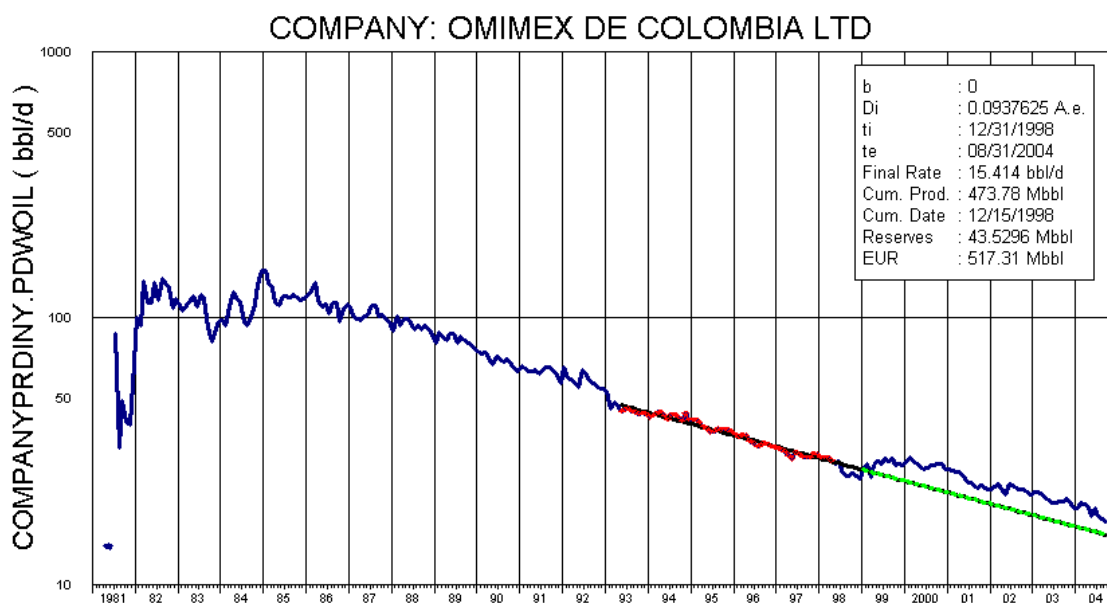
Además, durante el último año se han sacado de producción 39 pozos. Esto no afecta la curva que se está analizando pues en esta se divide la producción total sobre el número de pozos, pero si ha influido sobre el aumento en la declinación de la curva de producción general.

### **2.2.3 Cálculo del Recobro Incremental Debido a la Inyección Masiva de Vapor**

Como ya se había dicho, entre enero de 1999 y marzo de 2004, se decidió aumentar la cantidad de calor generado. A continuación se hará un análisis de esta etapa en la historia de producción de los campos, mediante curvas de declinación utilizando el software OFM (OilField Manager), con el fin de determinar las verdaderas consecuencias que a futuro tiene la inyección de vapor cíclica y en especial un aumento en la cantidad de calor que se inyecta al yacimiento, sobre las reservas recuperables.

Para determinar el índice de declinación se utilizará la producción diaria de aceite promedio por pozo, con el fin de evitar la influencia que ha tenido sobre la producción el cierre de 37 pozos durante el último año.

Para determinar la cantidad de petróleo incremental debido a la inyección masiva de vapor que fue implementada a principios de 1999, se comparan los dos escenarios, uno es aquel comportamiento que hubiera seguido la producción del campo si las políticas referentes a la generación de vapor no hubieran cambiado a partir de 1999, y el otro escenario es el que ha seguido realmente y que modifico la tendencia anterior debido a la inyección masiva de vapor. A continuación se muestran ambos:



**Figura 2.6 – Curva Histórica (Escenario 1) y Supuesta (Escenario 2) del comportamiento de la producción campos Teca y Nare**

Fuente: El autor.

En azul se muestra la curva histórica que ha seguido la producción diaria promedio por pozo (escenario 1), en rojo los puntos usados para hacer el ajuste y en verde el comportamiento que hubiera seguido si se continuaba con la tendencia anterior (escenario 2).

Producción incremental promedio por cada pozo

$$= \text{Producción acumulada Escenario 1} - \text{Producción Acumulada Escenario 2}$$

$$= 517.79 - 524.76 \text{ MBls}$$

$$= 6.7 \text{ MBls en promedio por cada pozo.}$$

Para llevarla a producción total de los dos campos, la multiplicamos por el número de pozos que en promedio ha habido desde que se inició la inyección masiva de vapor, que es de 317 pozos. Por lo tanto la recuperación incremental hasta el momento ha sido de:

$$= 6.7 \text{ MBls/pozo} \times 317 \text{ pozos}$$

$$= 2,209 \text{ MBls}$$

Un análisis rápido y un tanto superficial de los beneficios económicos que trajo la decisión de incrementar la cantidad de calor que se inyectaba en estos campos se hace a continuación, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Se ha estimado que el costo de generar un millón de Btu's teniendo en cuenta costos operacionales es de aproximadamente 3,20 US\$. Y el precio del crudo pesado en promedio para esa época fue de 14 US\$/Bbl
- Cantidad de calor adicional de calor generado por mes a partir de la inyección masiva: 60.000 MMBtu/mes.
- Costo de la generación adicional de calor en aproximadamente 6 años:  $3.20 \text{ US\$/MMBtu} \times 60.000 \text{ MMBtu} \times 72 \text{ meses} = 13,824,000 \text{ US\$}$ .
- Valor en dólares del aceite incremental recuperado:  $2,209,000 \text{ Bls} \times 14 \text{ US\$/Bbl} = 30,906,000 \text{ US\$}$ .
- Ganancia:  $30,906,000 - 13,824,000 = 17,102,000 \text{ US\$}$ .

Obviamente este es un análisis muy superficial pero sirve para dar una idea del beneficio que se obtuvo al tomar esta medida.

#### **2.2.4 Influencia de la inyección sobre la declinación en la producción**

Con el fin de determinar si el incremento en la recuperación de aceite debido al aumento en la cantidad de calor que se inyectó a los campos, influyó la declinación en la producción, se puede comparar los coeficientes declinación (D) de ambos escenarios:

$$D (\text{Escenario 1}) = 0.0941 \text{ Efectivo Anual}$$

$D$  (Escenario 2) = 0.0938 Efectivo Anual

Se puede observar que ambas tendencias tienen un índice de declinación similar con esto se descarta que el incremento en la producción sea un fenómeno pasajero, ya que si fuera así el coeficiente de declinación del escenario 1 sería con harta mayor al del escenario 2 y las dos curvas tenderían a unirse nuevamente en muy poco tiempo. Esto indica que la inyección masiva de vapor modificó las reservas recuperables de los dos campos de una forma considerable al inyectarle mayor cantidad de calor al yacimiento aumentando la temperatura y por lo tanto la producción de aceite.

### **2.2.5 Historia del Comportamiento del BS&W a través del Tiempo**

El comportamiento del BS&W en el campo ha dependido principalmente de dos factores que son:

- La presencia de un acuífero activo hacia la parte sur oriental del yacimiento que a medida que se produce el crudo ha ido invadiendo las zonas productoras del campo.
- Y la inyección de vapor que al ceder el calor al yacimiento se condensa en grandes cantidades de agua y sale a superficie nuevamente junto al crudo producido.

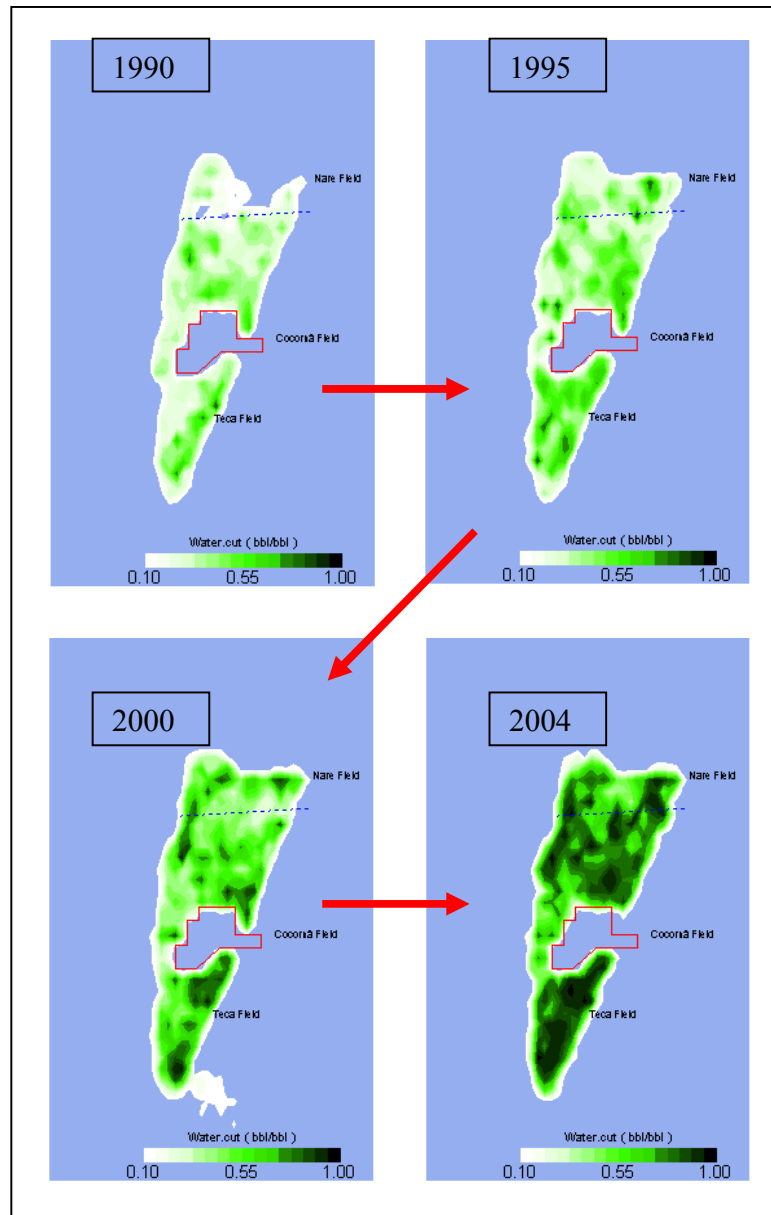


Figura 2.7 - Avance del frente de agua a través del tiempo

Fuente: El autor.

El incremento en el BS&W debido a la inyección de vapor es pasajero. Inmediatamente después de que un pozo es inyectado alcanza un BS&W superior al 90% que va disminuyendo hasta que el pozo produce la mayoría del agua que le fue inyectada y recupera los niveles que tendría si no se hubiera inyectado. Este proceso dura aproximadamente seis meses y es una

de las razones por las cuales es recomendable inyectar un pozo con intervalos superiores a este tiempo para que no se acumule agua en las zonas productoras y entorpezca la producción de aceite.

Por el contrario, el incremento en el corte de agua debido al aporte del acuífero si es un fenómeno difícil de controlar, los niveles de BS&W se han aumentado enormemente durante los últimos años. Y el agua ha ido invadiendo el yacimiento desde el sur oriente hacia el norte paulatinamente.

Aunque directamente la inyección de vapor no afecta este fenómeno, el flujo de vapor y la misma producción, han ido creando canales de flujo preferencial al agua que han favorecido la invasión del acuífero hacia las zonas productoras. Ver figura 2.7.

El agua producida proveniente del vapor inyectado se diferencia del agua de formación en su composición química, mientras que el agua inyectada en forma de vapor es dulce, el agua de formación tiene una concentración de cloruros superior a las 10.000 ppm.

### **2.3 DEFINICIÓN DE LA CURVA DE DECLINACIÓN EN FRÍO PARA TODO EL CAMPO**

Utilizando la misma curva de producción diaria promedio por pozo, se procederá a definir una curva de producción en frío sobre la que se pueda calcular las ganancias debidas a la inyección de vapor. Para este fin se utiliza la parte de la curva que corresponde al periodo en que aun no se instalaban los generadores y por lo tanto el campo produjo sin estimulación termica. Este periodo abarca desde principios de 1982 hasta mediados de 1983.

Utilizando la herramienta de Análisis de Curvas de Declinación de OFM y usando las curvas tipo de Fetkovich.

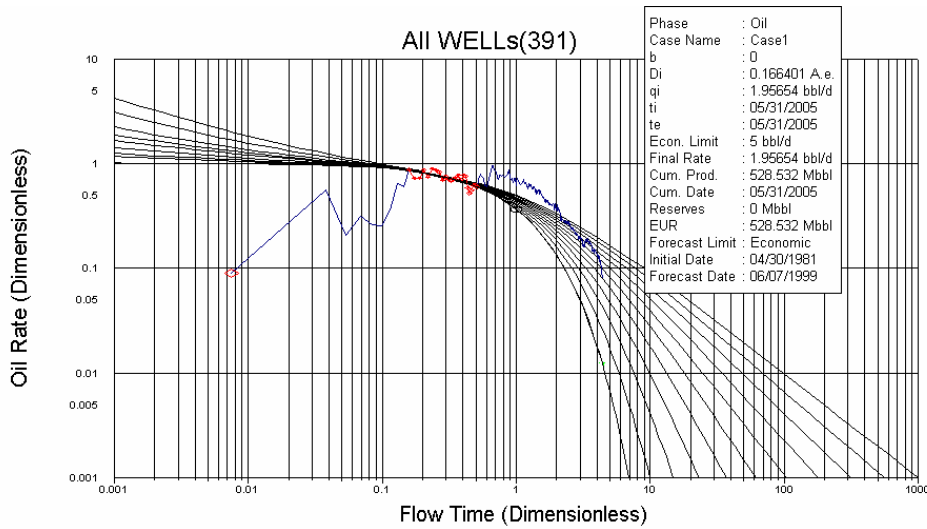


Figura 2.8 – Ajuste de la producción en frío a las curvas tipo de Fetkovich

Fuente: El autor.

En rojo se muestran los puntos que fueron utilizados para el análisis. La idea es ajustar estos puntos con alguna de las curvas tipo que pertenecen en su parte baja a las diferentes tipos de declinación definidos por Arps. De izquierda a derecha, la primera curva representa una declinación exponencial, las siguientes menos la última, representan una hiperbólica y la que se encuentra en el extremo derecho representa una declinación armónica.

Se observa que los datos que se utilizaron (en rojo) y que corresponden a la producción en frío de todo el campo se ajustan a las curvas en una zona donde todas las tendencias se unen y por lo tanto es imposible determinar que tipo de declinación seguiría la producción. Si se puede determinar en cambio que inicialmente el campo tuvo una declinación de aproximadamente el 16% efectivo anual. También se pueden descartar los tipos de declinación armónica e hiperbólico con un coeficiente exponencial  $(b) > 0.4$ , por que significaría que la producción actual que se da en caliente sería menor que la producción que se tendría si no se inyectara con vapor. Los rangos en la predicción de ambas curvas son bastante grandes, mientras que para una hiperbólica con coeficiente de 0.4 la producción actual en frío estaría en 10.2

BOPD y tendría una declinación inicial de 67%/año, mientras que con una declinación exponencial se tendrían apenas 2 BOPD en frío y una declinación del 16% efectivo anual. En el siguiente capítulo se mostrará como el departamento de yacimientos llegó a una curva de producción en frío que se ajusta muy bien al comportamiento de los pozos.

### 3. EVALUACIÓN POR POZOS

En el capítulo anterior se dio una mirada general al estado del campo. Esta observación sin embargo fue bastante global y no profundizó en las causas que han llevado a que el campo se comporte una manera determinada.

Con este fin, se presentará en este capítulo un muestreo por medio de 7 ejemplos de los principales fenómenos y características que presenta el campo y sus pozos, para posteriormente hacer las recomendaciones del caso.

Los pozos que se escogieron y la principal característica o fenómeno que representa se muestran a continuación:

- **Pozo Teca A:** Cerrado por bajo potencial y/o alto corte de agua.
- **Pozo Teca B:** Cerrado en las arenas de la Zona B y Zona A inferior y actualmente produciendo por las arenas de la Zona A superior.
- **Pozo Teca C:** Se le cambió el Sistema de Levantamiento Artificial, antes producía por medio de Bombeo Mecánico, desde enero de 2005 produce por medio de Bombeo por Cavidades Progresivas.
- **Pozo Teca C:** Cerrado debido a problemas de arenamiento.
- **Pozo Teca D:** Se le efectuó un trabajo de reacondicionamiento debido a que presentaba daño en el "Liner" ranurado.
- **Pozo Nare A:** Esta catalogado como "No Inyectable" ya que las respuestas en los últimos ciclos de inyección han sido pobres.

- **Pozo Nare B:** Pozo en condiciones de seguirle inyectando vapor tanto técnica como económicamente.
- **Pozo Nare C:** Pozo exploratorio, su producción está levemente afectada por la estimulación con vapor.

### **3.1 INFORMACIÓN UTILIZADA**

A lo largo de su historia, en los Campos Teca y Nare Sur se ha ido adquiriendo información ya sea como reportes de las principales operaciones realizadas a los pozos y al campo en general y también las diferentes herramientas de diagnóstico. A continuación se describirá las fuentes de información que fueron utilizadas para este estudio.

#### **3.1.1 Archivo por Pozo “Well File”.**

En él se almacena información general del pozo, como es el Estado Mecánico después de perforado el pozo, coordenadas geográficas, Prueba Oficial de Completamiento, y las pruebas o estudios a las que ha sido sometido, así mismo se archiva material gráfico referente a cada pozo como puede ser las fotografías de los bloques de impresión que se le han tomado.

#### **3.1.2 Historia de Producción**

En la base de datos archivada en OFM se encuentra la producción actualizada y detallada por cada pozo durante toda su historia de producción, esta proviene de la liquidación de las Formas 9 que se entregan para el Ministerio de Minas y se da en forma de producción mensual tanto de Aceite, Agua y Gas.

#### **3.1.3 Ciclos de Inyección**

También archivada en OFM se puede contar con todos los ciclos de inyección realizados a los pozos. En estas tablas se muestran: 1. La fecha en que se

inicio y finalizo la inyección de vapor para cada ciclo; 2. La cantidad de agua en forma de vapor que fue inyectada; 3. La calidad del vapor en el generador; 4. La presión y temperatura promedias en cabeza de pozo que se tuvo durante la inyección; 5. La cantidad de calor que tiene el vapor a la salida del generador.

#### **3.1.4 Historia de Servicios a Pozo y Workover**

En un libro llamado "Tour Report" se almacena la información detallada de las actividades y procedimientos efectuados durante los trabajos de perforación, "workover" y servicios a los pozos. De estos podemos obtener el nivel de arenas depositado en el fondo, los principales problemas operacionales que ha tenido, la frecuencia con que ha requerido servicios, y cambios en el estado mecánico de los pozos.

#### **3.1.5 Pruebas de Producción**

Cada prueba de producción es almacenada en el llamado libro de bombas. La información aquí disponible es: Producción diaria de aceite y agua, BS&W, Contenido de sal (en muy raras ocasiones se hace), Producción diaria de gas (se determina por una relación gas aceite promedio no se efectúan mediciones directas), los golpes por minuto y la longitud de la carrera con que esta trabajando la unidad de bombeo, la presión y temperatura en cabeza de pozo para la fecha en que se realizo la prueba. Esta información es esporádica, es decir, no se efectúa con una regularidad determinada, se procura eso si tener por lo menos una prueba por cada pozo cada mes.

#### **3.1.6 Dinagramas**

Cada determinado tiempo (dos semanas) y cuando sea necesario se toman dinagramas a cada pozo estos se conservan archivados y un resumen de los principales datos generados a partir de ellos se ingresan a la base de datos.

### **3.1.7 Registros**

Durante la perforación se corren registros entre los que podemos mencionar los siguientes: CBL para verificar la calidad de la cementación, GammaRay, con el fin de determinar la litología de la formación, resistivo y de potencial espontáneo.

### **3.1.8 Pruebas de presión y temperatura**

Periódicamente se están realizando pruebas de presión a los pozos, con ellas se puede determinar la permeabilidad, factor de daño, presión del yacimiento, presión y temperatura de fondo de pozo, perfiles de temperatura.

## **3.2 POZO TECA A**

Para la presente evaluación, se escogió el Pozo Teca A, considerando los siguientes aspectos:

Pozo cerrado: En el momento es un pozo representativo del estado de 75 pozos en los dos campos que han sido sacados de producción debido a su bajo potencial petrolífero y al alto corte de agua, por lo que es económicamente favorable utilizar parte de su infraestructura en proyectos más rentables (como el desarrollo de nuevos campos). Sin embargo se está a la espera de decisiones para definir su estado final. Entre estas opciones están las de abandonar definitivamente el pozo, dejarlo produciendo en frío, en este caso se tiene que definir con que sistema de levantamiento se va a producir el pozo ya sea Bombeo Mecánico o Cavidades Progresivas, o por último continuar con la inyección de vapor cíclica.

Pozo con un extenso periodo de no inyección (frío), por lo tanto se le puede analizar con mayor criterio el comportamiento que tuvo durante esta etapa.

Pozo posiblemente por debajo del punto de equilibrio económico.

### **3.2.1 Información General del Pozo**

El Pozo Teca A, fue perforado verticalmente en julio 1990 a una profundidad total de 2555'. Se encuentra localizado hacia la parte sur de la llamada zona centro del campo. Fue completado con el mismo diseño que generalmente se utiliza en estos campos y que se explicó en un capítulo anterior. Se encuentran abiertas a producción las arenas de la Zona B y Zona A inferior y se descartaron quedando cubiertas por el revestimiento las arenas de la Zona A superior. Se completó oficialmente en agosto de 1990 produciendo 60 BFPD (barriles de fluido por día), 52 BOPD (barriles de aceite por día), 18%

BS&W (agua y sedimentos), 5.5 GPM (golpes por minuto), 88" de carrera de la unidad de bombeo.

La producción promedia durante los últimos meses antes del cierre fue de 4.73 BOPD con un 87% de BS&W.

### **3.2.2 Análisis Operacional**

El primer ciclo de inyección se efectuó en octubre de 1990, a través del anular (revestimiento-tubería de producción), aplicando 35 MMBtu/pie de arena neta abierta a producción, de acuerdo con la recomendación dada por yacimientos en aquella época en septiembre de 1991 fue inyectado nuevamente utilizando más calor (56 MMBtu/pie). El Pozo fue intervenido por el equipo varillero para efectuarle cambio de pistón. En marzo de 1992, se efectuó el tercer ciclo de inyección. Adicionalmente, el pozo fue intervenido por el equipo varillero 7 veces (la bomba de subsuelo se subió a 2165') en un lapso de 7 meses para efectuarle cambio de pistón (5), varillas partidas (1) y cambio de bomba completa (1). El ciclo #4 se llevo a cabo en enero de 1993. Al pozo se le cambió la bomba completa en noviembre de ese mismo año. El ciclo #5 se llevó a cabo en febrero de 1994 y no se inyectó por 4 años, en este lapso de tiempo el pozo fue intervenido por el equipo de servicios para cambiarle el barril una vez por año y adicionalmente por una rotura de varillas. En el servicio de octubre de 1997, se redujo el tamaño del pistón de la bomba a 2-1/4", puesto que el volumen de fluido que aportaba el pozo se había reducido.

Durante los servicios de cambio de barril efectuados entre 1992 y 1998 se le verificó fondo al pozo encontrando rellenos de arena que oscilaban entre 20" (nov-1993) hasta 39' (junio-98). Por tal razón, la bomba de subsuelo se subía o se bajaba de acuerdo con la arena encontrada dentro del pozo para mantener un "bolsillo" de más de 100' pies con el tope del "relleno".

Con base en evaluaciones efectuadas en el Campo, la técnica de inyectar vapor a través del anular se varió por la de inyectarlo a través de la tubería de producción, aduciendo que las pérdidas de calor eran menores con esta segunda práctica. El ciclo #6 de inyección se efectuó entonces aplicando esta técnica y el pozo fue estimulado en febrero de 1998, inyectando 70 MM Btu/pie de calor. Tuvo una duración de 22 meses entre ciclo y ciclo. En ese lapso de tiempo el pozo fue intervenido por un cambio de pistón y una rotura de varillas. En noviembre de 1999, el pozo se inyectó nuevamente aplicando 69 MM Btu/pie. Fue intervenido para cambiar el barril y por dos roturas de varillas. En septiembre de 2000, se estimuló nuevamente el Pozo en su ciclo 8, inyectando 45 MM Btu/pie, el pozo fue intervenido en tres ocasiones por rotura de varillas.

Efectuando un análisis de la frecuencia de la rotura de varillas, se puede observar que estas han ocurrido tiempo después de que el Pozo recupera su condición fría posterior a la estimulación con vapor, y que la unidad de bombeo operaba por encima de los 5 golpes/minuto. Para obviar el inconveniente, se instalaba un reductor para disminuir los golpes de fluido y por ende los esfuerzos que la sarta ejerce en su movimiento.

Finalmente, el pozo fue estimulado en su ciclo 9 en noviembre de 2001 y la respuesta fue aun menor que la de los ciclos anteriores. De esa época a la fecha de su cierre solamente se le cambio 2 veces barril y se le verificó el fondo mostrando 41' de relleno. Debido a que los recobros de aceite de los últimos ciclos no fueron satisfactorios y que el corte de agua se aumentó considerablemente, se suspendieron las inyecciones con vapor en este pozo.

A partir del ciclo 7 el corte de agua del pozo se fue incrementando paulatinamente hasta alcanzar los niveles que tenía al momento del cierre, superiores al 80%.

### **3.2.3 Estado Mecánico del Pozo**

Durante su historia de producción, no se han detectado fallas en el Revestimiento ni en el "Liner". Los rellenos encontrados durante los servicios son producto del deterioro normal de la grava sometida a los continuos ciclos de inyección de vapor que permiten el aporte de arena al hueco. El último chequeo de fondo realizado en julio de 2002 muestra que el tope del relleno se encontraba a 2256' (41' del fondo del "Liner"). El último intervalo productor se encuentra entre 2244' y 2259', el cual no se ve mayormente afectado para el aporte de los fluidos al hueco (le quita 3' de arenas netas).

### **3.2.4 Sistema de Levantamiento**

El Pozo Teca Al momento del cierre tenía instalada una unidad bombeo Lufkin M 456-256-144 con motor Sargent 4. La bomba de subsuelo era una tipo THM de 2-7/8"x2-1/4"x16'. La cual es accionada por varillas de 7/8" que tiene en su extremo un pistón, el cual hace la función de un embolo al entrar dentro del barril y succionar los fluidos del hueco. Como se dijo anteriormente la unidad trabaja a 7 golpes por minuto después de que se inyecta el pozo para aprovechar la fluidez de los fluidos por efecto de la temperatura, y cuando retorna a su temperatura normal se habilita el reductor para disminuir los golpes a 3 y evitar así el golpe de fluido y los esfuerzos en las varillas.

### 3.2.5 Información de Yacimientos

- **Modelo petrofísico Campos Teca y Nare**

Para el cálculo de la porosidad efectiva y la saturación de agua, se utilizó un modelo petrofísico generado por Texaco en febrero de 1993, el cual utiliza como datos de entrada los registros Neutron, Densidad e Inducción.

#### **Volumen de arcilla:**

$$VCI = \frac{PHIN - PHID}{PHIN_{Cl} - PHID_{Cl}}$$

$$PHID_{Cl} = \frac{RHOM - RHOB}{RHOH - RHOF}$$

En donde:

RHOB = Leído del Registro Densidad (gr/cc)

RHOM = 2.65 gr/cc (arenisca)

RHOF = 1.0 gr/cc

Para arcillas se definieron como valores:

PHIN<sub>Cl</sub> = 0.52 fracción

PHOB<sub>Cl</sub> = 2.60 gr/cc

#### **Porosidad Efectiva:**

$$PHINE = PHIN - VCI * PHIN_{Cl}$$

$$PHIDE = PHID - VCL * PHID_{Cl}$$

En donde:

PHINE = Porosidad efectiva del registro Neutrón

PHIDE = Porosidad efectiva del registro Densidad

PHIN = Lectura del registro Neutrón (Unidades de arena)

PHID = Porosidad del registro Densidad

VCL = Volumen arcilla

PHIN<sub>Cl</sub> = Respuesta del registro Neutrón a las arcillas

PHID<sub>Cl</sub> = Respuesta del registro Densidad a las arcillas

$$PHIE = \frac{PHID * PHIN_{Cl} - PHIN * PHID_{Cl}}{PHIN_{CL} - PHID_{CL}}$$

PHIE esta limitado a 0.35 con miras a tomar en cuenta el efecto del tamaño del hueco (Si PHIE > 0.35 entonces PHIE = 0.35)

### **Resistividad del agua de Formación (Rw)**

Se utiliza como base, las lecturas de resistividad tomadas a diferentes profundidades en el pozo Gaviota-1.

Rw @ 1700 ft = 0.25 ohm

Rw @ 2400 ft = 0.14 ohm

Igualmente se assume una relacion lineal entre la resistividad del agua de formacion y la profundidad. Esto significa:

$$Rw = 0.517 - 0.00001575 D \text{ (D=Profundidad media intervalo)}$$

### **Saturación de agua (Sw)**

Considerando areanas arcillosas, se utiliza la ecuación de Simandoux Modificada:

$$\frac{1}{Rt} = \frac{PHIE^m * Sw^N}{a * Rw} + \frac{VCL * Sw}{R_{CL}}$$

donde,

a = 0.62

m = 2.15

$$n = 2.0$$

Para  $n = 2$  se resuelve para  $S_w$  como una ecuación cuadrática.

$$BVW = PHIE * SWE \text{ (Bulk volume of water)}$$

### **“Cut Off”**

Se considera “pay” toda zona con:

$$SWE > 0.6$$

$$VCL > 0.2^{12}$$

- **Propiedades de Roca y Fluidos**

Es importante resaltar en este punto, que no se pretende hacer una interpretación petrofísica detallada, sino un cálculo con valores promedios por zonas. Igualmente para efectos de esta evaluación, se tomará un promedio por pozo, sin discriminar entre zonas A y B.

Para la definición del espesor neto, se toma como zonas petrolíferas, aquellas con un valor de resistividad igual o mayor a 7 ohm-m y deflexiones del SP mayores a 10 mv. Igualmente solamente se considerarán para la evaluación de la inyección de vapor aquellas zonas que se encuentren por debajo del zapato del revestimiento de superficie. En el cálculo del OOIP, se considerará el espesor petrolífero total.

En la tabla, se muestran los resultados de los cálculos para el caso particular del Pozo Teca A. Los valores promedios de porosidad efectiva, saturación de agua y espesores se presentan a continuación:

Arenas Totales:

$$\Phi_e = 24.8\% \text{ (Porosidad efectiva promedia)}$$

$$S_w = 36.6\% \text{ (Saturación de agua promedia)}$$

$h_T = 245$  (Espesor neto petrolífero área de drenaje del pozo)

Arenas abiertas a producción:

$\Phi_e = 23.7\%$  (Porosidad efectiva promedia 178 pies abiertos)

$S_w = 36.2\%$  (Saturación de agua promedia 178 pies abiertos)

$h_e = 178$  (Espesor neto petrolífero sometido a inyección de vapor)

Para efectos de este estudio se utilizará un factor volumétrico del petróleo de 1.038 bl/STB, a condiciones de yacimiento.

**CALCULO PROPIEDADES PETROFISICAS A PARTIR DE REGISTROS  
POZO TECA 359**

Intervalo		D prom.	h neto	Lectura registros			Rw	PHID	PHIN	Vcl	$\Phi_e$	Sw
Topo	Base			R <sub>t</sub>	$\Phi_N$	pb						
1510	1519	1514.5	9	15	0.34	2.24	0.279	0.248	0.34	0.19	0.243	0.403
1536	1542	1539.0	6	15	0.36	2.15	0.275	0.303	0.36	0.12	0.300	0.354
1554	1558	1556.0	4	13	0.33	2.19	0.273	0.279	0.33	0.10	0.276	0.417
1562	1566	1564.0	4	13	0.36	2.23	0.271	0.255	0.36	0.22	0.248	0.416
1578	1583	1580.5	5	9	0.33	2.22	0.269	0.261	0.33	0.14	0.256	0.528
1606	1614	1610.0	8	11	0.31	2.22	0.264	0.261	0.31	0.09	0.258	0.485
1617	1624	1620.5	7	20	0.37	2.18	0.262	0.285	0.37	0.17	0.280	0.298
1626	1640	1633.0	14	46	0.42	2.08	0.261	0.345	0.42	0.15	0.341	0.156
1649	1652	1650.5	3	7	0.39	2.21	0.258	0.267	0.39	0.25	0.259	0.549
1656	1663	1659.5	7	8	0.39	2.22	0.256	0.261	0.39	0.26	0.253	0.514
1678	1689	1683.5	11	17	0.35	2.22	0.253	0.261	0.35	0.19	0.255	0.344
1692	1695	1693.5	3	13	0.38	2.18	0.251	0.285	0.38	0.20	0.279	0.368
1699	1706	1702.5	7	20	0.35	2.15	0.250	0.303	0.35	0.09	0.300	0.295
1742	1755	1748.5	13	20	0.26	2.27	0.242	0.230	0.26	0.06	0.229	0.396
1768	1775	1771.5	7	13	0.28	2.25	0.239	0.242	0.28	0.07	0.240	0.464
1781	1793	1787.0	12	20	0.26	2.25	0.236	0.242	0.26	0.04	0.241	0.376
1800	1808	1804.0	8	20	0.29	2.21	0.234	0.267	0.29	0.05	0.265	0.337
1821	1828	1824.5	7	18	0.27	2.20	0.230	0.273	0.27	-0.01	0.273	0.362
1840	1845	1842.5	5	13	0.30	2.26	0.228	0.236	0.30	0.13	0.232	0.443
1865	1874	1869.5	9	8	0.26	2.26	0.223	0.236	0.26	0.05	0.235	0.603
2064	2068	2066.0	4	14	0.33	2.27	0.192	0.230	0.33	0.20	0.224	0.382
2081	2088	2084.5	7	25	0.28	2.21	0.190	0.267	0.28	0.02	0.266	0.279
2093	2101	2097.0	8	17	0.29	2.24	0.188	0.248	0.29	0.09	0.246	0.345
2118	2127	2122.5	9	19	0.32	2.15	0.184	0.303	0.32	0.04	0.302	0.273
2132	2139	2135.5	7	24	0.21	2.30	0.182	0.212	0.21	0.00	0.212	0.364
2150	2154	2152.0	4	8	0.28	2.26	0.179	0.236	0.28	0.08	0.234	0.533
2159	2165	2162.0	6	9	0.24	2.29	0.177	0.218	0.24	0.04	0.217	0.553
2174	2181	2177.5	7	10	0.29	2.25	0.175	0.242	0.29	0.09	0.240	0.454
2190	2196	2193.0	6	12	0.24	2.30	0.173	0.212	0.24	0.06	0.210	0.478
2217	2228	2222.5	11	45	0.27	2.30	0.168	0.212	0.27	0.11	0.209	0.215
2232	2244	2238.0	12	50	0.31	2.35	0.165	0.182	0.31	0.27	0.174	0.174
2244	2259	2251.5	15	17	0.38	2.30	0.163	0.212	0.38	0.33	0.202	0.306

$h_e =$	178
$h_T =$	245

$\Phi_{NClay}$	0.52	
$\Phi_{DClay}$	2.60	0.030
$\rho_m$	2.65 gr/cc	
$\rho_f$	1.00 gr/cc	

$\Phi_e$ promedia =	0.248
Sw promedia =	0.366

**Tabla 3.1 Cálculo de propiedades petrofísicas a partir de registros**

Fuente: Departamento de yacimientos Teca.

- **Área de Drenaje**

Considerando que durante el desarrollo del campo y debido a diversas campañas de perforación se han tenido espaciamientos entre 20 y 5 acres, para la presente evaluación se definió que se utilizará un espaciamiento de 5 acres.

### 3.2.6 Petróleo Original "In Situ"

Una vez obtenidos todos los parámetros de yacimientos, en el área de influencia del Pozo Teca A, el OOIP para el espesor total se calculó de la siguiente manera:

$$\text{OOIP} = \frac{7758 * A * h_T * \Phi_e * (1 - S_w)}{\beta_e}$$

$$\text{OOIP} = \frac{7758 * 5 * 245 * 0.248 * (1 - 0.366)}{1.038}$$

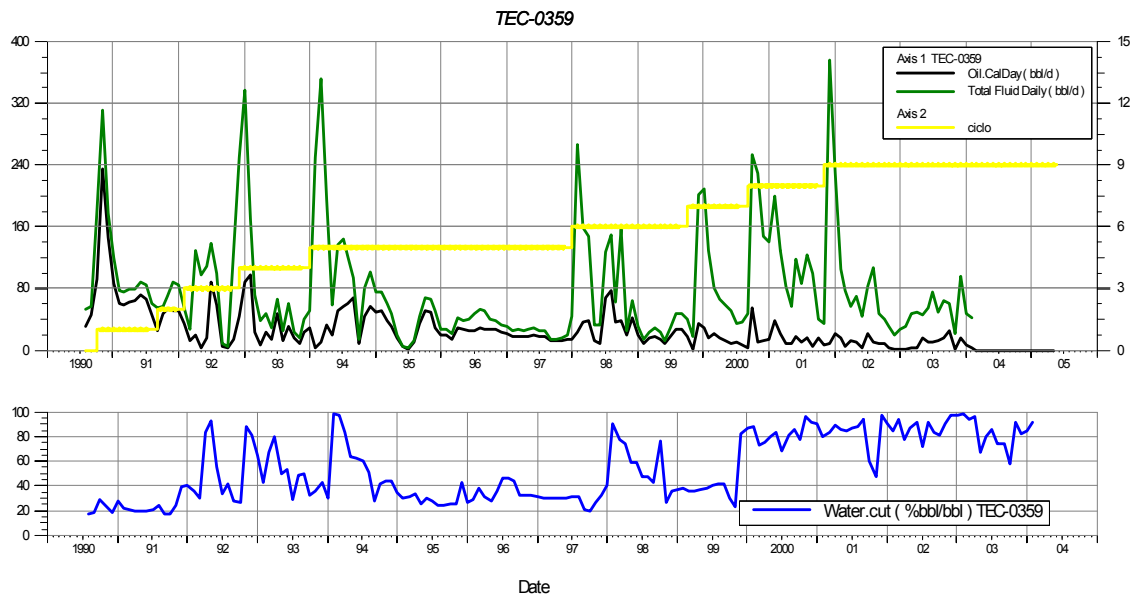
$$\text{OOIP} = 1.445 \text{ MMSTB}$$

### 3.2.7 Historia de Producción de Fluidos

El Pozo Teca A fue completado oficialmente con una producción de 52 bls de aceite por día y 18% de BS&W en agosto de 1990.

La historia de producción de petróleo, agua y gas se obtuvo de la Base de datos OFM, la cual contiene dicha información desde el inicio de la producción hasta la fecha. Esta información presenta la producción total por periodo, sin discriminar, que es frío ni que proviene como resultado de la inyección de vapor.

A continuación se presenta en una grafica la historia total de producción de fluidos.



**Figura 3.1 - Historia de producción y ciclos de inyección Pozo Teca A**

Fuente: El autor

De acuerdo con esta base de datos, a Enero 1 de 2004 fecha en que fue cerrado el pozo se habían producido un total de 137,7 MBl, lo cual corresponde al 9,5% del OOIP calculado para este pozo.

La producción promedia durante el último año antes del cierre fue de 10,76 BOPD y en la última prueba de producción registró una producción de 2 BOPD con un BS&W del 95%.

En la siguiente figura se puede observar la historia de producción de fluidos un año antes del cierre.

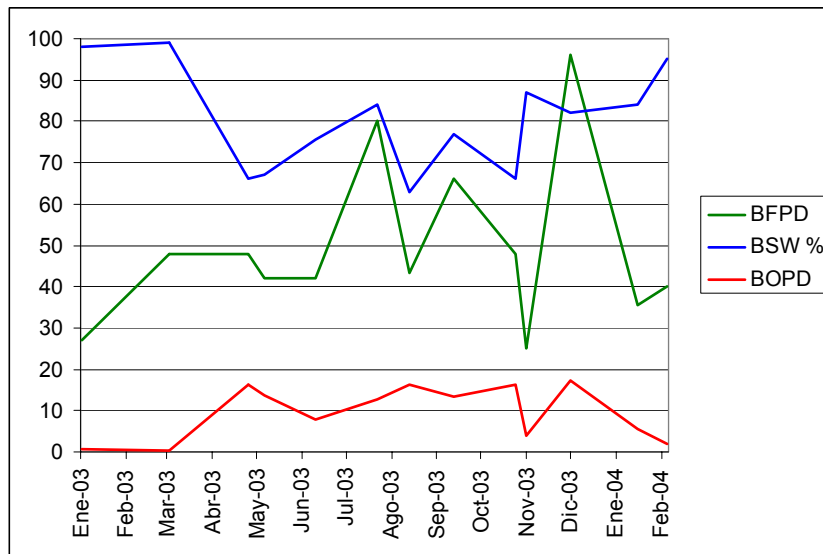


Figura 3.2 – Últimas pruebas de producción Pozo Teca A

Fuente: El autor.

Como se puede observar en la figura el pozo no muestra una clara tendencia que nos permita extrapolar con certeza y exactitud la producción futura, por ejemplo este pozo presento en los meses intermedios del año analizado, una producción que estuvo casi siempre por encima de 10 BOPD, sin embargo, en los meses que precedieron al cierre, la producción cayo a niveles inferiores a los 5 BOPD. No se puede atribuir esta caída a la declinación normal en la producción ya que la curva de declinación general no es tan pronunciada, además, en otras ocasiones, como en los primeros meses que se muestran en la gráfica, tuvo producciones menores a 2 BOPD. Las causas que pueden ocasionar este comportamiento irregular pueden ser:

- **Fallas en el sistema de levantamiento del pozo:** Tubería rota, necesidad de cambio de bomba completa o pistón.

Este no parece ser el caso para este pozo puesto que precisamente antes de que la producción de aceite cayera, se le había reemplazado el pistón.

- **Influencia de pozos vecinos:**

Cuando se estimulan con vapor pozos cercanos puede ocurrir un fenómeno similar a una inyección con vapor continuo. La inyección de vapor en el pozo vecino, desplaza el aceite hacia los pozos cercanos haciendo que la producción de estos aumente. Para detectar este fenómeno se puede hacer una observación detallada de la temperatura con que se esta produciendo, cuando inexplicablemente aumenta algunos grados, puede ser debido a que el vapor inyectado al otro Pozo Teca Alcanzo a calentar la formación aledaña al pozo en cuestión y por lo tanto la temperatura de los fluidos producidos aumenta. Este síntoma no es tan sencillo de detectar ya que la temperatura no aumenta de una forma considerable y las mediciones cuando no se pone un pozo en producción tienen que hacerse rápido por la gran cantidad de pozos, por ejemplo un pozo que tenga una temperatura de 95 F se reporta como 90 F. Los recorredores de campo que son los encargados de hacer esta medición no tienen el tiempo suficiente para hacer una más detallada.

Entre marzo y diciembre de 2003 el Pozo Teca A tuvo un incremento de este tipo. Su producción aumento aproximadamente 12 BOPD después de haber estado por debajo de 1 BOPD. La explicación mas probable para que haya ocurrido este hecho es la influencia de pozos vecinos ya que como se puede observar en la gráfica, en este periodo, la temperatura en cabeza de Pozo Teca Aumento entre 5 y 15 F por encima de la temperatura que un pozo normalmente tiene cuando se ha disipado todo el calor inyectado (en febrero del mismo año la temperatura ya había caído a su valor mínimo después de la inyección efectuada a principios del año anterior). Las inyecciones de vapor efectuadas en febrero de 2003 de los pozos Teca 12 y Teca 356, en abril, del pozo Teca 358 y en mayo, del Teca 363, todos aledaños al A pudieron favorecer la producción del pozo en cuestión. Además, los pozos que están localizados en la misma zona tuvieron incrementos similares al del Pozo Teca

A. En la siguiente figura se observa un mapa en el que se dibuja, para el sector en que se ubica el Pozo Teca A, la cantidad de calor que se inyecto por pozo en el primer semestre de 2003.

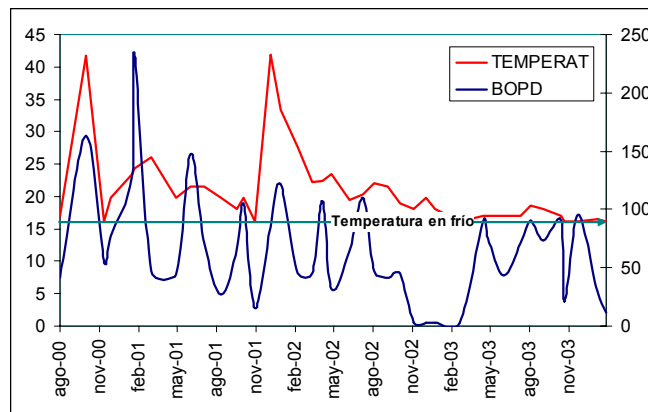


Figura 3.3 - Influencia de la temperatura en cabeza de pozo sobre el comportamiento de la producción.

Fuente: Departamento de producción Teca.

DATE:2003/05

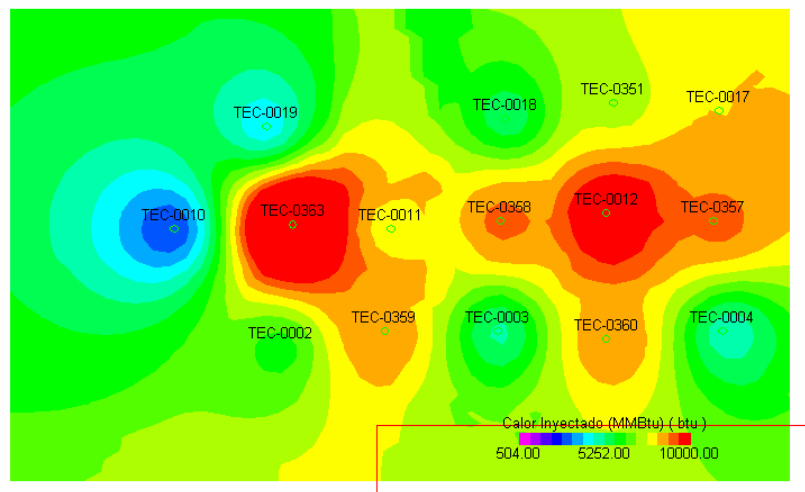


Figura 3.4 - Mapa del calor promedio inyectado durante el primer semestre de 2003

Fuente: Departamento de producción Teca.

### 3.2.8 Definición de la curva de producción

Con el fin de determinar una ecuación de declinación representativa de la historia reciente de producción y teniendo en cuenta que este pozo se dejó de

inyectar, y la influencia de inyecciones en pozos vecinos es esporádica, se debe definir una curva de declinación que no tenga en cuenta efectos térmicos, para esto se traza la mejor línea que pase a través de los picos bajos en la curva de producción, que son las tasas a las que llega el pozo en los periodos en que la formación esta fría. Utilizando la herramienta de curvas de declinación de OFM se obtiene:

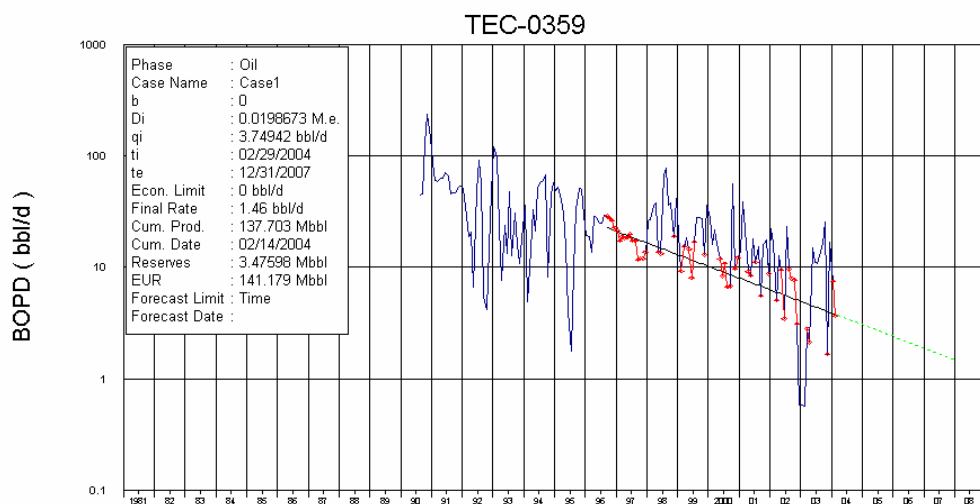


Figura 3.5 – Análisis de declinación para definir la curva de producción actual Pozo Teca A

Fuente: Departamento de producción Teca.

Por lo tanto la curva de declinación para este pozo produciendo en frío, quedaría así:

$$q = 3.75e^{-0.0199.t}$$

donde:

- q: Tasa de producción de aceite en Bls/día.
- t: Tiempo en meses contados a partir de febrero de 2004.
- D: Coeficiente de declinación = 0.0200673 Efectivo Mensual.
- qi: Tasa de producción inicial = 3.75 Bls/día.

Esta curva representa el comportamiento promedio del pozo durante su historia reciente por lo que se utilizara posteriormente para pronósticos de producción en la evaluación económica.

### **3.2.9 Historia de Inyección de Vapor**

La historia de inyección de vapor, es decir fechas de los diferentes ciclos de inyección, duración de los ciclos, cantidad de calor inyectado, entre otras, se encuentra consignada en la Forma 15CR, reportada al Ministerio de Minas y Energía. A pesar de que en esta forma se reporta una producción incremental correspondiente a la estimulación por vapor, la presente evaluación asume una nueva curva en frío, como se indicará más adelante, y por tanto se hará un nuevo cálculo de los incrementales por efecto térmico.

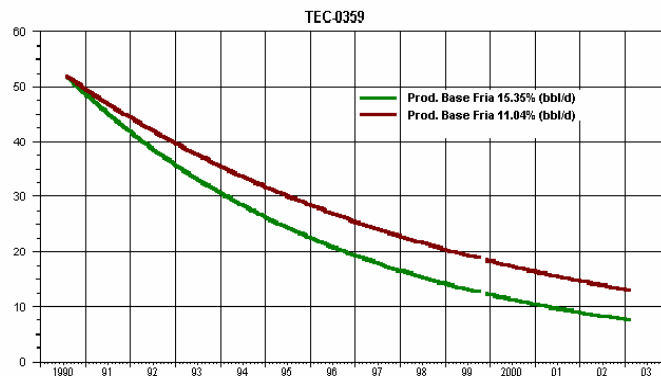
### **3.2.10 Curva de Producción en Frío**

Históricamente se ha utilizado para calcular la curva de producción en frío para cada pozo, la producción reportada en la prueba oficial de completamiento y una declinación efectiva anual de 11.04% para todos los pozos. Una vez revisada la información, se encontraron las siguientes situaciones:

Las producciones reportadas en Forma-9, durante el periodo inicial de producción (en frío) de los pozos en la mayoría de los casos no corresponden a las producciones reportadas en las pruebas oficiales de completamiento. Esta situación se explica por cuanto normalmente las condiciones operacionales bajo las cuales se efectúan las mencionadas pruebas de completamiento son diferentes a las utilizadas durante las pruebas regulares a batería. Considerando esta situación, para la presente evaluación se definió que se validaría para cada pozo la producción inicial en frío.

En el caso específico del Pozo Teca A se tiene  $q_i = 52$  BOPD con 18% BS&W. Este valor modifica ligeramente el utilizado anteriormente que era de 50 BOPD y 20% de BS&W. La decisión de realizar esta revisión tuvo su base en la situación que algunos pozos están reportando incrementales por inyección de vapor en fechas anteriores al inicio de inyección de vapor.

En segundo lugar, se consideró relevante el validar la declinación de 11.04% utilizada en forma generalizada para el cálculo de la curva de producción en frío, base para el cálculo de las ganancias por inyección de vapor. Para realizar esta tarea, se seleccionaron pozos que hubieran estado durante un periodo suficientemente representativo produciendo en frío. El valor de la mediana de los valores encontrados para los tres grupos y para el total de pozos analizados fue de 15.35%, valor superior al valor de 11.04 % utilizado históricamente. En la figura 3.6 para efectos de comparación, se presenta tanto la curva de producción en frío con una declinación de 15.35% como la anteriormente utilizada de 11.04%.



**Figura 3.6 - Comparación de las curvas de producción según el coeficiente de declinación**

Fuente: Departamento de Yacimientos Teca.

Finalmente, la sección de Yacimientos de la Empresa, después de efectuar un análisis concienzudo sobre el tema, propuso una nueva curva de declinación, utilizando para ello una declinación de tipo armónico, equivalente a una serie

de declinaciones exponenciales con diferentes coeficientes de declinación que varían según el tiempo que haya estado produciendo así:

Coeficiente de Declinación Nominal Mensual	6.30%	2.17%	1.32%	0.78%	0.51%
Meses Produciendo	18	42	78	450	>

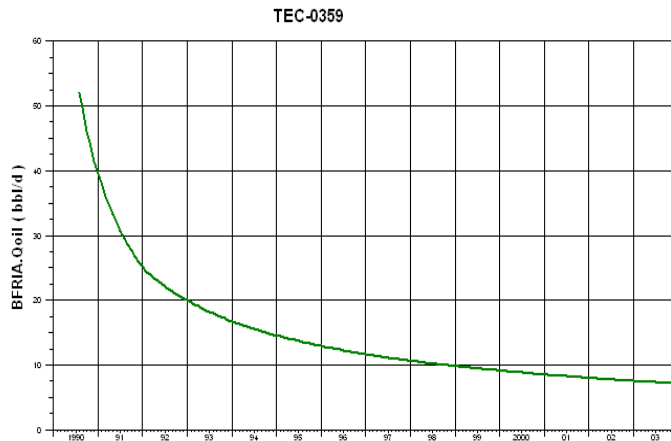


Figura 3.7 - Curva definitiva de producción en frío

Fuente: El autor.

### 3.2.11 Ciclos de Inyección

Con base en la información antes mencionada, en la Tabla-3 se resume toda la información de los nueve (9) ciclos de inyección realizados en el Pozo Teca A. Esta información incluye, fechas de realización, volumen de vapor inyectado, cantidad de calor inyectado, calidad del vapor inyectado, temperatura y presión, espesor neto efectivo estimulado, calor inyectado por pie de formación y ganancias relacionadas con cada ciclo.

Ciclo	Duración del ciclo	Duración		Calor inyectado (MMBTU)	Presión Promedio (Psi)	Temperatura Promedio (F)	Agua Inyectada (Bbl)	Calidad Promedio (%)	Calor/Pie de arena	Aceite		Tipo de Inyección	PIDP* (BOPD)
		Días	Comienzo							Incremental (Bbl)	RPV (Bbl/MMBTU)		
1	335	7.2	10/10/1990	6210	1178	538	16900	78	35	19328	3.11	Anular	57.76
2	183	13	15/09/1991	9961	1004	546	28019	73	56	4532	0.45	Anular	24.83
3	304	9	29/02/1992	10244	1096	552	27915	78	58	4693	0.46	Anular	15.43
4	395	9.7	29/12/1992	9675	1158	550	26351	78	54	8526	0.88	Anular	21.56
5	1430	14.3	26/01/1994	8851	1016	554	25074	71	50	28380	3.21	Anular	19.85
6	639	12.5	17/01/1998	12473	1004	539	33866	78	70	14084	1.13	Tubing	22.05
7	335	17.8	22/10/1999	12300	1049	559	33496	78	69	3893	0.32	Tubing	11.63
8	426	7.5	13/09/2000	20127	1054	564	54155	79	113	5438	0.37	Tubing	12.77
9	1004	9.2	11/11/2001	8832	1053	549	24310	76	50	5389	0.61	Tubing	5.37

Tabla 3.2 - Información de los ciclos de inyección Pozo Teca A

Fuente: El autor.

Los recobros incrementales debidos a la inyección con vapor se calcularon como la diferencia entre la curva real y la curva de producción en frío. El periodo de influencia de cada ciclo se tomó hasta que inicia el siguiente.

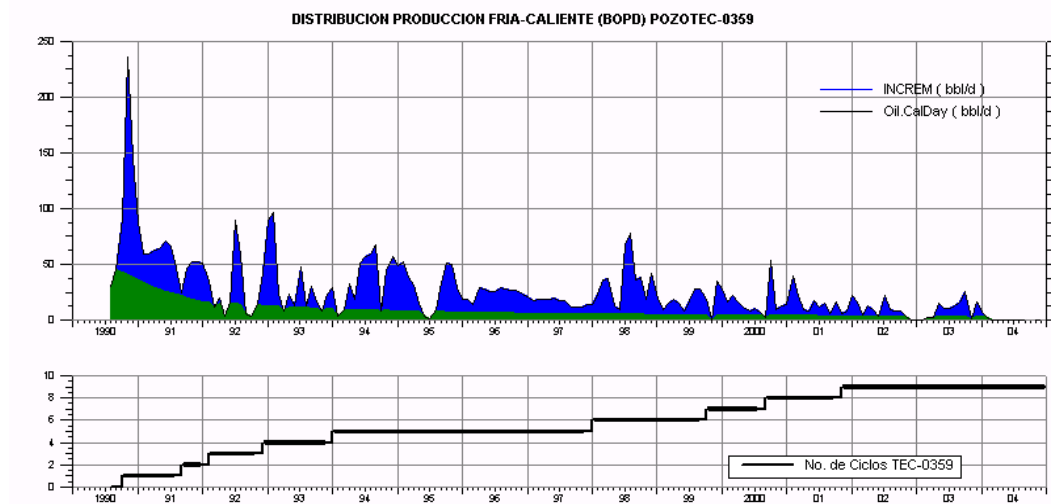


Figura 3.8 - Historia de inyección de vapor y ganancias debidas a la estimulación con vapor

Fuente: El autor.

### 3.2.12 Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor

Los primeros cinco (5) ciclos de inyección se efectuaron a través del anular (Revestimiento-Tubería de Producción), procedimiento que no requería la intervención del equipo varillero. Los ciclos restantes se efectuaron a través de la tubería de producción, en donde era necesario retirar la sarta de varillas y el pistón. Con base en la Tabla-3 anteriormente mencionada, se observa que

la mejor respuesta a la estimulación se presentó en el ciclo # 1, con una ganancia de 19,328 bls netos de crudo y un RPV de 3.11. Para este ciclo se inyectaron 35 MMBTU de calor por pie de arena abierta a producción (6210 MMBTU), con una calidad del 78%, presión de 1,178 psi y una temperatura de 538° F. Para los ciclos restantes cantidad de calor con que se estimuló fue superior pero no así la respuesta.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que aunque según la tabla el ciclo que mejor respuesta tuvo fue el 5, con un recobro adicional de 28,380 BOPD y un RPV de 3.21, esto se debe a que el tiempo de influencia para cada ciclo se esta tomando hasta que inicia el siguiente ciclo de estimulación. Por lo tanto, las ganancias que en realidad se pueden deber a otros factores como la influencia de estimulaciones con vapor en pozos vecinos, se le están atribuyendo a la inyección inicial de vapor en cada ciclo.

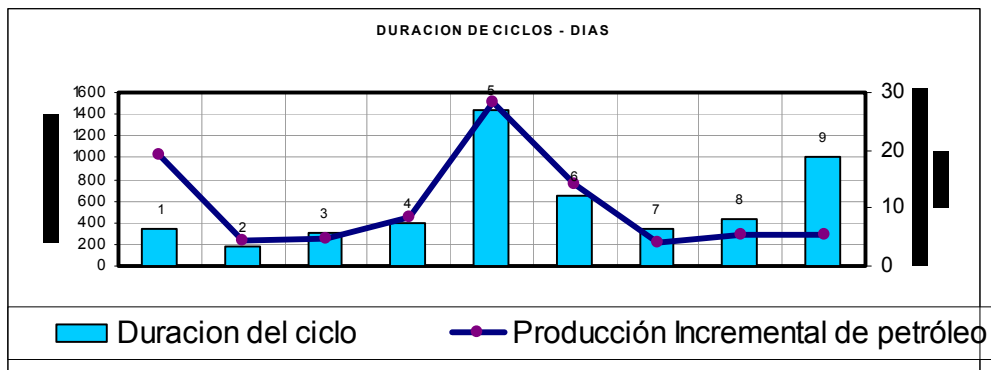
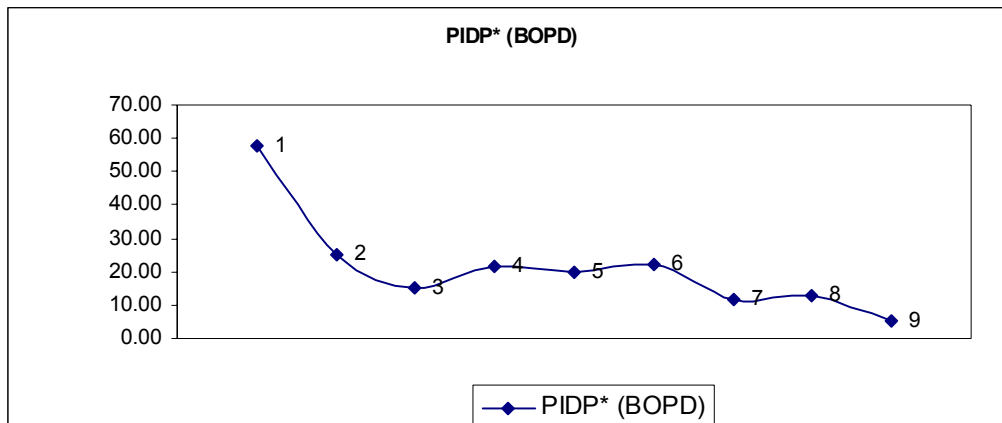


Figura 3.9 - Comparación de la producción incremental con la duración de cada ciclo

Fuente: El autor.

Con el fin de observar de una forma mas clara la influencia de la inyección de cada ciclo sobre el recobro incremental, se tomó la producción incremental promedio por cada periodo entre ciclo y ciclo dividiendo el recobro de aceite incremental sobre el tiempo de duración, en la tabla esta variable es llamada PIPD (producción incremental promedio por día). En la siguiente grafica se muestra el comportamiento de esta variable a través del avance de los ciclos.



**Figura 3.10 - Historia de inyección de vapor y ganancias debidas a la estimulación con vapor**

Fuente: El autor.

Se observa como el recobro incremental disminuye exponencialmente cada vez que se estimula nuevamente el pozo.

Teniendo en cuenta únicamente los primeros 7 meses después del último ciclo de inyección, que se efectuó en Nov de 2001, se obtuvo una ganancia de 1,143 bls de aceite equivalentes a un RPV de 0.13, valor bastante bajo teniendo en cuenta los costos de la generación de vapor. Por tal motivo, el pozo dejó de estimularse y su producción de aceite ha venido decayendo progresivamente con un incremento significativo del BS&W, hasta llegar a los valores actuales de 3 bls de aceite y un BS&W del 91%.

Finalmente, para resumir, el pozo recuperó 94,263 bls netos de aceite equivalentes al 68.4% de su producción total, como resultado de la inyección de vapor cíclica. Este valor es muy superior al presentado en las Formas 15 de 39,838. Esto se debe a la gran diferencia que para tiempos tardíos se da entre los tipos de curva exponencial y armónico así su coeficiente de declinación inicial sea el mismo.

### 3.2.13 Análisis Económico

Se hicieron dos análisis económicos diferentes:

- **Reabrir el pozo y producirlo en frío:**

Se evaluó la posibilidad de reabrir el Pozo Teca A producción y ponerlo a producir en frío. En ese caso se le tendría que comprar un tipo de unidad, ya que la unidad que tenía antes de ser sacado de producción se aprovecho para proyectos más rentables. La producción de fluido total es de aproximadamente 40 BFPD, por lo que podría ser viable instalarle una bomba PCP que es la mas económica. En caso contrario se tendría que instalar una unidad pequeña proveniente de un Pozo Teca Activo que si sea apto para trabajar con PCP. En cualquier caso se carga el valor de la unidad PCP como gasto. Se hicieron corridas a 10 y 1 año. El valor de la producción se extrapolo de la curva de declinación que se definió en este capítulo, el índice de declinación se asignó de acuerdo al tiempo que llevaba produciendo el pozo. El porcentaje de rentabilidad que se utilizó fue del 12% anual, que es el mínimo que casi siempre exigen las compañías multinacionales. A continuación en la Tabla 3.2a se muestra los datos de entrada que se utilizaron para hacer esta corrida.

**DATOS DE ENTRADA POZOS SIN INYECCIÓN CICLICA**

<b>PUNTO DE EQUILIBRIO ECONÓMICO</b>	
<b>DATOS DEL POZO</b>	
POZO	Pozo A
BFPD	40
BSW	91%
BOPD	3,76
BWPD	36,24
GOR	500
PCD	1880
CONTENIDO CALORIFICO GAS PRODUCIDO ( MMBTU/ KPC )	1000
TIPO UNIDAD	C-228
TAMAÑO MOTOR	3
ESTADO:	PM
AREA	Centro
SE INYECTA	No
CB POR AÑO	1
CP POR AÑO	2
VP POR AÑO	0,25
TR POR AÑO	0,125
MMBTU/CICLO	0
CICLOS/AÑO	0
ULTIMO CICLO	6
TIEMPO RESPUESTA CICLO ( DIAS )	0
RPV ( BLS CRUDO/ BLS AGUA EQUIV )	0
BO/MMBTU	0
TASA DE DECLINACIÓN ANUAL ( % )	6%
<b>PRECIOS DE CRUDO Y GAS</b>	
PRECIO DEL CRUDO ( WTI ) ( US\$ /BL )	40
AJUSTE DEL PRECIO ( % )	65%
PRECIO DE CRUDO ( US\$ /BL )	26
PRECIO DE GAS ( US\$ / MMBTU )	2,27
PRECIO DE TRASN. GAS ( US\$ /MMBTU )	0,58
<b>COSTOS OPERACIONALES</b>	
TARIFA ENERGIA ELECTRICA ( US\$ / kv- Hr )	0,0420
CONSUMO ENERGIA ( KV-HR /DIA )	111,73
TRATAMIENTO PARA GENERACIÓN DE VAPOR ( US\$ / BL )	0
TRATAMIENTO QUIMICO CRUDO ( US\$ / BL )	0,0299
TRATAMIENTO QUIMICO AGUA ( US\$ / BL )	0,015
ENERGIA ELECTRICA PARA GENERADOR ( KV-HR/ DIA )	2544
<b>COSTOS DE MANTENIMIENTO- SUBSUELO</b>	
TARIFA POR SERVICIO CAMBIO DE BARRIL	402,87
TARIFA POR SERVICIO CAMBIO DE PISTON	147,72
TARIFA POR SERVICIO DE VARILLA PARTIDA	134,29
TARIFA POR SERVICIO DE TUBERIA ROTA	214,86
TARIFA POR SERVICIO DE PRE-INYECCIÓN	107,43
TARIFA POR SERVICIO DE POST-INYECCIÓN	107,43
COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES RIG ( US\$ / DIA )	175,10
REPUESTOS PARA CAMBIO DE BARRIL	2135
REPUESTOS PARA CAMBIO DE PISTÓN	1029
REPUESTOS PARA POST-INYECCIÓN / PREINYECCIÓN	1029
<b>COSTOS DE MANTENIMIENTO- SUPERFICIE</b>	
MANTENIMIENTO UNIDAD DE BOMBEO-MOTOR-TABLERO ( US\$ /DIA )	1,34
MANTENIMIENTO LINEA DE FLUJO Y ELECTRICAS	0,02
MANTENIMIENTO LOCALIZACIÓN Y VIA ACCESO ( US\$ /DIA )	0,36
<b>PARAMETROS GENERALES</b>	
TASA DE CAMBIO (pesos Col / US\$)	2400
INFLACION PROYECTADA USA	2%
TASA DE DEVALUACIÓN COL PESO	12%

Tabla 3.2 - Datos de entrada para evaluación sin inyección.

Fuente: El autor.

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE POZOS QUE NO SE ESTIMULAN CON VAPOR  
Teca-0359**

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Producción diaria de aceite ( BOPD )		4.0	3.8	3.5	3.3	3.1	2.9	2.8	2.6	2.4	2.3
Producción anual de crudo sin regalías ( bls de crudo )		1,152	1,098	1,032	970	912	857	806	757	712	669
<b>Venta de crudo descontando regalías ( US\$ )</b>		<b>20,966</b>	<b>19,982</b>	<b>18,783</b>	<b>17,656</b>	<b>16,597</b>	<b>15,601</b>	<b>14,665</b>	<b>13,785</b>	<b>12,958</b>	<b>12,180</b>
<b>Gastos operacionales y de mantenimiento</b>											
Consumo de Energía eléctrica (US\$)		1,713	1,713	1,713	1,713	1,713	1,713	1,713	1,713	1,713	1,713
Tratamiento de crudo (US\$)		44	41	39	36	34	32	30	28	27	25
Tratamiento de agua (US\$)		197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
Costo de servicios a los pozos US\$ )		618	618	618	618	618	618	618	618	618	618
Repuestos para bombas de subsuelo ( US\$ )		2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135
Mantenimiento de unidad de bombeo-motor-tablero		489	489	489	489	489	489	489	489	489	489
Mantenimiento via de acceso		131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
Compra de bomba	24000										
<b>Subtotal Gastos operacionales y de mantenimiento</b>	<b>24,000</b>	<b>5,327</b>	<b>5,324</b>	<b>5,322</b>	<b>5,320</b>	<b>5,318</b>	<b>5,315</b>	<b>5,314</b>	<b>5,312</b>	<b>5,310</b>	<b>5,308</b>
<b>Transporte de crudo</b>		<b>847</b>	<b>796</b>	<b>748</b>	<b>703</b>	<b>661</b>	<b>621</b>	<b>584</b>	<b>549</b>	<b>516</b>	<b>485</b>
Flujo de caja antes de impuestos (US\$)	-24,000	14,793	13,862	12,713	11,633	10,618	9,664	8,767	7,924	7,132	6,387
Impuestos	-8,820	5,436	5,094	4,672	4,275	3,902	3,552	3,222	2,912	2,621	2,347
<b>Flujo de caja despues de impuestos (US\$)</b>	<b>-15,180</b>	<b>9,356</b>	<b>8,768</b>	<b>8,041</b>	<b>7,358</b>	<b>6,716</b>	<b>6,113</b>	<b>5,545</b>	<b>5,012</b>	<b>4,511</b>	<b>4,040</b>
VPN @ 12% con escenario de 10 años ( US\$ )											<b>\$ 22,259</b>
VPN @ 12% con escenario de 1 año ( US\$ )											<b>\$ -6,095</b>

Tabla 3.3 - Resultados del análisis económico a 10 años.

Fuente: El autor.

Los resultados de la corrida dieron que a 10 años se obtenía una ganancia llevada a valor presente neto de 22.259 US \$. El pozo estaría devolviendo la inversión en 2 años y sería rentable.

- **Análisis de la inyección cíclica de vapor.**

Se efectuaron corridas económicas para los dos últimos ciclos de inyección en el Pozo Teca A, se tomó como precio del crudo 16 US\$/Bbl que aproximadamente se pagaba en ese tiempo.

La producción en frío se tomó como la extrapolación de la curva de declinación anteriormente definida. Los cálculos de costos se hicieron basados en un estudio realizado por el departamento de ingeniería a mediados de 2004.

<b>Datos de entrada</b>	
MMBtu inyectados durante el ciclo	8832
Días que duró la inyección	9.2
Producción diaria de crudo sin estimulación con vapor (BOPD)	4.1
BS&W sin estimulación con vapor	78.5%
Producción diaria de agua sin estimulación con vapor (BWPD)	14.97
Consumo de energía de un Generador (Kwt/día)	2552
Costo Kwh. (US\$)	0.0539
Costo Secuestrante de oxígeno (US\$/gal)	20.56
Costo Transportador de sólidos (US\$/gal)	4.19
Costo de gas combustible (US\$/MMBtu)	2.88
Bls crudo/MMBtu	0.22
Tarifa por tratamiento de crudo (US\$/Bl)	0.0299
Tarifa por tratamiento de agua residual (US\$/Bl)	0.015
Agua de producción debido a la inyección (Bls)	24310
Tarifa de transporte de crudo por el oleoducto (US\$/Bl)	0.63
Precio de venta del crudo (US\$/Bl)	16
Producción de crudo debido a la inyección de vapor (Bls)	1947
<b>Gastos asociados a la inyección de vapor (ciclo)</b>	
Compra de gas combustible	25436.2
Consumo de energía eléctrica en el ciclo	1265.5
Secuestrante de oxígeno	203.8
Transportador de sólidos	56.6
Servicio pre-inyección	108.9
Servicio post-inyección	108.9
Repuestos de bombas de subsuelo para el servicio Post inyección	637.1
Subtotal	27817.0
<b>Gastos Asociados a la producción de crudo incremental</b>	
Tratamiento de crudo	58.22
Tratamiento de agua de producción	364.65
Transporte del crudo por el oleoducto	1226.61
	1649.4753
<b>Costos de oportunidad</b>	
Crudo dejado de producir durante el periodo de inyección de vapor	931.52
Tratamiento del crudo	-1.74
Tratamiento del agua de producción	-3.19
Transporte del crudo por el oleoducto	-133.92
Consumo de energía eléctrica de la unidad de bombeo	-104.23936
Impuestos sobre beneficios	-291.9435058
	396.4882562
<b>Resumen</b>	
Venta de crudo descontando regalías	23,364.00
Gastos asociados a la inyección de vapor	-27,817.03
Gastos Asociados a la producción de crudo incremental	-1,649.48
Costos de oportunidad	-396.49
Beneficio	-6,498.99
Impuesto sobre beneficio	-2,274.65
Total después de impuestos	-4224.343056
<b>Ganancia (US\$)</b>	<b>-4224.343056</b>
<b>Rentabilidad</b>	<b>-14.15%</b>

Tabla 3.4 Análisis Pozo Teca A - Ciclo 9 - Noviembre de 2001

Fuente: El autor.

<b>Datos de entrada</b>	
MMBtu inyectados durante el ciclo	20127
Días que duró la inyección	7.5
Producción diaria de crudo sin estimulación con vapor (BOPD)	4.6
BS&W sin estimulación con vapor	72.5%
Producción diaria de agua sin estimulación con vapor (BWPD)	12.13
Consumo de energía de un Generador (Kwt/día)	2552
Costo Kwh. (US\$)	0.0539
Costo Secuestrante de oxígeno (US\$/gal)	20.56
Costo Transportador de sólidos (US\$/gal)	4.19
Costo de gas combustible (US\$/MMBtu)	2.88
Bls crudo/MMBtu	0.19
Tarifa por tratamiento de crudo (US\$/Bl)	0.0299
Tarifa por tratamiento de agua residual (US\$/Bl)	0.015
Agua de producción debido a la inyección (BlS)	54155
Tarifa de transporte de crudo por el oleoducto (US\$/Bl)	0.63
Precio de venta del crudo (US\$/Bl)	16
Producción de crudo debido a la inyección de vapor (BlS)	3877
<b>Gastos asociados a la inyección de vapor (ciclo)</b>	
Compra de gas combustible	57965.8
Consumo de energía eléctrica en el ciclo	1031.6
Secuestrante de oxígeno	464.5
Transportador de sólidos	129.1
Servicio pre-inyección	108.9
Servicio post-inyección	108.9
Repuestos de bombas de subsuelo para el servicio Post inyección	637.1
Subtotal	60445.9
<b>Gastos Asociados a la producción de crudo incremental</b>	
Tratamiento de crudo	115.92
Tratamiento de agua de producción	812.325
Transporte del crudo por el oleoducto	2442.51
	3370.7573
<b>Costos de oportunidad</b>	
Crudo dejado de producir durante el periodo de inyección de vapor	920
Tratamiento del crudo	-1.72
Tratamiento del agua de producción	-2.27
Transporte del crudo por el oleoducto	-95.50
Consumo de energía eléctrica de la unidad de bombeo	-91.76
Impuestos sobre beneficios	-288.3330743
	440.4115393
<b>Resumen</b>	
Venta de crudo descontando regalías	46,524.00
Gastos asociados a la inyección de vapor	-60,445.88
Gastos Asociados a la producción de crudo incremental	-3,370.76
Costos de oportunidad	-440.41
Beneficio	-17,733.05
Impuesto sobre beneficio	-6,206.57
Total después de impuestos	-11526.48244
<b>Ganancia (US\$)</b>	<b>-11526.48244</b>
<b>Rentabilidad</b>	<b>-17.94%</b>

Tabla 3.5 - Análisis Pozo Teca A - Ciclo 8 - Septiembre de 2000

Fuente: El autor.

Con el fin de conocer las ganancias que se obtendrían en el supuesto caso de que el pozo se pusiera nuevamente en producción y fuera inyectado, se hizo una nueva corrida, la producción de aceite en frío se puede obtener de la curva de declinación definida para el campo. Suponiendo que la inyección se haga inmediatamente después de poner el pozo en producción nuevamente, la producción en frío debe ser la que corresponda al siguiente mes después del cierre.

Por lo tanto la producción promedio fría para los 7 meses después de reabrir a producción el pozo sería de: 3.4 BOPD.

La producción incremental se calculo extrapolando sobre la curva que representa el promedio del recobro diario para cada ciclo así.

$$\text{Incremental (BOPD)} = 48.15e^{-0.2007 \cdot \text{CICLO}}$$

Reemplazando por el ciclo 10 tendríamos: 6.47 BOPD incrementales.

Producción incremental durante los 7 meses que dura el ciclo: 6.47 Bls/día x 7 meses x 30.44 días/mes = 1378 Bls

El precio del crudo sería con hartos mas favorable ya que si el crudo pesado se vende al 65% del precio del crudo WTI se tendría entonces tomando un precio por barril de crudo WTI de 50 US\$.

Precio de venta del crudo de Teca: 33 US\$/Bl.

El calor total inyectado se calcula de acuerdo a los pies de arena neta que para el caso del A es de 178 pies, el departamento de yacimientos recomienda que se inyecten 45 MMBtu / pie de arena neta.

Calor total a inyectar: 178 pies \* 45 MMBtu/pie = 8010 Btu.

Con estos datos se puede correr nuevamente el análisis económico.

<b>Datos de entrada</b>	
MMBtu inyectados durante el ciclo	8010
Días que duró la inyección	7.5
Producción diaria de crudo sin estimulación con vapor (BOPD)	3.4
BS&W sin estimulación con vapor	90.0%
Producción diaria de agua sin estimulación con vapor (BWPD)	30.60
Consumo de energía de un Generador (Kwt/día)	2552
Costo Kwh. (US\$)	0.0539
Costo Secuestrante de oxígeno (US\$/gal)	20.56
Costo Transportador de sólidos (US\$/gal)	4.19
Costo de gas combustible (US\$/MMBtu)	2.88
Bls crudo/MMBtu	0.17
Tarifa por tratamiento de crudo (US\$/Bl)	0.0299
Tarifa por tratamiento de agua residual (US\$/Bl)	0.015
Agua de producción debido a la inyección (Bls)	54155
Tarifa de transporte de crudo por el oleoducto (US\$/Bl)	0.63
Precio de venta del crudo (US\$/Bl)	33
Producción de crudo debido a la inyección de vapor (Bls)	1378
<b>Gastos asociados a la inyección de vapor (ciclo)</b>	
Compra de gas combustible	23068.8
Consumo de energía eléctrica en el ciclo	1031.6
Secuestrante de oxígeno	184.9
Transportador de sólidos	51.4
Servicio pre-inyección	108.9
Servicio post-inyección	108.9
Repuestos de bombas de subsuelo para el servicio Post inyección	637.1
Subtotal	25191.6
<b>Gastos Asociados a la producción de crudo incremental</b>	
Tratamiento de crudo	41.20
Tratamiento de agua de producción	812.325
Transporte del crudo por el oleoducto	868.14
	1721.6672
<b>Costos de oportunidad</b>	
Crudo dejado de producir durante el periodo de inyección de vapor	1402.5
Tratamiento del crudo	-1.27
Tratamiento del agua de producción	-5.74
Transporte del crudo por el oleoducto	-240.98
Consumo de energía eléctrica de la unidad de bombeo	-91.76
Impuestos sobre beneficios	-439.5512356
	623.2055144
<b>Resumen</b>	
Venta de crudo descontando regalías	34,105.50
Gastos asociados a la inyección de vapor	-25,191.58
Gastos Asociados a la producción de crudo incremental	-1,721.67
Costos de oportunidad	-623.21
Beneficio	6,569.04
Impuesto sobre beneficio	2,299.16
Total después de impuestos	4269.877604
<b>Ganancia (US\$)</b>	<b>4269.877604</b>
<b>Rentabilidad</b>	<b>15.51%</b>

Tabla 3.6 - Análisis Pozo Teca A - Ciclo 10 - Fecha: Inmediatamente después de reabrir a producción

Fuente: El autor.

Como se puede observar los dos últimos ciclos que tuvo el Pozo Teca A produjeron pérdidas. Esto se puede explicar con las siguientes razones:

El precio del crudo para esa época no era favorable desde esa época a la fecha a aumentado en 100%.

En los últimos ciclos se inyectó una cantidad de calor que estaba por encima de las recomendaciones hechas por el departamento de yacimientos, principalmente el ciclo 8 en el que se inyectaron 113 Btu/pie de arena neta. Estas recomendaciones se basan en experiencia de campo, que ha mostrado claramente que aplicar calor por encima de los 45 Btu / pie de arena neta no aumenta el recobro debido a la estimulación con vapor. Esto se debe entre otras razones, a que cuando se inyecta grandes cantidades de vapor, este, al condensarse desplaza el petróleo hacia el yacimiento y cuando después de la inyección el pozo se pone en producción nuevamente, produce con un corte de agua altísimo, hasta que el banco de aceite llega nuevamente a la cara del pozo, pero para ese momento el calor que se había acumulado en la formación ya se ha disipado y el crudo vuelve a aumentar su viscosidad por efecto de la caída en la temperatura.

#### **3.2.14 Recomendaciones**

Reabrir el pozo y ponerlo a producir en frío hasta su límite económico. Utilizar una PCP si las características del pozo lo permiten. O una unidad pequeña proveniente de un pozo que si sea apto para trabajar con PCP.

En caso de que se pusiera nuevamente en producción con una Unidad de Bombeo Mecánico, inyectar por última vez el pozo, ya sea con gas comprado o de anulares, aprovechando que el pozo esta en condiciones mecánicas para recibir vapor y que se espera un comportamiento aceptable para la siguiente inyección de vapor.

### 3.3 POZO TECA B

Con el análisis de este pozo se pretende conocer como ha sido el desempeño del pozo desde que se aislaron las arenas de la Zona B y Zona A inferior y se abrió a producción la zona A superior, la cual en la gran mayoría de pozos permanece aislada por el revestimiento de producción. Basados en este análisis se busca conocer las ventajas o desventajas que se obtendrían en el caso de que estas arenas se abrieran en otros pozos.

#### 3.3.1 Información General

El Pozo Teca B fue perforado en febrero de 1986. Fue completado con el mismo diseño que se utiliza para la mayoría de pozos en el campo y que se presento en un capítulo anterior. En la prueba oficial de completamiento produjo 126 Bls de fluido, 66 Bls de aceite y un BS&W del 48%.

Se encuentra ubicado en el sector sur del campo hacia el extremo oriental del mismo. El pozo se puso en producción en marzo de 1986 y se sacó de producción en diciembre de 1990 por su alto BS&W.

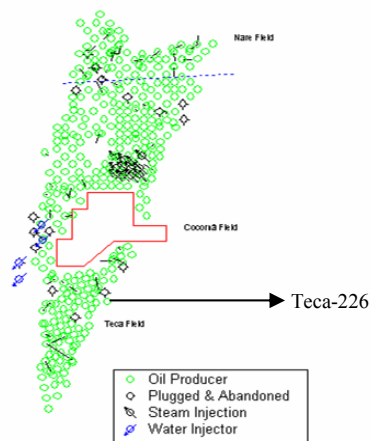


Figura 3.11 - Localización del Pozo Teca B

Fuente: El autor.

### **3.3.2 Análisis Operacional**

Durante la primera etapa de producción antes del cierre, el pozo no presentó mayores problemas operacionales. Y las intervenciones por parte del equipo varillero se debieron principalmente al desgaste normal que tienen las partes de la bomba de subsuelo, ya que el pozo no exhibe problemas de arenamiento, como se puede constatar en los chequeos de fondo que no muestran arenas depositadas en el pozo.

Esta situación esta relacionada con el hecho de que durante este periodo el pozo solo fue inyectado una vez debido a su alto BS&W. Por lo que no fue sometido con la frecuencia que otros pozos han tenido, a condiciones extremas que ocurren cuando un pozo es inyectado con vapor.

Sin embargo, durante esa etapa, el pozo tuvo algunos problemas de corrosión en la tubería de producción que ocasionaron la rotura de estas y el servicio por parte del equipo varillero para su reemplazo.

Después de que se aisló la zona antiguamente productora, el pozo ha sido sometido a dos inyecciones que han ocasionado que se comiencen a vislumbrar, aunque de una forma que aun no es preocupante, problemas de arenamiento. En el último chequeo de fondo se encontraron 9 pies de relleno, lo que en comparación con lo que presentan otros pozos es un nivel aceptable.

Estos problemas de arenamiento han aumentado la frecuencia con que el pozo requiere cambio de las partes de la bomba.

### **3.3.3 Estado Mecánico**

En octubre de 2003, después de permanecer 13 años cerrado, se le realizo un trabajo de reacondicionamiento que consistió en aislar con un tapón de cemento las zonas que estaban abiertas a producción y se cañoneó las arenas

de la Zona A superior que estaban recubiertas con el revestimiento de 9-5/8 por encima del liner de 7", finalmente se cubrió con liner de 5" y se empaquetó con grava el espacio entre ambos.

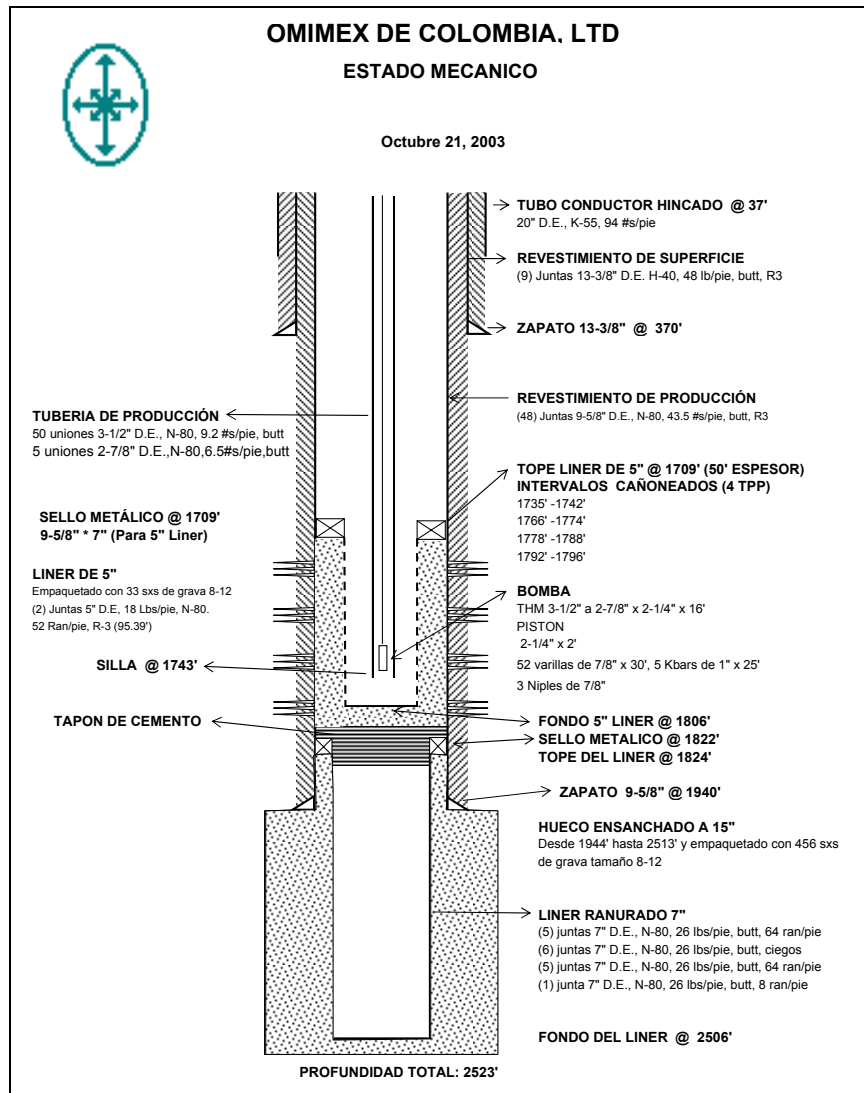


Figura 3.12 - Estado Mecánico después del trabajo de reacondicionamiento

Fuente: El autor.

### 3.3.4 Propiedades Petrofísicas del Pozo Teca B

A continuación se presenta los cálculos que se utilizaron para determinar las zonas productoras a partir de los registros eléctricos que se corrieron en el pozo cuando fue perforado.

Intervalo Analizado desde: 1686 hasta: 2504

Zona A: Inicio: 1836 Final: 2126

Zona B: Inicio: 2300 Final: 2504

Valores de "Cut Off" utilizados para los cálculos:

$18 < GR < 120$

$R_t > 6.3 \text{ Ohms}$

$\text{Phi (Porosidad)} < 35\%$

$S_w \text{ (Saturación)} < 65\%$

Zona A

GR Sand A = 30.266 @ 1904

GR Shale A = 94.063 @ 1764

PHIDCI = 0.11 @ 2100

PHINCI = 0.581 @ 2036

RCI = 2.137 @ 1820

Zona B

GR Sand B = 30.969 @ 2386

GR Shale B = 107.438 @ 2468

PHIDCI = 0.109 @ 2340

PHINCI = 0.587 @ 2340

RCI = 2.158 @ 2486

Tope	Base	Espesor Arena	Porosidad Promedio	Rw Intervalo	SW %
Zona A					
1686	1692	6	28	0.294	25
1696	1696	0	27	0.294	38
1704	1710	6	19	0.294	50

1716	1728	12	23	0.294	47
1736	1740	4	30	0.294	27
1768	1806	38	28	0.294	29
1814	1814	0	24	0.294	57
1838	1866	28	27	0.294	45
1886	1906	20	27	0.294	53
1946	1960	14	23	0.17	35
1970	1982	12	26	0.17	34
1996	2020	24	23	0.17	37
2032	2034	2	0	0.129	21
2042	2058	16	23	0.129	41
2104	2118	14	21	0.129	47
Total y promedio:		196	23.3		39.1
Zona Intermedia					
2138	2138			0.129	
2268	2278	10	18	0.129	56
2290	2290		17	0.129	
Total y promedio:		10	17.5		56.0
Zona B					
2300	2312	12	21	0.101	40
2346	2346	0	23	0.101	35
2358	2404	46	23	0.101	31
2412	2438	26	23	0.101	28
Total y promedio:		84	22.5		33.5
Zonas Potenciales					
Zonas Productoras después de 2003					
Zonas Productoras antes de 2003					

Tabla 3.7 - Cálculos de Arenas Netas a partir de registros eléctricos.

Fuente: El autor.

Los valores promedio son los siguientes:

	Porosidad	Sw
Total de arenas netas:	24.0%	37.5%
Zonas Abiertas a producción hasta el año 2003:	22.4%	36.0%
Zonas Abiertas a producción después del año 2003:	28.2%	28.8%

**Tabla 3.8 - Valores promedio de porosidad y saturación de agua a partir de registros eléctricos**

Fuente: El autor.

Se observa que las arenas de la Zona A inicialmente tuvieron una saturación mayor a las de la Zona B y que entre ellas hay una zona intermedia que estuvo abierta a producción y que tiene valores de saturación inicial de agua muy altos.

Para abrir las zonas productoras de la Zona A superior, se escogieron los intervalos potencialmente productivos que tenían las saturaciones más bajas y porosidades efectivas más altas. Con el fin de asegurarse que el pozo no se venga en agua, se fue bastante conservador a la hora de escoger los intervalos, incluso se descartaron algunos que tenían un espesor considerable ya que presentaban valores de saturación de agua de 47%. Valores que en otros pozos no se habían descartado.

### 3.3.5 Cálculo del Petróleo Original In-Situ

Teniendo en cuenta los parámetros para el cálculo del OOIP para el Pozo Teca A y utilizando un espaciamento de 10 acres se obtuvieron los siguientes resultados

Zonas Abiertas a producción hasta el año 2003: 1506 STB

Zonas Abiertas a producción después del año 2003: 504 STB

Total de arenas netas: 2605 STB.

### 3.3.6 Estado del Sistema de Levantamiento Artificial

El pozo trabaja con una unidad Lufkin Mark II 228-213-120 que acciona una bomba tipo THM con un barril 2-7/8" x 2-1/4" La bomba se encuentra a una profundidad de 1732' y el nivel de fluido es prácticamente el mismo, por lo que la sumergencia de la bomba es muy baja, a pesar de que la unidad trabaja con reductor a 3 golpes por minuto.

Los últimos dinagramas que se le han tomado muestran que el llenado de la bomba es del 6% debido a golpe de fluido, causado por alguna restricción a la entrada de la bomba o bombeo en vacío.

En la última prueba de producción realizada en abril 12 de este año se obtuvieron 15 BFPD. Para calcular la capacidad de bombeo con el 100% de eficiencia se utiliza la siguiente ecuación:

$$PD=0.1166*Sp*N*d^2$$

Donde :      PD    = Desplazamiento de la bomba en BPD  
                 Sp    = Longitud del recorrido del pistón en pulgadas  
                 N    = Velocidad de bombeo en golpes por minuto  
                 d    = Diámetro del pistón en pulgadas

Para el caso de la bomba del Pozo Teca B tenemos:

$$PD = 214.86 \text{ BPF}$$

$$\text{Eficiencia: } 15 \text{ BFPD} / 214.86 \text{ BPD} = 7\%$$

Este valor prácticamente coincide con el llenado de la bomba, por lo que puede decir que la baja eficiencia de la bomba se debe principalmente al golpe de fluido, que a su vez es causado por el bajo nivel del fluido y la escasa la taza con que el yacimiento aporta fluidos hacia el pozo.

### 3.3.7 Historia de Producción

El Pozo Teca B fue completado oficialmente con una producción de 66 bls de aceite por día y 48% de BS&W en julio de 1986. En comparación con las producciones iniciales de otros pozos, la producción de esta dentro de los límites normales que en promedio se han presentado en el campo, sin embargo el BS&W inicial fue bastante alto lo que se puede deber a la ubicación del pozo, que es el que está localizado mas hacia el extremo oriental, en los límites del acuífero.

A continuación se presenta en una gráfica la historia total de producción de fluidos dividida en dos periodos, antes del cierre en 1991 y después de que se que el pozo se reestableció a producción.

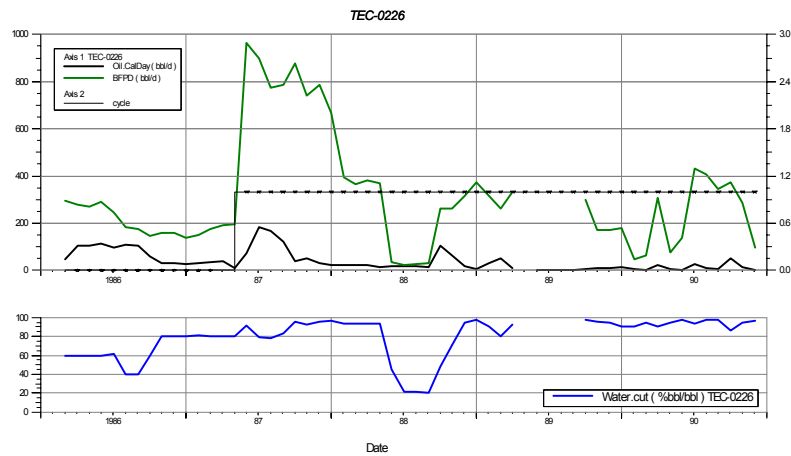
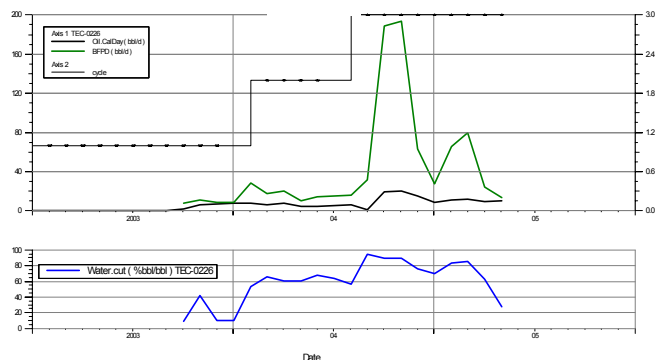


Figura 3.13 - Historia de producción antes del cierre de la zona B y A inferior

Fuente: El autor.



**Figura 3.14 - Historia de producción después de reabrir el pozo produciendo por las arenas de la zona A superior**

Fuente: El autor.

La producción de aceite promedio durante el último año ha sido de 7,65 BOPD con un corte de agua promedio de 64.6%. La producción acumulada hasta diciembre de 1990 era de 68.75 MBls que corresponden a un factor de recobro de 4.6% del petróleo original, teniendo en cuenta las arenas abiertas hasta ese entonces. Y la producción acumulada entre octubre de 2003 y mayo de 2005 fue de 5.22 MBls que corresponden a un factor de recobro del 1% del petróleo original presente en las arenas que se encuentran abiertas a producción en la actualidad.

El BS&W inicial estuvo por debajo de 15%, posteriormente el pozo se inyectó e inmediatamente el BS&W aumentó hasta valores superiores al 90% que fueron disminuyendo hasta que el pozo se inyectó nuevamente, desde esa fecha el pozo ha mantenido una tendencia a disminuir su BS&W y a abril de 2005 estaba en 28%.

Hasta que fueron abiertas las arenas de la zona A superior, el pozo había producido 405.39 MBls de agua. Y a la formación únicamente se le habían inyectado 16.2 MBls de agua. Por lo que se puede decir que el BS&W histórico debido al agua de formación fue del 82%, mientras que el BS&W acumulado a esa fecha fue de 83%. En la segunda etapa de producción por

los intervalos de la zona A superior, se han producido un total de 19.59 MBls de agua y se han inyectado 22.6 MBls de agua en forma de vapor. Por lo que el BS&W total acumulado en este periodo fue de 79%. Se observa que la cantidad total de agua que se ha inyectado ha sido mayor que la que ha producido el pozo, lo que quiere decir que aun no produce toda el agua que le fue inyectada por lo que espera que el BS&W continúe con la tendencia a disminuir hasta que produzca toda el agua que le fue inyectada en forma de vapor. Se puede por lo tanto concluir que aunque los potenciales del pozo son bajos, no tiene los problemas de alto BS&W que tuvo la zona productora inferior, por lo que se fue necesario cerrarla a producción, el acuífero no ha inundado las Zonas superiores y el BS&W en base fría se mantiene por debajo del 15%.

### 3.3.8 Historia de Inyección de Vapor

A continuación se muestra la curva de producción en frío para los dos ciclos que se han efectuado después de reabrir el pozo.

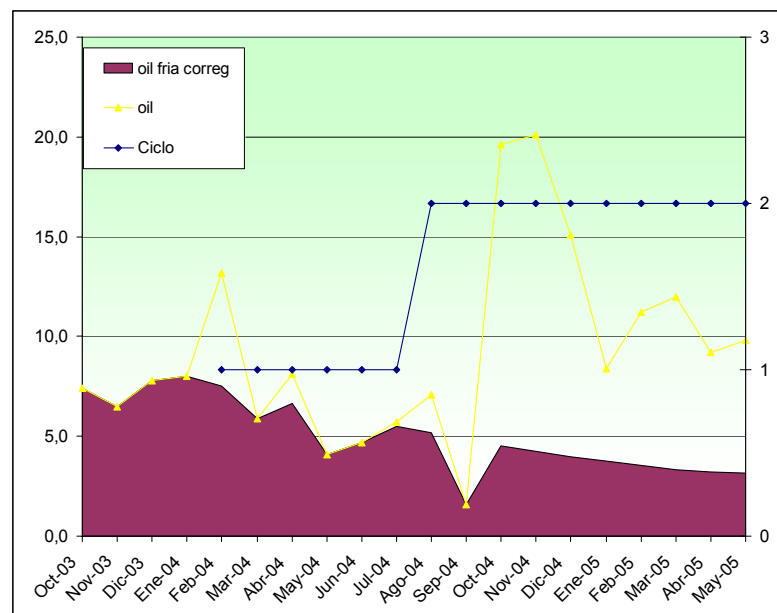


Figura 3.15 – Ganancias de aceite debidas a la estimulación con vapor

Fuente: El autor.

La curva en frío se calculó con los mismos parámetros que se explicaron en el desarrollo del Pozo Teca A.

Ciclo	Duración del ciclo	Duración		Calor Inyectado (MMBtu)	Presión Promedio (Psi)	Temp. Promedio (F)	Agua Inyect. (Bbl)	Calidad Promedio (%)	Calor/Pie de arena	Aceite		Tipo de Inyección	PIDP* (BOPD)
		Dias	Comienzo							Incremental (Bbl)	RPV (Bbl/MMBtu)		
2	205	1,6	5-Feb-04	1507	1010	542	4061	79	36	225	0,15	Tubing	1,10
3	287	6,0	28-Ago-04	6888	1106	566	18516	80	164	2360	0,34	Anular	8,22

**Tabla 3.9 – Información de los ciclos de inyección**

Fuente: El autor.

### 3.3.9 Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor

En estos dos ciclos se han tenido respuestas que han pobres respuestas a la estimulación con vapor, lo que se ve reflejado en las bajas relaciones petróleo vapor que están por debajo de 0.5. Sin embargo, el segundo ciclo de inyección tuvo mejores resultados cuando se inyectó mayor cantidad de vapor, que superó con mucho la cantidad que ha recomendado yacimientos que es de 35 para los primeros ciclos y posteriormente se sube a 42 MM Btu/pie de arena neta.

Al hacer una observación de la temperatura del fluido en cabeza de pozo después de que se inyectó el vapor en ambos ciclos, se observa que ésta cae de una forma muy rápida a los niveles de producción en frío.

Se debe aclarar que la cantidad de calor que se presenta en la tabla es el que sale del generador, por lo que a cabeza de pozo llega disminuido por las pérdidas hacia el ambiente, más aun en este pozo, donde la gran mayoría de la tubería que transporta el vapor se encuentra sin recubrimiento aislante. Con esto se concluye que las respuestas a la estimulación pueden ser mejores si se inyectara mayor cantidad de calor al pozo sin inyectarle tanta agua, es decir, se debe inyectar la cantidad recomendada por yacimientos pero buscando que el vapor llegue con la mayor calidad posible.

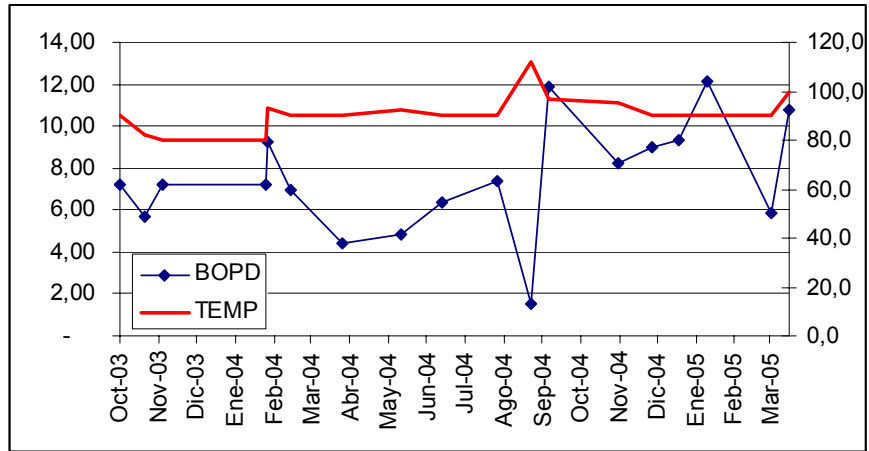


Figura 3.16 - Pruebas de producción del último año

Fuente: El autor.

### 3.3.10 Evaluación económica

#### EVALUACIÓN ECONÓMICA DE POZOS QUE NO SE ESTIMULAN CON VAPOR

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Producción diaria de aceite ( BOPD )		6.3	5.9	5.6	5.2	4.9	4.6	4.3	4.1	3.8	3.6
Producción anual de crudo sin regalías ( bls de crudo )		1,814	1,729	1,625	1,528	1,436	1,350	1,269	1,193	1,121	1,054
<b>Venta de crudo descontando regalías ( US\$ )</b>		<b>33,022</b>	<b>31,472</b>	<b>29,584</b>	<b>27,809</b>	<b>26,140</b>	<b>24,572</b>	<b>23,097</b>	<b>21,711</b>	<b>20,409</b>	<b>19,184</b>
<b>Gastos operacionales y de mantenimiento</b>											
Consumo de Energía eléctrica (US\$)		2,447	2,447	2,447	2,447	2,447	2,447	2,447	2,447	2,447	2,447
Tratamiento de crudo (US\$)		69	65	61	57	54	50	47	45	42	39
Tratamiento de agua (US\$)		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Costo de servicios a los pozos ( US\$ )		403	403	403	403	403	403	403	403	403	403
Repuestos para bombas de subsuelo ( US\$ )		2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135	2,135
Mantenimiento de unidad de bombeo-motor-tablero		489	489	489	489	489	489	489	489	489	489
Mantenimiento vía de acceso		131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
<b>Subtotal Gastos operacionales y de mantenimiento</b>		<b>5,689</b>	<b>5,685</b>	<b>5,681</b>	<b>5,678</b>	<b>5,674</b>	<b>5,671</b>	<b>5,668</b>	<b>5,665</b>	<b>5,662</b>	<b>5,660</b>
<b>Transporte de crudo</b>		<b>1,334</b>	<b>1,254</b>	<b>1,178</b>	<b>1,108</b>	<b>1,041</b>	<b>979</b>	<b>920</b>	<b>865</b>	<b>813</b>	<b>764</b>
Flujo de caja antes de impuestos (US\$)		25,999	24,533	22,724	21,023	19,425	17,922	16,509	15,181	13,933	12,760
Impuestos		9,555	9,016	8,351	7,726	7,139	6,586	6,067	5,579	5,121	4,689
<b>Flujo de caja después de impuestos (US\$)</b>	<b>0</b>	<b>16,444</b>	<b>15,517</b>	<b>14,373</b>	<b>13,297</b>	<b>12,286</b>	<b>11,336</b>	<b>10,442</b>	<b>9,602</b>	<b>8,813</b>	<b>8,071</b>
VPN @ 12% con escenario de 10 años ( US\$ )		<b>\$ 65,023</b>									
VPN @ 12% con escenario de 1 año ( US\$ )		<b>\$ 13,109</b>									

Tabla 3.10 – Valores de salida evaluación económica Pozo Teca B

Fuente: El autor.

La evaluación consistió en averiguar si era rentable mantener abierto a producción este pozo. Con este fin, se utilizó el mismo modelo que para el Pozo Teca A, cambiando los datos de entrada en cuanto a producción, frecuencia de servicios, índice de declinación, etc.

En la tabla se muestran los resultados de la corrida para este pozo. En la que se puede apreciar que si es rentable continuarlo produciendo.

Además, con los mismos parámetros utilizados para el Pozo Teca A se analizó un supuesto ciclo que se haría en un futuro, en esa corrida se obtuvo una ganancia neta de 64.000 US\$, para una rentabilidad del 64%.

### 3.3.11 Conclusiones

-La presión del yacimiento en la Zona A se ha depletado de la misma forma que la Zona B, ya que el nivel de fluido es muy bajo para una zona que ha entrado a producción hace apenas 2 años.

-Las tasas de producción de la zona A superior, son bajas, sin embargo son una buena alternativa a tener en cuenta cuando se tenga en mente abandonar las zonas abiertas a producción por alto BS&W.

-La producción de agua originaria de la formación de las arenas A superiores es baja en comparación al BS&W que tienen pozos localizados en la misma zona, y en especial el mismo Pozo Teca Antes de su cierre.

-La inyección de vapor en las condiciones actuales no es viable puesto que se inyecta mucha agua y con muy poco calor. Se necesitaría acondicionar las líneas con recubrimiento para hacer una estimulación efectiva. O, si no es posible utilizar un generador móvil.

### **3.4 POZO TECA C**

Actualmente existe el proyecto de comprar 79 bombas de cavidades progresivas en todo el campo, para reemplazar unidades de Bombeo Mecánico, o ponerles unidad de levantamiento a aquellos pozos que en este momento no tienen debido a que les fue quitada para instalarlas en otros pozos de otros campos más rentables.

Como parte de las pruebas que se están realizando para este cambio, la compañía Weatherford instaló una bomba PCP en el Pozo Teca C, a fin de examinar el comportamiento del pozo con este tipo de sistema.

Es importante valorar el desempeño con el nuevo sistema de levantamiento artificial y con ello hacer sugerencias para los pozos que se les instale este tipo de bombas.

#### **3.4.1 Información General del Pozo**

El Pozo Teca C, fue perforado verticalmente en Junio de 1990 a una profundidad total de 2293'. Inició producción a mediados de 1990. Se encuentra localizado en el Bloque centro del campo, hacia el norte, contiguo al sector fallado. Es estructuralmente un poco más alto que el Teca-0327. El pozo fue perforado para desarrollar a un espaciamiento de 10 acres el sector de los Teca-0072, Teca-0073, Teca-0085 y el Teca-0086.

El Pozo se estimuló cíclicamente con vapor en trece (13) ocasiones a través de su historia de producción, hasta abril del 2003, fecha en que se le hace el último ciclo de inyección, debido principalmente al incremento sustancial del BS&W y las pobres respuestas obtenidas en los últimos ciclos, por lo que se decidió no volver a inyectar vapor. En todos sus ciclos de inyección el pozo recibió un total 216,766 bls de agua en forma de vapor equivalentes a 79,019 MM de Btu de calor. La producción total a 1 de junio de 2005 es de 144,615 bls

de aceite, 195,411 bls de agua y 58,525 MPCPD (miles de pies cúbicos por día de gas), de los cuales 65,670 bls de aceite y 138,968 bls de agua son producto de la estimulación con vapor, es decir el 45.41% y el 71.11% respectivamente de las producciones totales. La relación Petróleo-Vapor (RPV) promedia para los ciclos fue de 1.25 bls/MM Btu.

### **3.4.2 Análisis Operacional**

El Pozo Teca C fue completado oficialmente en Junio de 1990, y se le instaló una unidad de bombeo mecánico, con la cual trabajó hasta enero de 2005, fecha en que se deja al pozo trabajando con bomba PCP 28.40-500, que consta de rotor y estator, quedando sentada a 2181’.

La intervención por servicios al Pozo durante su historia, fue relativamente baja ya que en 15 años que trabajó con bombeo mecánico, el pozo recibió 44 servicios del equipo varillero, donde la mayoría de estos servicios corresponden a acondicionamientos a vapor y a cambios de pistón.

A través del tiempo y durante los servicios de Cambio de Pistón y/o Cambio de Barril se le ha chequeado fondo al Pozo, obteniendo niveles de arenas muy bajos, tal como se pudo observar en el último chequeo de fondo efectuado al Pozo en dic 26/00, encontrándose el tope de arena a 2265’ (25’ de relleno). Por lo que se puede concluir que la arena no ejerció un efecto negativo en el comportamiento operacional del pozo.

### **3.4.3 Estado Mecánico**

Durante toda su historia, el pozo no ha presentado ninguna falla en el Revestimiento ni en el Liner.

#### **3.4.4 Sistema de Levantamiento**

Al Pozo inicialmente se le instaló una Unidad de Bombeo Lufkin M 456-256-144 con motor Sargent 4. Se le bajó una bomba de subsuelo tipo THM 3-1/2\*2-3/4\*18 conectada a la tubería de producción, la cual es accionada por varillas de 7/8".

En mayo de 1999 se disminuyó el tamaño del pistón de la bomba, de 2-3/4" a 2-1/4", debido a que el volumen de fluidos producidos también decreció. Esto con el fin de hacer más eficiente el llenado del barril y evitar deterioros prematuros de los componentes.

En enero de 2005 se decidió cambiar el sistema de bombeo mecánico, por el sistema de levantamiento por medio de bombas de cavidades progresivas, ya que el pozo produce en frío, debido a las malas respuestas a la estimulación con vapor y al alto corte de agua.

Se bajo un bomba Geremia modelo 28-40-500 (73 bpd @ 100 RPM con 70% Eff), la cual se sentó a 2179', quedando 104' de bolsillo al ultimo fondo registrado (2283'), dentro del Liner ranurado de 7" (tope a 1438', fondo a 2290'). En superficie se instalo un motor Emerson de 20 HP y un variador de velocidad Northlander de 10 HP Constante (15 Hp Extendido).

Se dio inicio a la prueba el día 10 de enero, empezó trabajando a 100 RPM, pero con la disminución de la sumergencia se ajustó inicialmente a 60 RPM, posteriormente a 40 y al final de la tarde se dejó trabajando a 50 RPM. Se realizó un continuo monitoreo de los niveles de fluido entre los días 12 y 14. El día 12 de enero se mantuvo con 113' de sumergencia en promedio, trabajando a 50 RPM, pero al día siguiente este se bajo a 14' de fluido sobre la bomba; nuevamente se ajustaron las RPM inicialmente a 20 y luego a 30 RPM. Con esta velocidad se mantuvo desde el 13 hasta el 20 de enero, con un nivel

de fluido promedio de 231' de sumergencia. El 20 de enero se pasó a 35 RPM hasta el 23 de enero, manteniendo en promedio 265' de sumergencia; se subió a 40 RPM hasta el final de la prueba, el día 9 de febrero, manteniendo 105' de fluido sobre la bomba.

### 3.4.5 Historia de Producción de Fluidos

La historia de producción de petróleo, agua y gas se obtuvo de la Base de datos del OFM, la cual contiene dicha información desde el inicio de la producción hasta la fecha. Esta información presenta la producción total por período, sin discriminar, qué es fría ni que proviene como resultado de la inyección de vapor. Igualmente presenta la producción del pozo cuando tenía el sistema de bombeo mecánico, y la producción del pozo con el sistema de cavidades progresivas. En la figura 3.17 se presenta para el Pozo Teca C, tanto la historia de producción total de fluidos y de petróleo, como la del comportamiento del corte de agua.

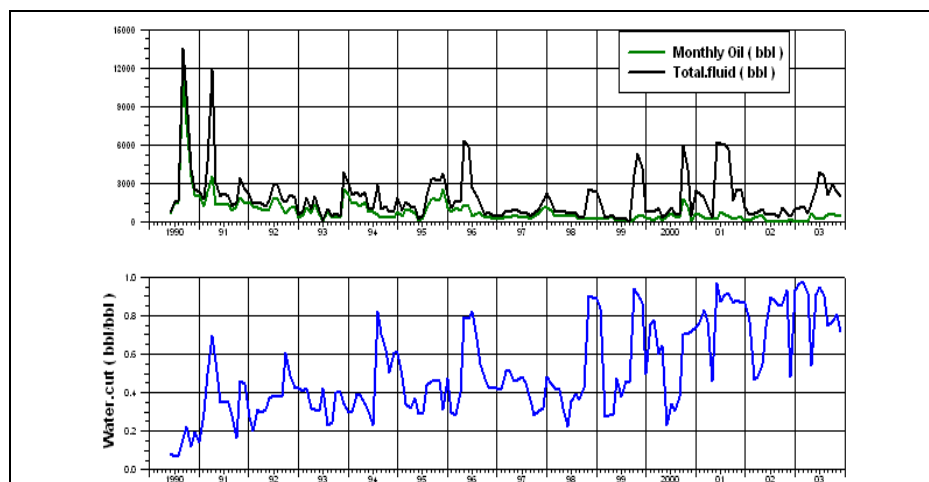


Figura 3.17 – Historia de Producción de Fluidos Pozo Teca C

Fuente: El autor.

De acuerdo con esta base de datos, a Junio 1 de 2005 se han producido un total de 144,615 barriles de aceite y 195,411 barriles de agua.

La medida promedio de los cuatro últimos meses del 2004, cuando estaba trabajando en bombeo mecánico, era de 56 BFPD. Cabe destacar que evaluando el último dinagrama tomado en diciembre de 2004, muestra un llenado del 17%; teniendo en cuenta que tenía un recorrido de 112", una bomba con pistón de 2-1/4" y trabajaba a 4 SPM, nos daría una capacidad instalada de 44 BFPD, trabajando con un eficiencia del 100%.

En la gráfica siguiente se muestra el comportamiento de producción durante los últimos meses.

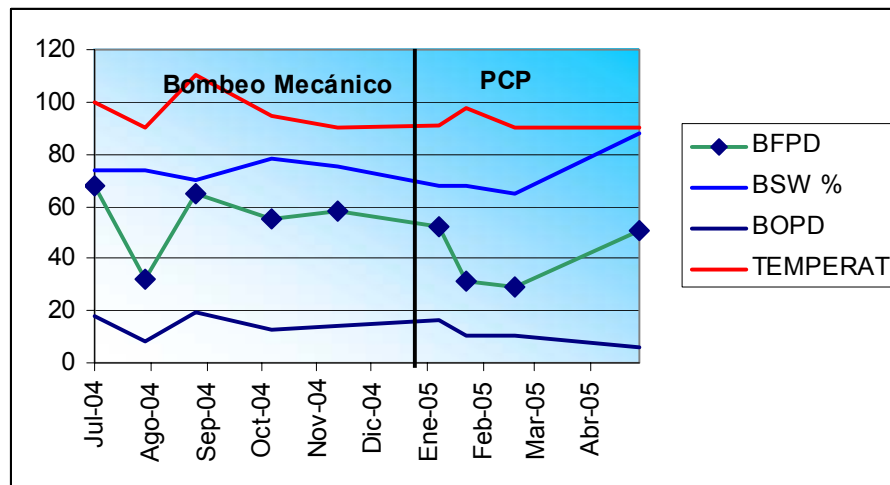


Figura 3.18 - Últimas pruebas de producción Pozo Teca C

Fuente: El autor.

Los puntos representan las fechas en que fue efectuada la prueba, desafortunadamente no se hicieron pruebas antes de instalar la bomba PCP. Sin embargo si se puede observar que la producción total de fluidos disminuyó un poco inmediatamente después de instalada la bomba PCP, esto se puede atribuir a que las bombas de cavidades progresivas necesitan una sumergencia mínima de 100 pies, mientras que la bomba de bombeo mecánico estaba trabajando con una sumergencia menor esto se puede verificar con los últimos dinagramas que se le tomaron a la bomba. El nivel

de fluido adicional que necesita la PCP causa una contra presión sobre la formación que hace que se disminuya la tasa de flujo. Haciendo los cálculos sobre la curva del IPR se obtiene que la contrapresión causa una disminución entre 9 y 5 BFPD valor que coincide con las pruebas de producción.

Las pruebas de producción representativas y las capacidades instaladas se presentan en la siguiente tabla:

Fecha	RPM	CAPACIDAD INSTALADA (BFPD)	BFPD	BS&W	BAPD
13-Ene-05	50	52	51	70	15
17-Ene-05	30	31	38	64	14
18-Ene-05	30	31	40	56	18
23-Ene-05	40	42	60	86	8
25-Ene-05	40	42	43	79	9
28-Ene-05	40	42	66	74	17
29-Ene-05	40	42	66	72	18
13-Feb-05	40	42	49	65	17

Tabla 3.11 - Relación entre las revoluciones por minuto y la tasa de producción de fluidos

La velocidad óptima de bombeo es de 40 RPM, con la cual mantiene una sumergencia de 105' y se obtuvo una producción promedio de 57 BFPD.

### 3.4.6 Historia Inyección de Vapor

El pozo ha sido estimulado en 13 ocasiones, 8 por el "Tubing" y 5 por el anular. Se obtuvo buena respuesta solamente en el ciclo 1, posteriormente los incrementales disminuyeron drásticamente hasta el ciclo 7 considerándose el recobro regular, y finalmente del ciclo 8 al 13 las respuestas fueron pobres. En forma global las respuestas fueron pobres con un promedio de calor inyectado de 35 MM Btu/pie por ciclo. Los ciclos 1 a 5 fueron inyectados por el anular. El ciclo 1 fue el de mejor respuesta, mientras que el ciclo 9 fue el más pobre. El Pozo se estimuló en Abr/03 y su respuesta fue pobre. (Ver gráfica No. 1).

Para este pozo la tendencia de la respuesta a la estimulación con vapor disminuye con el aumento de los ciclos independientemente de si se inyecta calor que se inyecte.

### 3.4.7 Producción Incremental

En la figura 3.18 se presenta la producción incremental de petróleo debida a la estimulación cíclica por vapor, cuando el pozo trabajaba con bombeo mecánico. Esta producción se indica en color rojo. La producción básica (en frío), que en la figura se presenta en verde, fue obtenida por una serie de declinaciones armónicas determinadas por períodos de tiempo, equivalentes a una declinación exponencial de 18% e.a. Como criterio de cálculo se considera que cuando la producción total, de Forma-9, es inferior al pronóstico de la curva fría, la producción incremental se toma como cero y toda la producción reportada se contabiliza como producción fría.

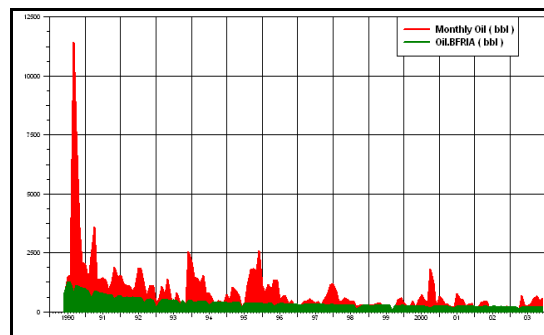


Figura 3.19 - Producción Incremental debida a Estimulación Cíclica por Vapor

Fuente: El autor.

### 3.4.8 Evaluación Económica

Debido al cambio del sistema de levantamiento, se hizo necesario hacer una comparación entre los dos sistemas, evaluando entre ambos las principales variables que afectarían el costo total del uso y mantenimiento del tipo de bomba usada. El principal factor que se evaluó fue el del consumo de energía, seguido de la frecuencia de servicios por parte del equipo varillero

Durante el mes de seguimiento a las variables operacionales, se registro el dato de la demanda de corriente y el respectivo consumo de energía (KWH). Los datos consolidados se presentan en la siguiente tabla:

VELOCIDAD (RPM)	CONSUMO (KWH/DIA)	TORQUE (%)	CORRIENTE (amp)	FRECUENCIA (Hz)
30	21,5	25	9,45	8
35	23,5	25,11	9,49	10
40	25,68	25,68	9,52	11
50	25,78	25,78	9,54	14

**Tabla 3.12 - Relación entre la producción y las revoluciones por minuto**

Fuente: Departamento de Producción Teca.

En bombeo mecánico el pozo tenia instalada una unidad Mark II 456, impulsada por un motor Sargent 4 en torque bajo. El consumo estimado para este conjunto es de 159,6 KWH/día.

La velocidad optima de trabajo en este pozos es de 40 RPM, lo cual nos da un consumo de 25,68 KWH/ día. Comparando este valor con el dato estimado para el sistema en bombeo mecánico, la PCP nos ofrece un ahorro en consumo de energía del 83,91%.

Tomando como base US \$0,048/KWH, el ahorro anual en este pozo seria de US \$2355.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	CONSUMO (KWH/DIA)	CONSUMO (KWH/AÑO)	VALOR CONSUMO (US \$/AÑO)
PCP	25,68	9373,2	451,6
BOMBEO MECÁNICO	159,6	58254	2806,68

**Tabla 3.13 - Comparación de los consumos de energía eléctrica Bombeo Mecánico - PCP**

Fuente: El autor.

El siguiente parámetro para tener en cuenta es la frecuencia con la que el equipo varillero interviene el pozo para hacerle sus respectivos servicios. Se tomará como base para el análisis, el cambio de bomba completa, ya que los demás servicios tendrían el mismo valor, independiente del sistema de levantamiento usado. Además se hará el cálculo según las condiciones promedio del campo.

El tiempo de vida de una PCP es de dos años, mientras que una bomba THM como las que normalmente se usan en el campo es de 1 año cuando el pozo produce en frío y no tiene problemas de producción de arenas. Haciendo la comparación económica (una PCP cuesta casi cuatro veces lo que cuesta una bomba THM) resulta que por ese concepto los costos se duplican en una PCP. Sin embargo se tendría que adicionar a los gastos de una bomba THM el servicio adicional por parte del varillero para hacer el cambio de bomba y los servicios intermedios de cambio de pistón que son necesarios (aproximadamente 4), lo que equilibra los costos en ambos sistemas.

### **3.4.9 Conclusiones**

El Pozo se estimuló con vapor por última vez en Abr/03, obteniéndose pobres respuestas, por lo que se decidió seguirlo produciendo en frío y se cambió el sistema de levantamiento usado hasta el momento.

El Pozo produce en buenas condiciones cuando permanece en frío.

La configuración PCP seleccionada para este pozo está en el rango inferior de su aplicación, si tenemos en cuenta que el aporte máximo no sobrepasa los 45 BFPD. No obstante, el sistema es bastante flexible y permite un fácil ajuste de la capacidad instalada; lo cual ofrece un valor agregado por menor consumo de horas hombre para su ajuste, un menor tiempo de respuesta y con esto una mayor protección del equipo de subsuelo instalado en el pozo.

Los valores promedio, de volúmenes de producción medidos en campo, reportados cuando el pozo estaba en bombeo mecánico y los obtenidos una vez estabilizado el sistema PCP @ 40 RPM, se mantuvieron constantes.

El sistema PCP, comparado con el bombeo mecánico, ofrece un ahorro cercano al 84% en el consumo de energía. En cuestión de mantenimiento los costos prácticamente se igualan en ambos sistemas. Además es ideal para los pozos que tienen problemas de producción de arenas, cuya frecuencia de servicios por parte del equipo varillero es superior a la que se está tomando en este estudio.

Con la instalación de bombas PCP se ve reducida la tasa de producción de fluidos en unos pocos barriles debido a la columna adicional de sumergencia que requiere una bomba de este tipo con respecto a una de bombeo mecánico.

### **3.5 POZO TECA D**

El pozo TECA D representa un fenómeno que se da en la mayoría de pozos que es la producción de arenas, este fenómeno se debe a que la formación es bastante friable y a que uno de los principales materiales aglutinantes de esta es el mismo crudo. Además, los procesos de inyección de vapor crean flujo de fluidos a grandes velocidades que arrastran consigo las partículas de arena hacia el pozo. Entre las consecuencias de este fenómeno se pueden nombrar: Disminución del tiempo de vida de las partes que componen la bomba de subsuelo, depositación de arenas en el fondo del pozo y el consecuente aislamiento de formaciones productoras, en casos extremos pega de tubería o de pistón y varillas.

#### **3.5.1 Información General del Pozo**

El Pozo Teca D, fue perforado verticalmente entre el 5 y el 8 de septiembre de 1987 a una profundidad total de 2485'. Inició producción a finales de 1987. Este pozo se encuentra localizado en el sector sur del campo, hacia la región central de éste; estructuralmente mas bajo que los Teca-0233 y el Teca-0240 y al mismo nivel de Teca-0234 y Cocorná Sur-0001. Perforado para desarrollar a un espaciamiento de 10 acres el sector de los pozos Teca-0233, Teca-0238, Teca-0240, Teca-0243.

El espesor total de la zona de interés abierto a producción es de 644' y el de las arenas netas petrolíferas es de 113'.

El pozo fue cerrado por alto BS&W y bajo potencial petrolífero a partir del día 7 de abril del 2004 con una producción promedia diaria para el último año antes del cierre de 4,44 bpd y un corte de agua promedio de 89%.

El Pozo se estimuló cíclicamente con vapor en diecinueve (19) ocasiones a través de su historia de producción, hasta febrero de 2003, fecha en que se le

hace el último ciclo de inyección, debido principalmente al incremento sustancial en el nivel de arenas y las pobres respuestas obtenidas en los últimos ciclos, por lo que se decidió no volver a inyectar vapor. En todos sus ciclos de inyección el pozo recibió un total 263,944 bls de agua en forma de vapor equivalentes a 96,610 MM de Btu de calor. La producción total a la fecha de su cierre fue de 343,638 bls de aceite, 363,796 bls de agua y 122,259 MPCPD (miles de pies cúbicos por día de gas), de los cuales 229,711 bls de aceite y 238,968 bls de agua son producto de la estimulación con vapor, es decir el 66.84% y el 65.68% respectivamente de las producciones totales. La relación Petróleo-Vapor (RPV) promedia para los ciclos fue de 2.57 bls/MM Btu.

### **3.5.2 Análisis Operacional**

La intervención por servicios al Pozo durante su historia, ha sido alta ya que en 16 años que estuvo operando, el pozo recibió 89 servicios del equipo varillero, aproximadamente 1 servicio cada 2 meses, donde la mayoría de estos servicios corresponden a acondicionamientos a vapor y a cambios de pistón y barril.

### **3.5.3 Estado Mecánico del Pozo**

El Pozo Teca D, fue perforado, verticalmente entre el 5 y 8 de septiembre de 1987 a una profundidad total de 2485', se bajó revestimiento de producción de 9 5/8" con zapato sentado a 1841', hueco abierto y ensanchado a 15" cubierto con Liner de 7", fondo a 2482', empaquetado con 714 sacos de grava tamaño 8-12, que corresponde a 102 % de la capacidad teórica.

A través del tiempo y durante los servicios de Cambio de Pistón y/o Cambio de Barril se le ha chequeado fondo al Pozo, donde observó que el pozo comenzó a arenarse de una forma continua, siguiendo una tendencia ascendente, hasta alcanzar niveles de arenas muy altos, tal como se pudo

observar en el ultimo chequeo de fondo efectuado al Pozo en octubre de 2003, encontrándose el tope de arena a 2331' (151' de relleno), lo que incrementó drásticamente los servicios por parte del equipo varillero. Por lo que se puede concluir que los altos niveles de arena ejerció un efecto negativo en el comportamiento operacional del pozo.

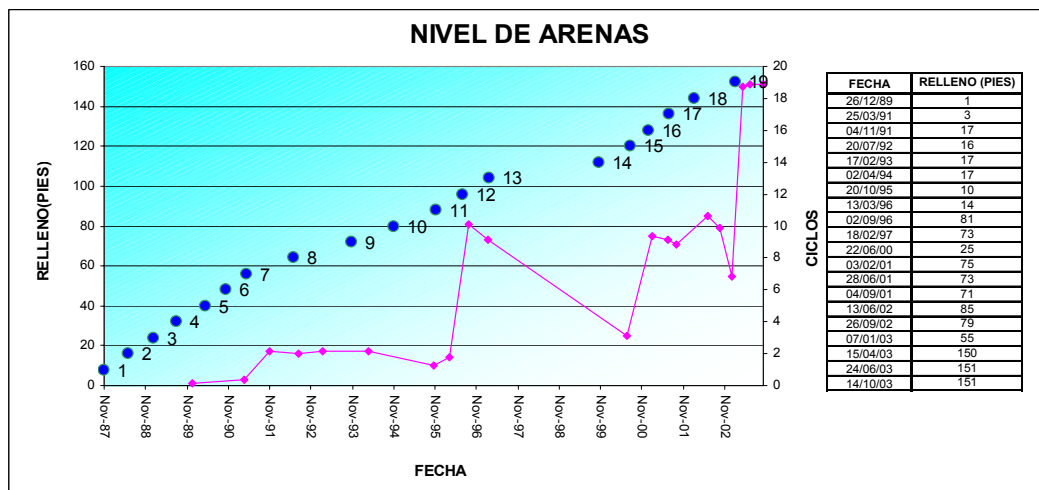


Figura 3.20 - Comportamiento del relleno con respecto a la inyección de vapor

Fuente: El autor.

En la anterior grafica se puede observar mejor, el incremento en el nivel de arenas a medida que se le hacia al pozo un ciclo de inyección de vapor. Por los altos valores de arena registrados, se decidió utilizar este pozo, junto con otros 8 pozos, para realizársele unas pruebas, y así determinar que se le podía ajustar al pozo para que la arena no afectara el comportamiento de la bomba ni la producción del pozo.

Se sacó la arena que se encontraba dentro del barril de la bomba y posteriormente se peso. A esta arena se le hizo pasar por una serie de mallas de diferentes tamaños, y se determinaba que porcentaje del total de la arena se quedaba en cada tamaño de la malla.

POZO	CANTIDAD DE ARENAS	TAMAÑO DE MALLA	ARENA RECOLECTADA (%)
Teca-0239	41.58	40	77.52
Teca-0118	51.90	40	26.60
Teca-0155	61.97	40	32.98
Nare-0054	86.12	40	39.00
Teca-0097	32.69	40	27.97
Teca-0348	150.57	40	35.50
Teca-0155	91.89	12	83.48
Nare-0011	67.17	60	77.91
Teca-0145	54.06	16	26.82

Tabla 3.14- Análisis del tamaño de la arena recuperada en los barriles

Fuente: El autor.

Así se pudo elegir que tamaño de malla se debía usar para envolver un tubo ranurado que se bajaría por debajo del barril con el barril. Este tubo ranurado, o “filtro”, evitaría que la arena entrara dentro del barril y el pistón, y no causaría deterioro de los mismos.

Como se pudo observar, la malla tamaño 40, retuvo la mayor cantidad de arena, de los 9 pozos evaluados, 6 arrojaron resultados favorables a este tamaño de malla. Por lo que se decidió bajarla con el filtro dentro de cuatro pozos, para hacerle seguimiento y verificar su buen funcionamiento.

Se monitoreó y evaluó a través de toma de Niveles de Fluido y Dinagramas el comportamiento de filtros para el control de arena, instalados en los pozos

### 3.5.4 Procedimiento Adoptado

Se seleccionaron 4 pozos que mostraron un incremento en los servicios de pistón o de barril originados por una progresiva producción de arena. Los pozos fueron Pozo D, Teca-0348, Teca-0155, Teca-0118.

Se instalaron 2 tubos ranurados de 30 ft (c/u) en la sarta de producción de los pozos a manera de filtros, con el fin de reducir los efectos provocados por la arena cuando esta entra a la bomba.

Se hicieron lecturas de Nivel de Fluido y Dinagramas a fin de observar posibles taponamientos de los filtros. De esta manera tendríamos que:

Si el nivel de fluido aumenta y el llenado (%) del dinagrama disminuye, indica que las ranuras del filtro se está obstruyendo y que la bomba se está quedando sin nivel.

Si el nivel de fluido se mantiene y el llenado (%) del dinagrama aumenta, indica que el filtro no está operando como debería (ranuras muy amplias) y que la bomba está perdiendo eficiencia por ralladuras en el pistón debido a la arena que entra.

Si el nivel de fluido se mantiene y el llenado (%) del dinagrama se mantiene también, indica que el filtro opera correctamente según las condiciones actuales.

Si la sumergencia de la bomba disminuye y el llenado (%) del dinagrama también disminuye, indica que el pozo se está quedando sin nivel y no está aportando lo que normalmente debería.

### **3.5.5 Observaciones Realizadas**

Pozo D: Presenta un descenso muy lento en el nivel de fluido y por tanto en la sumergencia de la bomba, sin embargo el llenado (%) del dinagrama se ha mantenido en un 31% (prom.) sin presentar aumentos sorpresivos. Es decir, se ajusta al caso "C" mencionado en el procedimiento adoptado, donde se indica que el filtro está trabajando adecuadamente.

Pozo Teca-0118: Este pozo ha presentado una sumergencia tal en la bomba de subsuelo que el nivel de fluido ha permanecido casi constante desde el 23 de Septiembre - 2003, cuando se instaló el filtro (100 ft) hasta el 8 de Noviembre - 2003 cuando se hizo la última toma de nivel de fluido y de dinagrama (103 ft). No obstante, las lecturas de los dinagramas muestran un llenado que ha

aumentado del 18% (23-Sept-2003) al 64 % (8-Nov-2003), sugiriendo con ello una disminución en la eficiencia de la bomba por posibles ralladuras en el pistón a causa de la arena. Es decir, esta situación se ajusta al caso “B” del procedimiento adoptado.

Pozo Teca-0155: Se presentaron dificultades para medir niveles de fluido ya que en un principio este fue un pozo recientemente inyectado y las altas temperaturas no permitieron el buen funcionamiento del equipo que registra esta clase de lecturas. Razón por la cual solo se tiene toma de dinagramas donde el llenado (%) ha ido disminuyendo, no obstante este comportamiento en los llenados no sugiere nada puesto que son típicos de un pozo recién inyectado que se va enfriando con el tiempo.

Pozo Teca-0348: Es el pozo que mas sumergencia tiene de los cuatro pozos en estudio manteniéndose esta en 779 ft (prom.) y con un llenado en los dinagramas que se ha mantenido en el 34% (prom.). Este pozo se ajusta de igual manera al caso “C”, donde se indica que el filtro está trabajando adecuadamente. Ver tabla.

POZO	CASO OBSERVADO	REFERENCIA
Teca-0239	Caso C	El filtro esta operando, mantiene la efeciencia de la bomba
Teca-0348	Caso C	El filtro esta operando, mantiene la efeciencia de la bomba
Teca-0155	Inf. Insuf.	Informacion insuficiente
Teca-0118	Caso B	El filtro no esta operando

Tabla 3.15- Estado de los filtros en prueba

Fuente: El autor.

### 3.5.6 Sistema de Levantamiento

Al Pozo inicialmente le fue instalada una Unidad de Bombeo Lufkin M-228D-213-120 con motor eléctrico Sargent 4 Reliance. Se le bajó una bomba de subsuelo tipo THM 3-1/2" x 2-3/4" x 16 conectada a la tubería de producción, la cual es accionada por varillas de 7/8".

En febrero 18 de 1999 se disminuyó el tamaño del pistón de la bomba, de 2-3/4" a 2-1/4", debido a que el volumen de los fluidos producidos también decreció. Esto con el fin de hacer más eficiente el llenado del barril y evitar deterioros prematuros de los componentes.

### 3.5.7 Historia de Producción de Fluidos

La historia de producción de petróleo, agua y gas se obtuvo de la Base de datos del OFM, la cual contiene dicha información desde el inicio de la producción hasta la fecha. Esta información presenta la producción total por período, sin discriminar, que es fría ni que proviene como resultado de la inyección de vapor. En la Figura-1 se presenta para el pozo Teca D, tanto la historia de producción total de fluidos y de petróleo, como la del comportamiento del corte de agua.

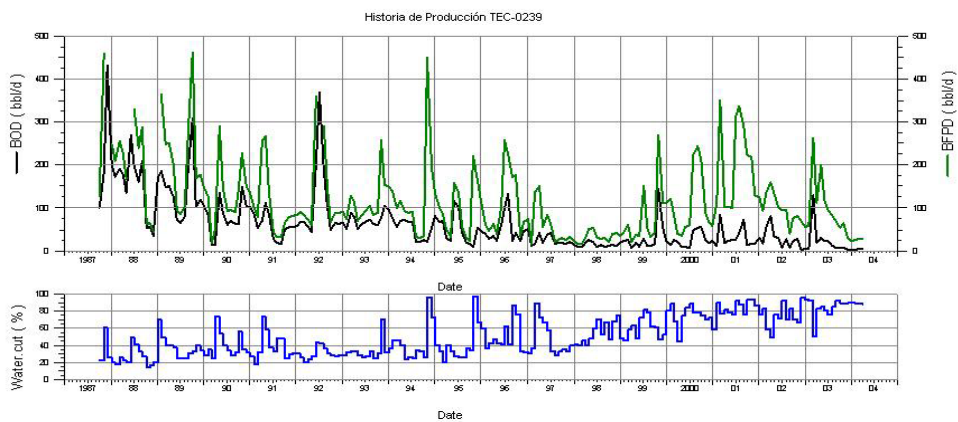


Figura 3.21 - Historia de Producción Pozo Teca-239

Fuente: El autor.

De acuerdo con esta base de datos, a Agosto del 2004 se había producido un total de 343.638 bbl de aceite, lo cual corresponde al 22.9% del OOIP calculado para este pozo, 363796 bbl de agua y 122259 kpc de gas.

El pozo fue cerrado por alto BS&W y bajo potencial petrolífero a partir del día 13 de diciembre con una producción promedio diaria para el último año antes

del cierre de 4,44 bpd y un corte de agua promedio de 89%. Como se puede apreciar en la Figura 1, desde finales del 2000 el pozo presentó un drástico incremento en el corte de agua, pasando de niveles del 60% a valores por encima del 90% y la producción de petróleo cayó a niveles menores de 5 barriles.

### **3.5.8 Historia Inyección de Vapor**

El primer ciclo de inyección se efectuó el 5 de noviembre de 1987, a través del Tubing, aplicando 32 MM Btu/pie de arena neta abierta a producción. Posteriormente se le han hecho otras 18 inyecciones de vapor (13 por el tubing y 6 por el anular).

El último ciclo de inyección para este pozo comenzó el día 10 de febrero de 2003 inyectándose 47 MBtu/pie de arena neta abierta a producción, la respuesta fue media obteniéndose una relación petróleo-vapor de 1.8 Bbl/MMBtu.

Considerando una curva de declinación compuesta como la más representativa del comportamiento de la producción en frío, de los 343,638 STB producidos por el pozo, 180.366 STB (52.5%) corresponden a producción asociada a estimulación por vapor.

Se observó para el caso específico del pozo Teca D de arena que el calor inyectado estuvo en un promedio de 39,1 MM Btu/pie entre ciclos y que las respuestas a estas estimulaciones mantuvieron una tendencia descendente a pesar del incremento en la cantidad de calor inyectado por pie de arena que se dio en los 6 últimos ciclos, esto se puede ver claramente en el ciclo 14, donde se inyectó una gran cantidad de vapor y no se obtuvo un recobro sustancial. Se puede decir que para este pozo un incremento sobre la cantidad recomendada inicialmente de 42 MMBtu/pie no tuvo incidencia sobre el recobro incremental de crudo debido a la inyección de vapor, y que por el

contrario, favoreció la drástica disminución de la producción incremental debida al vapor debido a la alta saturación de agua en los sectores aledaños al pozo

La siguiente figura muestra los ciclos de inyección que ha tenido el Pozo Teca A través de su historia. La duración de estos ciclos se tomó hasta el comienzo de la siguiente inyección.

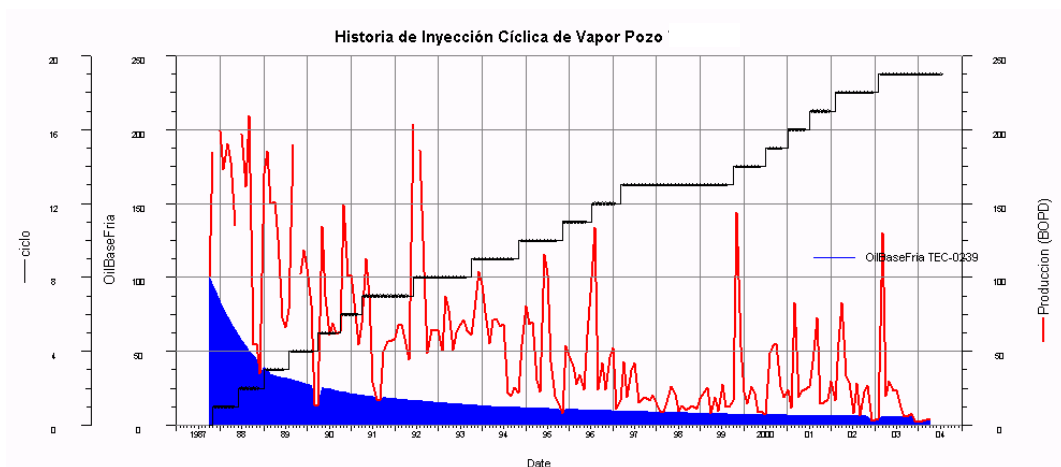


Figura 3.22 - Historia de Inyección Cíclica de Vapor Pozo Pozo D

### **3.5.9 Evaluación Económica**

El pozo fue cerrado por bajo potencial se aceite diciembre de 2004, con una producción promedia diaria para el último año antes del cierre de 7 bpd y un corte de agua promedio de 88% y una producción de 1.4 Bpd con un corte de agua del 85% promedia mes, el pozo llega a esta producción después del ciclo numero 19, mostrando un daño en el "liner" a 2312' después de este ciclo, por lo cual este pozo se encuentra por debajo del punto de equilibrio económico y se hace no rentable la operación.

A pesar que las pruebas para adaptarle un filtro y asi proteger la bomba de subsuelo arrojaron buenos resultados, la baja producción, lo hace desfavorable económicamente por lo que se decidió cerrarlo para su próximo abandono.

### **3.6 POZO TECA E**

El análisis de este pozo está enfocado en determinar las verdaderas ventajas de reacondicionar un pozo cuando presenta daños en su estructura que disminuyen o impiden la extracción del petróleo que se produce en él. Existen muchos pozos en el Campo Teca y Nare que presentan daño Mecánico o niveles altos de arena y que necesitarían que se les efectuara algún tipo de "Workover" con el fin de ponerlos en condiciones óptimas para producción.

#### **3.6.1 Información General del Pozo**

El Pozo TECA E, fue perforado, verticalmente noviembre de 1985. Se completó con el mismo diseño típico de estos campos y que se explicó en capítulos anteriores. En diciembre de 2000 se efectuó un "WorkOver" en el pozo, que consistió en limpiar el relleno depositado en el fondo del pozo y bajar un nuevo "Liner" de 5" dentro del existente de 7", empaquetando el espacio anular entre ambos. El espesor total de la zona de interés abierto a producción es de 604' y el de las arenas netas petrolíferas es de 171'.

El pozo fue completado oficialmente en junio de 1986 produciendo 86 barriles de fluido con un 9% de BS&W.

Posee 13 estimulaciones con vapor y el último ciclo de inyección para este pozo se le realizó el 26 de octubre de 2003 inyectándose 55.40 MMBtu/pie de arena neta abierta a producción, la respuesta fue muy pobre obteniéndose una relación petróleo-vapor de tan sólo 0.04Bbl/MMBtu.

#### **3.6.2 Trabajos de reacondicionamiento Campos Teca y Nare Sur**

La mayoría de trabajos de reacondicionamiento a los pozos que se han hecho en estos campos, se han debido a que presentan colapso o rotura en el liner ranurado, aumentando los problemas de arenamiento. Estos problemas aparte de acelerar el deterioro de las partes de la bomba, suelen ocasionar

pega de la sarta de tubería o de varillas, cuando la arena se deposita junto al pistón o el barril. Problemas que son tan severos que muchas veces causan el cierre del pozo, como fue el caso del TECA E.

Para reacondicionar el pozo se debe corregir el daño que tenga en el "Liner" que es la parte que mas expuesta está a las condiciones extremas originadas por la inyección de vapor, y además es la tubería mas débil debido a que esta atravesada por ranuras. Este daño puede ser rotura o colapso, cualquiera sea el caso, la única forma de corregir el daño es reemplazándola. Para esto hay dos posibilidades:

- Recuperar el "liner" del pozo, desasentando el sello metálico y pescando el "Liner".
- Instalar un "liner" de menor diámetro dentro del ya existente.

La primera opción es muy difícil de llevar a cabo, ya que el "liner" casi siempre se encuentra muy pegado contra el hueco y al tensionarlo, este se parte. Generalmente se puede recuperar unas pocas juntas, quedando la mayoría dentro del hueco. En este caso es necesario, aislar la parte del hueco que quedo con el "liner" "pescado" en el fondo, y desviar el pozo desde el tope del cemento llegando al objetivo paralelamente al antiguo hueco.

La segunda opción se puede realizar únicamente si el colapso o el daño en el "liner" de 7" deja pasar el de 5", que es el diámetro que se coloca dentro de este. Si ese es el caso, se baja el "liner" de menor diámetro y se empaqueta con grava el espacio que queda entre ambos. Antes de realizar esta operación se debe limpiar los rellenos que tenía el antiguo "liner". La limpieza no se puede hacer circulando agua salada o lodo, por que la formación no tiene la suficiente presión para contrarrestar la presión hidrostática de la columna de lodo o agua y por lo tanto no hay retornos y se "toma" todo el lodo. Por eso, se utiliza una herramienta llamada "Sand Pump Catcher" que succiona la

arena. Esta herramienta no suele ser muy efectiva y en la mayoría de casos solo se logra limpiar unos pocos pies de relleno.

### **3.6.3 Fenómenos de Arenamiento en los Pozos de Campo Teca**

El comportamiento que sigue el relleno en este pozo, se suele observar en la mayoría de pozos que tienen problemas de arenamiento en los Campos Teca y Nare Sur, en ellos se ve que después de que un pozo acaba de inyectarse, los niveles de relleno aumentan vertiginosamente hasta llegar a un pico, posteriormente, a medida que el pozo continúa produciendo, el relleno disminuye unos pocos pies y se estabiliza hasta que es inyectado nuevamente, por cada inyección el Pozo aumenta el relleno, hasta que estos se vuelven críticos.

Este comportamiento se debe principalmente a dos factores:

- La taza con que se produce las arenas desde la formación hacia el hueco.
- La taza con que se produce las arenas desde el fondo del hueco hacia la superficie.

El primer factor esta mas influenciado por la inyección, ya que le multiplica la presión al yacimiento en las cercanías a la cara del pozo y cuando se pone en producción, el diferencial de presión causa un gran flujo hacia el pozo que arrastra consigo las partículas de arena. El segundo factor depende de la velocidad de asentamiento que tengan las partículas de arena. Los fluidos fríos y viscosos tienen mayores capacidades de arrastre que aquellos calientes y menos viscosos. Si la taza de producción de arena desde la formación hacia el hueco es mayor que la del hueco hacia la superficie, la arena que no logre salir se ira depositando en el fondo del Pozo Teca Aislando zonas productoras y en casos extremos hace que la tubería se quede pegada. En

otros pozos en cambio aunque no presentan niveles de relleno, sí se observa desgaste y abrasión de las partes de la bomba causados por el arenamiento del pozo. Esto ocurre por que la arena no alcanza a depositarse en el fondo cuando, manteniéndose en suspensión en los fluidos que se bombean a superficie, pasa por la bomba y la deteriora rápidamente.

Uno de los objetivos del periodo de remojo que le sigue al de inyección es el de dar tiempo al yacimiento para que la presión se distribuya uniformemente y por lo tanto, cuando se pone nuevamente en producción, no hayan diferenciales de presión tan grandes.

#### **3.6.4 Observaciones sobre “Liner” recuperado en “Workover”**

Como se dijo anteriormente una de las formas de reacondicionar el pozo es sacando el “Liner” que tenía anteriormente para ser reemplazado por uno nuevo. La observación de éstas muestras que se recuperan del hueco nos ayuda a entender por que se presentan los fenómenos de arenamiento.

En abril de 1991 se le hizo un trabajo de este tipo al pozo Teca 63 y el análisis del “liner” que se recupero concluyo que el arenamiento que había sufrido el pozo se debe principalmente a:

- Erosión producida en las ranuras por la velocidad del vapor y por la producción de finos, en el momento de la inyección de vapor y/o venteo del pozo, que aumentan el tamaño de las ranuras, de 0.057” inicialmente a 0.059” al momento de hacer la observación.
- Empaquetamientos con grava insuficientes, dando lugar a esfuerzos de compresión anormales.
- Porcentaje de tamaño de grava de 31% en las mallas 16, 20 y 35 que presentan tamaño entre 0.0469”, mucho menor que el tamaño de las ranuras del liner recuperado que es de 0.057” .

- La migración de finos desde la formación hacia el pozo y el alto porcentaje de los mismos retenidos en las mallas 20 (4.11%) y 35 (11.478%), hacen pensar que los tamaños originales de la grava, malla 8-12, y de las ranuras 0.057" x 2 -1/2" no eran los adecuados para un control efectivo de arena.
- Al correlacionar cada uno de los tubos del liner con las curvas de resistividad y SP, se pudo determinar que los tubos colapsados y los que presentaron mayor deterioro de ranuras, se encuentran en frente de las arenas con mayor potencial teórico de producción de aceite en la zona B.
- La grava recuperada no cumple con los requerimientos de la norma API RP58. El porcentaje de los granos retenido en la malla 8-12 es de 68.2%, menor del 96% requerido por la norma. Tampoco cumple con los requerimientos de resistencia a la compresión, ya que el porcentaje de finos es del 29% y el máximo aceptado es del 8%.
- El porcentaje de taponamiento de las ranuras con grava fue alto entre un 31% y 80%.

### **3.6.5 Análisis Operacional**

A lo largo de su historia al pozo se le han realizado 69 servicios que se resumen de la siguiente forma:

- 7 Acondicionamientos a vapor, 9 Servicios post-inyección, 15 Cambios de pistón, 14 Cambios de bomba completa , 1 por tubería rota o con fugas, 2 por varillas partidas o desconectadas, 19 por otros servicios.

La frecuencia de intervenciones por servicio al pozo ha sido alta (Aproximadamente 1 servicio cada tres meses y medio). Aunque habría que considerar que se ha estimulado con vapor en 13 ocasiones

Durante los servicios de cambio de pistón o bomba completa se ha chequeado fondo con tubería o varillas encontrándose los siguientes resultados:

FECHA	RELLENO (PIES)
27-may-89	0
17-oct-90	40
22-ene-91	112
22-mar-91	131
21-dic-94	141
16-nov-95	156
03-dic-96	140
04-ene-97	146
14-feb-97	129
06-jul-97	122
05-nov-97	132
15-nov-00	113
04-dic-00	119
04-dic-00	0
18-dic-02	3
09-abr-04	3
02-jul-04	1
12-ago-04	0

**Tabla 3.16 Resultados de los chequeos de fondo realizados al pozo TECA E**

Fuente: El autor.

A continuación se muestra en una grafica, los distintos comportamientos que ha tenido a través del tiempo la cantidad de arenas depositadas en el fondo. Y además, en la misma se muestran como puntos en verde, los ciclos de inyección a los que se sometió el pozo, con el fin de mostrar la influencia que tiene la inyección de vapor sobre esta variable.

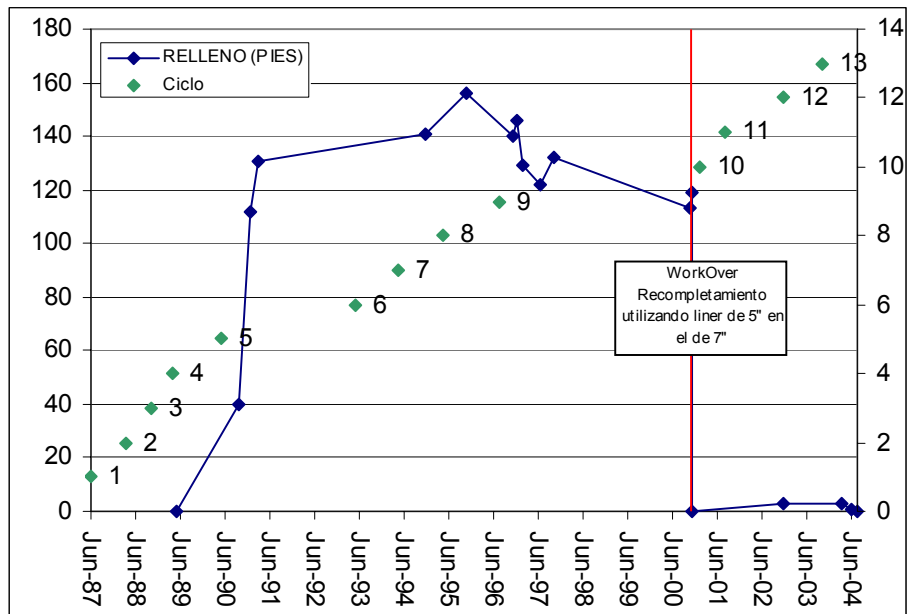


Figura 3.23 - Historia de deposición de arenas en el fondo del pozo TECA E

Fuente: El autor.

A medida que pasaban los ciclos de inyección, el pozo se fue arenando, pero es después de inyectarlo por quinta vez, que aumenta vertiginosamente el relleno que pasó de 40 a 120 pies. Debido a esta circunstancia se decidió suspender la inyección y el pozo no se inyectó por más de dos años. Sin embargo se hicieron otras 4 inyecciones en las que se presentaron muchos problemas debidos al arenamiento y las intervenciones al pozo para reemplazar partes de la bomba o la bomba completa se hicieron mas frecuentes, además se depositaba arena dentro del barril por encima del pistón y causaba la rotura o la pega de la sarta de varillas. En servicio realizado en noviembre de 1995 y mediante chequeo de fondo se encontró un relleno de arena de 156' dejando la silla a 1907', en enero 5 de 1997 se encontró la sarta pegada despegándola y cambiando el barril se dejó el pozo nuevamente en producción, pero continuó presentando daños permanentes al barril por problemas de arenamiento, dejándolo por fuera de producción desde marzo de 1998.

El pozo permaneció cerrado hasta diciembre de 2000. En esta fecha, se bajó bloque de impresión hasta 2286' que mostró marcas de liner de 7" colapsado hasta cerca al diámetro externo. Por lo que se decidió realizarle un trabajo de reacondicionamiento en el que se intentó limpiar la arena del fondo con lodo sin ningún resultado debido a que la presión del yacimiento era inferior a la de la columna hidráulica del lodo, por lo que la formación tomó la mayor parte del lodo que fue bombeado y no hubo retornos. Para evitar esto, se bajó una herramienta especial que evitaba que esto ocurra ya que succionaba la arena, sin embargo no se pudo limpiar hasta el fondo del "Liner" y se dejó con un relleno de 64'. Se bajó bloque de impresión y se tomó impresión a 2285 pies que mostró que el "liner" estaba colapsado. Se bajó "liner" de 5" con tope a 1699 y fondo a 2279 que finalmente se empaquetó con 44 sacos de grava 8-12.

Después de que el pozo fue reacondicionado y puesto en producción nuevamente, se ha inyectado en 4 ocasiones y no ha mostrado síntomas de que se esté arenando nuevamente, el último chequeo de fondo mostró que no había relleno.

Sin embargo, durante el último año el pozo viene presentando frecuentes problemas por tubería con fugas y ha sido necesario intervenirlos con el equipo varillero con el fin de reemplazar la tubería que se ha roto debido a problemas de corrosión.

A continuación se muestra el Estado Mecánico del Pozo después del trabajo de reacondicionamiento.

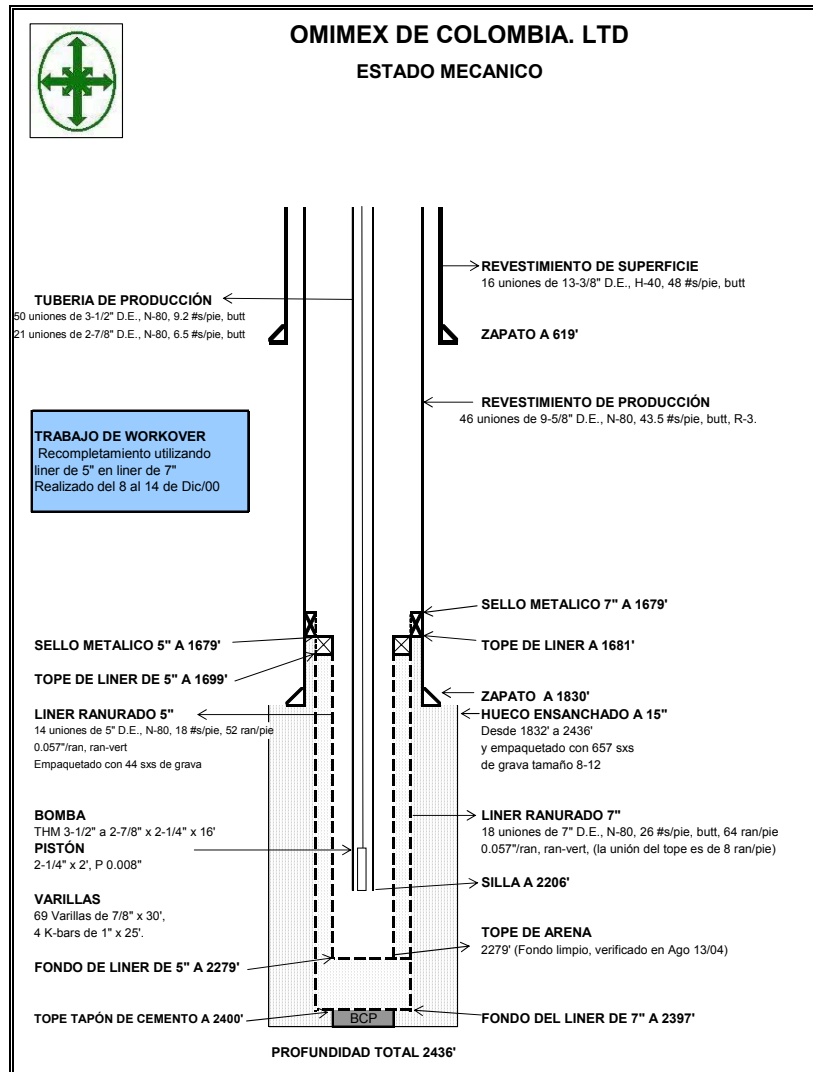


Figura 3.24 – Estado mecánico pozo después del trabajo de reacondicionamiento.

Fuente: El autor.

### 3.6.6 Sistema de Levantamiento Artificial

Desde que el pozo se puso en producción ha trabajado con una Unidad de Bombeo Lufkin M 228-213-120 con motor eléctrico Sargent 4.

Inicialmente se le bajó una bomba de subsuelo tipo THM 3-1/2\*2-3/4\*16 conectada a la tubería de producción, la cual es accionada por varillas de 7/8". En septiembre de 1996 se disminuyó el tamaño del pistón de la bomba, de 2-3/4" a 2-1/4", debido a que el volumen de fluidos producidos también

decreció. Esto con el fin de hacer más eficiente el llenado del barril y evitar deterioros prematuros de los componentes.

Después del último servicio de cambio de bomba completa, según los registros dinamométricos tomados se encontró el sistema de bombeo operando eficientemente.

### 3.6.7 Historia de Producción de Fluidos

En la Figura-1 a continuación, se presenta para el pozo TECA E, tanto la historia de producción total de fluidos y de petróleo, como la del comportamiento del corte de agua

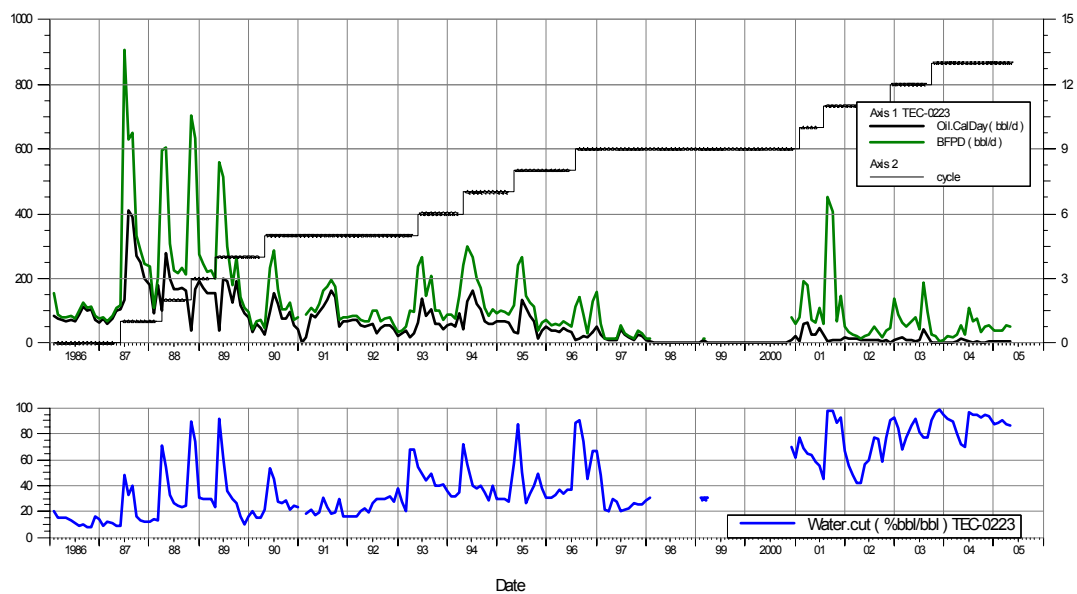


Figura 3.25 - Historia de Producción y Ciclos de Inyección

Fuente: El autor.

De acuerdo con la información disponible, para febrero de 2005 se habían producido un total de 400,84 Mbbls de aceite y 323,9 Mbbls de agua. Esta producción de petróleo corresponde a un factor de recobro del 24.4% con respecto al OOIP calculado para este pozo (1350 Mbbls de petróleo).

La producción media durante la vida del pozo ha sido de 71,06 bpd.

Para el último año, la producción diaria promedio de aceite fue de 5,04 bpd y un corte de agua promedio de 89,85%. Como se puede apreciar en la Figura 1, desde mediados de 2003 el pozo presentó un drástico incremento en el corte de agua, pasando de niveles del 70% a valores cercanos al 95% y la producción de petróleo cayó a niveles de 3 a 5 bopd.

Un resumen de las últimas pruebas de producción realizadas al pozo, se presenta a continuación:

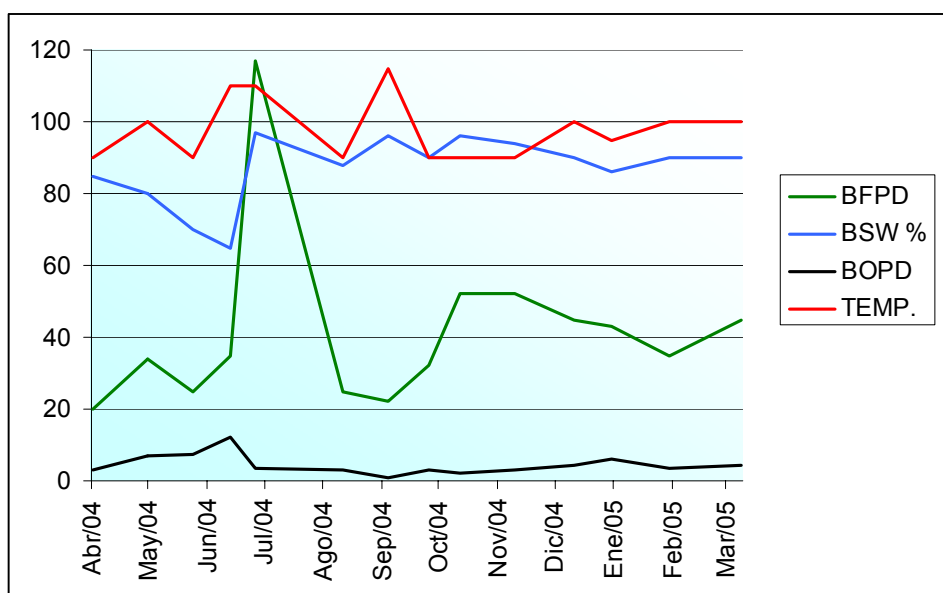


Figura 3.26 - Pruebas de producción del último año Pozo Teca 229

Fuente: El autor.

### 3.6.8 Historia Inyección de Vapor

El primer ciclo de inyección se efectuó el 28 de junio de 1987, a través del anular, aplicando 39,81 MM Btu/pie de arena neta abierta a producción. Posteriormente se le han hecho otras 12 inyecciones de vapor, 4 por el anular y 8 por el tubing. El último ciclo de inyección de vapor se efectuó en octubre de 2003. El pozo se dejó de inyectar con vapor desde esa fecha debido a la pobre respuesta que tuvo a las últimas estimulaciones con vapor.

En la siguiente grafica se muestra la curva de producción en frío y la de producción real, en rojo se muestra la producción incremental calculada como la diferencia entre las anteriores.

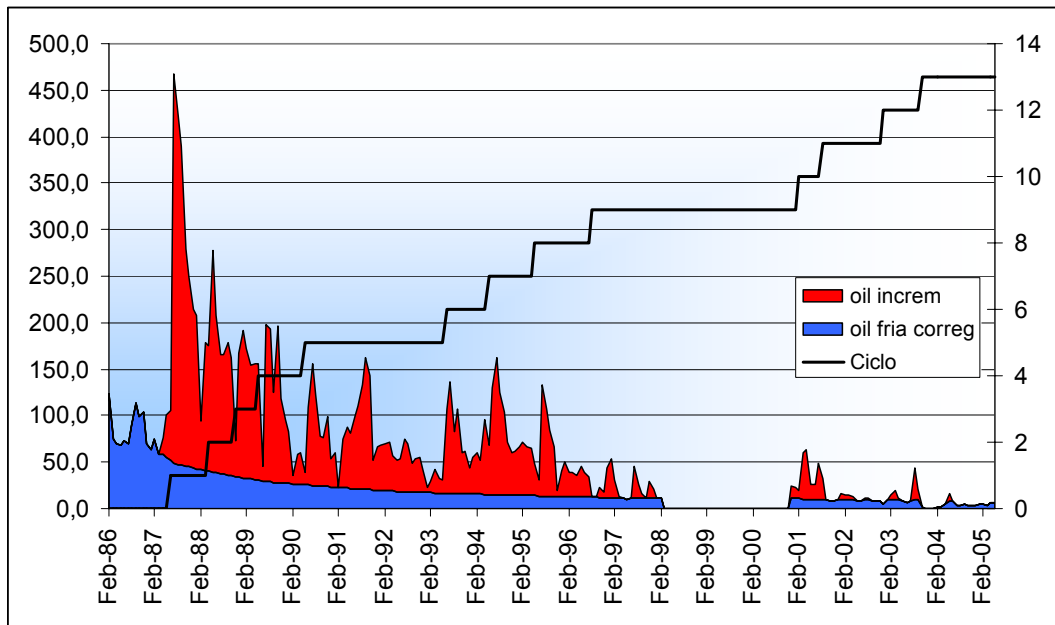


Figura 3.27- Calculo del petróleo incremental debido a la inyección de vapor cíclica

Fuente: El autor.

En la Tabla se resume toda la información de los ciclos de inyección realizados en el pozo. Esta información incluye, duración del ciclo, fechas de realización, volumen de vapor inyectado, cantidad y calidad del vapor inyectado, temperatura y presión, espesor neto efectivo estimulado, calor inyectado por pie de formación y el petróleo incremental obtenido en cada ciclo.

Ciclo	Duración		Calor Inyectado (MMBtu)	Presión Promedio (Psi)	Temp. Promedio (F)	Agua Inyectada (Bbl)	Calidad Promedio (%)	Calor/Pie de arena	Aceite		Tipo de Inyección	PIDP* (BOPD)
	Días	Comienzo							Incremental (Bbl)	RPV (Bbl/MMBtu)		
1	21,7	28-Jun-87	6808	1123	559	18660	77	40	65003	9,55	Anular	103,89
2	11,1	12-Abr-88	6046	1168	564	16575	77	35	40672	6,73	Tubing	65,00
3	11,4	3-Nov-88	6177	1127	559	16931	77	36	27927	4,52	Tubing	44,63
4	12,9	1-May-89	6734	1200	567	18571	76	39	31491	4,68	Anular	50,33
5	7,9	25-May-90	6742	1200	567	18683	76	39	20675	3,07	Anular	33,04
6	10,5	2-Jun-93	7580	1102	554	21565	71	44	18193	2,40	Anular	29,08
7	9,5	14-May-94	7357	1182	554	20661	73	43	21984	2,99	Anular	35,13
8	6,6	17-May-95	6012	1041	537	16370	78	35	15007	2,50	Tubing	23,98
9	7,5	10-Ago-96	6529	1011	535	18099	75	38	5884	0,90	Tubing	9,40
10	13,1	5-Feb-01	14358	1123	523	38738	79	84	8103	0,56	Tubing	12,95
11	7,4	27-Ago-01	8077	1064	553	21733	80	47	3003	0,37	Tubing	4,80
12	6,5	18-Dic-02	6819	991	538	18327	80	40	2323	0,34	Tubing	3,71
13	1,5	26-Oct-03	9473	1105	549	25475	80	55	366	0,04	Tubing	0,59

Tabla 3.17 - Ciclos y parámetros de inyección pozo TECA E

Fuente: El autor.

De acuerdo con la presente revisión, la producción incremental de petróleo a febrero de 2004 es del orden de 260,63 Mbbls, equivalentes a un 65% de la producción acumulada del pozo.

### 3.6.9 Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor

Con base en la información mostrada en la Tabla, sobre cada uno de los ciclos de inyección llevados a cabo en el pozo TECA E, se realizó la evaluación del comportamiento de las principales variables, el cual se presenta a continuación.

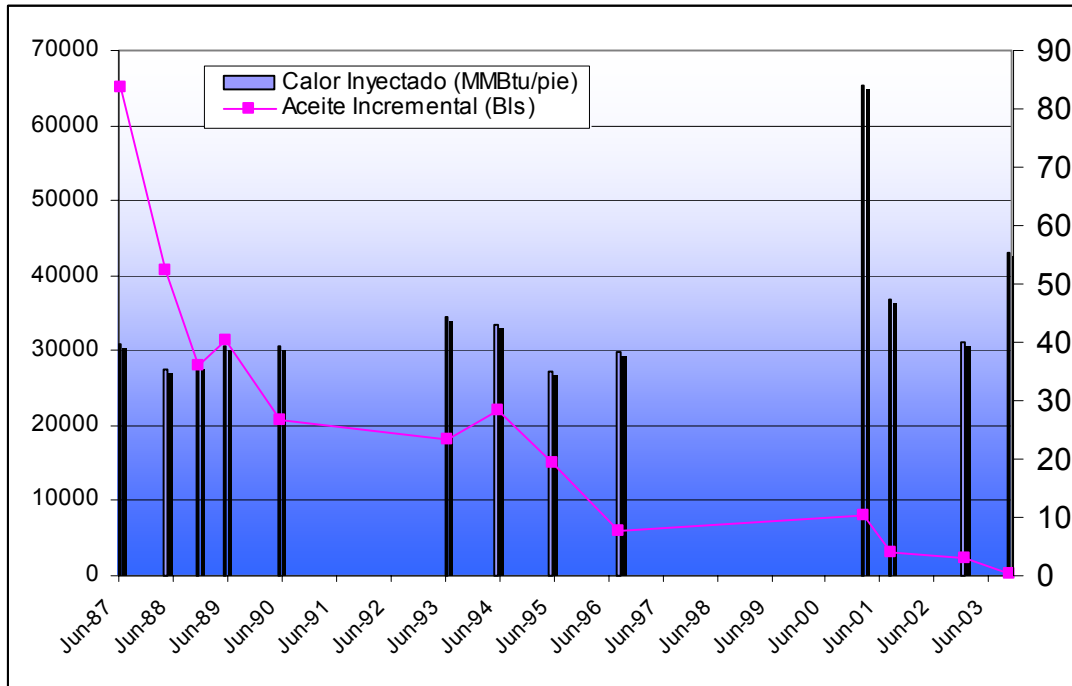


Figura 3.28- Comparación entre el Petróleo incremental y la cantidad de calor que se inyecta por pie de arena neto

Fuente: El autor.

### 3.6.10 Calor Inyectado por Pie de Arena Neto

En la Figura, se observa para el caso específico del pozo TECA E que el calor inyectado estuvo en un promedio de 44 MM Btu/pie entre ciclos y que las respuestas a estas estimulaciones no presenta una relación directa con la cantidad de calor inyectado por pie de arena que se dió en cada ciclo.

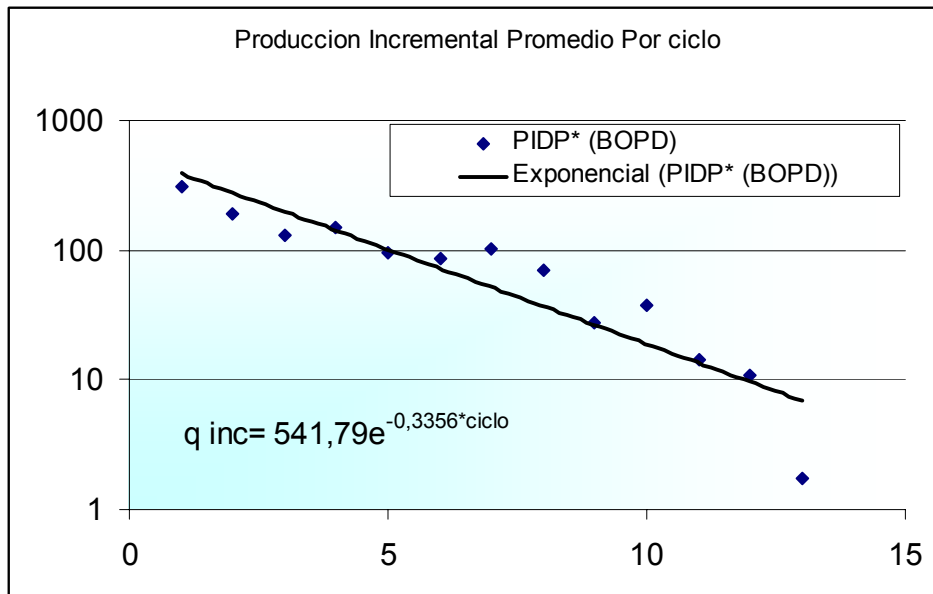


Figura 3.29 - Producción incremental promedio por ciclos

Fuente: El autor.

La Figura presenta la producción incremental diaria de aceite promedio por cada ciclo, calculada como el recobro incremental total dividido sobre la duración de cada ciclo. En ella se observa una tendencia exponencial en la declinación del recobro incremental a medida que transcurren los ciclos. También se aprecia que el último ciclo tuvo una respuesta anormalmente pobre con respecto a la tendencia que siguieron los otros ciclos. En la gráfica se muestra también la ecuación de la curva que mejor se ajusta para describir la tendencia declinante en la recuperación incremental de aceite a medida que

### 3.6.11 Aceite Original In Situ

Inicialmente el pozo tenía abiertas a producción un total de 604 pies y 171 pies de arenas netas. El daño y el posterior completamiento hecho después del reacondicionamiento taponaron 50 pies de arenas productoras de los 171 que se encontraban abiertos a producción.

Posee 64 pies de arenas no abiertas a producción que sin embargo tienen una saturación de agua un poco alta. En la zona superior al traslape del “liner” dentro del revestimiento, tiene 36’ en arenas netas, este dato es importante ya que son estas arenas las que se pueden abrir a producción sin necesidad de recuperar el liner.

El OOIP asociado a las arenas que actualmente se encuentran abiertas a producción (121’) es de 984 MBls de petróleo. El OOIP asociado a las arenas que quedaron aisladas después del trabajo de reacondicionamiento es de 421 MBls de petróleo.

### 3.6.12 Evaluación Económica

Con el fin de conocer si el trabajo de reacondicionamiento fue económicamente exitoso, se hará la evaluación económica, teniendo en cuenta datos reales de producción desde el 2001 hasta el 2005, y utilizando como precio del crudo un valor promedio que ha tendido en estos 4 últimos años que es de 28 US\$ / Bbl. Los costos asociados al trabajo de reacondicionamiento están consignados en el “wellfile” y suman un total de 87900 US\$. A continuación se muestran los resultados de la corrida:

#### EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Producción diaria de aceite ( BOPD )		28	\$ 11	\$ 12	\$ 4	\$ 5					
Producción anual de crudo sin regalías ( bls de crudo )		8,064	3,212	3,504	1,197	1,460					
Venta de crudo descontando regalías ( US\$ )		146,765	58,458	63,773	21,789	26,572					
<b>Gastos operacionales y de mantenimiento</b>											
Consumo de Energía eléctrica (US\$)		3,671	3,671	3,671	3,671	3,671					
Tratamiento de crudo (US\$)		306	120	131	45	55					
Tratamiento de agua (US\$)		186	186	186	186	186					
Costo de servicios a los pozos ( US\$ )		477	477	477	477	477					
Repuestos para bombas de subsuelo ( US\$ )		2,650	2,650	2,650	2,650	2,650					
Mantenimiento de unidad de bombeo-motor-tablero		489	489	489	489	489					
Mantenimiento via de acceso		131	131	131	131	131					
WorkOver	90000										
<b>Subtotal Gastos operacionales y de mantenimiento</b>	<b>90,000</b>	<b>7,910</b>	<b>7,724</b>	<b>7,735</b>	<b>7,649</b>	<b>7,659</b>					
<b>Transporte de crudo</b>		<b>5,928</b>	<b>2,329</b>	<b>2,540</b>	<b>868</b>	<b>1,059</b>					
Flujo de caja antes de impuestos (US\$)	-90,000	132,927	48,406	53,497	13,272	17,855					
Impuestos	-33,075	48,851	17,789	19,660	4,878	6,562					
<b>Flujo de caja despues de impuestos (US\$)</b>	<b>-56,925</b>	<b>84,077</b>	<b>30,617</b>	<b>33,837</b>	<b>8,395</b>	<b>11,293</b>					
VPN @ 12% con escenario de 10 años ( US\$ )		<b>\$ 69,981</b>									
VPN @ 12% con escenario de 1 año ( US\$ )		<b>\$ 16,199</b>									

Tabla 3.18 – Evaluación Económica Pozo Teca E

Fuente: El autor.

En la tabla se observa que el trabajo de reacondicionamiento fue exitoso, e incluso se pago al primer año de reabrir el Pozo Teca A producción.

Hay que aclarar que este “workover” resultó ser sencillo y no se presentaron mayores problemas por lo que los costos asociados a el fueron bajos con respecto a los que se aprecian en trabajos efectuados a otros pozos donde estos costos han llegado hasta los 230.000 US\$. Con el fin de evaluar que tan rentable sería efectuarle un trabajo de reacondicionamiento a algún pozo que esté fuera de producción por daños en su estructura. Se efectuó una corrida teniendo como producción inicial la que en promedio tiene el campo en este momento, 15 BOPD, el precio del crudo se tomó como 40 US\$/Bbl para el WTI, teniendo en cuenta que el crudo de Teca se paga al 65% de ese valor. Y el costo total del “Workover” se tomara como 200.000 US\$. A continuación se muestran los resultados:

#### EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO POZO CON DAÑO MECÁNICO

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Producción diaria de aceite ( BOPD )	15.00	14.10	13.25	12.46	11.71	11.01	10.35	9.73	9.14	8.59	
Producción anual de crudo sin regalías ( bls de crudo )	4,320	4,117	3,870	3,638	3,420	3,214	3,022	2,840	2,670	2,510	
Venta de crudo descontando regalías ( US\$ )	78,624	74,933	70,437	66,211	62,238	58,504	54,994	51,694	48,592	45,677	
<b>Gastos operacionales y de mantenimiento</b>											
Consumo de Energía eléctrica (US\$)		3,671	3,671	3,671	3,671	3,671	3,671	3,671	3,671	3,671	3,671
Tratamiento de crudo (US\$)		164	154	145	136	128	120	113	106	100	94
Tratamiento de agua (US\$)		186	186	186	186	186	186	186	186	186	186
Costo de servicios a los pozos ( US\$ )		477	477	477	477	477	477	477	477	477	477
Repuestos para bombas de subsuelo ( US\$ )		2,650	2,650	2,650	2,650	2,650	2,650	2,650	2,650	2,650	2,650
Mantenimiento de unidad de bombeo-motor-tablero		489	489	489	489	489	489	489	489	489	489
Mantenimiento via de acceso		131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
WorkOver	200,000										
Subtotal Gastos operacionales y de mantenimiento	200,000	7,768	7,758	7,749	7,740	7,732	7,724	7,717	7,710	7,704	7,698
Transporte de crudo		3,176	2,985	2,806	2,638	2,479	2,331	2,191	2,059	1,936	1,820
Flujo de caja antes de impuestos (US\$)	-200,000	67,681	64,190	59,882	55,833	52,027	48,449	45,086	41,925	38,953	36,159
Impuestos	-73,500	24,873	23,590	22,007	20,519	19,120	17,805	16,569	15,407	14,315	13,289
Flujo de caja despues de impuestos (US\$)	-126,500	42,808	40,600	37,876	35,315	32,907	30,644	28,517	26,517	24,638	22,871
VPN @ 12% con escenario de 10 años ( US\$ )											\$ 60,308
VPN @ 12% con escenario de 1 año ( US\$ )											\$ -78,820

Tabla 3.18 - Evaluación Económica Pozo Teca E

Fuente: El autor.

Se aprecia en la tabla que en un año no se paga el proyecto, pero a largo plazo sí, a 10 años el proyecto si es rentable. Con esto se puede afirmar que en el campo Teca es muy difícil que se efectúen este tipo de trabajos puesto que esta inversión se puede utilizar en proyectos mucho más rentables económicamente, como es el caso de los nuevos campos operados por la Compañía.

### **3.7 POZO NARE A**

El pozo NARE A se venia inyectando frecuentemente hasta febrero de 2004, fecha en que se le efectuó la última inyección de vapor, que produjo pobres respuestas, por lo que se lo catalogó como “No Inyectable”. Una buena parte de los pozos que están en condiciones mecánicas aptas para ser inyectados presentan esta misma situación por lo que se decidió escoger uno de ellos con el fin de evaluar su desempeño y determinar si realmente no es beneficioso seguirlo inyectando.

#### **3.7.1 Información General del Pozo**

El Pozo NARE A, fue perforado, verticalmente mayo de 1989 a una profundidad total de 2523'. Se bajó revestimiento de producción de 9 5/8" con zapato sentado a 1804', hueco abierto y ensanchado a 15" cubierto con liner de 7", fondo a 2267' y tope a 1669', empaquetado con 543 sacos de grava tamaño 8-12, que corresponde al 109 % de la capacidad teórica. Se encuentra ubicado en la parte norte del campo hacia la zona central de este, en la parte que bordea el Río Magdalena.

El espesor total de la zona de interés abierto a producción es de 463' y el de las arenas netas petrolíferas es de 152'.

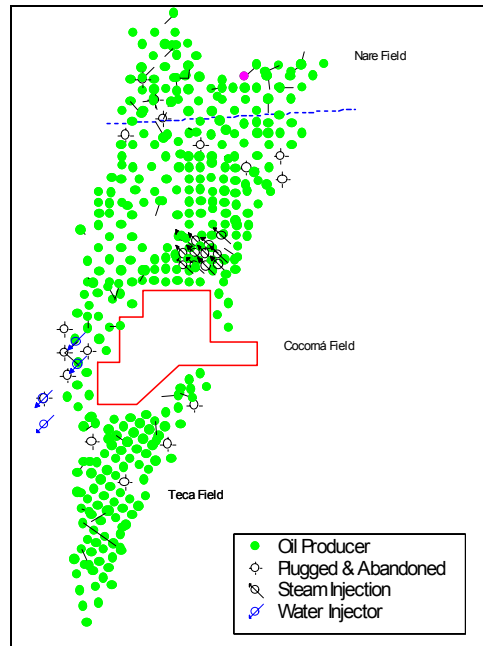


Figura 3.30 - Localización Pozo NARE A

Fuente: El autor.

El pozo fue completado oficialmente en junio de 1986 y produjo 353 barriles de fluido con un 1.5% de BS&W.

Posee 15 estimulaciones con vapor y el último ciclo de inyección para este pozo se le realizó el 8 de febrero de 2004 inyectándose MMBtu/pie de arena neta abierta a producción, la respuesta fue aceptable obteniéndose una relación petróleo-vapor de 0.48 Bbl/MMBtu.

### 3.7.2 Análisis Operacional

A lo largo de su historia al pozo se le han realizado 47 servicios que se resumen de la siguiente forma:

9 Acondicionamientos a vapor, 9 Servicios post-inyección, 6 Cambios de pistón, 17 Cambios de bomba completa, 1 por tubería rota o con fugas, 5 por otros servicios.

La frecuencia de intervenciones al pozo ha sido baja, considerando que el pozo se ha inyectado en 15 ocasiones, Las bombas de subsuelo utilizadas para este pozo han tenido un tiempo de vida operativo de 400 días, que es un valor bastante alto en comparación con el promedio del campo de 170 días.

Durante los servicios de cambio de pistón o bomba completa se ha chequeado fondo con tubería o varillas encontrándose los siguientes resultados:

### 3.7.3 Estado Mecánico del Pozo

El Estado Mecánico del Pozo se aprecia en el Anexo No. 1. Durante su historia de producción, no se han detectado fallas en el Revestimiento ni en el "Liner".

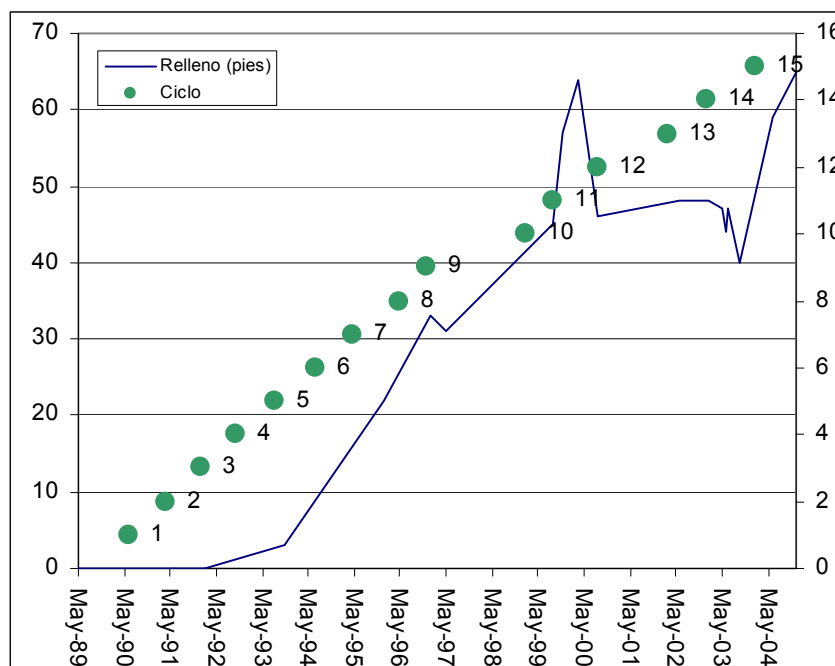


Figura 3.31- Historia del comportamiento del nivel de relleno

Fuente: El autor.

En la gráfica se puede observar como se ha venido acumulando arena en el fondo del Pozo Teca A medida que este ha sido inyectado con vapor. En el último ciclo se tuvo un aumento en el relleno mayor al de los anteriores ciclos

(+/- 25'). Por lo que se puede pensar que los problemas en el "liner" se han intensificado con la última inyección y en caso de que el pozo se siga inyectando, se continuará arenando hasta que el mismo relleno aisle la parte del "Liner" que tiene problemas.

#### **3.7.4 Sistema de Levantamiento**

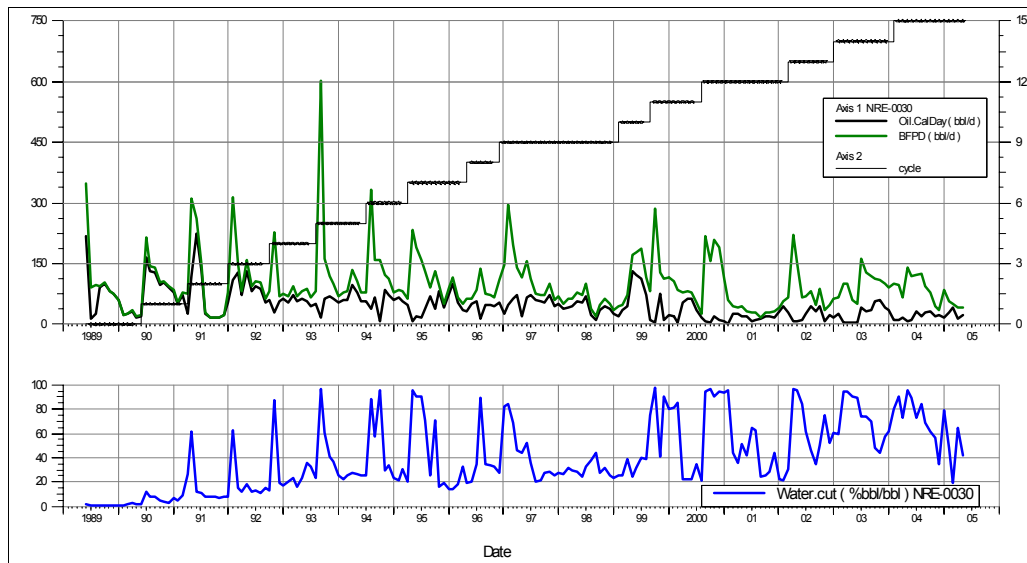
Desde que el pozo fue puesto en producción ha trabajado con una Unidad de Bombeo Mecánico Lufkin M 456 256 144 con motor eléctrico Sargent 4. Inicialmente se le bajó una bomba de subsuelo tipo conectada a la tubería de producción, la cual es accionada por varillas de 7/8". En enero de 1997 se disminuyó el tamaño del pistón de la bomba, de 2-3/4" a 2-1/4", debido a que el volumen de fluidos producidos también decreció. Esto con el fin de hacer más eficiente el llenado del barril y evitar deterioros prematuros de los componentes.

Después del último servicio de cambio de bomba completa, según los registros dinamométricos tomados se encontró que aunque la bomba de subsuelo tiene un llenado de apenas el 15% por lo que presenta golpe de fluido. Este golpe de fluido se puede deber a una restricción en la entrada de fluido a la bomba ocasionado por la alta viscosidad del fluido que se está bombeando. En los demás aspectos el sistema de bombeo trabaja eficientemente. El nivel de fluido se encuentra a 2046' (marzo de 2005) y la silla de la bomba esta instalada a 2202' por lo que tiene una sumergencia de 156'.

#### **3.7.5 Historia de Producción de Fluidos**

La historia de producción de petróleo, agua y gas se obtuvo de la base de datos del OFM, construida a partir de la información de la Forma 9, desde el inicio de la producción en junio de 1989 hasta la fecha. Esta información corresponde a la producción total del período, sin discriminar la porción fría

ni la incremental como resultado de la inyección de vapor. En la Figura-1 a continuación, se presenta para el pozo NARE A, tanto la historia de producción total de fluidos y de petróleo, como la del comportamiento del corte de agua.



**Figura 3.32 - Historia de producción de Fluidos y Ciclos de Inyección**

Fuente: El autor.

De acuerdo con la información disponible, para abril de 2005 se habían producido un total de 278,54 Mbbls de aceite y 269,54 Mbbls de agua. Esta producción de petróleo corresponde a un factor de recobro del 18% con respecto al OOIP calculado para este pozo (1555 Mbbls de petróleo).

La producción media durante la vida del pozo ha sido de 50,53 bpd.

Para el último año, la producción diaria promedio de aceite fue de 23,09 bpd y un corte de agua promedio de 72,23%. Como se puede apreciar en la Figura 1, como el pozo no se ha inyectado últimamente, está terminando de producir el agua inyectada en forma de vapor. Debido a esto, la curva del BS&W en su última etapa, tiene una tendencia a disminuir hasta los valores que debería tener si produjera en frío que es de aproximadamente el 30%.

Un resumen en forma gráfica de las pruebas de producción que se le realizaron al pozo durante el último año, se presenta a continuación:

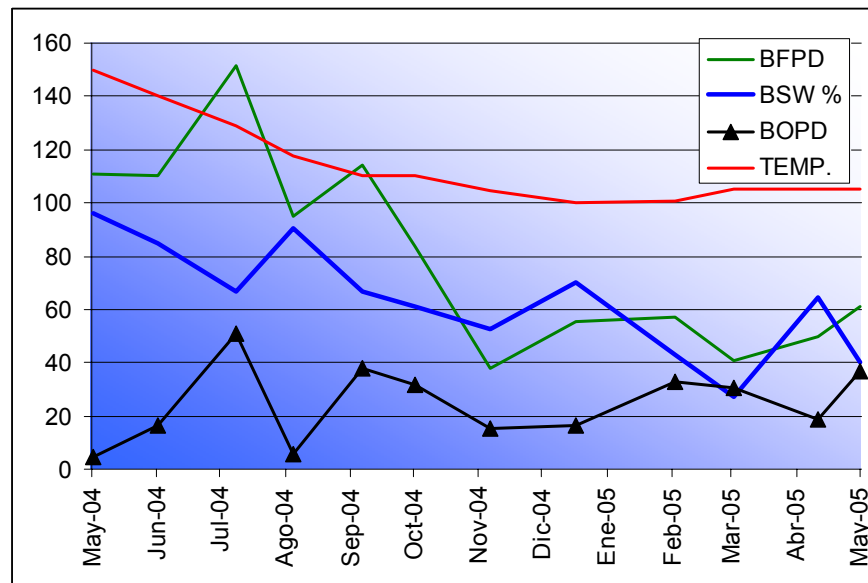


Figura 3.33 - Últimas pruebas realizadas al pozo

Fuente: El autor.

En la figura se aprecia que el Pozo Teca Aún esta caliente (15 °F por encima de la temperatura en frío) aunque el último ciclo se efectuó hace casi año y medio. Un fenómeno similar ocurre en la mayoría de los pozos de Nare Sur, a diferencia de los pozos de Teca que pierden temperatura en 3 o 4 meses. Esto se debe principalmente a que como el Campo Nare tiene en general un BS&W menor que el de Campo Teca, La tasa de difusión del calor es mayor en Teca que en Nare Sur.

### 3.7.6 Historia Inyección de Vapor

El primer ciclo de inyección se efectuó el 25 de junio de 1990, a través del anular, aplicando 39 MM Btu/pie de arena neta abierta a producción. Posteriormente se le han hecho otras 14 inyecciones de vapor, 4 por el anular y 10 por el "Tubing". El último ciclo de inyección de vapor se realizó en

febrero de 2004. Desde esa fecha el pozo no se ha vuelto a inyectar por la pobre respuesta que ha tendido a las últimas estimulaciones con vapor.

En la Figura se presenta la curva de producción en frío, así como la curva real de producción, la diferencia entre ambas se tomó como las ganancias debidas a la estimulación con vapor.

Se tomó como producción fría inicial el valor proyectado que debería tener el pozo en el momento de la primera estimulación con vapor, basado en el comportamiento de la producción durante la etapa de producción fría.

En la figura se muestra los ciclos de inyección que ha tenido el Pozo Teca A través de su historia. La duración de estos ciclos se tomó hasta 7 meses después de comenzada la inyección.

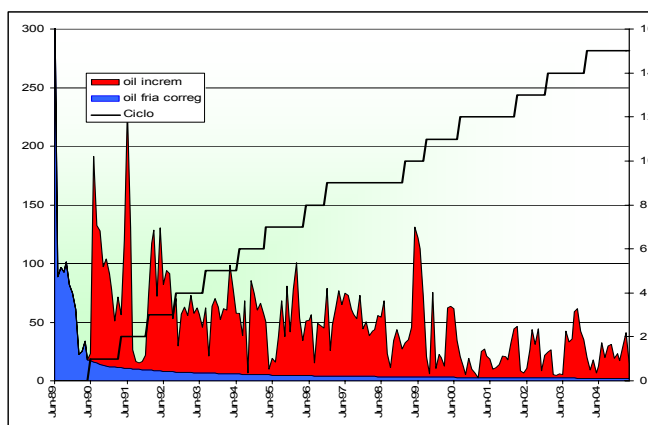


Figura 3.34 - Ganancias debidas a la inyección de vapor.

Fuente: El autor.

En la Tabla se resume toda la información de los ciclos de inyección realizados en el pozo. Esta información incluye, duración del ciclo, fechas de realización, volumen de vapor inyectado, cantidad y calidad del vapor inyectado, temperatura y presión, espesor neto efectivo estimulado, calor inyectado por pie de formación y el petróleo incremental obtenido en cada ciclo.

Ciclo	Duración del ciclo	Duración		Calor Inyectado (MMBtu)	Presión Promedio (Psi)	Temp. Promedio (F)	Agua Inyectada (Bbl)	Calidad Promedio (%)	Calor/Pie de arena	Aceite		Tipo de Inyección	PID* (BOPD)
		Días	Comienzo							Incremental (Bbl)	RPV (Bbl/MMBtu)		
1	293	7.6	25-Jun-90	6002	1169	560	16551	76	39	20325	3,39	Anular	69,37
2	283	4.2	14-Abr-91	5491	1000	540	15491	74	36	15919	2,90	Anular	56,25
3	280	7,0	22-Ene-92	5967	1252	562	16390	76	39	19378	3,25	Anular	69,21
4	302	3.4	28-Oct-92	2550	1022	542	7117	74	17	10803	4,24	Anular	35,77
5	326	6.8	26-Ago-93	5475	1117	559	15117	76	36	10641	1,94	Anular	32,64
6	284	5.5	18-Jul-94	5412	1165	529	14682	78	36	10718	1,98	Tubing	37,74
7	382	6.4	28-Abr-95	5546	1066	548	15160	77	36	6237	1,12	Tubing	16,33
8	218	8.6	14-May-96	7762	979	543	21307	77	51	7433	0,96	Tubing	34,10
9	782	6.3	18-Dic-96	5875	920	538	16287	75	39	12240	2,08	Tubing	15,65
10	218	6.4	8-Feb-99	6611	1233	564	17842	79	43	16067	2,43	Tubing	73,70
11	349	9.4	14-Sep-99	7174	1057	553	19524	78	47	4447	0,62	Tubing	12,74
12	560	7.7	28-Ago-00	9633	1098	572	25972	80	63	1720	0,18	Tubing	3,07
13	305	6.7	11-Mar-02	7232	1037	520	19538	79	48	4738	0,66	Tubing	15,53
14	394	5.3	10-Ene-03	6291	1094	559	16942	80	41	2975	0,47	Tubing	7,55
15	490	7.8	8-Feb-04	6565	1062	563	18344	74	43	3142	0,48	Tubing	6,41

Tabla 3.19 - Ciclos y Parámetros de Inyección pozo NARE A

Fuente: El autor.

De acuerdo con la presente revisión, la producción incremental de petróleo a abril de 2004 es del orden de 146.78 Mbbls, equivalentes a un 52% de la producción acumulada del pozo.

### 3.7.7 Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor

Con base en la información mostrada en la Tabla, sobre cada uno de los ciclos de inyección llevados a cabo en el pozo NARE A, se realizó la evaluación del comportamiento de las principales variables, el cual se presenta a continuación.

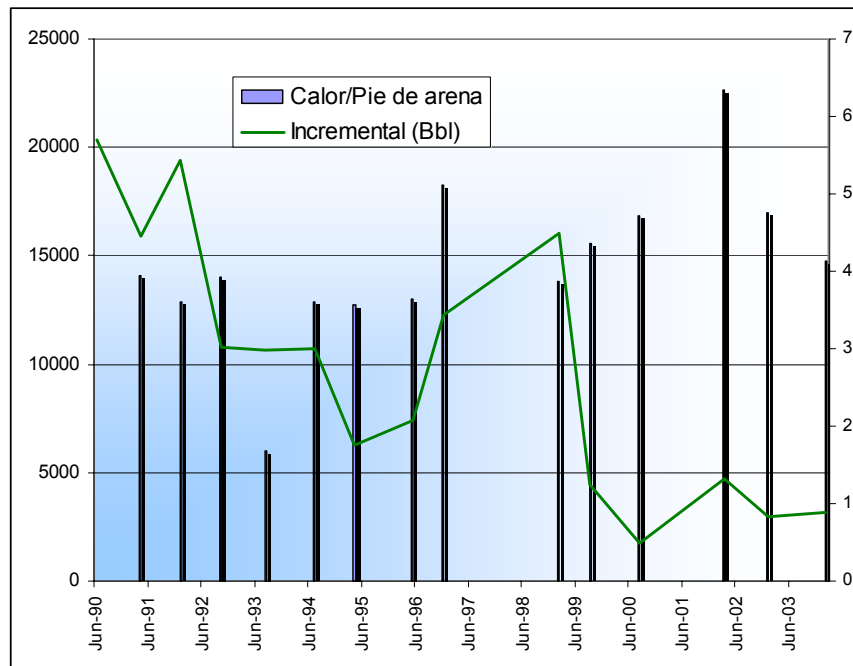


Figura 3.35 - Calor inyectado por pie de arena y Recobro incremental de crudo por ciclo.

Fuente: El autor.

### 3.7.8 Calor Inyectado por Pie de Arena

En la Figura, se observa para el caso específico del pozo NARE A que el calor inyectado estuvo en un promedio de 41 MM Btu/pie entre ciclos y que las respuestas a estas estimulaciones no presenta una relación directa con la cantidad de calor inyectado por pie de arena que se dió en cada ciclo, cuando se inyecta por encima de los 40 MM Btu/pie de arena neto. Se puede decir que para este pozo un incremento sobre la cantidad recomendada inicialmente de 42 MMBtu/pie no tuvo incidencia sobre el recobro incremental de crudo debido a la inyección de vapor, y que por el contrario, favoreció la drástica disminución de la producción incremental debida al vapor, por la alta saturación de agua en los sectores aledaños al pozo, tal como se observa en la figura.

### 3.7.9 Tiempo de Producción

La Figura 4 muestra la duración de cada ciclo así como las ganancias por inyección de vapor las cuales fueron calculadas como la diferencia entre la producción real y la curva de producción en frío definida anteriormente, esto en un período de producción que transcurre entre cada dos etapas de inyección. Esto explica algunos picos que sobresalen de la tendencia descendente que lleva la curva de recobro incremental, sobre todo en el ciclo 10 donde la duración del período fue de más de 1 año. Aunque se puede ver claramente que todos los ciclos tuvieron una duración similar.

Producción incremental diaria promedio de aceite por ciclo.

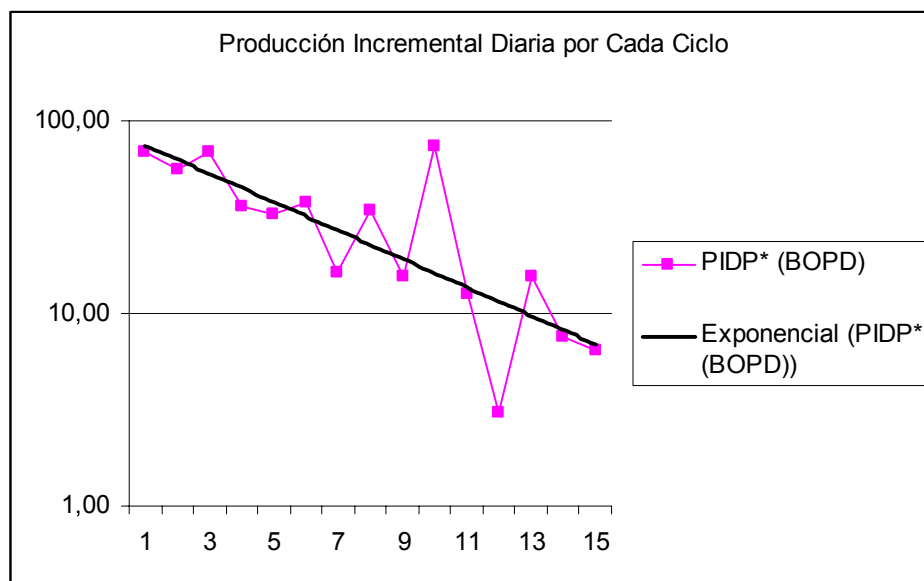


Figura 3.36- Producción Incremental Diaria por Cada Ciclo

Fuente: El autor.

Esta variable que fue comentada en un capítulo anterior tiene una tendencia definida que es exponencial y muestra que si se hiciera una nueva inyección esta daría aproximadamente 10 barriles diarios de producción incremental debida a la inyección de vapor.

La relación petróleo vapor tiene la misma tendencia que la de petróleo incremental, con excepción del segundo ciclo en el que se inyectó una cantidad de calor bastante baja y por lo tanto la relación petróleo-vapor aumentó en ese ciclo.

### **3.8 POZO NARE B**

Con el análisis del Pozo NARE B se proyecta estudiar las principales variables que se ven alteradas en un pozo que durante su historia ha sido sometido constantemente a ciclos de inyección. Este pozo es representativo del comportamiento de 78 pozos que en todo el Campo en este momento son aptos técnica y económicamente para ser inyectados.

#### **3.8.1 Información General del Pozo**

El Pozo NRE-0013, fue perforado verticalmente en Abril de 1989. Está ubicado en la parte nor-occidental del campo. Se completó oficialmente en Mayo de 1989 con 109 BOPD (barriles de aceite por día), 4% BS&W (agua y sedimentos). El espesor total de la zona de interés es de 745' y el de las arenas netas petrolíferas es de 222'.

La producción promedia durante el último año fue de 17 bls de aceite por día con 75% de agua.

#### **3.8.2 Análisis Operacional**

El pozo ha sido estimulado en 14 ocasiones, los ciclos 1 a 5 se realizaron por el anular, los ciclos restantes fueron por el tubing.

La intervención por servicios al Pozo durante su historia de producción se resume de la siguiente manera:

9 servicios Pre-inyección, 9 servicios Post-inyección, 9 servicios para Cambio de Pistón, 6 servicios para Cambio de Bomba Completa, 5 por otros servicios.

A través del tiempo y durante los servicios de Cambio de Pistón y/o Cambio de Bomba Completa, se le ha chequeado el fondo al Pozo con los siguientes resultados:

FECHA	RELLENO
02-dic-89	9'
14-mar-93	12'
13-nov-94	13'
28-may-96	22'
22-feb-97	24'
28-nov-97	30'
09-jun-98	30'
10-oct-02	16'
23-jun-04	22'

Tabla 3.20 - Chequeos de fondo realizados al pozo

Fuente: El autor.

Como puede observarse, la intervención por servicios al pozo durante su historia de producción ha sido baja; se han detectado rellenos en el fondo del Pozo que no han ocasionado mayores problemas en su comportamiento operacional.

### 3.8.3 Estado Mecánico del Pozo

A través de su historia no se han detectados daños ni en Revestimiento ni en Liner. Se han detectado arenamientos del hueco que no han afectado su comportamiento operacional.

### 3.8.4 Sistema de Levantamiento

El pozo siempre ha trabajado con una Unidad de Bombeo LUFKIN MII-456D-256-144 con motor Sargent 4. Inicialmente se le bajó una bomba de subsuelo tipo THM 3-1/2" x 2-3/4" x 16' a una profundidad de 2112'. En Febrero de 1997 se redujo el tamaño del pistón de la bomba, de 2-3/4" a 2-1/4", debido a que el volumen de los fluidos aportados al hueco disminuyó. Esto con el fin

de hacer más eficiente el llenado del barril, evitar deterioros prematuros de los componentes, y reducir costos operacionales.

### 3.8.5 Historia de Producción de Fluidos

En la Gráfica se presenta para el pozo NARE B, tanto la historia de producción total de fluidos y de petróleo, como la del comportamiento del corte de agua.

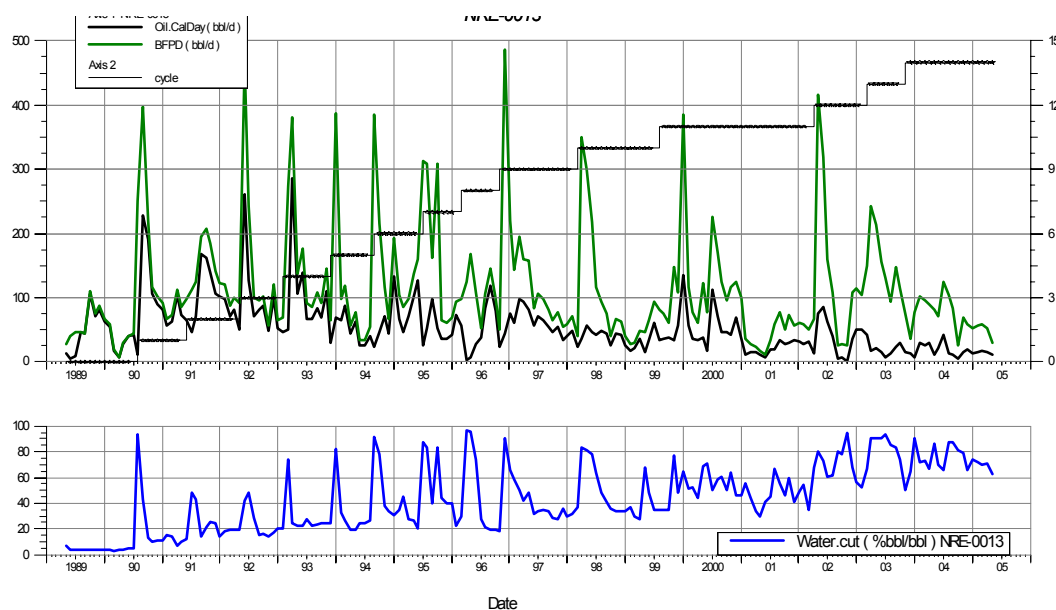


Figura 3.37- Historia de producción y ciclos de inyección pozo Nare B

Fuente: El autor.

De acuerdo con esta base de datos, a Mayo de 2005 se han producido un total de 316,87 MBl de aceite y 435,6 MBl de agua.

Las últimas pruebas de producción muestran que el pozo tiene un buen desempeño en comparación con otros pozos del campo. A pesar de que no se inyecta hace más de año y medio, mantiene una tasa de producción aceptable. El BS&W ha ido disminuyendo desde la última inyección en que llegó a niveles superiores al 95%. En la última prueba estaba en 62%. Al pozo se le han inyectado en forma de vapor 322,94 MBl de agua en forma de

vapor y ha producido 324,52 MBls de agua, por lo que se puede decir que aproximadamente 29,7 MBls proceden de la formación, así que se tendría un BS&W acumulado debido a la producción de agua de la formación de aproximadamente 26%.

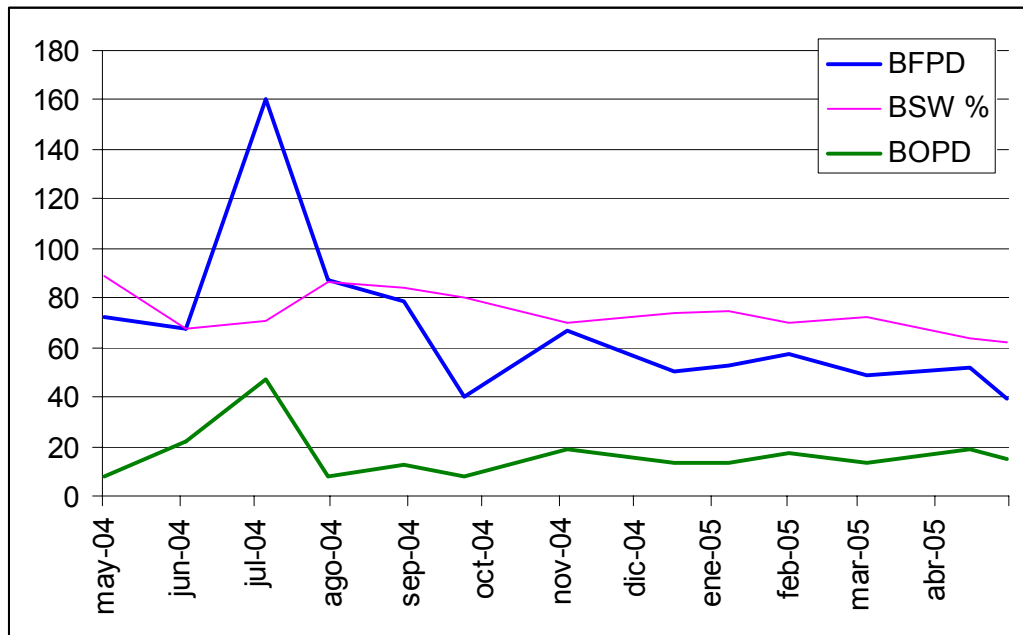


Figura 3.38 - Pruebas de producción realizadas al pozo durante el último año

Fuente: El autor.

El sector en el que se está ubicado este pozo, históricamente se ha mantenido una campaña intensa de inyección de vapor, prácticamente no había un mes en que por lo menos se inyecte un pozo en todo el sector. Esto ha hecho que el yacimiento en esta zona se mantenga caliente y por eso que se reportan temperaturas altas en cabeza de pozo, incluso meses después de que se ha estimulado.

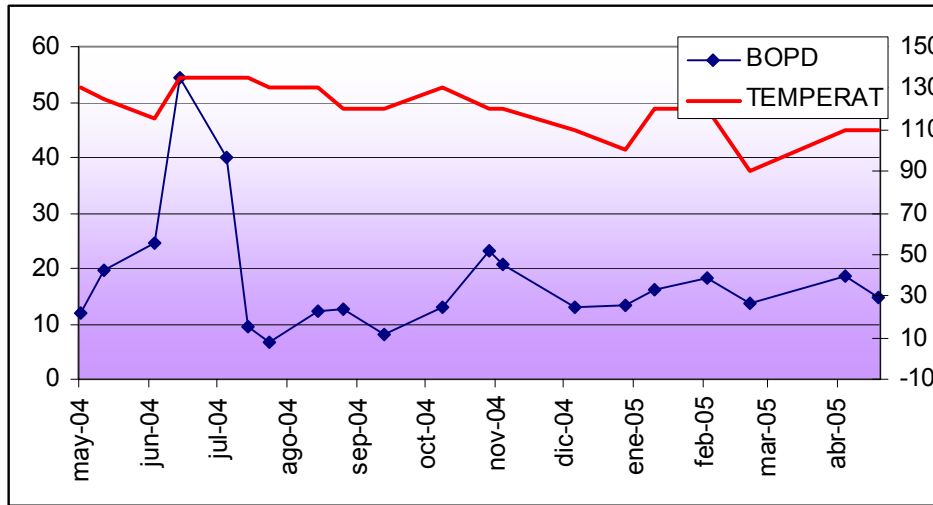


Figura 3.39- Relación entre la producción de aceite y la temperatura del fluido en cabeza de pozos

Fuente: El autor.

### 3.8.6 Historia de Inyección de Vapor

En la Tabla se resume toda la información de los catorce (14) ciclos de inyección realizados en el pozo NARE B. Esta información incluye, fechas de realización, volumen de vapor inyectado, cantidad y calidad del vapor inyectado, temperatura y presión, espesor neto efectivo estimulado, calor inyectado por pie de formación y ganancias relacionadas con cada ciclo.

POZO	FECHA DE INYECCIÓN		DIAS INYEC	CAL (%)	AGUA INYEC (bb)	Q INYEC (MMBTU)	Q INYEC (MMBTU/PIE)	P PROM (PSI)	TEMP. PROM °F	GANANCIAS POR INYECCIÓN		TIPO DE INYECCIÓN	
	CICLO	INICIAL								FINAL	ACEITE [bb]		bb/MMbtu
NRE-0013	1	04/08/1990	14/08/1990	9,3	75	21909	7898	36	1142	585	20039	2,54	Anular
NRE-0013	2	23/06/1991	06/07/1991	10,9	72	11000	3903	18	1010	545	21312	5,46	Anular
NRE-0013	3	23/05/1992	02/06/1992	10	75	23142	8321	37	961	538	20910	2,51	Anular
NRE-0013	4	24/02/1993	06/03/1993	9,8	76	22992	8360	38	944	542	22174	2,65	Anular
NRE-0013	5	17/12/1993	28/12/1993	10,9	74	23678	8466	38	818	533	10683	1,26	Anular
NRE-0013	6	04/09/1994	12/09/1994	8,3	79	21017	7764	35	961	543	12100	1,56	Tubing
NRE-0013	7	05/07/1995	16/07/1995	10	76	23520	8550	39	995	533	9520	1,11	Tubing
NRE-0013	8	26/03/1996	05/04/1996	8,6	77	22323	8139	37	817	524	9345	1,15	Tubing
NRE-0013	9	16/11/1996	26/11/1996	9,9	76	25699	9310	42	931	538	13868	1,49	Tubing
NRE-0013	10	30/03/1998	11/04/1998	11,5	74	23127	8285	37	1130	557	8842	1,07	Tubing
NRE-0013	11	20/08/1999	31/08/1999	10,6	80	30840	11465	52	1247	564	11982	1,05	Tubing
NRE-0013	12	18/04/2002	30/04/2002	9,9	78	27396	10089	45	916	489	8590	0,85	Tubing
NRE-0013	13	27/03/2003	04/04/2003	6,5	78	18204	6692	30	898	543	4137	0,62	Tubing
NRE-0013	14	01/11/2003	13/11/2003	11,7	68	28100	9542	43	677	508	4054	0,42	Tubing
Totales						322947	116784				177556	1,70	

Tabla 3.21 - Ciclos y parámetros de inyección pozo NARE B

Fuente: El autor.

### 3.8.7 Análisis de la Inyección Cíclica de Vapor

Con base en la información mostrada en la Tabla, sobre cada uno de los ciclos de inyección llevados a cabo en el pozo NARE B, se realizó la evaluación del comportamiento de las principales variables, la cual se presenta a continuación.

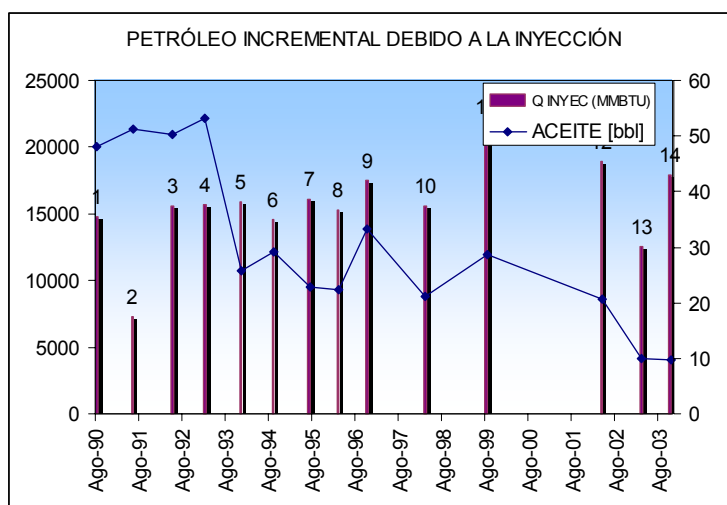


Figura 3.40- Petróleo incremental debido a la estimulación con vapor y cantidad de calor inyectado por pie de arena neta.

Fuente: El autor.

### 3.8.8 Calor Inyectado/Pie

En la Gráfica, se observa para el caso específico del NARE B, que el calor inyectado durante los ciclos de inyección ha estado en promedio dentro de los 38 MMBTU/pie. La tendencia del petróleo incremental recuperado es a disminuir con el avance de los ciclos independientemente del calor inyectado y de la técnica utilizada para la inyección. Los primeros ciclos se inyectaron a través del anular y sus respuestas fueron buenas. Para los ciclos siguientes la técnica de inyección utilizada fue a través del tubing manteniendo el mismo promedio de calor inyectado, y las respuestas decrecieron pero fueron aún

aceptables. Para los 2 últimos ciclos las respuestas han sido regulares aunque para el ciclo 13 se inyectó menor calor que el promedio inyectado entre ciclos.

### 3.8.9 Tiempo de Producción

Las ganancias por inyección se calcularon teniendo en cuenta un período de siete (7) meses posteriores a la estimulación. Valor constante para el cálculo de las ganancias por inyección de todos los ciclos.

### 3.8.10 Producción Incremental

En la Gráfica se presenta la producción incremental de petróleo debida a la estimulación cíclica por vapor. Esta producción se indica en color rojo. La producción básica (en frío), que en la figura se presenta en verde, fue obtenida por una serie de declinaciones exponenciales determinadas por períodos de tiempo, equivalentes a una declinación armónica de 18% e.a. Como criterio de cálculo se considera que cuando la producción total, de Forma-9, es inferior al pronóstico de la curva fría, la producción incremental se toma como cero y toda la producción reportada se contabiliza como producción fría.

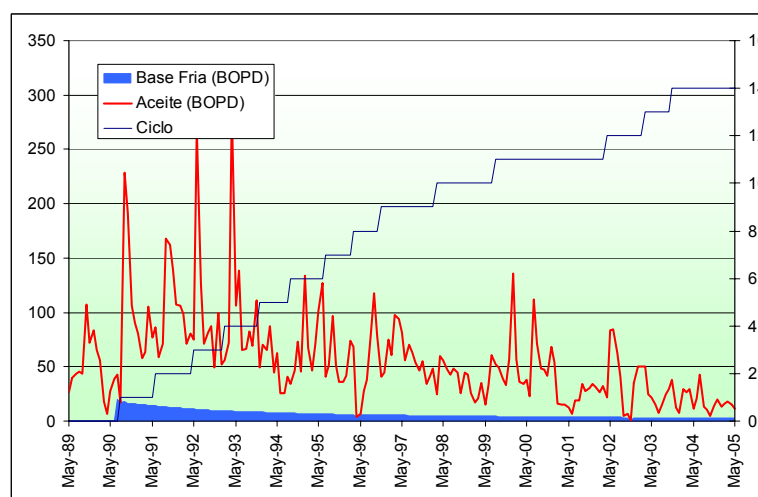


Figura 3.41 - Curva de producción en frío y producción incremental

Fuente: El autor.

Considerando la declinación definida como la más representativa del comportamiento de la producción en frío, de los 316,87 MBls de aceite producidos por el pozo, barriles de aceite (44%) corresponden a producción fría y 177,55 MBls de aceite (56%) a producción asociada con la estimulación por vapor.

### 3.9 POZO NARE C

El Pozo Nare C tiene la particularidad de haber producido por mucho tiempo sin estimulación con vapor, por ser un pozo exploratorio se utilizó un tipo de completamiento diferente. Además, se le han efectuado muy pocas estimulaciones con vapor a través de su historia por lo que con el se puede hacer a una idea de cómo habría sido la historia de producción de los pozos en caso de que no se hubiera implementado la inyección cíclica de vapor.

#### 3.9.1 Información General del Pozo

El primer Pozo exploratorio del Área de la Asociación Nare, NARE C, fue perforado verticalmente entre el 24 de Junio y el 27 de Julio de 1981 a una profundidad total de 2434'. Se perforó con broca de 8-3/4" de 0' hasta profundidad total. Se tomaron muestras de zanja entre 2425' y 1436'. Se bajó revestimiento de 7" dejando el zapato sentado a 2424' y se cementó. Se cañonearon con cañones de 1-11/16" "Hornet Jets" a 4 tiros/pie los intervalos 2362'-2368'; 2282'-2290'; 1964'-1970'; 1650'-1656' y se probaron secos. Posteriormente se cañonearon a 2 tiros/pie los intervalos 1570'-1576' y 1430'-1438' los cuales se probaron secos y fueron cementados. Se cañoneó con 4 tiros/pie el intervalo 2342'-2352' y se efectuó primera etapa de fracturamiento con empaque sentado a 2239'. La formación tomó 46 sxs de grava malla 8-12. Se cañonearon con 4 tiros/pie intervalos entre 2089' y 2207' (5 intervalos, 40') y se efectuó segunda etapa de fracturamiento con grava. El empaque se sentó a 2066' y la formación tomó 164 sxs de grava. Se cañonearon con 4 tiros/pie los intervalos entre 2004'-2060' (4 intervalos, 25') y se efectuó tercera etapa de fracturamiento sentando empaque a 1896'. La formación tomó 132 sxs de grava. Se cañonearon con 4 tiros/pie los intervalos entre 1614'-1872' (4 intervalos, 44') y se efectuó cuarta etapa de fracturamiento sentando empaque

a 1700'. La formación tomó 194 sxs de grava. Se bajó "Liner" ranurado con tope a 1586' y fondo a 2380'. Se empaquetó con 78 sxs de grava malla 8-12. El espesor total de la zona de interés es de 119'. Se bajaron 51 juntas de 2-3/8" y 22 juntas de 2-7/8" de tubería de producción con bomba inserta de subsuelo 2" x 1-1/2" x 20'. Se completó oficialmente el día 19 de Agosto de 1981 con 73 BFPD (barriles de fluido por día), 72 BOPD (barriles de aceite por día), 0.4% BS&W .

El Pozo inicialmente produjo a un tanque en locación en donde se fiscalizaba y posteriormente se transportaba por carrotanque hasta la Batería Cocorná. De allí se bombeaba al Oleoducto Velásquez-Galán. Debido a la insuficiente capacidad de almacenamiento de la Batería, el Pozo se debió cerrar desde marzo de 1982 hasta marzo de 1985, mientras se construyeron las facilidades de producción. Como requisito del Ministerio de Minas y Energía, todo Campo en desarrollo debe tener Pozos Monitores de Presión. Este Pozo se designó como Monitor de Presión y a través de su historia de producción se le han tomado múltiples registros de presión de fondo y temperatura.

El Pozo se estimuló cíclicamente con vapor en tres (3) ocasiones a través de su historia de producción. Ha recibido 39,505 bls de agua en forma de vapor equivalentes a 14,089 MM de Btu de calor. La producción total a abril de 2005 es de 135,940 bls de aceite, 108,510 bls de agua y 38,503 MPC, de los cuales 11,010 bls de aceite y 47,378 bls de agua son producto de la estimulación con vapor, es decir el 8% y el 43% respectivamente de las producciones totales. La relación Petróleo-Vapor es de 0.76 bls/MM Btu. El pozo se dejó de inyectar desde Agosto/96 debido a su pobre respuesta a la estimulación.

La producción promedia del Pozo para los últimos meses es de 8 bls de aceite por día con 69% de agua. A continuación se presenta una gráfica con las últimas pruebas de producción realizadas al Pozo.

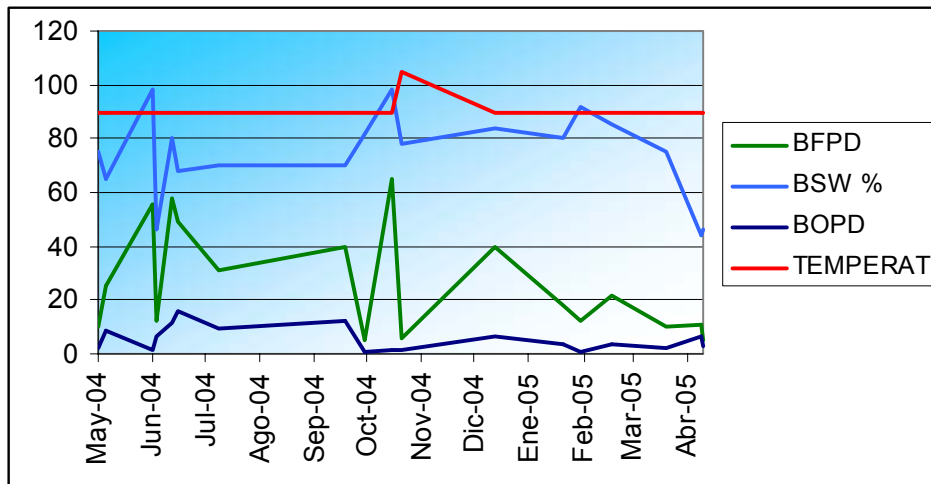


Figura 3.42 – Gráfica de las últimas pruebas de producción realizadas al Pozo Nare C

Fuente: El autor.

### 3.9.2 Análisis Operacional

El primer ciclo de inyección se efectuó en Junio de 1993 aplicando 37 MM Btu/pie de arena neta (perforaciones abiertas a producción) y el Pozo fue inyectado a través del anular obteniéndose una buena respuesta en recobro de aceite. El Pozo fue intervenido por el equipo varillero para efectuarle cambio de barril nuevo de 2-7/8" en Noviembre de 1993. El ciclo # 2 efectuado en Noviembre de 1994, fue aplicado al Pozo por la tubería de producción y su respuesta fue mejor que la del ciclo anterior inyectándosele en promedio 43 MM Btu/pie). Adicionalmente, el pozo fue intervenido por el equipo varillero 6 veces en el año de 1995 para efectuarle cambio de pistón (3) y cambio de barril (3). En Agosto de 1996, se efectuó el tercer ciclo de inyección por el tubing, con respuesta muy pobre a la estimulación con vapor.

En los años 1998 y 1999 se realizaron 4 cambios de barril y 1 de pistón, sumados a otros servicios.

La intervención por servicios al Pozo durante su historia de producción se resume de la siguiente manera:

2 servicios Pre-inyección, 2 servicios Post-inyección, 13 servicios para Cambio de Pistón, 14 servicios para Cambio de Barril, 1 servicios por Varillas partidas y/o desconectadas, 52 por otros servicios ( Presiones de fondo, Válvula fija pescada).

A través del tiempo y durante los servicios de Cambio de Pistón, Cambio de Barril y/o Presión de Fondo, se le ha chequeado fondo al Pozo con los siguientes resultados:

FECHA	RELLENO
05-Dic-83	10'
15-Dic-85	0'
16-Nov-93	20'
06-Feb-95	39'
10-Dic-95	23'
04-Jun-96	39'
30-Dic-96	35'
16-Oct-97	27'
03-Ene-98	22'
10-Mar-98	21'
19-Sep-98	35'
06-Ene-99	26'
28-Jun-99	26'
01-Abr-00	27'
15-Dic-00	36'
08-Jun-01	43'
05-Dic-01	18'
29-Ene-02	14'
02-Mar-02	18'
05-Dic-02	15'
28-Oct-03	15'

Tabla 3.22 – Chequeos de fondo al Pozo Nare C

Fuente: El autor.

### 3.9.3 Estado Mecánico del Pozo

Durante su historia de producción, no se han detectado fallas en el Revestimiento ni en el "Liner". Este es un pozo cañoneado a 4 TPP en 14 intervalos. Los rellenos encontrados durante los servicios son producto del deterioro normal de la grava sometida a los continuos ciclos de inyección de

vapor que permiten el aporte de arena al hueco. El último chequeo de fondo realizado en Octubre de 2003 muestra que el tope del relleno se encontraba a 2365' (15' del fondo del Liner). Los intervalos productores se encuentran entre 1614' y 2352', los cuales no se ven afectados para el aporte de los fluidos al hueco.

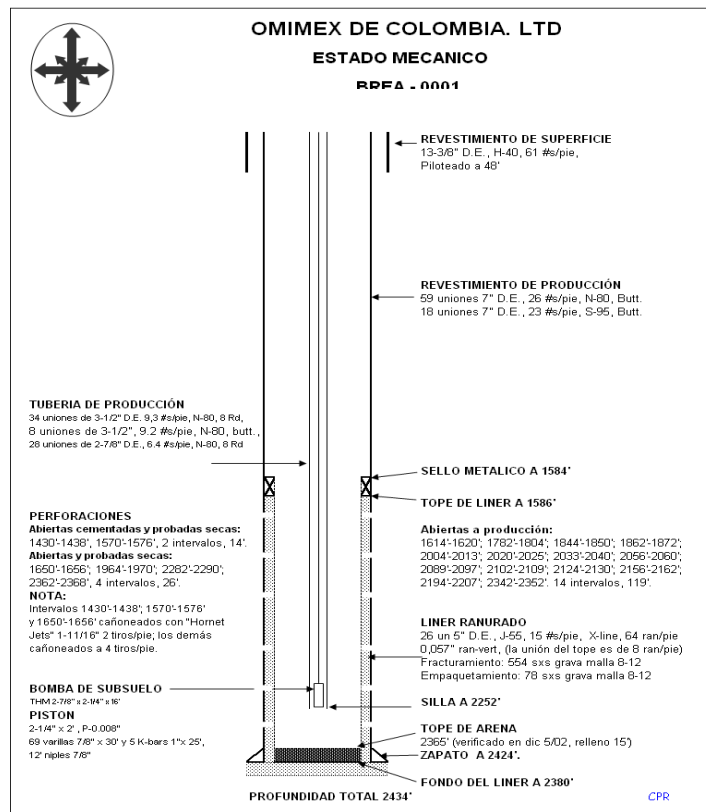


Figura 3.43 – Estado Mecánico Pozo Nare C

Fuente: Departamento de Producción Teca.

### 3.9.4 Historia de Producción de Fluidos

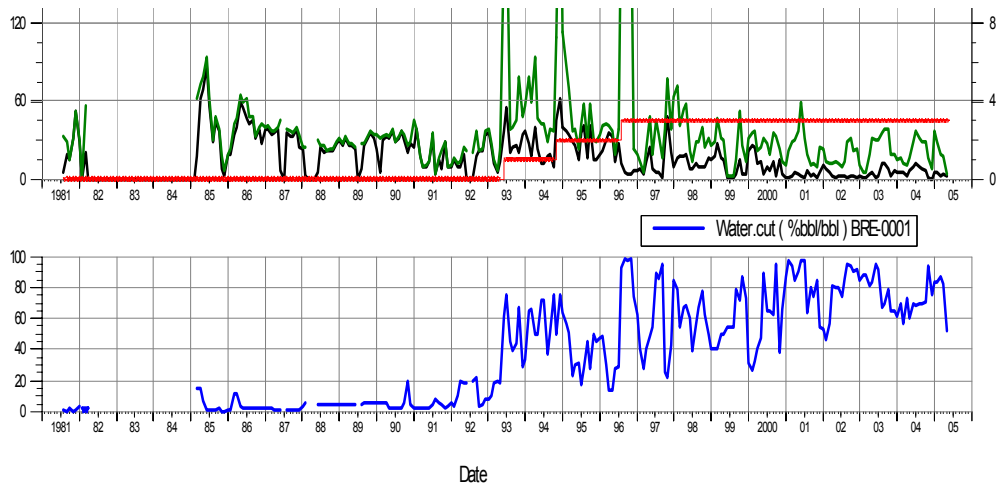


Figura 3.44 - Historia de producción de fluidos

Fuente: El autor.

De acuerdo con la base de datos, a mayo de 2004 se han producido un total de 135,310 barriles de aceite y 108,508 barriles de agua.

### 3.9.5 Análisis de la Historia de Producción

Como ya se había dicho este pozo tiene la particularidad de haber producido por mucho tiempo sin estimulación con vapor.

El pozo hasta mediados de 1988 mantuvo una declinación exponencial en su producción como se puede observar en la figura 3.44. Después de este periodo se perforan pozos en ubicaciones cercanas a las del Nare C, estos se estimulan casi inmediatamente. Quizás la influencia del calor inyectado en estos pozos pudo causar el cambio en la tendencia que presentó desde mediados de 1988 hasta mediados de 1993, cuando se estimuló con vapor en tres ocasiones y la tasa de producción se incremento como consecuencia de ello. La inyección de vapor se suspendió para este pozo a mediados de 1996 por las pobres respuestas que se obtenían, desde allí la producción de aceite ha seguido un comportamiento bastante irregular, muy seguramente causado por la inyección de vapor en pozos vecinos. Sin embargo los picos bajos en

esta curva sugieren que el pozo sin efectos térmicos, 25 años después de perforado, produciría alrededor 3 BOPD, con ello se puede tener una idea de cómo hubiera sido el comportamiento del campo si no se hubiera estimulado con vapor.

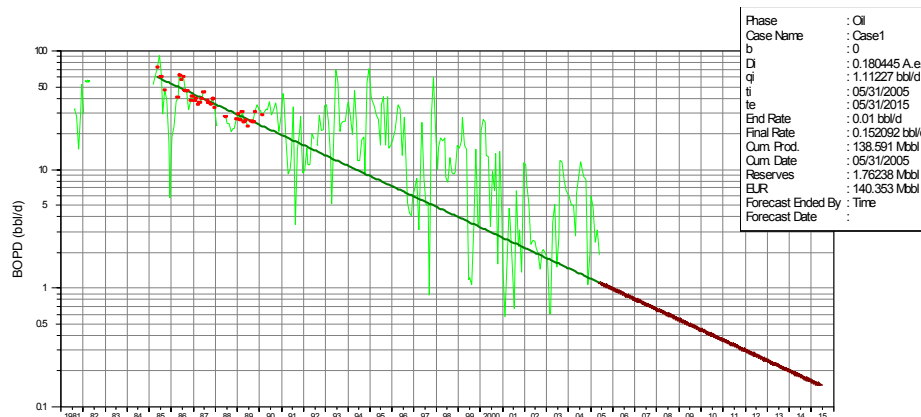


Figura 3.45 - Declinación en Frío Pozo Nare C

Fuente: El autor.

### 3.9.6 Ciclos de Inyección

En la Tabla se resume toda la información de los tres (3) ciclos de inyección realizados en el pozo NARE C. Esta información incluye, fechas de realización, volumen de vapor inyectado, cantidad y calidad del vapor inyectado, temperatura y presión, espesor neto efectivo estimulado, calor inyectado por pie de formación y ganancias relacionadas con cada ciclo.

POZO	FECHA DE INYECCIÓN		DIAS INYEC	CAL (%)	AGUA INYEC (bbbl)	Q INYEC (MMBTU)	Q INYEC (MMBTU/PIE)	P PROM (PSI)	TEMP. PROM °F	GANANCIAS POR INYECCIÓN		RPV	TIPO DE INYECCIÓN	
	CICLO	INICIAL								FINAL	ACEITE [bbbl]			AGUA [bbbl]
BRE-0001	1	12/06/1993	18/06/1993	5.5	69	12654	4402	37	1239	559	4562	10111	1.04	Anular
BRE-0001	2	29/11/1994	04/12/1994	5.6	76	14204	5148	43	1275	568	6290	12269	1.22	Tubing
BRE-0001	3	17/08/1996	11/08/1996	6	74	12647	4539	36	931	533	158	24998	0.03	Tubing
Totales						39505	14089				11010	47378	0.76	

ESPESOR NETO DE ARENAS 119'

Tabla 3.24 - Ciclos y parámetros de inyección Pozo Nare C

Fuente: El autor.

### 3.9.7 Evaluación Económica

El pozo Nare C, es uno de los que permanece activo y menor producción tiene en todo el campo, sin embargo después de hacer la corrida económica, se encontró que si era rentable económicamente, mas aun cuando sus costos se reducen por tener una unidad mas pequeña y por el mismo hecho de tenerla, ya que a éste pozo no se le ha quitado la unidad como si se ha hecho con otros como el que ya estudiamos.

#### NARE C

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Producción diaria de aceite ( BOPD )	3,6	3,6	3,4	3,2	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,2	
Producción anual de crudo sin regalías ( bis de crudo )	1.094	1.043	980	922	866	814	765	720	676	636	
<b>Venta de crudo descontando regalías ( US\$ )</b>	<b>19.918</b>	<b>18.983</b>	<b>17.844</b>	<b>16.773</b>	<b>15.767</b>	<b>14.821</b>	<b>13.932</b>	<b>13.096</b>	<b>12.310</b>	<b>11.571</b>	
<b>Gastos operacionales y de mantenimiento</b>											
Consumo de Energía eléctrica (US\$)	2.447	2.447	2.447	2.447	2.447	2.447	2.447	2.447	2.447	2.447	
Tratamiento de crudo (US\$)	72	68	64	60	57	53	50	47	44	41	
Tratamiento de agua (US\$)	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	
Costo de servicios a los pozos US\$ )	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750	
Repuestos para bombas de subsuelo ( US\$ )	3.164	3.164	3.164	3.164	3.164	3.164	3.164	3.164	3.164	3.164	
Mantenimiento de unidad de bombeo-motor-tablero	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	
Mantenimiento via de acceso	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	
<b>Subtotal Gastos operacionales y de mantenimiento</b>	<b>9.113</b>	<b>9.108</b>	<b>9.104</b>	<b>9.100</b>	<b>9.097</b>	<b>9.093</b>	<b>9.090</b>	<b>9.087</b>	<b>9.084</b>	<b>9.082</b>	
<b>Transporte de crudo</b>	<b>804</b>	<b>756</b>	<b>711</b>	<b>668</b>	<b>628</b>	<b>590</b>	<b>555</b>	<b>522</b>	<b>490</b>	<b>461</b>	
Flujo de caja antes de impuestos (US\$)	10.001	9.119	8.029	7.005	6.042	5.137	4.287	3.487	2.735	2.029	
Impuestos	3.675	3.351	2.951	2.574	2.221	1.888	1.575	1.281	1.005	746	
<b>Flujo de caja despues de impuestos (US\$)</b>	<b>0</b>	<b>6.326</b>	<b>5.767</b>	<b>5.078</b>	<b>4.431</b>	<b>3.822</b>	<b>3.249</b>	<b>2.711</b>	<b>2.206</b>	<b>1.730</b>	
VPN @ 12% con escenario de 10 años ( US\$ )											\$ 21.112
VPN @ 12% con escenario de 1 año ( US\$ )											\$ 5.043

Tabla 3.25 - Evaluación económica a 1 y 10 años Pozo Nare C

Fuente: El autor.

### 3.9.8 Conclusiones

- Considerando la declinación definida como la más representativa del comportamiento de la producción en frío, de los 135,940 barriles de aceite producidos por el pozo, 124,930 barriles de aceite (92%) corresponden a producción fría y 11,010 barriles de aceite (8%) a producción asociada a estimulación por vapor.
- La producción incremental obtenida en los diferentes ciclos de inyección no parece tener una relación directa con el calor inyectado por pie.

- El máximo valor de RPV se obtuvo en el primer ciclo de inyección (0.44), y a pesar de un comportamiento irregular de esta variable, se observa una tendencia a disminuir con los ciclos.
- Las técnicas para la inyección de vapor cíclica utilizadas en este Pozo, inyección por el anular utilizada en el ciclo 1 y la inyección por la tubería de producción utilizada en los restantes, no son conducentes a pensar que la respuesta a la inyección esté sujeta al método utilizado, ya que las ganancias en aceite tuvieron diferentes tendencias entre los ciclos. Disminuyendo representativamente en el último ciclo.
- Durante la historia de producción del pozo no se han detectado fallas en el Revestimiento ni en el "Liner". Los rellenos de arena presentados, son causa del deterioro normal de la grava debido a los continuos ciclos de inyección y a las altas temperaturas que se manejan.

### **3.9.9 Recomendaciones**

- No realizar ciclos de inyección de vapor en el pozo NARE C, debido a que la respuesta a la estimulación fue pobre.
- Producir el pozo en frío hasta su límite económico.
- Continuar utilizando el mismo sistema de levantamiento artificial ya que es el único que soporta el poco nivel de fluido que tiene el pozo y la baja taza con que aporta el yacimiento.

#### 4. CONCLUSIONES

- La cantidad de calor que se inyecta al yacimiento tiene una relación directa con la producción total del campo, esto se demuestra, en el periodo entre 1998 y 2004 en el que el campo en general recibió mayor cantidad de calor y la producción aumento de igual forma. Además en un ultimo periodo, en el que por problemas en el suministro de gas combustible la cantidad de vapor generado ha disminuido, se nota una declinación mas acelerada que seguramente esta influenciada por la menor cantidad de calor que se inyecta al yacimiento.
- El corte de agua debido al aporte de la formación ha aumentado constantemente a través de la historia del campo. Se nota además que en el sector sur del campo es donde se aprecian los mas altos cortes de agua (mayores a 85%), mientras que en Nare Sur (al norte) el corte de agua general no está tan elevado (cercano al 65%). Con esto se puede concluir que un frente de agua va inundando el yacimiento desde el sur hacia el norte.
- La definición de la curva de producción que hubiera seguido el campo si no se hubiese inyectado, es muy difícil de determinar puesto que el periodo en el que el yacimiento produjo en frío es muy corto y no se alcanza a observar que tipo de tendencia habría tomado. La incertidumbre está entre una curva hiperbólica con un valor  $b$  de 0.4 y una curva exponencial. En el primer caso, la producción en frío a la fecha sería de 10.2 BOPD y con la exponencial de 2 BOPD. La importancia de definir esta curva radica en que con ella se puede

determinar que tanta incidencia tiene la inyección de vapor sobre la recuperación de petróleo en un momento dado.

- Los pozos de los campos Teca y Nare Sur, tienen una similitud muy grande en sus propiedades, que hace que sea muy difícil seleccionarlos por alguna característica determinada. Además tienen una variabilidad en las tendencias que llevan ciertas propiedades como el BS&W, por lo que el estudio que se hace para un periodo puede cambiar de un momento a otro.
- Las bombas de cavidades progresivas son una buena opción para los pozos que tengan alta producción de fluidos, ya que son más económicas que una unidad de bombeo mecánico. Sin embargo hay que ser cuidadoso a la hora de escoger los pozos ya que las tasas altas en la producción de fluidos que se pueden deber a efectos de inyección de vapor y no de aporte de la formación.
- A medida que transcurren los ciclos, la producción incremental de aceite debida a la estimulación decrece hasta que en un punto, los costos asociados a la inyección de vapor cíclico se vuelven mayores a las ganancias incrementales, en ese caso la inyección deja de ser rentable. A este punto llegan los pozos generalmente después de que han transcurrido entre 11 y 14 ciclos.
- Una bomba PCP requiere mínimo una sumergencia de 100 pies, mientras que en el campo hay bombas de bombeo mecánico que trabajan hasta con 10 pies de sumergencia. Esta columna adicional de fluido aumenta la presión hidrostática que se opone al flujo de fluidos desde la formación hacia el hueco, por lo que con una bomba PCP se reduce un poco la tasa de flujo.

- La limpieza de las arenas depositadas en el fondo del pozo (rellenos) es un procedimiento que se hace difícil en estos campos, ya que la presión del yacimiento no es suficiente para contrarrestar la columna hidrostática del lodo o agua que se utiliza para arrastrar las partículas de arena, por lo que la formación toma la mayoría del lodo que se está circulando.
- Todo pozo que produzca por encima de 2.2 BOPD sin ser inyectado con vapor y que tenga instalada una unidad de bombeo, se considera rentable económicamente bajo las actuales condiciones económicas.

## 5. RECOMENDACIONES

- Continuar con una campaña de inyección para estimular los pozos inyectables, y dejar los pozos no inyectables y con PCP sin inyectar pero manteniendo inyección en pozos cercanos, no permitir que se enfríe el yacimiento.
- Continuar inyectando pozos con gas de anulares, que es una alternativa económica.
- Instalar las bombas PCP en zonas donde la producción de agua sea bastante alta, y verificar que ésta provenga de la formación mediante pruebas de salinidad.
- Continuar cambiando las unidades 456 y 320, por unidades 228 y reemplazar las que hagan falta por PCPs
- No inyectar vapor por encima de la cantidad recomendada por yacimientos de 42 MMBtu/pie de arena neto, ya que se ha demostrado que cantidades por encima de este valor perjudican los resultados de una inyección, aumentando el BS&W y desplazando el petróleo de las cercanías a la cara del pozo.
- Al elaborar el cronograma de vapor, procurar mantener un patrón para cubrir todas las áreas del campo, aunque no necesariamente se cubran todos los pozos.

## BIBLIOGRAFÍA

ARENAS, Ricardo y CASAS, Carlos. Evaluación de reservas del bloque 145 para el campo Palagua. Bogotá, 1993. Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Petróleos.

ARNOLD Ken and STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Vol. 1/2. Gulf Publishing Company. Houston - Texas, 1998.

Manual de Recolección y tratamiento de crudo. Vol. 1. Campo Teca. 1985

FETKOVICH, M. J. Decline Curve Analysis Using Type Curves, SPE 4629, Phillips Petroleum Co.

ARPS, J.J.. Analisis of Decline Curves, Trans , AIME (1945) 160, 228 - 247.

COLMENARES, Juan Manuel. Evaluación del yacimiento de las arenas productoras de crudo pesado en el campo Jazmín Valle Medio del Magdalena. Bogotá, 2002, Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Petróleos.

GOMEZ PRADA, Luis G. Recuperación mejorada de Hidrocarburos, inyección cíclica y continua de vapor. Bucaramanga, 1989.

MANNUCCI, Jesús E. Recobro adicional de petróleo por métodos no convencionales. 1990.

S.M. ALI, Farouq. Oil Recovery By steam injection. "Producers publishing company, INC. BOX 372. Braford, Pennsylvania. 1970.

SERRANO, Raul Fernando. WCP-Artificial Lift System, Bucaramanga 2003

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 
- <sup>1</sup> *OMIMEX DE COLOMBIA LTD*, Revista NOTIMEX, Edición 32, Bogotá Febrero de 2002.
  - <sup>2</sup> *TEXAS PETROLEUM COMPANY*, Manual de capacitación Campo Teca Vol. 1/3.
  - <sup>3</sup> *OSPINA, Johan Alberto*, Perdidas de Calor en Superficie, Campo Teca Mayo de 2004
  - <sup>4</sup> *ECOPETROL S.A. OMIMEX DE COLOMBIA LTD*, INFORME TÉCNICO ANUAL 2003. Bogotá, Febrero de 2004.
  - <sup>5</sup> *OMIMEX DE COLOMBIA LTD*, HOJA DE VIDA CAMPOS TECA Y NARE SUR, Enero de 2004.
  - <sup>6</sup> *TEXACO, Houston Research Center*. Teca 223 Core Análisis, Steamflood Test, Chore Characterization, Houston, Junio 1986
  - <sup>7</sup> *TEXAS PETROLEUM COMPANY*, Manual de Recolección y tratamiento de crudo. Campo Teca Vol. 2/3.
  - <sup>8</sup> *OMIMEX DE COLOMBIA LTD*, Manual de Mantenimiento de Equipos de Superficie Sistema de Inyección de Aguas Residuales, Campo Teca 2003.
  - <sup>9</sup> *TEXAS PETROLEUM COMPANY*, Manual de Operación y Mantenimiento Equipo Varillero JS-1. Campo Teca Vol. 1/2. Campo Teca 1984.
  - <sup>10</sup> *S.M. ALI, Farouq*. Oil Recovery By Steam injection. "Producers publishing company, INC. BOX 372. Bradford, Pennsylvania.1970
  - <sup>11</sup> *Fekete Associates Inc*. FAST RTA - Advanced Decline Analysis, Manual del Usuario
  - <sup>12</sup> *TEXACO*, Houston Research Center, Petrophysics Model Teca y Nare Fields, 1990