

**EVALUACION TECNICA DE LAS PÉRDIDAS DE CALOR EN
SUPERFICIE EN LOS POZOS SOMETIDOS A INYECCIÓN CICLICA
DE VAPOR- CAMPO TECA**

JOHAN ALBERTO OSPINA PEÑA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2004**

**EVALUACION TECNICA DE LAS PÉRDIDAS DE CALOR EN
SUPERFICIE EN LOS POZOS SOMETIDOS A INYECCIÓN CICLICA DE
VAPOR- CAMPO TECA**

**Trabajo de grado para optar por el
Título de Ingeniero de Petróleos**

JOHAN ALBERTO OSPINA PEÑA

**Práctica Industrial
OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.**

**Director
Samuel Fernando Muñoz
Ingenieros de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2004**

DEDICATORIA

Todo mi esfuerzo y trabajo para llegar hasta acá lo dedico a Dios, a mis padres Tomas y Ana Luz y a mi hermano Memo, ellos son la razón de ser de mi vida, todo lo que haga o deje de hacer esta motivado por ellos y para ellos.

AGRADECIMIENTOS

Son muchas las personas a las que tengo que agradecer y que de alguna u otra manera han siempre estado apoyándome y dando su voz de aliento para conseguir las cosas que quiero y muchas de las que he conseguido, aunque no las nombre a todas, siempre las tengo presentes.

A Dios porque el siempre me lleva de su mano, me muestra las cosas buenas y difíciles de la vida, me da su consuelo y la vida cada día.

A mis padres Ana Luz y Tomas, han hecho en mi lo que soy y por ellos he llegado hasta acá, se que aun falta mucho por recorrer y ellos siempre estarán conmigo.

A mi hermano Memo, porque sabe que lo quiero y verlo madurar me llena de alegría para que llegue lejos como el se lo merece

A toda mi familia, siempre me acompañan con sus oraciones para mi bien, y desean lo mejor para mi.

A Diana por su compañía, paciencia, cariño y sobre todo por los buenos momentos, me dieron fuerza para salir adelante, esté o no a mi lado fue y será una persona importante en mi vida.

A Liliana, Vera, Danny, Andrés, Jorges, Jean Carlos, Jeisson, Juan Fernando, Milena, Patricia por su enorme amistad, muchas gracias por acompañarme cuando estuve triste, contento, malhumorado, por su

paciencia, entendimiento y apoyo en todo sentido, espero poder encontrarlos frecuentemente en esta nueva vida profesional que ahora empieza.

A mi padrino Luis Rojas porque se convirtió en una fuerte base para mi vida y carrera profesional, fueron muchas las cosas que aprendí y que sigo aprendiendo de él.

Agradezco de manera especial a todos los ingenieros de la empresa OMIMEX DE COLOMBIA, LTD. Laborando en el campo Teca, por su amistad y colaboración, siempre me brindaron su apoyo incondicional, son muchas las cosas que aprendí en esta importante etapa que marca el comienzo de mi vida profesional.

A la Ingeniera Ruth Páez Capacho, porque no dejó nunca de ser mi constante formadora, su preocupación y sincera amistad siempre estuvo de mi lado.

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz, como director asignado por la Escuela de Petróleos, estuvo siempre pendiente de mis dudas y sus recomendaciones ayudaron a orientar muchos conceptos.

Al ingeniero Omar Contreras Sánchez, jefe de Operaciones del Campo Teca, porque siempre me orientó y estuvo dispuesto a enseñar su extensa experiencia profesional.

A los Ingenieros del departamento de Producción Teca - Jairo Gil, Hernán Castrillón, Ciro Bautista, Jamid Morales, y Producción del Campo Jazmín - Fernando Contreras, Andrés García y Carlos Ochoa, por su respeto, sus

consejos tanto profesionales como personales y su incondicional amistad, hicieron de mi estadía en el campo una experiencia amable y formativa.

A los Ingenieros Alberto Pinto - Jefe de Planeación, Jorge Velásquez, Marcos Useche de la misma dependencia por su asesoría técnica, conceptos profesionales y constante preocupación por el desarrollo del proyecto. Al Ingeniero Cristian Polo ahora nuevo Superintendente del Campo Velásquez y a la Ingeniera Lina Maria Ángel por su afectuosa amistad, apoyo incondicional, constante intercambio de ideas y notable suministro de información vital para el desarrollo del proyecto

Y muchos compañeros de trabajo que hacen del día a día una nueva experiencia, José Solano, Gerardo Otero de Recursos Humanos, los médicos Rafael Montealegre y Carlos Noriega; Marbeluz Castilla, Ingenieros Jhonny Martínez y Jorge Tarazona del departamento de Ingeniería Civil; Guillermo Martelo, Orlando Montagut, Gildardo Royero y Jesús Ardila supervisores del departamento de Producción.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	
1. GENERALIDADES DEL CAMPO TECA	1
1.1 HISTORIA	2
1.1.1 Concesión Cocorná	2
1.1.2 Asociación Cocorná	3
1.2 LOCALIZACION	4
1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL	7
1.4 ESTRATIGRAFIA	8
1.5 GEOLOGIA DEL PETRÓLEO	10
1.6 PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE LOS POZOS	12
2. TRATAMIENTO DE CRUDO	13
2.1 MODULOS DEL CAMPO	13

2.2	PROCESO DE TRATAMIENTO DEL CRUDO	33
3.	SISTEMA DE INYECCION DE AGUAS RESIDUALES	37
3.1	POLITICAS DE OPERACION	37
3.2	GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA	37
3.3	DESCRIPCION DEL PROCESO	39
3.4	SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AGUA RESIDUAL	40
3.4.1	Tratamiento Químico	40
3.5	PROCESO DE TRATAMIENTO	45
3.5.1	Tanque desnatador	47
3.5.2	Celda de Flotación	51
3.5.3	Filtro de cáscara de nuez	52
3.5.4	Tanque de almacenamiento	54
3.5.5	Pozos inyectoros	54
3.6	COSTOS DEL TRATAMIENTO DEL AGUA PARA INYECCIÓN	57
3.6.1	Costo por tratamiento químico	58

3.6.2	Costo por consumo de energía eléctrica en los equipos de tratamiento	58
3.6.3	Costo por consumo de gas en el motor de la bomba triplex de inyección	59
3.6.4	Costo por utilización de equipos de tratamiento.	59
3.6.5	Costo por utilización de línea de tubería de transferencia e inyección.	61
3.6.6	Costo por utilización de un pozo inyector.	61
3.6.7	Costo por supervisión del tratamiento.	62
3.6.8	Costo total.	62
4.	GENERACION DE VAPOR	63
4.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA Y GENERACIÓN DE VAPOR	64
4.2	PASOS Y CARACTERÍSTICAS DEL AGUA PARA GENERAR VAPOR	66
4.2.1	Captación	67
4.2.2	Filtración	69
4.2.3	Tratamiento del agua	72
4.3	GENERACIÓN DE VAPOR	77

4.3.1	Temperatura de saturación del agua (T_s)	78
4.3.2	Calor sensible (H_w)	78
4.3.3	Calor latente de vaporización (L_v)	79
4.3.4	Calor específico (C_e)	79
4.3.5	Calidad del vapor (X)	79
4.3.6	Equipos de Generación de vapor	84
4.3.7	Redes de Distribución	93
5. INYECCION CICLICA DE VAPOR		95
5.1	CONCEPTOS BÁSICOS	96
5.2	FACTORES A TENER EN CUENTA	98
5.2.1	Espesores netos de arena	98
5.2.2	Calor inyectado en cada ciclo	98
5.2.3	Calidad del vapor generado	99
5.2.4	Calidad del vapor inyectado	99
5.2.5	Tiempo de remojo	99

5.2.6	Número máximo de ciclos de inyección	100
5.2.7	Periodos de cierre (<i>soaking</i>)	100
5.2.8	Puesta del pozo a producción	100
5.3	PRODUCCIÓN EN EL CAMPO TECA DEBIDO A LA INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA	101
5.4	COSTOS DE LA GENERACION DE VAPOR	103
5.4.1	Costo por tratamiento químico	103
5.4.2	Costo por supervisión de la generación de vapor	103
5.4.3	Costo por utilización del generador de vapor	104
5.4.4	Costo por utilización de la planta de tratamiento	104
5.4.5	Costo por utilización del tanque de almacenamiento de agua filtrada	105
5.4.6	Costo por consumo de energía eléctrica	105
5.4.7	Costo por consumo de gas natural	106
5.4.8	Costo por utilización del gasoducto de la Asociación	106
5.4.9	Costo total	107
6.	MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR	108

6.1	GENERALIDADES	108
6.1.1	Conducción	108
6.1.2	Convección	108
6.1.3	Radiación	109
6.2	CONDUCCIÓN	109
6.3	CONVECCIÓN	111
6.4	RADIACIÓN	112
6.5	COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR TOTAL EN FLUJO LINEAL	113
6.6	FLUJO RADIAL DE CALOR	114
7.	PERDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE	120
7.1	GENERALIDADES	120
7.2	CALCULO TEORICO DE LAS PERDIDAS EN SUPERFICIE	120
7.3	CALCULO DE LAS PERDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE	126
7.4	CALCULO DE LA CALIDAD DEL VAPOR EN EL CABEZAL DEL POZO	128
7.5	CONSIDERANDO LA PRESIÓN VARIABLE	129

8. FACTORES Y PARÁMETROS DE OPERACIÓN	133
8.1 GAS DE OPERACIÓN	133
8.2 PROBLEMAS OPERACIONALES	133
8.2.1 Control y producción de arena	134
8.2.2 Fallas de <i>casing</i> y del tubing	135
8.2.3 Fugas de vapor en las líneas del campo	136
8.2.4 Mal estado del material aislante	137
8.2.5 Inyección por anular	139
8.3 NECESIDADES ECOLOGICAS Y AMBIENTALES	141
8.4 SALUD Y SEGURIDAD	141
9. EVALUACION TECNICA DE LAS PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE EN LOS POZOS SOMETIDOS A INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR- CAMPO TECA	143
9.1 POZOS INYECTABLES	143
9.2 POZOS SELECCIONADOS	145
9.3 DATOS DE TUBERIA Y AISLANTE	147
9.4 DATOS DE ENTRADA Y SALIDA EN LA HOJA DE CÁLCULO	148

9.4.1	Datos promedio reales de los 3 últimos ciclos	149
9.5	CONDICIONES Y SUPOSICIONES ESTABLECIDAS EN LAS CORRIDAS	151
9.6	RESULTADOS	152
9.6.1	Pozo promedio y respuestas	159
9.6.2	Gráficas de comportamiento	162
10.	CONCLUSIONES	170
11.	RECOMENDACIONES	172
	BIBLIOGRAFIA	174
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	176

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de campos en la zona	3
Figura 2. Ubicación Geográfica del campo TECA	4
Figura 3. Fotografía Aérea TECA	5
Figura 4. Cuenca del Valle medio del Magdalena	6
Figura 5. Sección transversal cuenca del Valle Medio del Magdalena	8
Figura 6. Columna estratigráfica	9
Figura 7. Ubicación de los módulos de tratamiento de crudo	13
Figura 8. Líneas de Flujo	14
Figura 9. Múltiples colectores o Manifold	15
Figura 10. Líneas internas de los módulos	16
Figura 11. Separadores de prueba	19
Figura 12. Tanques de almacenamiento (Estación de Bombeo)	24
Figura 13. Tratadores electrostáticos	30
Figura 14. Separadores API	30
Figura 15. Piscina de Oxidación	31
Figura 16. Bombas centrífugas	32
Figura 17. Inyección de Inhibidores y químicos	32
Figura 18. Perfil de producción Petróleo y Agua	38
Figura 19. Bombas verticales en el foso de recolección de agua	46

Figura 20. Salida de bombas verticales y almacenamiento de química	47
Figura 21. Bombas de inyección de química	47
Figura 22. Tanque desnatador de 5000 Bls.	50
Figura 23. Celda de flotación	51
Figura 24. Parte interna de la celda de flotación	52
Figura 25. Filtro de cáscara de nuez	53
Figura 26. Pozos Inyectores de aguas residuales	55
Figura 27. Corrosión en las líneas del SIAR	56
Figura 28. Viscosidad Campo Teca	63
Figura 29. Pozo de captación de agua	68
Figura 30. Planta de Tratamiento del agua	69
Figura 31. Bombas para la succión al tanque 20.000	72
Figura 32. Zeolita	74
Figura 33. Tanques de inyección de químicos en la planta de tratamiento	75
Figura 34. Diagrama de flujo 1 - tratamiento del agua	76
Figura 35. Diagrama de flujo 2 - tratamiento del agua	77
Figura 36. Calor generado según presión y temperatura de operación	81
Figura 37. Toma de la muestra para determinar la calidad	82
Figura 38. Conductímetro	83
Figura 39. Generador de vapor de paso único	85

Figura 40. Diagrama y condiciones de operación del generador de vapor	86
Figura 41. Tablero de control	87
Figura 42. Bomba para agua de alimentación	88
Figura 43. Calentador para agua de alimentación	89
Figura 44. Zona de convección	90
Figura 45. Zona Radiante	91
Figura 46. Quemador	91
Figura 47. Zona de Transición	92
Figura 48. Sistema de Combustible	93
Figura 49. Líneas de distribución en el campo	94
Figura 50. Inyección de vapor cíclica	95
Figura 51. Comportamiento de los ciclos de inyección	96
Figura 52. Producción incremental de petróleo	101
Figura 53. Comportamiento de producción debido a la inyección de vapor	102
Figura 54. Ganancias por Inyección	102
Figura 55. Esquema para la determinación de U en tuberías	115
Figura 56. Pistón rayado por la arena	135
Figura 57. Rotura del Casing	136
Figura 58. Fugas de Vapor en el campo	137
Figura 59. Mal estado del material aislante	138
Figura 60. Líneas de vapor en buen estado	138

Figura 61. Conexión de vapor por anular	139
Figura 62. Pistones rayados por grava de empaquetamiento	140
Figura 63. Ubicación de los pozos seleccionados	146
Figura 64. Esquema Tubería revestida con aislante	147
Figura 65. Calidad Vs. Longitud	162
Figura 66. Pérdidas Vs. Longitud	163
Figura 67. Presión Vs. Longitud	163
Figura 68. Temperatura Vs. Longitud	164
Figura 69. Calor inyectado Vs. Tiempo de inyección	164
Figura 70. Presión Vs. Calidad (calculados)	165
Figura 71. Presión Vs. Calidad real	165
Figura 72. Calidad Vs. Longitud	166
Figura 73. Figura 73. Pérdidas Vs. Longitud	166
Figura 74. Presión Vs. Longitud	167
Figura 75. Temperatura Vs. Longitud	167
Figura 76. Calor inyectado Vs. Tiempo de inyección	168
Figura 77. Presión Vs. Calidad	168

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Condiciones de operación del proceso de tratamiento de crudo	36
Tabla 2. Concentraciones de soluciones utilizadas	43
Tabla 3. Productos aplicados en el tratamiento	46
Tabla 4. Condiciones agua de inyección Módulo de tratamiento 1	57
Tabla 5. Condiciones agua de inyección Módulo de tratamiento 4	57
Tabla 6. Características del agua extraída de los pozos	68
Tabla 7. Relación de entalpías con datos de operación	80
Tabla 8. Pozos inyectables campo Teca	144
Tabla 9. Datos del último ciclo de los pozos	145
Tabla 10. Datos de entrada para las corridas, VALOR BASE	148
Tabla 11. Datos de salida en las corridas	149
Tabla 12. Datos promedio reales para las corridas en cada pozo	150
Tabla 13. Resultados de corridas	152
Tabla 14. Datos de entrada para el "Pozo Promedio	159
Tabla 15. Datos de salida calculados para el pozo promedio	160
Tabla 16. Datos de salida reales para el pozo promedio	161
Tabla 17. Valores promedio reales de K según distancia del pozo	162

RESUMEN

TITULO: EVALUACION TECNICA DE LAS PERDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE EN LOS POZOS SOMETIDOS A INYECCION CICLICA DE VAPOR – CAMPO TECA*

AUTOR: OSPINA PEÑA, Johan A.**

PALABRAS CLAVES: Pérdidas de Calor, generación de vapor, inyección de vapor cíclica, calidad del vapor, aislante térmico

DESCRIPCION: En un proyecto de estimulación térmica con inyección de vapor cíclica se presentan pérdidas de calor en superficie, lo cual incide negativamente en las condiciones del vapor que llega al pozo. La falta de material aislante y recubrimiento metálico por robo o deterioro supone un gran problema cuando lo que se desea es obtener un vapor con buena calidad en la cabeza del pozo, convirtiéndose en una falla del proceso de inyección afectando el propósito del sistema de recobro adoptado, el cual en el campo Teca representa un 40% de la producción total de petróleo.

Los elementos que integran el sistema son: los pozos de captación de agua, plantas de tratamiento de agua, generadores de vapor y líneas de inyección hasta los pozos. Se hace un estudio de las pérdidas presentes en todo el proceso además del comportamiento del material aislante. Son treinta (30) los pozos en observación con datos de operación para sus tres (3) últimos ciclos de inyección.

Las líneas de distribución de vapor por el campo son de vital importancia, por esto se debe tener un programa de protección y control de las tuberías para evitar al máximo las pérdidas de calor ocurridas en el trayecto generador-pozo suministrando al receptor final un vapor con buena calidad y que permita aumentar la eficiencia del trabajo realizado. Este trabajo presenta conclusiones cualitativas y cuantitativas de pérdidas tanto técnicas como económicas.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Samuel Fernando Muñoz

ABSTRACT

TITULO: TECHNICAL EVALUATION OF THE HEAT LOSSES FROM SURFACE LINES IN WELLS SUBJECTED TO CYCLIC STEAM INJECTION – CAMPO TECA*

AUTHOR: OSPINA PEÑA, Johan A.**

KEYWORDS: Heat losses, steam generation, cyclic steam injection, steam quality, thermal isolation

DESCRIPTION: In a cyclic steam stimulation project, heat losses from surface lines are presented, decreasing the steam conditions arriving to wells. Lack of isolating material and aluminum lining by robbery and damage supposes a great problem when obtaining good quality steam at wellhead, becoming an injection system flaw affecting the purpose of the recovery adopted process which in Teca field represents 40% of the total Oil production

Elements which made up the process are water obtaining wells, water treatment plants, steam generators and the injection lines to wells. A study is made about losses showed in the whole injection process besides of the behavior of the isolating material, there are thirty (30) wells in observation, with operation data for their three (3) last injection cycles.

Steam distribution lines around the field are very important for the system, for this reason a pipe protection and line control program is needed to minimize heat losses through generator-well itinerary, giving to the final consumer an optimal quality steam to increase the work realized. Qualitatively and quantitatively conclusions of technical and economical losses are presented.

* Graduation Work

** Petroleum engineering School, Director: Samuel Fernando Muñoz

INTRODUCCION

Cuando se realiza un trabajo de inyección de vapor en un pozo, se debe seguir un plan de trabajo o programa operacional que describa las actividades que se efectuarán con el objeto de mejorar las condiciones en que se encuentra y proceder en el menor tiempo posible con la operación.

Este trabajo es indispensable y fundamental ya que de él depende el tiempo de vida productiva, el sostenimiento e incremento de la producción de los pozos.

Parte importante en el éxito del proceso de inyección es el cuidado y seguimiento que se les realice a las líneas de inyección, muchas de las cuales presentan deterioro y en ocasiones ausencia total por robo o descuido del material aislante, el cual tiene el papel de evitar pérdidas de calor en la superficie y así tratar de suministrar una mayor calidad en el vapor que llega hasta los pozos desde los generadores instalados en los módulos.

Para esto se realiza una evaluación técnica de este proceso, teniendo en cuenta todos los elementos del sistema para la generación de vapor tales como los pozos de captación de agua, planta de tratamiento, generadores y por supuesto las líneas de distribución del campo llegando hasta el cabezal del pozo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO TECA

1.1 HISTORIA

El campo de Teca inició producción en el año de 1981, donde alcanzó su máximo desarrollo en el año de 1986 con un pico de producción cercano a los 18.000 barriles de petróleo diarios¹.

Después de un cierre forzoso en el año de 1992 y principios de 1993 el campo no recupero sus niveles de producción, después del año de 1994 el campo presenta una declinación hasta el año de 1999 donde trata de estabilizarse debido a perforación de nuevos pozos, la producción de agua se incrementó a partir del año 1999 como consecuencia de mayores ciclos de inyección, mayores volúmenes de agua inyectada y a la baja respuesta de los pozos. A la fecha la producción de petróleo y agua están en el orden de los 4500 y 18000 barriles por día respectivamente.

La explotación petrolífera del área esta dividida en dos etapas a saber:

1.1.1 Concesión Cocorná. Con fundamento en el régimen vigente para la fecha de su descubrimiento (decretos 2310 de 1974 y 743 de 1975), La *Texas Petroleum Company* y la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) celebraron un contrato de asociación del campo descubierto por Texas y la exploración y explotación de las zonas aledañas.

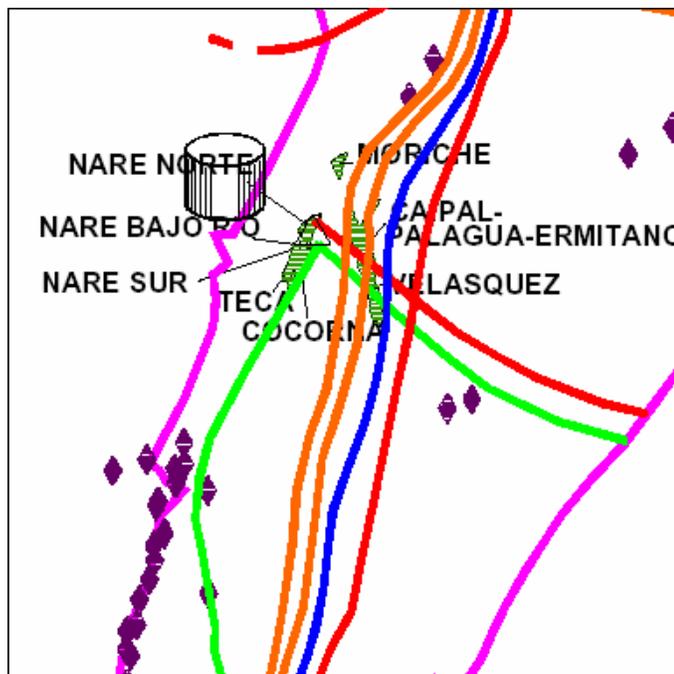
Como resultado de esas negociaciones, Texas se reservó la explotación del área que en momento de la firma del acuerdo estaba en producción, esta es la que se conoce actualmente como Cocorná 100% y ya revirtió a Ecopetrol.

1.1.2 Asociación Cocorná. La segunda etapa de la exploración y el desarrollo del área, se inició con la firma del contrato de asociación entre Texas y Ecopetrol, el 1 de Septiembre de 1980 para una extensión de 49.552 Hectáreas.

El 20 de Agosto de 1981 se declara la comercialidad del campo Teca 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.

Actualmente existe la asociación entre OMIMEX-ECOPETROL, esperando el desarrollo de los campos Moriche, Chicalá, *Underriver* (Bajo río), este último el más adelantado en negociaciones.

Figura 1. Mapa de campos en la zona

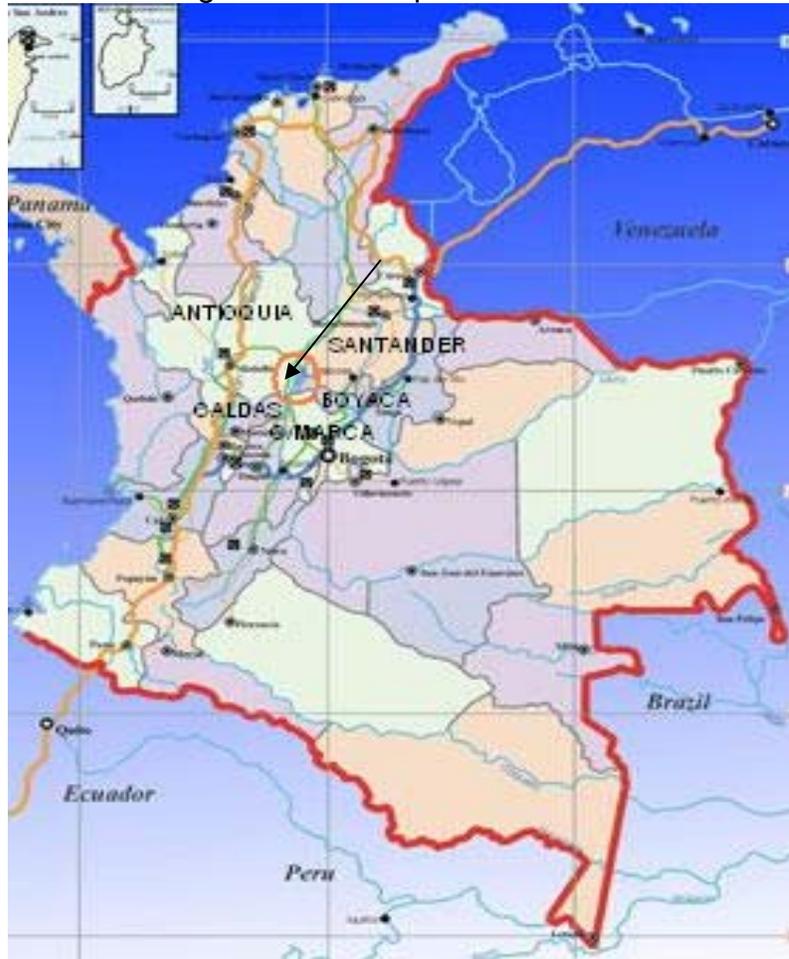


Banco de información petrolera (BIP). www.ecopetrol.com.co

1.2 LOCALIZACION

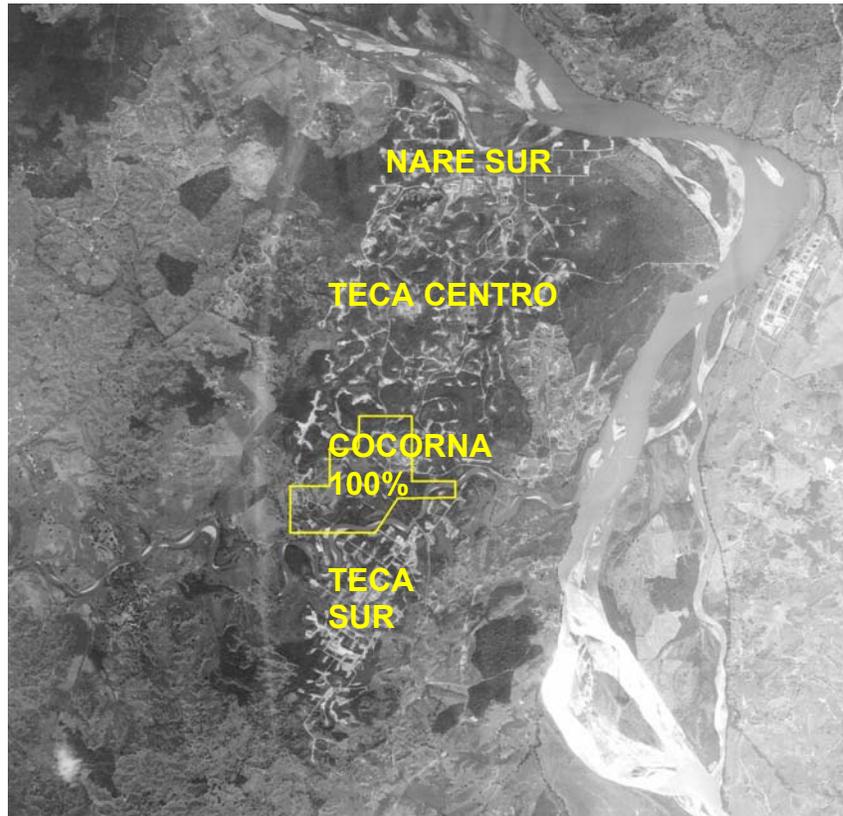
El campo Teca donde actualmente y desde 1995 opera la multinacional Omimex Colombia LTD. se encuentra ubicado en el borde sur-oeste de la cuenca del valle medio del Magdalena entre las cordilleras central y oriental, 23 Km. al noreste de la Autopista Bogotá-Medellín, aproximadamente 160 kilómetros al noroeste de Bogotá y 190 Km. al sur de la Refinería de Barrancabermeja, Departamento de Antioquia, en las cercanías del municipio de Puerto Triunfo, corregimiento de Puerto Perales (*figuras 2 y 3*). Límites entre los departamentos de Antioquia y Boyacá.

Figura 2. Ubicación Geográfica del campo TECA



La ciudad más importante cercana al campo es Puerto Boyacá, entre otras más pequeñas como Puerto Nare y Puerto Perales.

Figura 3. Fotografía Aérea TECA



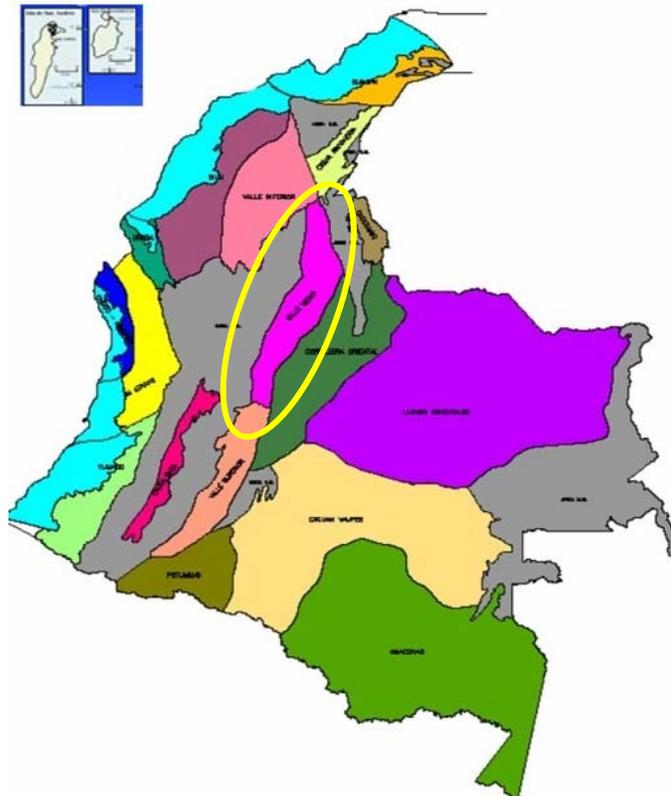
Ingeniería de Yacimientos Teca

1.1.3 Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tiene un área de 35,000 kilómetros cuadrados aproximadamente, que abarca los piedemontes oriental de la cordillera central y occidental de la cordillera oriental.

Se caracteriza por ser un valle estrecho, con un ancho máximo de 80 kilómetros y una longitud de cerca de 500 kilómetros; limita al oriente, con la cordillera oriental por la falla de La Salina; al occidente, se encuentra la

Cordillera Central con un complejo sistema de fallas; el límite sur es definido por la barrera Guataquí-piedras con su sistema de fallas²; al Norte, su límite se extiende hasta la población del Banco (Magdalena).

Figura 4. Cuenca del Valle medio del Magdalena



Banco de información petrolera (BIP). <http://www.ecopetrol.com.co>

La exploración en esta cuenca ha sido dirigida al desarrollo de prospectos relacionados a trampas estructurales, principalmente asociadas a anticlinales asimétricos, cierres contra fallas y pliegues asociados a cabalgamientos, teniendo como objetivo el Terciario. Ocasionalmente han sido observadas calizas fracturadas y trampas estratigráficas asociadas con cuñas arenosas contra el basamento. Los principales campos encontrados en esta cuenca son: La Cira - Infantas, Casabe, Yarigúí, Cantagallo, Lisama, Provincia,

Palagua, Teca, Velásquez, Jazmín, Nare y Opón entre otros de menor importancia.

En el extremo oriental de la cuenca en el piedemonte se presentan áreas de gran potencial de exploración en el cinturón fallado y plegado relacionadas con fallas normales invertidas, anticlinales asociados a fallas de cabalgamiento, abanicos imbricados, zonas triangulares y zonas dúplex asociadas

1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

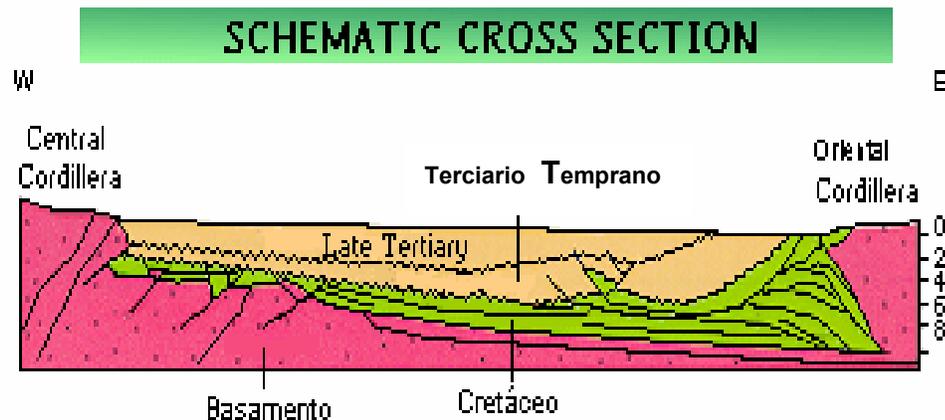
Geológicamente el campo Teca se halla en un sector de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en el que la estructura general es un monoclinal con rumbo SW-NE y buzamiento hacia el este del orden de 12° al nivel del basamento y de 8° al este para los sedimentos del terciario.

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.

Esta cuenca constituye una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes bien diferentes.

Figura 5. Sección transversal cuenca del Valle Medio del Magdalena

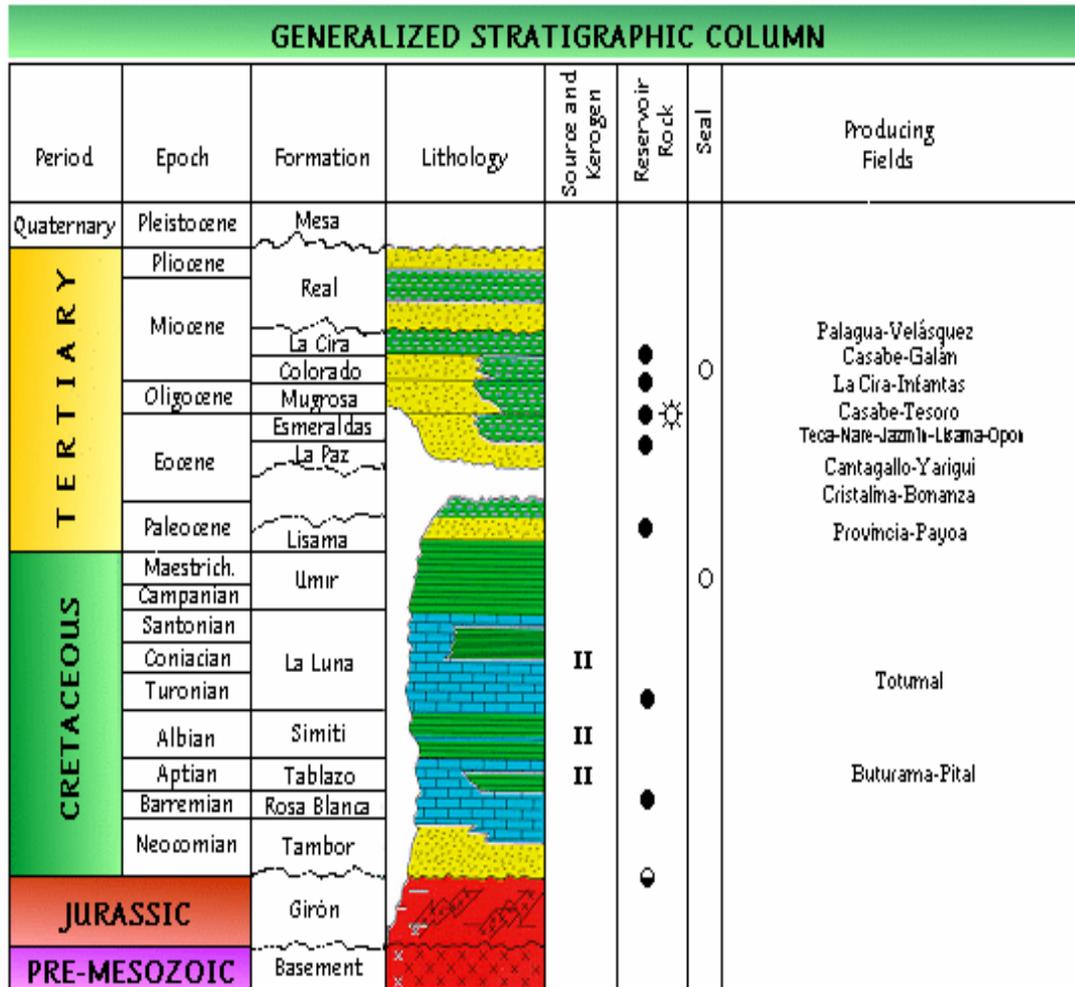


Al occidente se tiene un borde pasivo, que se caracteriza por una geometría monoclinual con notables truncamientos de las formaciones cretáceas, que desaparecen en dirección a la cordillera bajo un progresivo recubrimiento de los sedimentos Terciarios con interrupciones causadas por flexuras y fallas, hacia la cordillera Oriental se presenta un complicado margen compresional.

1.4 ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica generalizada presente en el área del campo esta constituida por un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica, que conforman una plataforma sobre la cual descansa una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, 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 6. Columna estratigráfica



La cuenca es de tipo intracontinental, asimétrica, se inclina suavemente desde la Cordillera Central hacia el Este formando un monoclin al en todo el Valle Medio; La litología comprende un basamento ígneo - metamórfico complejo sobre el cual reposan sedimentos discordantes del mesozoico inferior, terciario inferior y el relleno continental del terciario superior y cuaternario.

1.4.1 Unidades Productoras. La acumulación de petróleo en el campo Teca es una extensión que comprende los campos Jazmín, Nare, Underriver. Las características litológicas del campo son similares a las encontradas en dichos campos³; 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 B, alcanzan porcentajes críticos que hacen que disminuya notablemente el espesor neto petrolífero; También se aprecia un mejor desarrollo de las arenas superiores (Zona A), constituyéndose en las arenas de interés, siendo las arenas inferiores (Zona B) más delgadas y arcillosas.

1.5 GEOLOGIA 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).

1.5.1 Generación y Migración. Como es ampliamente conocido en la cuenca del 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.

1.5.2 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.

1.5.3 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

1.5.4 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.

1.6 PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE LOS POZOS

Los pozos son completados con tubería de revestimiento superficial de 9 5/8" sentada a 160 pies para proteger los acuíferos superficiales. Posteriormente se perfora con broca de 8 1/2 hasta la profundidad total y se asienta revestimiento de producción de 7 pulgadas hasta el tope de la formación productora, cementado hasta superficie. La zona productora es ensanchada a 11 pulgadas, revestida con tubería ranurada de 5 pulgadas y empacada con grava tamaño 8 -12. La tubería de producción es de 2 7/8" de diámetro, más o menos 50, pies por encima del fondo de la tubería ranurada y la bomba es de tipo THM con un pistón de 2-1/4".

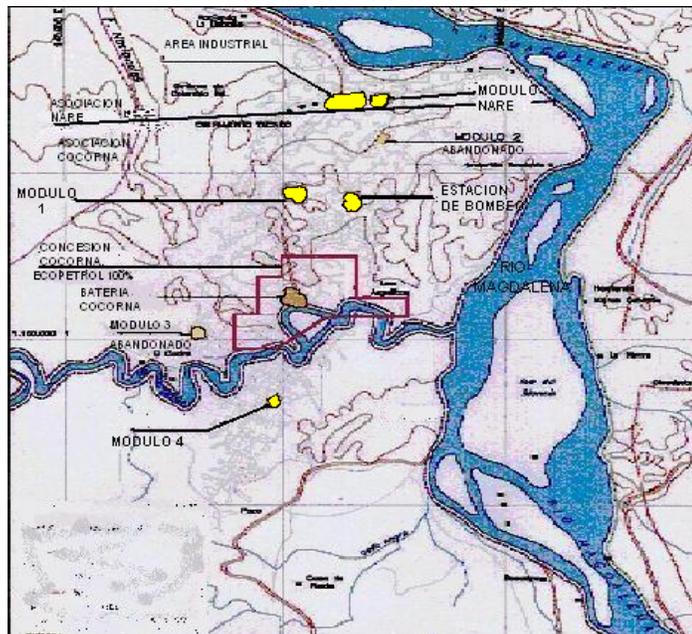
2. TRATAMIENTO DE CRUDO

En el campo Teca se encuentran actualmente 3 módulos (M-1, M-4, M-Nare) donde el crudo llega proveniente de los pozos para su tratamiento, entre otras operaciones que se encuentran en dichos módulos como las de tratamiento de aguas residuales, aguas para la generación de vapor y la generación en sí.

2.1 MODULOS DEL CAMPO

Como se había nombrado anteriormente, existen 3 Módulos operando en el campo Teca, Módulos 1, 4 y el módulo Nare, allí se realizan las operaciones de tratamiento del crudo entre otras que se discutirán mas adelante, a continuación se presentan algunos componentes de estos módulos (transporte, tratamiento etc.).

Figura 7. Ubicación de los módulos de tratamiento de crudo



2.1.1 Líneas de Flujo. Son las tuberías que conectan los módulos a los pozos, algunas transportan el vapor a los pozos y las otras son para el transporte del crudo desde el pozo al módulo.

Figura 8. Líneas de Flujo



2.1.2 Múltiples, Conectores o Manifold. Corresponde a la línea de llegada de un pozo, mediante la operación de un juego de válvulas, entra al colector de prueba o al colector general de múltiple, en forma alterna.

Por lo general las válvulas de corte son de tapón o de bola, que abren o cierran girando el manubrio un cuarto de vuelta.

Al cambiar un pozo de un colector al otro se opera de tal manera que se abra la válvula que comunica al colector al cual se desea llevar el pozo. Luego se cierra la válvula que comunica la línea de flujo del pozo con el colector al cual ha estado llegando.

Se debe hacer estrictamente así para evitar el sobrepresionamiento de las tuberías de flujo previniendo así el disparo de las válvulas de alivio. Es común probar un pozo durante 24 horas; es decir que un pozo puede estar en prueba mientras que los pozos restantes estarán fluyendo al colector general.

El colector del pozo de prueba está conectado al separador de prueba. El colector general estará conectado al separador general, el cual se distingue por ser de mayor volumen o capacidad.

Un pozo se pone en prueba para determinar su producción de petróleo, gas y agua, midiendo por separado cada corriente. Se utilizan contadores de desplazamiento positivo para los líquidos y platinas de orificio para la corriente de gas. En el múltiple se permiten conexiones para toma de muestras e inyecciones de químicos, por ejemplo desemulsificantes.

Figura 9. Múltiples colectores o Manifold



2.1.3 Tuberías o líneas internas. Conducen los fluidos desde el múltiple hasta las vasijas de tratamiento; intercomunican vasijas; sirven de succión y descarga de bombas y compresores; o drenajes y venteos.

Figura 10. Líneas internas de los módulos



2.1.4 Separadores. Son recipientes donde se deposita una mezcla de fluidos que no son solubles entre sí; en general operan a presión; sin embargo, algunos trabajan a vacío según las necesidades del servicio que deben prestar.

En la industria petrolera se utilizan los separadores para segregar el gas natural, el petróleo crudo o hidrocarburos líquidos (condensados) y el agua de producción de los pozos.

Se conocen con varios nombres: Separadores, separadores de agua libre, tambores y depuradores.

Los separadores suelen tener una clasificación: Según el servicio, según la forma, según el número de fluidos a manejar.

- **Según el servicio.**

✚ **Separador General.** Recibe y maneja los fluidos de producción de varios pozos, a través de una línea de transferencia que sale del manifold o múltiple de entrada a la Estación, Batería o Módulo. La capacidad y dimensiones del separador general se determinan para un cierto número de pozos, previniéndose la posibilidad de instalar más de un recipiente.

✚ **Separador de Prueba.** Es aquel que se destina para recibir y manejar la producción de un pozo con el fin de medir o fiscalizar caudales de cada uno de los fluidos segregados.

Este equipo tiene unas dimensiones de 4'x15', la capacidad de circulación esta en el rango de 100 – 1800 BPD. Este separador Recibe los fluidos a través del colector (caballo) de prueba, paralelo al *manifold* o múltiple de entrada a la batería o estación. Puede trabajar en paralelo con el separador general uniendo los fluidos separados en las líneas correspondientes de salida de los recipientes.

Con el fin de medir los caudales, a cada pozo se le permite fluir a través del separador de prueba durante un tiempo determinado, por lo general 24 horas.

La capacidad del separador de prueba con frecuencia se establece teniendo en cuenta los caudales de fluidos del pozo de mayor capacidad de producción a flujo abierto. Sin embargo algunas compañías instalan el separador de prueba de igual capacidad al separador general con el fin de

intercambiarlos y así permitir por ejemplo sacarlos de servicio para efectuarles mantenimiento sin tener que suspender la operación.

- **Según la forma.**

✚ **Separador Horizontal.** Los separadores horizontales tienen instalado el eje longitudinal paralelo a la superficie o piso del terreno. Pueden ser de uno o doble cilindro o barril, utilizando esta última forma en el separador trifásico, dependiendo del volumen o caudal de agua a separar y debido a que proporcionan mayor tiempo de residencia. El separador cilíndrico vertical tiene su eje longitudinal perpendicular al piso. El separador horizontal tiene más capacidad de gas y líquido por costo unitario; mayor aproximación a las condiciones de equilibrio; menor habilidad para manejar situaciones de formación o presencia de espuma y mayor facilidad para inspección y mantenimiento.

✚ **Separador Vertical.** El separador vertical tiene mayor habilidad para manejar situaciones de pulsaciones en el flujo de corrientes (*Surge Capacity*); menor requisito de espacio por unidad; mejor posibilidad para controlar nivel, y mínimo arrastre de líquido en la corriente de gas. Maneja en mejor forma corrientes con presencia de arena. El separador vertical se prefiere para campos de alta relación gas/aceite (alto GOR), sin embargo, tanto el horizontal como el vertical son eficientes, dependiendo de las partes internas que se les instalen, para evitar el arrastre de líquido en el gas, lo cual constituye una medida de la eficiencia.

- **Según el Número o Fluidos a Manejar**

Los separadores pueden ser Bifásicos o Trifásicos, los fluidos a verter en este pueden ser dos o tres.

✚ **Separador Bifásico.** Separador bifásico o de dos fases maneja dos corrientes: gas y líquido. El separador bifásico por lo general trabaja en serie con otro recipiente en el cual puede ser otro separador bifásico o un tanque para sedimentación del agua.

✚ **Separador trifásico.** El separador trifásico, maneja tres fluidos: gas, petróleo o condensados y agua.

Figura 11. Separadores de prueba



- **Funciones de los separadores.** Independientemente de la forma o clase de recipiente, un separador desempeña las siguientes funciones:

- Causa una separación inicial o primaria de la mayoría de los hidrocarburos líquidos de la porción de gas, por medio de platinas (BAFFLES) que divergen las corrientes de entrada, contrarrestan la velocidad del líquido y lo inducen hacia abajo.

- Refina o depura la separación primaria removiendo las gotas de líquido atrapadas en el gas.
- Posteriormente refina la separación inicial removiendo pequeñas burbujas de gas líquido.
- Descarga el gas y el líquido en forma tal que previene el arrastre del uno en el otro.

La selección de un separador está influenciada por el grado de separación necesaria o pureza de las corrientes adelante del separador; por el costo y por el espacio disponible.

Al determinar las dimensiones (diámetro y altura) se deben considerar factores tales como posibilidades de pulsaciones en el flujo; máximas cantidades de gas y de líquidos; temperatura y presión de operación, gravedad específica del gas y del líquido, tiempo de residencia o retención necesario del líquido, necesidad de separación de agua del hidrocarburo, presencia de sólidos y tendencia del líquido a formar espuma⁴.

La separación se fundamenta en la diferencia de gravedades específicas, velocidades y tiempo de retención o residencia necesario para permitir que actúe la fuerza de gravedad.

El flujo en los separadores verticales y horizontales es similar: La mezcla entra por un extremo o por el lado y el fluido más liviano (generalmente el gas) pasa a la parte superior mientras que el más pesado se separa hacia el fondo. El petróleo flota en el agua y es retirado hacia fuera por un punto intermedio en el lado o extremo en el de los separadores.

La separación se facilita por la mayor diferencia que exista en la gravedad específica o densidad de los fluidos. Será más difícil mientras menor sea dicha diferencia.

La velocidad del gas debe estar de acuerdo con la presión de la operación, en el rango de 3 a 12 pies/seg. La velocidad debe ser menor a bajas presiones y mayor a altas presiones.

2.1.5 Tanques. Son recipientes utilizados para almacenar los fluidos de producción y constituyen equipos básicos en la batería, módulo o estaciones.

Algunos hidrocarburos deben ser almacenados a altas temperaturas para mantenerlos fluidos y otros a bajas temperaturas o altas presiones, es decir que un solo tipo de tanque no es apropiado para todos los productos.

Debido al peligro que encierra la presencia de vapores de hidrocarburos cerca de los tanques y a posibles chispas eléctricas, se acostumbra conectar todos los tanques a tierra, a través de una rejilla enterrada (malla a tierra), sueldan todas las conexiones.

Para almacenamiento a presión atmosférica existen dos tipos de tanques de mayor utilización en la industria.

- **Tanque de techo fijo.** Por lo general son de techo cónico soportado por una estructura interna, son los más baratos y los más simples en su diseño. En este tipo de tanques tiene la desventaja de la pérdida permanente de vapor por los venteos del mismo. Cuando el tanque se llena, el vapor existente sobre el líquido es desplazado a la atmósfera, o condensado en un sistema de recolección de vapores.

- **Tanque de techo flotante.** Este tipo de tanque es usado para evitar las pérdidas por evaporación, en estos tanques el techo flota sobre el mismo líquido. Son un poco más costosos que los del techo fijo, hay 3 ubicados en la estación de bombeo Teca.

Los accesorios más comunes de los tanques son:

- **Venteos.** Sirven para la salida de gases de los tanques y aliviar presión.
 - ✚ De Presión – Vacío, empleados para tanques que almacenan productos con punto de inflamación por debajo de 150°F, o su temperatura es de 15°F. (Son calibrados a 1.3” de agua tanto para presión positiva como negativa).
 - ✚ Cuando no es requerido el venteo de presión-vacío, se instalan venteos abiertos (cuello de ganso), los cuales utilizan una malla para evitar la entrada de agentes extraños. Se aplica para productos de baja presión de vapor aprox. 150°F.
 - ✚ Válvula automática, empleada en techos flotantes, con el objeto de evitar el vacío que se crea en el bombeo cuando el techo llega a su límite inferior.

Todo tanque de almacenamiento debe proveerse de un medidor de nivel.

- **Facilidades de aire – espuma.** Se requiere en los siguientes servicios de tanques con techo fijo:
 - ✚ Producto de bajo punto de inflamación (130°F y menos).
 - ✚ Productos con un punto de inflamación entre 130°F y 215°F si la temperatura de almacenamiento es mayor al punto de inflamación.

En tanques de techo flotante, estas facilidades solo se requieren en tanques de más de 150 pies de diámetro.

- **Otros accesorios.** Se enumeran a continuación otros accesorios de los tanques.

- ✚ Las entradas de hombre (*manholes*), van colocadas en el casco en la lámina inferior y tiene un diámetro que oscila entre 20 y 30 pulgadas, cuando el diámetro del tanque es mayor a 75 pies, se acostumbra a colocar dos *manholes* opuestos, para facilitar el mantenimiento.

- ✚ Las boquillas para la conexión de la tubería al casco consisten en cortas longitudes de tubo.

- ✚ Para la evacuación del agua que se acumula en el fondo de los tanques, se utiliza un sumidero, a partir del cual el agua es expulsada al exterior.

- ✚ Se deben instalar aberturas en el techo de 8 pulgadas de diámetro, para introducir una cinta de medición y tomar muestras representativas del líquido contenido en el tanque.

- ✚ Es necesario que los tanques estén dotados de indicadores de temperatura.

- ✚ Dependiendo del tipo de líquido almacenado, el tanque debe contar con un sistema de calentamiento constante (serpentina).

- ✚ En algunos casos en tanque de techo fijo, se puede proveer una purga de gas como sello para evitar el contacto de ciertos productos con el oxígeno del aire.

Figura 12. Tanques de almacenamiento (Estación de Bombeo)



2.1.6 Separadores o tratadores térmicos. Separador horizontal de tres fases que separa el agua libre con sedimentos y el gas del petróleo crudo de la emulsión. Sus dimensiones son 10' x 50' y tiene una capacidad de flujo de 15000 BPD para los ENGELMAN y 18000 BPD para los NATCO.

Estos separadores están provistos de un tubo de fuego que provee una temperatura adecuada para que el contenido de BS&W en el crudo al entrar en el tratador electrostático sea inferior al 30%, esta temperatura es suministrada por un quemador dual, este quemador se apaga por bajo nivel y alta temperatura, el equipo en su interior contiene un distribuidor de carga (tubo con ranura), un tubo de fuego, una platina con perforaciones circulares y rectangulares ubicada inmediatamente después del tubo de fuego, ésta platina esta ubicada a unos 2.5 pies del fondo del separador con el fin de permitir que el agua fluya libremente, esta platina ayuda a la liberación del agua y a estabilizar el flujo y la presión dentro del equipo, en el fondo del equipo se encuentra una cámara triangular con el fin de recolectar los

sedimentos los cuales son drenados a través de válvulas desarenadoras al separador API (*skimmer*).

En la parte posterior interna del equipo después de la platina perforada se encuentran dos colectores de crudo ubicados a lado y lado, estos colectores controlan su nivel con una válvula de mariposa la cual permite el paso a los colectores, una vez recogido el crudo separado de la emulsión es enviado a los tratadores electrostáticos, regulando la descarga con válvulas neumáticas controladoras de nivel.

Las válvulas de mariposa de los colectores son operadas desde la parte externa del separador, el agua que se separa sale del recipiente por un drenaje controlado por una válvula neumática que recibe una señal eléctrica enviada desde un sensor de tipo conductivo el cual controla el nivel de la interfase.

El gas producido (separado), sale controlado por la válvula que regula la presión en el separador, este gas va al depurador, con una válvula de relevo de presión que descarga al separador API.

En el separador están instalados tres termóstatos, dos termóstatos localizados en el centro, otro termóstato cerca al quemador, éste sistema de doble control con termóstatos apropiadamente graduados controla el quemador con el fin de asegurar una aplicación suave y continua de calor. En la graduación hay diferencia de 30° a 50° siendo mayor la del termóstato límite junto al quemador.

Cuando la cantidad de agua es poca, que no requiere ser estimulado con inyección de vapor, pueden operar como separadores bifásicos. Pero cuando el agua producida aumenta o cuando se emplea inyección de agua o

de vapor como proceso de recuperación, se justifica su operación como separador trifásico.

En caso de manejo de crudos pesados y viscosos los separadores de agua libre están provistos de calentadores directos: Tubos de fuego como ocurre en Teca para proporcionar calor al fluido, aumentar su temperatura, facilitar la movilidad y la coalescencia de las partículas de agua emulsionada. El fluido circula por el exterior del tubo de combustión, en estos casos, los separadores emplean combustibles líquidos o gaseosos.

La superficie o área de transferencia se determina teniendo en cuenta la cantidad de masa de fluido a calentar, la diferencia de temperatura a otorgarle, el calor específico promedio y el coeficiente global de transferencia. Generalmente son de un solo paso, entrando el fluido por la parte fría y saliendo por el lado más caliente, hacia el extremo del tubo donde se inicia la quema del combustible.

El tubo de combustión (tubo de fuego) debe estar siempre cubierto de fluido, especialmente de petróleo. Al quemador llegan dos líneas de suministro de combustible, una para el gas del piloto y otra para el quemador principal.

El combustible cuando se utiliza líquido (petróleo, ACPM, propano etc.) usa como atomizador el mismo aire de la combustión o vapor de agua cuando se dispone de él. El sistema de quema puede estar provisto de bujía para el encendido de chispa.

La temperatura de salida del petróleo tomada en algún punto interior del recipiente puede ser controlada regulando el suministro de combustible, el consumo de combustible depende del contenido calórico del mismo. La temperatura es regulada para que no sea tan baja que dificulte el flujo de

petróleo y la separación del agua libre, ni tan alta que vaporice demasiado el petróleo y disminuya su gravedad API, aparte de la descomposición térmica que puede ocasionar.

El aire para combustión también debe ser el necesario de tal forma que se obtenga la mezcla apropiada, ni muy rica, ni muy pobre; si es inferior al combustible no alcanza a quemarse todo, se deposita como coque y afecta la eficiencia de transferencia de calor, además de las pérdidas económicas; si es excesivo, aumenta el consumo de combustible por las pérdidas de calor en la mayor masa de aire ineficaz presente.

Otro inconveniente es la posible formación de incrustaciones, por causa de las sales presentes en el agua de producción; para evitarlo, se puede inyectar desincrustantes químicos y hacer remoción periódica por limpieza mecánica.

Los separadores térmicos, tanto horizontales como verticales disponen de platinas o baffles internos con numerosos orificios instalados en forma de laberinto o zig-zag para amortiguar la velocidad del fluido y facilitar la separación del agua libre.

El fluido o petróleo crudo a tratar se introduce preferentemente por la parte inferior del recipiente, en tal forma que se vea obligado a ascender a través de la fase acuosa (pulmón, colchón o manto de agua) lo cual propicia la transferencia de la sal del petróleo al agua.

2.1.7 Separadores ó Tratadores Electrostáticos. Son ampliamente utilizados para la descomposición de emulsiones fuertes, en complemento al tratamiento químico con desemulsificante y al calentamiento en separadores térmicos de agua libre⁵.

Son recipientes horizontales con dimensiones de 12'x70' y con una capacidad de flujo de 11000 BPD. Estos tratadores contienen una sección de parrillas que crean el campo magnético el cual origina una aceleración en las partículas de agua que las hace aglutinarse para formar partículas de mayor tamaño, y además de la sección de calentamiento provista de dos calentadores tubulares que transmiten al crudo una temperatura adecuada para que la separación del gas, agua-salmuera y sedimentos sea apropiada.

El tratamiento electrostático somete la emulsión a un campo eléctrico (magnético) de corriente alterna o continua (directa) de alto potencial después del calentamiento moderado en la sección previa. La corriente alterna es de menor costo.

El campo eléctrico neutraliza las fuerzas repulsivas convirtiéndolas en fuerzas de atracción que hace que las moléculas de agua se unan y por gravedad caigan a la parte inferior del tratador.

La acción del campo eléctrico es nula cuando la distancia entre las gotas de agua es de 8 veces el diámetro promedio de ellas, esto puede presentarse cuando el porcentaje remanente de agua de las operaciones anteriores esté debajo de 0.2%.

El potencial necesario varía con las propiedades dieléctricas del petróleo, el espaciamiento de los electrodos y la naturaleza de la película que rodea la gota emulsionada.

El potencial o voltaje puede variar entre 11000 y 33000 V, en Teca por ejemplo se utilizan 15000 V.

La tasa de unión o coalescencia de las gotas de agua aumenta cuando se ha disminuido la viscosidad del petróleo por aumento de temperatura en la etapa anterior de separación del agua libre.

Para evitar las pérdidas de agua por evaporación, el equipo se opera a presión.

Cabe notar que el campo posee dos tipos de tratadores: ENGELMAN y NATCO. Los tratadores ENGELMAN en su zona electrostática poseen dos juegos de parrillas de las cuales una es fija y la otra móvil con la cual se puede graduar el potencial eléctrico en el campo magnético.

Una platina o *baffle* separa la zona térmica de la electrostática ocasionando que el crudo pase por rebose a la parte electrostática. En los separadores NATCO se encuentra que la zona electrostática tiene placas cargadas positiva y negativamente de forma intercalada en la parte superior que a su vez generan el campo magnético, estos electrodos se encuentran suspendidos por aisladores evitando contacto eléctrico con partes metálicas conductivas del recipiente.

Un transformador de alto voltaje, aislado en aceite y montado externamente suministra energía a la zona electrostática.

El transformador es de diseño especial equipado con un reactor que provee 100% de utilización de la potencia.

Figura 13. Tratadores electrostáticos



2.1.8 Desnatadores o Separadores API. Son recipientes abiertos provistos de baffles, en algunos casos cerrados, que recogen el agua procedente de los tratadores y drenajes de tanques; facilitan el reposo para la separación o eliminación completa por gravedad del petróleo e hidrocarburos atrapados en el agua.

Figura 14. Separadores API



Esta provisto de bombas y motores eléctricos para recuperar el aceite y enviarlo nuevamente al tratamiento, igualmente se direcciona el agua al sistema de tratamiento residual

2.1.9 Piscinas. Recipientes grandes naturales o contruidos para oxidación y eliminación de materia orgánica (petróleo) presente en el agua.

Figura 15. Piscina de Oxidación



2.1.10 Teas o Antorchas. Sirven para venteo y quema de vapores separadores y tanques, descargados directamente o a través de válvulas y artefactos de relevo y seguridad. Pueden ser quemadores sobre el piso cuando existe la posibilidad de descargar corrientes de hidrocarburos líquidos o teas a cierta altura para quemar gases y vapores de los cuales se han separado previamente constituyentes líquidos.

2.1.11 Tanques sumideros. Tanques localizados bajo superficie del terreno; cilíndricos o rectangulares, para recoger drenajes aceitosos y descargues de válvulas de alivio de presión.

2.1.12 Bombas. Aumentan la presión de los líquidos. Se instalan de tipos de desplazamiento positivo (alternativos y rotatorios) y dinámicas (centrífugas y axiales).

Figura 16. Bombas centrífugas



2.1.13 Sistemas de Inyección de inhibidores y químicos. Compuestas regularmente de recipiente de almacenamiento y mezcla, bombas de dosificación o proporcionadoras, inyectores de químicos en puntos de inyección, tuberías y accesorios.

Figura 17. Inyección de Inhibidores y químicos



2.1.14 Depurador de gas. El gas proveniente del separador de prueba, del separador de agua libre (FWKO) y de los tratadores electrostáticos fluye a una pareja de enfriadores con agua y pasa al tambor vertical depurador, donde el crudo arrastrado por el gas se separa. Este gas es utilizado para el encendido de los quemadores existentes en el módulo, el líquido decantado va al separador API.

2.2 PROCESO DE TRATAMIENTO DEL CRUDO

Se hace necesario tener en cuenta una serie de operaciones para separar el agua, el gas y el sedimento del petróleo que fluye del pozo, consiguiendo las condiciones exigidas por el transportador y por el comprador.

Los principios básicos del proceso son:

- Recolección y distribución del petróleo.
- Inyección de químicos antiespumante, desemulsificante e inhibidor de corrosión.
- Separación del agua libre y gas.
- Tratamiento térmico y electrostático.
- Enfriamiento y depuración del gas.
- Separación del petróleo de arrastre en el efluente del agua.
- Almacenamiento y entrega del petróleo crudo limpio
- Almacenamiento y entrega del petróleo crudo succión.

El fluido de producción, se recibe en un *manifold* y es enviado al separador de agua libre (FWKO). Periódicamente el fluido de uno de los pozos es desviado al separador de prueba para medir su producción.

Como el petróleo esta acompañado de agua emulsionada, se hace necesario la inyección de químicos desde el *manifold* con el fin de aprovechar la separación posterior del agua libre y el rompimiento de la emulsión, que más adelante se complementa con el tratamiento térmico y electrostático.

Al crudo se le inyectan químicos antiespumantes para prevenir la formación de espuma como consecuencia del flujo turbulento y presencia de partículas sólidas de arena, sal y parafinas. Si se permite la presencia de espuma, se disminuye la capacidad de operación de los separadores.

Con el fin de efectuar drenajes periódicos de residuos, se dispone de un separador API (*skimmer*), el cual permite la recuperación de residuos del petróleo en los residuos drenados y posteriormente son enviados al tanque de crudo sucio.

El gas presente en el fluido de producción, es separado o liberado en el proceso, se hace fluir por un sistema de enfriamiento y un depurador o *scrubber* con el fin de eliminar las partículas de líquido de petróleo y otras impurezas. Este gas es utilizado como combustible para los quemadores de los equipos de tratamiento y calderas de vapor en el mismo modulo. El gas sobrante se quema en una tea evitando que se disperse en el medio ambiente.

El enfriamiento del gas se puede hacer con un intercambiador de calor con agua el cual ayuda a la condensación de pesados los cuales posteriormente son recuperados en el separador API.

Con el fin de remover la mayor cantidad de agua libre del petróleo 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 un

separador de agua libre, cuando el petróleo tratado es de baja gravedad API y alta viscosidad, se hace necesario proveer el separador de agua libre de un calentador tubular con quemadores duales (combustible petróleo o gas), el calentamiento además de proporcionar movilidad, contribuye a la separación del agua libre, acompañado aun de emulsión, recibe inyección dosificada de química para una posterior separación.

El tratamiento térmico – electrostático es la operación que se realiza a continuación de la separación del agua libre, se hace en equipos denominados tratadores o separadores electrostáticos, que se refiere a equipos provistos de una sección de calentamiento y rejillas que establecen un campo magnético, el cual carga con electricidad de signo contrario a las partículas de agua salada del crudo y las aglutina en gotas de mayor tamaño para su posterior decantación y separación.

Si se hace necesario para el tratamiento se puede contar con más de un tratador electrostático para conseguir mejor calidad de crudo, estos pueden operar en serie o en paralelo dependiendo de necesidades o criterios operacionales.

El petróleo después de recibir el anterior tratamiento, es enviado a tanque de crudo limpio si cumple con las especificaciones exigidas, para posteriormente ser entregado a una estación de bombeo. O a tanque de crudo sucio si no cumple recibiendo una posterior recirculación a través de los tratadores electrostáticos.

Algunos procesos dependiendo de la concentración de sal, se contempla el empleo de un tanque de lavado (*gun barrel*).

Las condiciones de operación del proceso se resumen a continuación:

Tabla 1. Condiciones de operación del proceso de tratamiento de crudo

MÚLTIPLE DE ENTRADA	
Presión, PSIG	45
Presión, PSIG	40
Temperatura °F	100 (Prom.)
DEPURADOR DE GAS	
Presión, PSI	18 – 20
SEPARADOR DE AGUA LIBRE	
Presión, PSI	24
Temperatura de Entrada °F	100 – 120
Temperatura Salida °F	125
Temperatura chimenea °F	525
Temperatura de crudo cerca del quemador °F	125
BS&W entrada %	
Agua libre	80 (M-1), 40 (M-N)
Emulsión	46 (M-1), 42 (M-N)
Total	89 (M-1), 64 (M-N)
TRATADOR ELECTROSTÁTICO	
Presión, PSI	15 (1 M-1), 10 (2 M-1)
Temperatura de Salida °F	202
Temperatura chimenea °F	335 (1 M-1), 150 (2 M-1)
Temperatura de crudo cerca del quemador °F	232 (1 M-1), 240 (2 M-1)
Temperatura de crudo centro °F	223 (1 M-1), 226 (2 M-1)
Amperaje parrillas	53 (1 M-1), 37 (2 M-1)
BS&W	0.3
SAL lb./KbIs	18

3. SISTEMA DE INYECCION DE AGUAS RESIDUALES

3.1 POLITICAS DE OPERACION

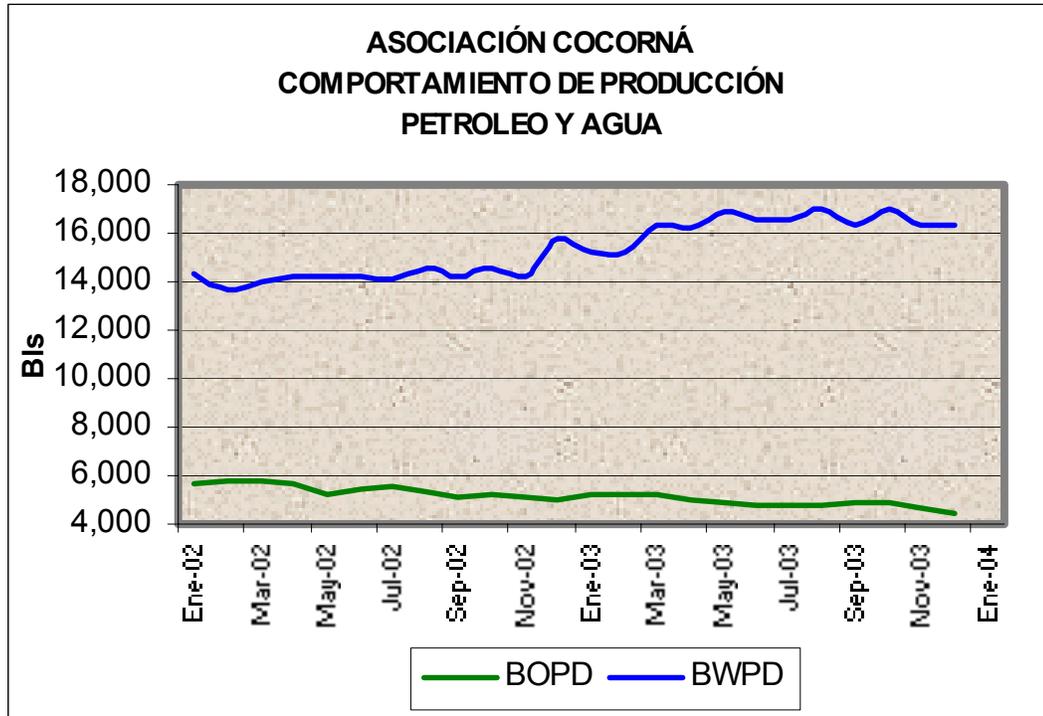
La empresa Omimex Colombia LTD. Decidió implementar el sistema de inyección de aguas residuales según las indicaciones dadas por la Corporación autónoma regional del centro de Antioquia, CORANTIOQUIA donde el agua debe contener un máximo de 2 ppm de sólidos suspendidos para cuando vaya a ser inyectada.

Dicho sistema fue implementado por la empresa para cumplir con la obligación de la resolución 017 de Enero de 1996 del Ministerio de Medio Ambiente, artículo séptimo donde se impone la necesidad de reinyectar el agua residual de producción de petróleo.

3.2 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA

El campo de Teca inició producción en el año de 1981, donde alcanzó su máximo desarrollo en el año de 1986 con un pico de producción cercano a los 18.000 barriles de petróleo diarios. Luego de un cierre forzoso en el año de 1992 y principios de 1993 el campo no recupera sus niveles de producción, después del año de 1994 el campo presenta una declinación hasta el año de 1999 donde trata de estabilizarse debido a perforación de nuevos pozos, la producción de agua se incrementó a partir del año 1999 como consecuencia de mayores ciclos de inyección, mayores volúmenes de agua inyectada y a la baja respuesta de los pozos. A la fecha la producción de petróleo y agua están en el orden de los 4500 y 16000 barriles por día en promedio respectivamente.

Figura 18. Perfil de producción Petróleo y Agua



Ingeniería de yacimientos teca

En la actualidad los campos de las Asociaciones Cocorná – Nare producen aproximadamente un volumen total de 28000 barriles de fluido donde el valor de BSW es del orden del 78% obteniéndose una producción de 6200 barriles de aceite por día y la diferencia es agua, como se mencionó anteriormente el agua debe ser inyectada a la formación según decreto del ministerio de medio ambiente por sus características que hacen daño al sistema del medio ambiente, por lo anterior la empresa se encontraba vertiendo el agua residual proveniente de la explotación de petróleo en los caños y bajos de la región causando daños al ecosistema por tener alto contenido de aceite en el agua, ácidos solubles, compuestos de hierro, calcio y carbonato de magnesio.

Por lo tanto se determinó que se debía inyectar el agua después de tener un tratamiento físico y químico antes de inyectar el agua a la formación, el

proceso consistirá básicamente un filtrado a través de medios porosos, posible uso de unidades de flotación y la inyección de químicos para capturar el oxígeno y clarificar el agua.

3.3 DESCRIPCION DEL PROCESO

Los pozos de producción están distribuidos en el campo en locaciones entre 1 y 3 pozos por locación, estos pozos recuperan el fluido del yacimiento por medio de unidades de bombeo mecánico, las cuales bombea el fluido (crudo, agua y gas) es llevado al múltiple de producción general para luego dirigir el fluido por una línea de producción general hacia dos separadores de agua libre FWKO (*Free Water Knock Out*) que trabajan en paralelo en donde el agua libre separada es enviada al sistema de aguas residuales y el gas libre separado es enviado al sistema de tratamiento para ser utilizado como combustible.

La emulsión que sale de cada FWKO es enviada a dos tratadores electrostáticos EHT en donde se separa el agua emulsionada, ésta también es enviada al sistema de aguas residuales.

El agua separada en los separadores de agua libre FWKO y en los Tratadores electrostáticos EHT es recibida en el tanque desnatador en donde en un alto porcentaje del aceite libre y de los sólidos en suspensión son separados, el agua pasa a un sistema de separación del aceite emulsionado (celda de flotación) y finalmente la separación del aceite y de los sedimentos se logra en los filtros de cáscara de nuez para eliminar el 98% de las partículas más grandes de 2 micrones.

El agua luego es almacenada en un tanque de techo fijo con capacidad de 5000 Bls. para ser bombeada a alta presión al pozo de inyección de aguas residuales.

3.4 SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AGUA RESIDUAL

Para cumplir con los requerimientos del Ministerio de Medio Ambiente de inyectar el agua residual a la formación se deben tener en cuenta los diferentes problemas que se tienen con el agua y del por qué se debe realizar un tratamiento químico y físico para el cuidado de los equipos de las facilidades de producción en el campo.

3.4.1 Tratamiento Químico. Para el tratamiento químico del agua residual producto de la producción de petróleo se debe tener en cuenta los siguientes problemas como los más importantes a tratar:

- a. Corrosión
- b. Incrustaciones
- c. Aceite en agua - Sólidos en Suspensión.

• **Corrosión.** En los campos de producción de petróleo la corrosión es definida como la destrucción del metal por una reacción química o electroquímica con el medio ambiente que le rodea.

La corrosión es un proceso electroquímico donde la disolución metálica ocurre en una zona anódica en la cual se produce la reacción de oxidación.

La reacción catódica complementaria es generalmente la reducción de oxígeno (en medio neutro o ligeramente alcalino aireado), o bien la reducción de protones (en medio ácido, poco aireado o anaeróbico)

También se encuentra la biocorrosión que también es un proceso electroquímico con una reacción anódica de oxidación y otra catódica de reducción, donde la diferencia fundamental es que los microorganismos inducen o aceleran el proceso de corrosión e introducen nuevas alternativas en el mismo.

Prácticamente la corrosión a la cual se está sometido en el sistema de inyección de aguas residuales es la biocorrosión donde por el efecto del agua como tal se crean películas microbianas modificando las condiciones fisicoquímicas en la interfase metal / solución, para tal remoción se crearon los inhibidores de corrosión y los biocidas.

Los inhibidores de corrosión son fluidos que hacen que se cree una película alrededor de las paredes de la tubería donde se transporta el fluido protegiendo al metal de la acción del fluido principal que es el agua evitando la creación de la película de microorganismos en las paredes de la tubería.

Otros químicos que se aplica son los biocida que como se mencionó anteriormente de acuerdo con el medio que se tiene en el agua se pueden obtener en el proceso la biocorrosión, por lo tanto para evitar la generación de microorganismos se aplica estos compuestos que son capaces de matarlos, estos biocidas pueden ser inorgánicos como cloro, Ozono, Bromo u orgánicos isotiazolinonas, gluraldehido, acronelina, THPS.

Para desinfectar un sistema el biocida debe ser bactericida, funguicida, y alguicida ofreciendo el mayor cubrimiento de acción.

- **Incrustación.** Antes de hablar de incrustación es necesario entender los conceptos de saturación y de solubilidad de un producto.

Una solución saturada es aquella que esta en equilibrio con su soluto. Soluciones sobresaturadas son aquellas soluciones que contienen mayor concentración de soluto disuelto al que podría contener normalmente en equilibrio.

Se ha encontrado experimentalmente que cuando la sal se disuelve en agua la máxima concentración de la sal que puede ser disuelta a cierta temperatura es directamente relacionada con la concentración de iones del producto.

Por ejemplo cuando el carbonato de calcio es adicionado al agua, la sal se disuelve de la siguiente manera:



Luego la solubilidad del producto Ksp esta dada por:

$$K_{sp} = (Ca^{++})(CO_3^-) = 0.87 \times 10^{-8} \text{ gmoles/litro @ } 25^\circ C$$

A continuación se observa la tabla con las concentraciones de las soluciones más utilizadas.

Tabla 2. Concentraciones de soluciones utilizadas

SUSTANCIA	SOLUBILIDAD DEL PRODUCTO	TEMPERATURA ° C
Ba Co₃	$8.1 \cdot 10^{-9}$	25
Ba So₄	$1.08 \cdot 10^{-10}$	25
Ca CO₃	$0.87 \cdot 10^{-8}$	25
Ca So₄	$1.95 \cdot 10^{-4}$	10
Fe (OH)₃	$1.1 \cdot 10^{-36}$	18
Fe (OH)₂	$1.64 \cdot 10^{-14}$	18
Mg Co₃	$2.6 \cdot 10^{-5}$	12
Mg (OH)₂	$1.2 \cdot 10^{-11}$	18

La solubilidad de la sal de un producto cambia por la temperatura y por la concentración de otros iones en la solución. La depositación de incrustación de una salmuera de petróleo producido puede resultar si la solubilidad del producto es menor en superficie respecto a la solubilidad a condiciones de fondo, entonces se habla de tener una sal inestable.

Los factores que afectan la incrustación son:

- + pH del sistema
- + Temperatura
- + Concentración de Sales-Iones.
- + Presión
- + Estimulaciones:
 - Mecánicas
 - Agitación
 - Sólidos en suspensión
 - Tiempos de contacto

Tan pronto como se forma el cristal, se inicia el proceso de crecimiento por la deposición de exceso de soluto de la solución sobre la superficie del cristal.

Los principales formadores de incrustaciones son:

ANIONES: A. Carbonatos
B. Sulfatos

CATIONES: A. Calcio
B. Bario
C. Estroncio

Los mayores inhibidores de incrustación se nombran a continuación:

- ✚ Fosfonatos
- ✚ Esteres de Fosfato
- ✚ Sales ácido Poliacrílico
- ✚ Copolímeros y Poliacrilamidas
- ✚ Fosfato Inorgánico

Como mecanismos de acción de inhibidores encontramos los secuestrantes que son compuestos que reaccionan con los iones metálicos formando complejos solubles los cuales se dosifican estequiométricamente y como segunda medida se encuentran los inhibidores “*threshold*” que hacen que se retarde el crecimiento cristalino los cuales se deben dosificar subestequiométricamente.

- **Aceite en agua.** El tercer factor que se debe tener en cuenta y el de mayor prioridad a tener en cuenta respecto a la resolución impuesta por parte de CORANTIOQUIA es la cantidad de sólidos en suspensión y la cantidad de aceite en agua presente para cuando esta va a ser inyectada a la formación.

Para cumplir con las especificaciones dadas, según la resolución para los campos de Teca y Nare se debe tener en cuenta un sistema de inyección de aguas donde se tome el agua residual de los separadores de cada módulo por medio de bombas verticales que puedan manejar agua residual caliente con alto contenido de sólidos, luego el agua se almacena en un tanque desnatador, debe pasar por una celda de flotación y por un filtro de cáscara de nuez, finalmente el agua queda en condiciones para ser inyectada y debe ser almacenada en un tanque para ser bombeada a los pozos inyectores correspondientes.

3.5 PROCESO DE TRATAMIENTO

El agua proviene del sistema de tratamiento de petróleo llega al *skimmer* del cual sale el agua y se deposita a 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 momento el agua proveniente de la producción del campo de Nare, está siendo desplazada hacia el módulo 1 del área centro del campo Teca donde se trata junto con la de este módulo mencionado, en el módulo 4 solo se trata el agua del sur área sur campo.

En la parte inicial del recorrido entre las bombas y el tanque desnatador se realiza el tratamiento químico donde se aplican los diferentes productos los cuales están siendo suministrados por la empresa *Baker Hughes "Latinamerican Chemical Treatments"*.

Figura 19. Bombas verticales en el foso de recolección de agua



Los diferentes productos aplicados para tratar el agua separada del proceso de producción del campo por esta empresa se nombran a continuación:

Tabla 3. Productos aplicados en el tratamiento

PRODUCTO	FUNCION	DOSIS	GPD
CRW-9063	INHIBIDOR DE CORROSION	5 ppm	1.5
SCW 4009	INHIBIDOR DE INCRUSTACION	5 ppm	1.5
OSW 490	SECUESTRANTE DE OXIGENO	5 ppm	1.5
XCIDE 102	BIOCIDA	5 ppm	1.5
RBW 6060	CLARIFICADOR – ROMPEDOR INVERSO	5 ppm	1.5

A continuación se observa la disposición de los pontones o recipientes de almacenamiento de cada uno de los químicos y las bombas de inyección de química, en el módulo 4 se tiene una caseta para cubrir los pontones del sol, en el módulo 1 hace falta construir una caseta para dicha disposición.

Figura 20. Salida de bombas verticales y almacenamiento de química



Figura 21. Bombas de inyección de química



3.5.1 Tanque desnatador. Luego de realizar la inyección de química, el agua se desplaza hacia el tanque desnatador, allí el proceso esta basado en el principio de la Ley de Stokes⁶ donde la velocidad de las gotas en un líquido se puede expresar de la siguiente forma:

$$v = \frac{1.78 * 10^{-6} d^2 (SG_c - SG_d)}{\mu_c} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

v = Velocidad de la gota (ft/s)

d = Diámetro de la gota en micrones

SG_c = Gravedad específica de la fase dispersa (aceite)

SG_d = Gravedad específica de la fase continua (agua)

μ = Viscosidad de la fase continua cp.

Al considerar la ley, los químicos se adicionan al agua para obtener la coalescencia de las gotas del aceite, después de obtener la coalescencia las gotas se hacen más grandes con el fin de realizar la separación del agua y el aceite, este mismo principio es aplicado a la separación de los sólidos y el agua.

Para el diseño del tanque de separación con un diámetro D con una entrada de flujo Q y asumiendo que el agua fluye y se distribuye de una forma uniforme la velocidad u es:

$$u = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{(\pi D^2) / 4} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Donde A = Área seccional del tanque.

Por lo tanto se asume que una gota de aceite con un diámetro d está alcanzando la velocidad v en el tanque y se necesita remover dicha gota, entonces se necesita un sobreflujo con velocidad u, que es una velocidad menor a la velocidad alcanzada en el tanque por lo tanto la gota tiene la oportunidad de fluir a superficie del agua y coalescer con el aceite en la

superficie, así la velocidad alcanzada es al menos la misma que la que el aceite ha alcanzado. De esta forma se asume que $u = v$.

Siguiendo la ecuación de *Stokes* anteriormente mencionada al resolver la ecuación obtenemos:

$$D = \frac{2.148}{d} \sqrt{\frac{\mu_c Q}{(SG_c - SG_d)}} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Donde D es el diámetro del tanque.

Q = El flujo de agua en B/ D

μ_c = Viscosidad del agua, cp.

SG_c = Gravedad específica del agua.

SG_d = Gravedad específica del aceite.

Esta ecuación puede ser utilizada para determinar el tamaño del tanque asumiendo el tamaño de la gota del aceite, también es utilizada para la remoción de sólidos del agua, donde en ese caso el sólido reemplaza la gota de aceite.

En 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, donde finalmente para garantizar que las partículas de aceite se aglutinen a la salida de éste se han previsto 400 agujeros de 1".

Figura 22. Tanque desnatador de 5000 Bls.



Algunos componentes que se tienen en cuenta en un tanque desnatador se enumeran a continuación:

- ✚ Cono central donde se disminuye la velocidad del agua con el fin de facilitar la separación de las fases.
- ✚ Baffle cónico para enviar los sólidos a la zona central del tanque para ser enviados al área de secado de sólidos mediante una bomba de diafragma.
- ✚ Sistema de inertización con gas combustible para mantener el sistema cerrado y evitar la entrada de oxígeno.

Finalmente el agua cuando sale se desplaza para una nueva fase de separación que es la celda de flotación QUADRICELL.

3.5.2 Celda de Flotación. La celda de flotación es un equipo diseñado por la empresa *American Cynamid* en el año de 1948 y cuya licencia la tiene la empresa WEMCO que hoy en día fue comprada por la empresa *Baker Hughes*.

Figura 23. Celda de flotación



La celda de flotación 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 realizar el desnatado 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.

Figura 24. Parte interna de la celda de flotación



3.5.3 Filtro de cáscara de nuez. Al obtener la separación de los sólidos y del aceite en la celda de flotación el agua restante pasa al siguiente tratamiento que son los filtros de cáscara de nuez, como su nombre lo dice son filtros donde en su interior tiene cáscara de nuez y el fluido al pasar por estos equipos sale con una cantidad mínima de ppm en aceite en agua, aproximadamente con valores de 2 a 5 ppm.

En el proceso el agua entra por la parte superior del filtro y los sólidos separados salen por la parte inferior del mismo, cualquier aceite o gas confinado será evacuado durante el ciclo de venteo.

Cuando la eficiencia del proceso de filtrado disminuye, se debe realizar el proceso de retrolavado de los filtros donde se hace una inyección de agua filtrada en sentido contrario, se inyecta por la parte inferior y se desplaza el fluido por la parte superior enviando el fluido a la zona de secado de sólidos, en caso que el tratamiento siga con inconvenientes se inyecta un jabón dispersante donde se realiza un recirculado con el fin de remover la mayor cantidad de partículas contaminantes y finalmente se realiza de nuevo un retrolavado para enviar los residuos a la zona de secado de sólidos.

En los módulos 1 y 4 se encuentran estos sistemas, se recomienda tener materia prima cáscara de nuez en stock, un volumen mínimo debido a que se han encontrado los filtros con baja cantidad de cáscara de nuez y realizar al menos un lavado al año de la cáscara de nuez en ACPM al medio ambiente.

Figura 25. Filtro de cáscara de nuez



3.5.4 Tanque de almacenamiento. 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 inyectores.

Cada módulo cuenta con dos bombas triplex con motores 3408, las cuales deben estar trabajando en paralelo por determinado tiempo para cumplir con la inyección total del agua, aunque algunas veces no es posible y se mantiene una en reparación por lo tanto se debería tener una bomba de más en cada módulo siempre y cuando los factores económicos lo permitan.

3.5.5 Pozos inyectores. En los campos de Teca y Nare se han perforado 4 pozos inyectores a la fecha los cuales están ubicados en el costado occidental del área denominada centro de la Asociación Cocorná, al occidente de la Falla de Cocorná donde se encuentran también las zonas acuíferas A y B que contienen agua salada.

Los pozos inyectores son llamados 124 y diferenciados por la letra “i” en orden ascendente cada uno posee un contador que permite llevar el control del volumen de agua inyectada.

Los pozos 124 ii y 124 iii son los pozos que están recibiendo en estos momentos el agua proveniente de la producción del campo de Nare y del área denominada Centro en el campo de Teca, mientras que en los pozos 124 i y 124 iii se está inyectando el agua proveniente del módulo 4 o agua producida en el área Sur del campo Teca.

Figura 26. Pozos Inyectores de aguas residuales



- **Arenas Receptoras.** Teniendo en cuenta los resultados de los registros eléctricos las arenas receptoras está localizadas a una profundidad entre 1500' y 1800' para la zona A teniendo un espesor promedio de 390 pies y a una profundidad entre 1900' y 2100' en la zona B con un espesor aproximado de 130 pies. La salinidad del agua receptora en estas zonas es del orden de las 17000 ppm Cl⁻ para la zona A y de 32000 ppm de Cl⁻ para la zona B.

Los parámetros básicos de la formación receptora son:

- ✚ Tipo de Roca: Arenas Arcillosas
- ✚ Profundidad en Pies: 1700 – 2200
- ✚ Porosidad: 28 %
- ✚ Permeabilidad: 780 – 1060 mD
- ✚ Espesor total: 500 pies
- ✚ Salinidad del agua de formación: 9000 – 30000 ppm Cl.

A Febrero de 2004 se han inyectado aproximadamente 18 Millones de barriles de agua, el sistema ha tenido una serie de dificultades por la

continuidad del mismo, debido a una serie de problemas de corrosión que originan rompimientos pequeños de las líneas de inyección “*pitting*” haciendo que se deba suspender el proceso de inyección de las aguas residuales, teniendo como opción el vertimiento del agua a las piscinas ubicadas a los costados de cada uno de los módulos, pero este proceso tiene complicaciones de orden ambiental ya que CORANTIOQUIA emitió una nueva resolución donde se debe suspender dicha práctica.

La corrosión presentada en la línea de inyección fue producto de la suspensión de inyección de química al tratamiento de la producción, éste proceso de inyección de química se está aplicando de nuevo para evitar este tipo de complicaciones operacionales.

Figura 27. Corrosión en las líneas del SIAR



- **Condiciones Físicoquímicas del agua de inyección.** A continuación se presentan las condiciones físicoquímicas del agua de inyección.

Tabla 4. Condiciones agua de inyección Módulo de tratamiento 1

MODULO No. 1			
VARIABLE	SALIDA FILTRO	SUCCION BOMBAS	POZOS 124 ii / iii
pH	6.8	6.8	6.8
Aceite en agua (ppm)	4	15	10
Hierro Total (ppm)	6	6.5	9
H ₂ S (ppm)	0.1	0.1	0.1

Tabla 5. Condiciones agua de inyección Módulo de tratamiento 4

MODULO 4			
VARIABLE	SALIDA FILTRO	SUCCION BOMBAS	POZOS 124 ii / iii
pH	6.8	6.8	6.9
Aceite en agua (ppm)	2	2	4
Hierro Total (ppm)	6	7.25	9
H ₂ S (ppm)	0.1	0.1	0.1

3.6 COSTOS DEL TRATAMIENTO DEL AGUA PARA INYECCIÓN

En el momento de analizar los costos inherentes al tratamiento de aguas residuales se tienen en cuenta una serie de factores que tendrán repercusión

en el balance final, el tratamiento químico, la energía de las máquinas incluidas en el proceso etc.

3.6.1 Costo por tratamiento químico. Se están utilizando los siguientes productos químicos:

<u>Producto Químico</u>	<u>Cantidad Aplicada (ppm)</u>
Inhibidor de Corrosión	7
Inhibidor de Incrustaciones	10
Secuestrante de Oxígeno	3
Biocida 1	50/bache
Biocida 2	50/bache
Rompedor de Emul. Inversa	10
Limpiador de Filtros	7 gal/lavado

El costo Mensual del Tratamiento Químico es de US 4,999 según reporte de la empresa que tiene a su cargo esta labor.

➤ El agua Residual Total Tratada por Mes es de:
16,000 BLS/día X 30 días = 480 MBLS

➤ Costo Tratamiento Químico por cada Mil Barriles:
US 4,999 / 480 MBLS = 10.41 US/MBLS

3.6.2 Costo por consumo de energía eléctrica en los equipos de tratamiento. A continuación se presentan los equipos que consumen la energía en el proceso de tratamiento de agua.

- Motor Bomba Vertical de Transferencia de la Tanquilla de Recolección al Tanque Desnatador.
- Motores Eléctricos Verticales de la Celda de Flotación.
- Motores Eléctricos Horizontales Celda de Flotación.
- Motor Eléctrico Bomba Horizontal de Transferencia Celda de Flotación - Filtro Cáscara de Nuez.
- Motor Eléctrico Bomba Booster de la Bomba Triplex de Inyección.
- Motor Eléctrico de la Bomba de Retrolavado.

✚ Consumo Energía Eléctrica: 84.96 kWh

✚ Valor Total del kWh: US 0.0675

✚ Caudal de Agua para Tratamiento en el Módulo 4: 10,000 BLS/día

Costo por éste Concepto: $84.96 \times 0.0675 \times 24 \text{ horas/día} / 10 \text{ MBLS/día} = 13.76 \text{ US/MBLS}$

3.6.3 Costo por consumo de gas en el motor de la bomba triplex de inyección. Capacidad de la Bomba Triplex: 10,000 barriles/día

- Consumo de Gas: 100 KPC/día
- Costo Gas Utilizado (ECOGAS): 2.50 US/KPC
- Costo por éste Concepto: $100 \text{ KPC/día} \times 2.50 \text{ US/KPC} / 10 \text{ MBLS/día} = 25 \text{ US/MBLS}$

3.6.4 Costo por utilización de equipos de tratamiento.

a. Tanque Desnatador:

- Costo Tanque Desnatador: US 150,000 - Vida útil Estimada: 20 años

Caudal de agua para Tratamiento en el Módulo 4: 10,000 BBL/día = 3,650,000 BBL/año x 20 años = 73,000, MBLS.

Costo por éste Concepto: $US 150,000 / 73,000 \text{ MBLS} = 2.05 \text{ US/MBLS}$

b. Celda de Flotación:

- Costo Celda de Flotación: US 180,000
- Vida útil Estimada: 20 años
- Caudal de agua para Tratamiento en el Módulo 4: 10,000 BLS/día = 3,650,000 BBL/año x 20 años = 73,000 MBLS

Costo por éste Concepto: US. 180,000 / 73,000 MBLS = 2.47 US/MBLS

c. Filtro de Cáscara de Nuez:

- Costo del filtro: US 50,000
- Vida útil Estimada: 20 años
- Caudal de Agua para tratamiento en el Módulo 4: 10,000 BLS/día = 3,650,000 BBL/año x 20 años = 73,000 MBLS

Costo por éste Concepto: US 50,000 / 73,000 MBLS = 0.68 US/MBLS.

d. Tanque de Agua Filtrada:

Igual que para el Tanque Desnatador = 2.05 US/MBLS

e. Bomba Triplex de Inyección:

- Arriendo de una Bomba Similar (incluye mantenimiento): US 300/día
- Cantidad de Agua Inyectada: 10 MBLS/día.

Costo por éste Concepto: 30.00 US/MBLS

f. Bomba Vertical de Transferencia Tanquilla – Tanque Desnatador:

- Arriendo de una bomba similar (incluye mantenimiento): 50 US/día
- Cantidad de Agua Transferida: 10 MBLS/día

Costo por éste Concepto: 500 US/MBLS

g. Bomba Horizontal de Transferencia a Filtros:

- Arriendo de una Bomba Similar (incluye mantenimiento): 20 US/día
- Cantidad de Agua Filtrada: 10 MBLS/día

Costo por éste Concepto: 2.00 US/MBLS

h. Bomba *Booster* para Alimentar Bomba Triplex:

Igual que el numeral g): 2.00 US/MBLS

i. Bomba de Retrolavado:

Igual que numeral g): 2.00 US/MBLS

SUBTOTAL 48.25 US/MBLS

3.6.5 Costo por utilización de línea de tubería de transferencia e inyección.

a) Línea de Transferencia (desde cruce Módulo 3 a Módulo 4)

➤ Longitud: 2,000 mts. Diámetro: 6". Sch-40

➤ Costo Total de la Línea: US 66,655

➤ Vida útil Estimada: 10 años

➤ Capacidad: 15,000 BLS/día

Costo por este Concepto:

$15,000 \text{ BLS/día} \times 365 \text{ días/año} \times 10 \text{ años} = 54,750 \text{ MBLS}$

$\text{US } 66,655 / 54,750 \text{ MBLS} = 1.22 \text{ US/MBLS}$

b) Línea de Inyección (desde Módulo 4 a Pozo Inyector T-124i)

Igual que línea de Transferencia: 1.22 US/MBLS

SUBTOTAL 2.44 US/MBLS

3.6.6 Costo por utilización de un pozo inyector.

➤ Costo de un Pozo Inyector: US 250,000

➤ Capacidad para Recibir Agua Residual: 8,000 BLS/día

➤ Vida útil Estimada: 5 años

➤ Cantidad Total de Agua Residual Inyectada: $8,000 \text{ BLS/día} \times 365 \text{ días/año} \times 5 \text{ años} = 14,600 \text{ MBLS}$.

- Costo por éste Concepto: $US\ 250,000 / 14,600\ MBLS = \underline{17.12\ US/MBLS}$

3.6.7 Costo por supervisión del tratamiento.

- Salario Operadores: 150 US/día (tres turnos de ocho horas. Incluye prestaciones)

- Tiempo Dedicado por los Operadores al Tratamiento de Aguas Residuales: 50%

- Caudal Aguas para Tratamiento en Módulo 4: 10,000 BLS/día

Costo por éste Concepto: $150\ US/día \times .0.5 / 10\ MBLS/día = 7.50\ US/MBLS$

- Salario Supervisor: 253 US/día, tiempo Dedicado por el Supervisor al Tratamiento de Aguas Residuales: 30%.

- Caudal Aguas para Tratamiento en el Módulo 4: 10,000 BLS/día

Costo por éste Concepto: $253\ US/día \times 0.3 / 10\ MBLS/día = 7.60\ US/MBLS$

SUBTOTAL 15.10 US/MBLS

3.6.8 Costo total.

Sumando los ítems 1 a 7 se tiene:

$10.41 + 13.76 + 25.00 + 48.25 + 2.44 + 17.12 + 15.10 = US\ 132.08$

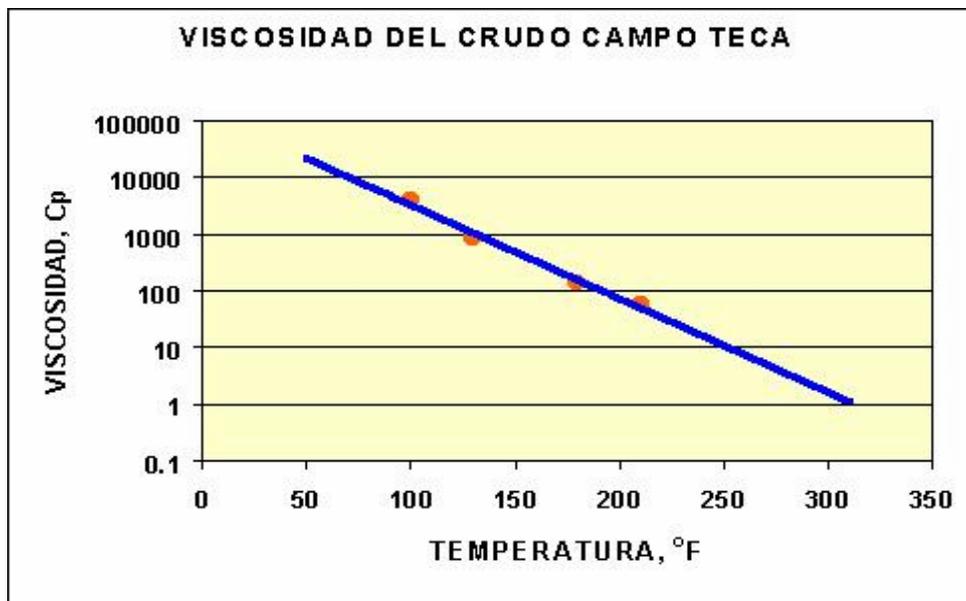
Administración (12%) = 15.85

GRAN TOTAL = 147.93 US/MBLS

4. GENERACION DE VAPOR

Los crudos pesados se caracterizan por tener una baja gravedad API y por tener un amplio rango de viscosidades que van desde los 2000 cp hasta incluso 1'000.000 cp, éste tipo de crudos posee una baja concentración de componentes livianos y poco gas en solución, lo cual sumado a las altas viscosidades origina una baja movilidad del fluido dentro del yacimiento. Este factor es muy importante a la hora de llevar a cabo un proyecto de explotación, ya que por lo general los yacimientos de crudo pesado carecen de la energía necesaria (presión) para lograr que los fluidos se movilicen y fluyan al pozo. Dicha energía podría ser baja siempre y cuando la viscosidad del crudo disminuyera a valores considerables, por esta razón se han implementado técnicas con las que se busca incidir directamente en este parámetro a fin de lograr mejores respuestas de producción.

Figura 28. Viscosidad Campo Teca



Entre estas técnicas tenemos los Métodos de Recobro Térmico (E.O.R) con los cuales se busca calentar la formación y disminuir la viscosidad de los fluidos que yacen en ella, algunas de estas técnicas son difíciles de manejar y demandan altos costos debido a que parte del crudo es utilizado para lograr dicho calentamiento (requiriendo de unas reservas determinadas en el yacimiento para que el proyecto sea económicamente viable), otras en cambio son muy prácticas, de rápida respuesta y más económicas ya que emplean mecanismos alternos con los que se calienta la formación.

Tal es el caso de la Inyección de vapor, donde el agua se emplea como elemento transportador de calor gracias a sus propiedades térmicas y a la facilidad con la que se le consigue en el medio. Dichas características en conjunto con la forma como se manejen las condiciones de operación convierten la generación de vapor en una etapa crucial del proceso de Inyección, puesto que de ella dependerá la cantidad de crudo recuperado y el éxito de la Inyección de Vapor como tal.

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA Y GENERACIÓN DE VAPOR

El crudo producido en el campo Teca, se clasifica como crudo pesado de 12.5 API, lo cual demanda procedimientos especiales que faciliten su extracción⁷.

Para tal efecto se realiza en el campo el proceso de recobro térmico la inyección cíclica de vapor, la cual ayuda a disminuir sensiblemente la viscosidad del petróleo, permitiendo así una mayor movilidad.

El sistema para la inyección de vapor comprende los siguientes elementos básicos: pozos para producción de agua, generadores de vapor; el vapor

generado es transportado a través de una red de tuberías a los pozos para ser inyectado a alta temperatura y Presión.

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

Las características del agua que sale hacia los generadores debe cumplir con los siguientes parámetros: dureza 0 ppm., sólidos disueltos 200 ppm máximo, pH: 7.0 a 7.5; Oxígeno disuelto: 0 ppm.

En los generadores de vapor, el agua tratada se convierte en vapor saturado con una calidad máxima de 80% y una producción de 48000 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.

4.2 PASOS Y CARACTERÍSTICAS DEL AGUA PARA GENERAR VAPOR

El agua utilizada para la generación de vapor cumple un todo un ciclo desde el momento en que es extraída de los pozos, aquí empieza el proceso, cabe anotar que esta agua posee unas características propias de su procedencia.

Algunas de las propiedades del agua importantes para determinar el grado de pureza que se emplea en un proyecto de inyección de vapor son:

a. Color, Olor y Sabor: Estas propiedades son originadas por impurezas de índole orgánico e inorgánico como cuerpos sólidos o líquidos en suspensión, materiales colorantes, bacterias, gases disueltos (O₂, H₂S y CO₂), sales minerales y materiales coloidales. De esta manera, la proporción de estos agentes contaminantes determinan el proceso de tratamiento físico o químico que se le haga al agua empleada para producir el vapor que será inyectado.

b. Alcalinidad: El agua posee una alcalinidad determinada dependiendo del origen, tal que un pH no adecuado originará problemas de incrustaciones y corrosión tanto en las partes del generador como en las que componen el pozo.

c. Dureza: Este concepto se reporta en términos de libras de impureza por millón de libras de agua e involucra la presencia de elementos como Calcio, Magnesio, Estroncio y Bario principalmente, los cuales serán removidos por mecanismos de intercambio iónico.

4.2.1 Captación. Se entiende por fuente de abastecimiento de agua aquel punto o fase del ciclo natural del cual se desvía o se “toma” el agua, temporalmente, para ser usada, regresando finalmente a la naturaleza.

Esta agua puede o no volver a su “fuente” original, lo cual depende de la forma como se disponga de las aguas de desperdicios.

La fuente de abastecimiento puede ser superficial (ríos, lagos) o puede ser subterránea (pozos profundos). Las razones para elegir una u otra fuente son muchas e incluyen consideraciones tales como la calidad, la cantidad disponible, la seguridad del abastecimiento y el costo de construcción y operación del sistema de tratamiento de agua.

Los abastecimientos subterráneos presentan como principal inconveniente su tendencia a proporcionar agua con alta dureza, lo cual se debe a que los constituyentes que la causan son lavados al paso del agua por los depósitos minerales. Por otro lado el abastecimiento subterráneo tiene la ventaja de proporcionar aguas que requieren un menor grado de tratamiento, porque las “impurezas” se eliminan en forma natural a medida que el agua atraviesa las capas del suelo y del subsuelo.

Aunque no existe un límite exacto que distinga entre pozos poco profundos y pozos profundos, usualmente se clasifican como “poco profundos” aquellos cuya profundidad es menor de 30 metros, y como “profundos” aquellos cuya profundidad excede o es superior a dicho límite. En el campo Teca la fuente de abastecimiento la constituyen pozos subterráneos ubicados en cada uno de los módulos. La profundidad de estos pozos es en promedio 50 Metros, en consecuencia se clasifican como pozos profundos.

Figura 29. Pozo de captación de agua



Las características del agua obtenida de estos pozos se dan en la siguiente tabla.

Tabla 6. Características del agua extraída de los pozos

CARACTERISTICA	POZO 1	POZO 2
Turbidez (mg/lit)	1.2	1
Color		2
pH	7.15	8.45
Alcalinidad total	34	171
ppm CaCO ₃ Hidróxidos	0	0
ppm CaCO ₃ Carbonatos	0	34
ppm CaCO ₃ Bicarbonatos	341	137
Alcalinidad		
Fenol. ppm CaCO ₃	0	71
Sodio-Potasio ppm CaCO ₃	86	158

4.2.2 Filtración. La planta de tratamiento de agua esta conformada por tres filtros verticales y de circulación rápida. Cada uno de ellos contiene lechos de antracita, y de arenas de mallas No. 12 y 20, soportados en un lecho de grava de tres tamaños.

Los filtros de presión se usan más ampliamente en el acondicionamiento de agua industrial, que los filtros de gravedad. Poseen la ventaja de que se pueden colocar en líneas a presión, evitando el doble bombeo.

Figura 30. Planta de Tratamiento del agua



La filtración del agua es el proceso mediante el cual las materias en suspensión son separadas del agua haciéndolas pasar a través de un medio poroso. En la práctica este medio poroso es generalmente arena.

Las características del medio filtrante se pueden analizar por dos aspectos principales.

- Desde el punto de vista de filtración:
 - a) Que evite el paso de materiales en suspensión a través de los filtros.
 - b) Que detengan las materias en suspensión lo mas flojamente posible para facilitar el lavado evitar la formación de depósitos de lodo.
 - c) Que detenga el mayor volumen posible de sólidos suspendidos en el agua sin obstruirse.

- Desde el punto de vista del lavado:
 - a) Que se limpie solo, quedando libre de sólidos en suspensión, adherentes al final de un lavado.
 - b) Que permita el paso del agua con suficiente velocidad para quitar todos los sedimentos sin mayor perdida de arena.

Los elementos mas frecuentemente usados para construir el medio filtrante, son:

- Antracita: Esta tiene una menor densidad que la arena, lo cual permite una mayor área de filtrado, teniendo las siguientes ventajas:
 - a) Por la menor densidad de la antracita, se requiere solo aproximadamente la mitad de la velocidad para el lavado, para producir una expansión igual que la requerida para una arena del mismo tamaño.
 - b) La antracita del mismo tamaño efectivo que la arena tiene una mayor porosidad.
 - c) La antracita tiene la propiedad de eliminar el color, olor y sabor en el agua.

Se emplea una capa de antracita encima de la arena normal de filtración.

- Arena: Para filtros rápidos y a presión, las arenas deben ser un poco más gruesas que las empleadas en los filtros de acción lenta. En la elección de la arena es indispensable tomar en consideración dos factores: primero, el descenso o paso del agua a través de la arena; segundo, el paso del agua limpia hacia arriba a través de la arena durante la acción del retrolavado.
- Grava: La capa de grava de un filtro rápido se forma por lo común de piedras cuyo diámetro varía de 1/16" a 3", separadas según el tamaño y colocadas cuidadosamente superpuestas, con las piedras más grandes en el fondo.

Esta capa de grava tiene dos fines: primero evitar que la arena penetre en los desagües inferiores y por lo tanto en el agua filtrada, y segundo, distribuir el flujo en el retrolavado.

La deposición de los sólidos en los lechos porosos los taponan; para remover estas impurezas, se hace circular agua filtrada a presión en sentido contrario al flujo de filtración, en ciclos establecidos de acuerdo con el diferencial de presión que se detecta en los lechos, ésta presión diferencial es para los filtros instalados en Teca y según diseño, de 12 lbs/pulg².

El agua filtrada es enviada a un tanque de 20.000 barriles de capacidad, en donde se almacena para ser distribuida al circuito de ablandadores (suavizadores) y a la red que abastece los servicios industriales, el consumo doméstico y el sistema contra incendios en los módulos.

Figura 31. Bombas para la succión al tanque 20.000



4.2.3 Tratamiento del agua. El tratamiento de agua consiste, en términos generales, en una serie de procesos químicos cuya finalidad es remover o reducir a niveles aceptables las impurezas presentes en el agua y que pueden afectar la recuperación restando vida útil a los equipos y causando daños a la formación.

Los sólidos pueden llegar a taponar la formación y pueden crear escamas en los tubos del generador. Esta escama reduce la transferencia de calor la cual gasta combustible y causa puntos calientes que pueden guiar a un sobrecalentamiento y con posterioridad a una ruptura del tubo.

Las impurezas que han de ser removidas en este tipo de tratamiento pueden ser eliminadas por tres mecanismos que son:

- **Control Inorgánico.** A través de este control se remueven elementos que originan la dureza del agua, tales como Bicarbonato de Calcio o Magnesio y Cloruros de Calcio o Magnesio, teniendo en cuenta que la dureza total es la suma de durezas debido al Calcio y al Magnesio.

El proceso de su remoción recibirá el nombre de suavización o ablandamiento del agua para llevar a cabo esta operación la planta de tratamiento de agua consta también de un sistema de ablandamiento (suavizadores) que es alimentado con agua filtrada desde el tanque de 20.000 barriles.

Tres parejas de ablandadores con resina zeolítica a presión eliminan del agua filtrada la dureza proveniente de los compuestos de carbonato de magnesio y calcio, por intercambio iónico que sustituye los iones de carbonatos de magnesio y calcio por iones de sodio solubles en el agua.

El intercambio iónico, inactiva la zeolita al sucederse la reacción. Para reactivarla y poder continuar el ciclo de intercambio se utiliza salmuera que se pasa a través de los lechos circulándola en sentido contrario al flujo normal.

Se cumple así una secuencia que es establecida por un programador automáticamente y por la cual la Zeolita se reactiva, eliminándose el material depositado sobre ella.

La Zeolita es un grupo de Aluminio de silicato de sodio hidratado natural o sintético que tiene la propiedad de intercambiar iones.

Figura 32. Zeolita



Esta regeneración se debe hacer cuando ha pasado el flujo de 850.000 galones por diseño o cuando por análisis periódicos se constata que la dureza total en el agua excede de 1ppm. El desarrollo del proceso de ablandamiento por intercambio iónico, es el resultado del descubrimiento de ciertas sustancias, que al sumergirse en soluciones acuosas, son capaces de intercambiar sus iones con los de la solución (agua cruda). El proceso es reversible y el intercambiador puede restablecerse a su condición inicial por contacto con una solución conocida como regenerante, en nuestro caso se utilizará salmuera.

- **Neutralización.** Durante el tratamiento de neutralización que el agua reciba se buscará una estabilización de los niveles de pH, tal que para un agua ácida puede emplearse Fosfato Trisódico y para un agua básica puede emplearse ácido Clorhídrico.

Los niveles de pH deberán ser estrictos porque podrán presentarse problemas de sensibilidad en las arcillas. Además mantener un pH

adecuado, es decir ligeramente alcalina se evita que el generador reciba aguas ácidas y así no se corroerán los serpentines.

- **Control Orgánico.** Por medio de este proceso se busca la eliminación de microorganismos y algas mediante recursos como la ebullición del agua o la aplicación de Sulfato de Cobre.

Luego de pasar por los tres mecanismos de control se inyectan aditivos como secuestrante de Oxígeno, para disminuir la tasa de corrosión (Sulfito de Sodio) y transportador de sólidos para evitar la formación de escamas en el generador que reducen la capacidad de transferencia de calor. Finalmente el agua es enviada a los generadores libre de impurezas para ser convertida en el vapor que será inyectado.

Figura 33. Tanques de inyección de químicos en la planta de tratamiento

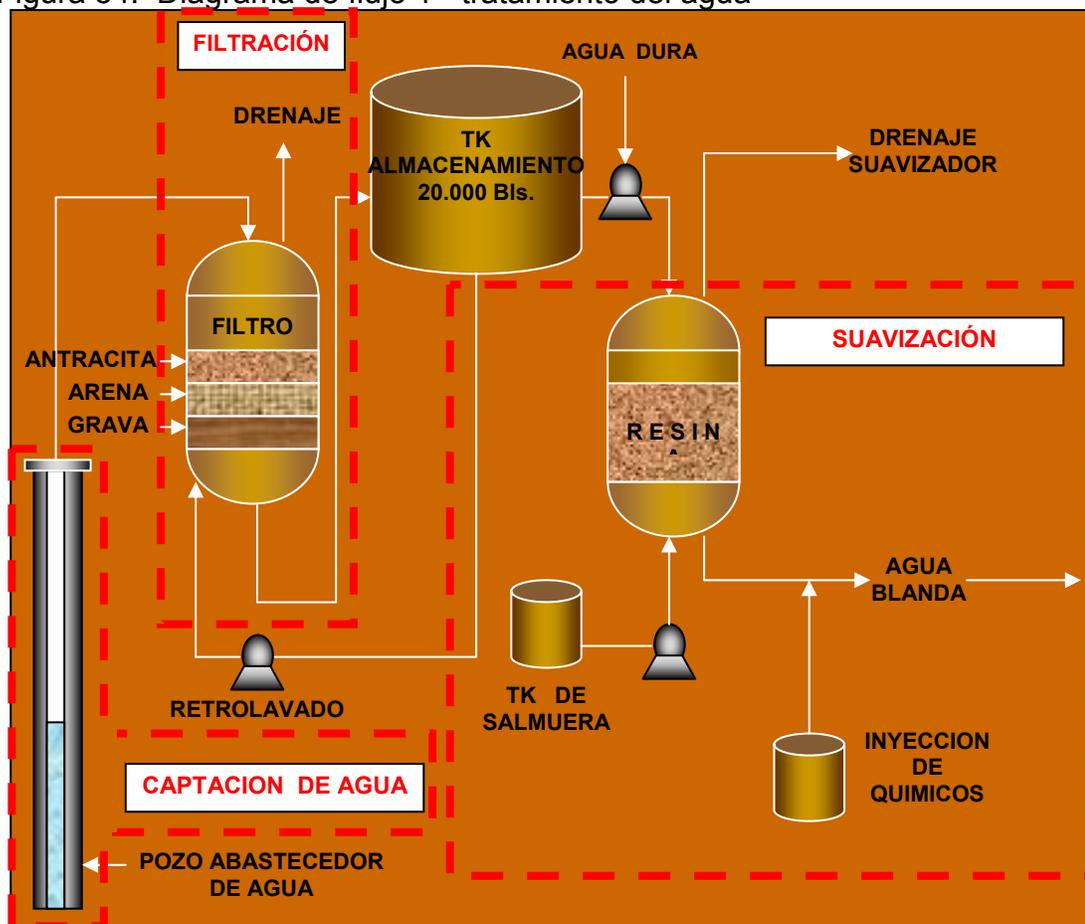


Los resultados del agua tratada teniendo en cuenta lo anterior deberán ser los siguientes:

✚ Oxígeno disuelto:	0 ppm
✚ Dureza :	0 ppm.
✚ Sólidos disueltos:	200 ppm
✚ Hierro :	menos de 0.1 mg/lit
✚ pH :	entre 7.0 y 7.5
✚ Cloruros:	80 ppm
✚ Sílice:	25 ppm

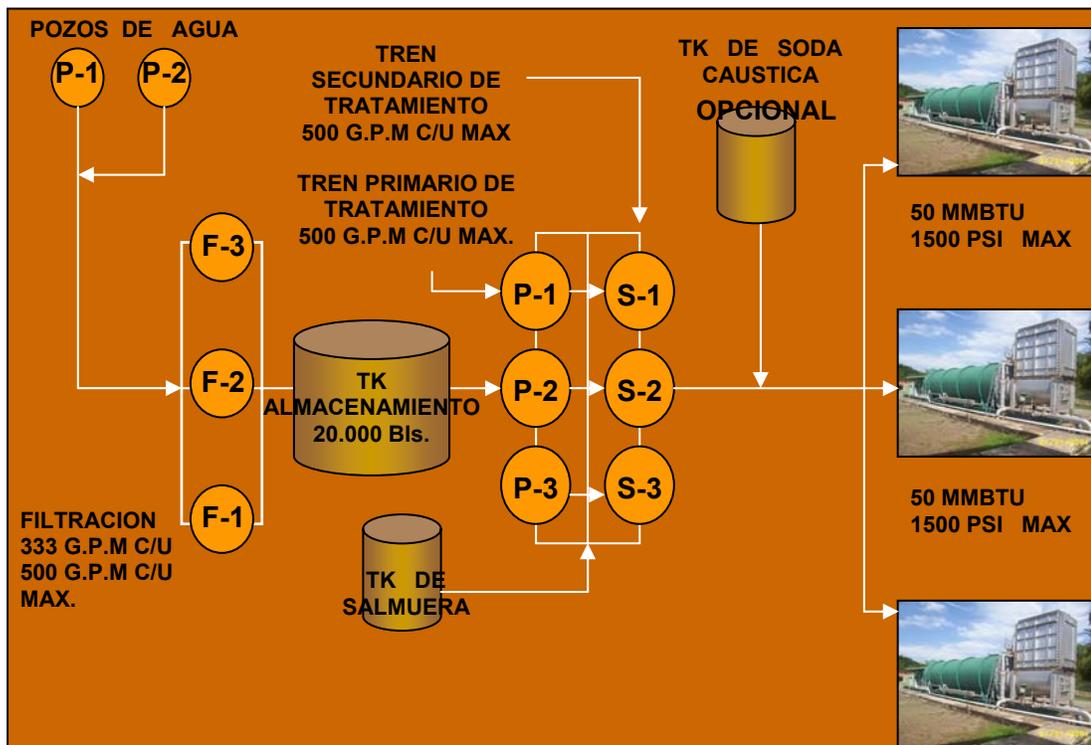
A continuación se presenta el diagrama de flujo donde se resume el proceso de tratamiento que se le realiza al agua para la generación de vapor:

Figura 34. Diagrama de flujo 1 - tratamiento del agua



Se destaca la primera parte del proceso que cumple el agua antes de llegar a los generadores, donde ahora con las características deseadas se convertirá en el vapor para ser distribuido en el campo.

Figura 35. Diagrama de flujo 2 - tratamiento del agua



4.3 GENERACIÓN DE VAPOR

Cuando se calienta un líquido cualquiera contenido en un recipiente abierto a la atmósfera con un determinado nivel, la cantidad de líquido disminuye paulatinamente y al cabo de algún tiempo desaparece del todo. Se dice entonces que todo el líquido se ha convertido en vapor. Para procesos de Inyección, el vapor es producido en generadores cerrados y el líquido empleado es agua puesto que es un elemento abundante en la naturaleza, excelente como agente transportador de calor, ideal en los procesos de recuperación térmica. Sus propiedades térmicas más importantes son:

Temperatura de saturación, Calor específico, Calor sensible, Calor latente y Calidad del vapor⁸.

4.3.1 Temperatura de saturación del agua (Ts). Es la temperatura a la cual se alcanza el punto de ebullición del agua a una presión dada o también cuando la presión de vapor del agua y la presión externa se equilibran. A partir de este punto, cualquier adición de calor, si la presión externa permanece constante producirá evaporación del líquido a temperatura constante. Cuando la presión externa es la atmosférica, la temperatura de saturación se llama punto normal de ebullición. La siguiente ecuación permite deducir la temperatura de saturación según la presión de operación empleada.

$$T_s = 115.1 * P^{0.225} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Ts = °F

P = Psi

4.3.2 Calor sensible (Hw). Si a un líquido se le suministra calor mientras se mantiene su presión constante, aumentará su temperatura hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a dicha presión. El calor suministrado al fluido durante este proceso se llama calor sensible y aumenta con la presión. La siguiente ecuación permite calcular el calor sensible según la presión de operación empleada.

$$H_w = 91 * P^{0.2574} + 9.874 * 10^{-9} * P^{2.8629} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Hw = Btu / lb

P = Psia

4.3.3 Calor latente de vaporización (Lv). Es la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa de un fluido a la temperatura de saturación para evaporarla completamente. A diferencia del calor sensible, el calor latente es inversamente proporcional a la presión. De esta manera, a la presión crítica, el calor latente será cero. La siguiente ecuación permite deducir el calor latente según la presión de operación empleada.

$$L_v = 1328 * P^{-0.08774} - 2.22 * 10^{-3} * P^{1.1513} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Lv = Btu / lb

P = Psia

4.3.4 Calor específico (Ce). Es la capacidad que tiene una sustancia para acumular energía y aumentar su temperatura en un grado °C por cada unidad de masa.

En el sistema inglés, el calor específico del agua es 1.0 Btu/lb-°F a condiciones normales, además es con excepción del amoníaco el líquido que tiene la máxima capacidad de almacenar calor a una temperatura dada, siendo un transportador ideal de calor. El vapor tiene un calor específico de 0.56 Btu / lb-°F.

4.3.5 Calidad del vapor (X). Es la fracción en peso del vapor seco contenido en una libra de vapor húmedo. Una calidad de 0.8 significa que en una libra de vapor húmedo hay 0.8 libras de vapor seco y 0.2 libras de agua, la calidad es muy importante ya que sirve para calcular la cantidad de calor en una libra de vapor húmedo.

- **Entalpía del vapor húmedo (H_{vh}).** Una libra de vapor húmedo contendrá el total del calor sensible más una cantidad del calor latente correspondiente a la fracción del líquido que se ha evaporado, de manera que:

$$H_{vh} = H_w + X * L_v \quad \text{Ecuación 4.4}$$

H_{vh} = Entalpía del vapor húmedo, Btu / lb.

H_w = Calor sensible, Btu / lb.

L_v = Calor latente, Btu / lb.

X = Calidad del vapor, Fracción.

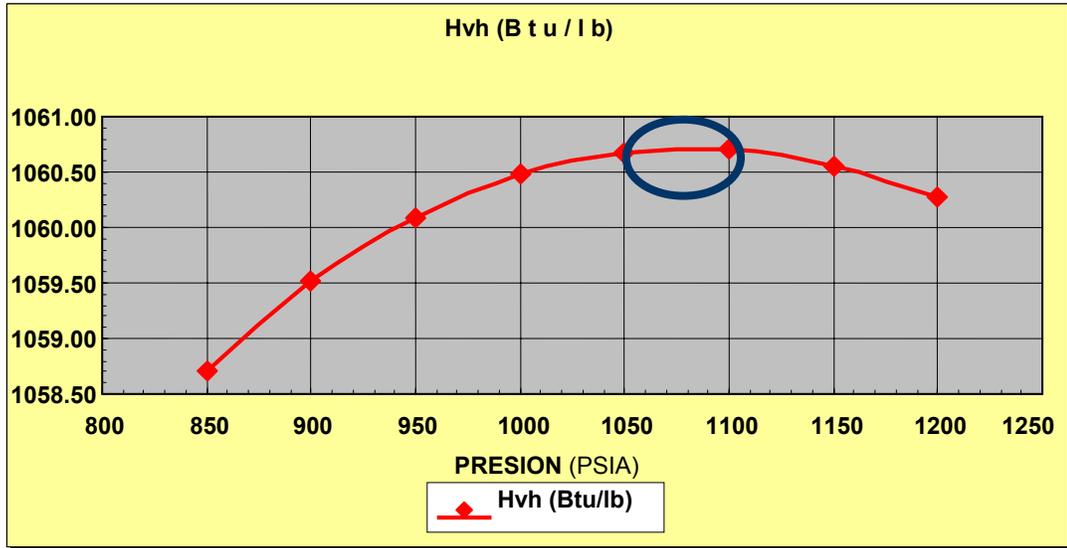
La siguiente tabla muestra la relación de entalpías (calor sensible y calor latente) a diferentes temperaturas de operación:

Tabla 7. Relación de entalpías con datos de operación

Ps [Psia]	Ts [°F]	Hw [Btu / lb]	Lv [Btu / lb]	X [Fracción]	Hvh [Btu / lb]
850	525.04	518.91	674.75	0.80	1058.71
900	531.84	526.99	665.65	0.80	1059.51
950	538.35	534.81	656.60	0.80	1060.09
1000	544.60	542.40	647.60	0.80	1060.48
1050	550.61	549.78	638.62	0.80	1060.68
1100	556.40	556.98	629.66	0.80	1060.70
1150	561.99	564.01	620.69	0.80	1060.56
1200	567.40	570.90	611.71	0.80	1060.27

Se observa que la presión óptima de operación en los generadores será entre 1050 psia y 1100 psia ya que será la presión donde se obtiene mayor cantidad de calor generado.

Figura 36. Calor generado según presión y temperatura de operación



- **Determinación de la calidad del vapor.** Existen varios métodos para determinar la calidad del vapor, aunque todos presentan cierto grado de dificultad y son solamente aproximados. Los más conocidos aplicados a campo son:

- **Método de los cloruros:** Como una de las razones para usar vapor húmedo es evitar la deposición de sólidos disueltos, estos se concentran en la porción líquida de la descarga del generador, de manera que la relación entre la concentración de cloruros en el agua de alimentación y en el agua de descarga permite calcular la calidad según la siguiente relación:

$$X = 1 - \left(\frac{(Cl)_a}{(Cl)_d} \right) \quad \text{Ecuación 4.5}$$

(Cl) a : Concentración de cloruros, agua de alimentación.

(Cl) d : Concentración de cloruros, agua de descarga.

b. **Método de la conductividad:** Es el método utilizado en el Campo Teca, es una variante del método de los cloruros. Puesto que la conductividad del agua depende de la concentración de electrolitos disueltos en ella, la relación entre la conductividad del agua de alimentación y la del agua de descarga puede usarse como una medida de la calidad, el generador posee un recipiente adaptado para la toma de la muestra del agua por medio del cual y con ayuda del conductímetro se realiza el análisis:

$$X = 1 - \left(\frac{(\text{Conduct.}) a}{(\text{Conduct.}) d} \right) \quad \text{Ecuación 4.6.}$$

(Cond.) a : Conductividad del agua de alimentación.

(Cond.) d : Conductividad del agua de descarga.

Figura 37. Toma de la muestra para determinar la calidad

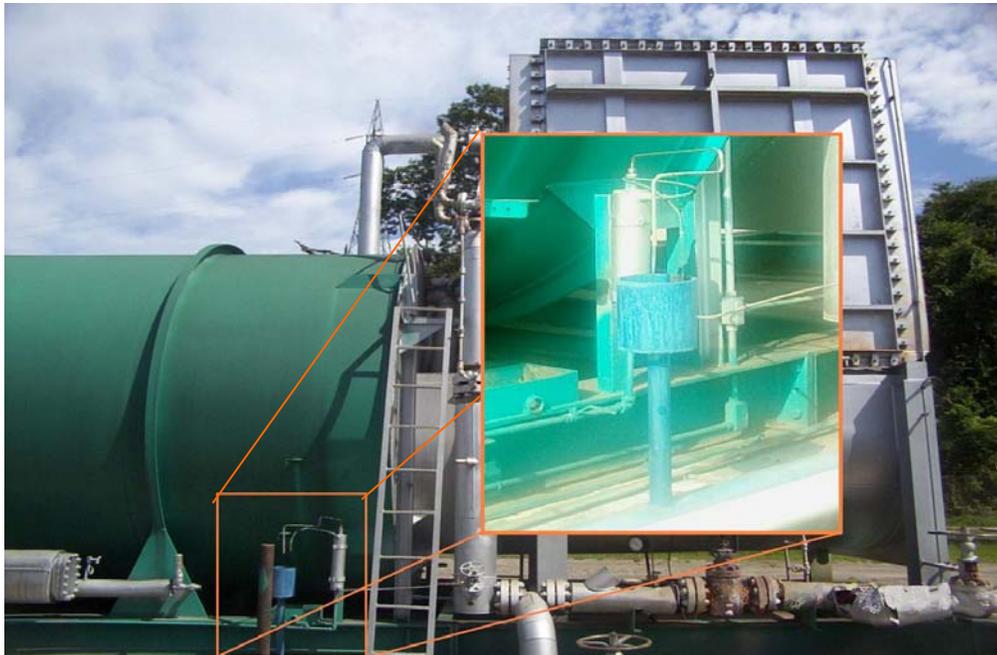


Figura 38. Conductímetro



c. **Método del suministro de calor constante:** Se prefija una tasa constante de suministro de calor (tasa de combustible) en proporción al número de BTU que deseamos producir.

Se comienza con una tasa alta de alimentación y se va disminuyendo mientras se observa cuidadosamente la presión y la temperatura de la corriente de descarga. Estos dos valores deben permanecer constantes mientras se produzca vapor húmedo.

Tan pronto se comienza a producir vapor seco, la temperatura y la presión empezarán a subir. Se nota la tasa de alimentación y se calcula la cantidad de BTU que el generador suministra, puesto que en este punto la calidad del vapor será 1.0, de esta manera si se quiere producir un vapor de calidad determinada podemos ir aumentando la tasa de alimentación aplicando la siguiente relación:

$$Q_t = W_1 * (H_w + L) \quad \text{Ecuación 4.7}$$

$$Q_t = W_2 * (H_w + X * L) \quad \text{Ecuación 4.8}$$

$$W_2 = \frac{Q_t}{(H_w + X * L)} \quad \text{Ecuación 4.9}$$

Donde:

Q_t = Tasa de suministro de calor del generador, Btu.

X = Calidad del vapor requerida, Fracción

L = Calor latente, Btu / lb.

H_w = Calor sensible, Btu / lb.

W_1 = Tasa de alimentación de agua al generador, lb / hr.

W_2 = Nueva tasa de agua con que debemos alimentar el generador para obtener un vapor de calidad "X".

4.3.6 Equipos de Generación de vapor. Existen varios tipos de generadores de vapor:

- **Calderas convencionales tipo tambor.** Su operación es muy costosa debido a la alta calidad de agua que debe emplearse, además no se adapta a los rápidos cambios de demanda de carga.
- **Calderas de paso único con varias tuberías en paralelo.** Su diseño se caracteriza por el diámetro pequeño en los tubos, los cuales se encuentran distribuidos en pasos paralelos múltiples que se reúnen en colectores.

Presenta el problema de las continuas perforaciones de los tubos por mala distribución de flujo entre los pasos paralelos.

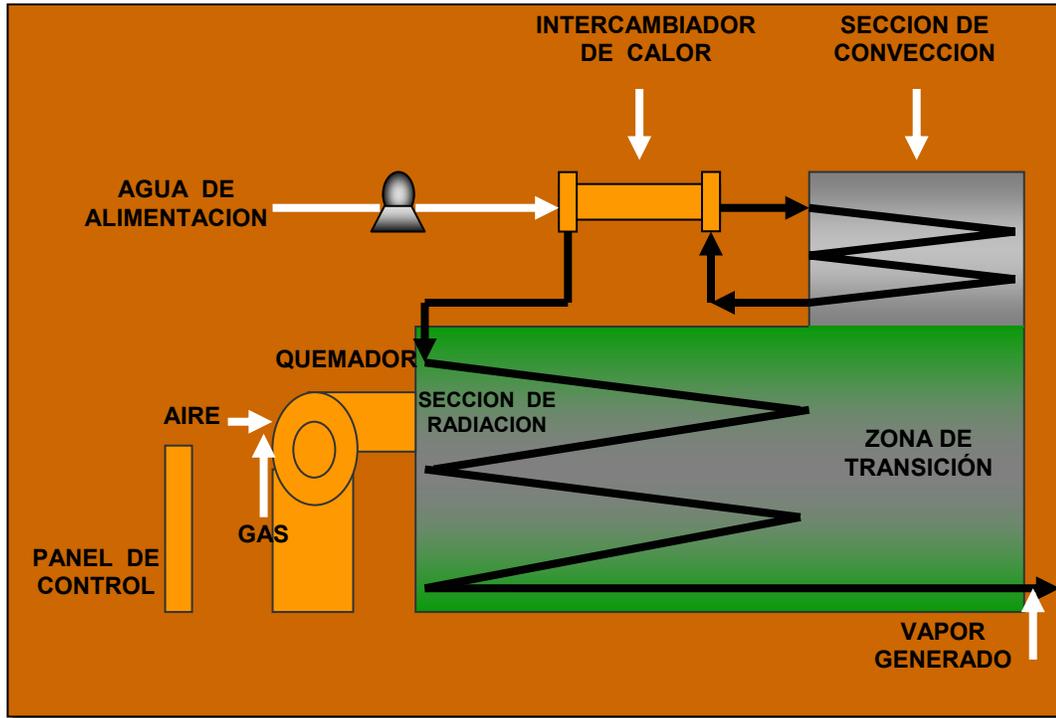
Este tipo de generador presenta la desventaja de no adaptarse a los cambios repentinos de carga.

- **Generador de vapor de paso único con serpentín de flujo en serie.** Es el tipo de generador que se utiliza en los campos Teca, Nare Y Jazmín, son los más utilizados en el tipo de inyección cíclica de vapor, su operación es muy costosa debido a la alta calidad que debe emplearse, no obstante a diferencia del anterior tipo de generador, éste se adapta a los rápidos cambios de demanda de carga.

Figura 39. Generador de vapor de paso único



Figura 40. Diagrama y condiciones de operación del generador de vapor



- Tipo** : Generador de paso único con serpentín de flujo en serie
- Calidad del Vapor** : 75 % - 80 %.
- Calor Generado** : 50 MMBTU / hr
- Condición de Operación** : Estático.
- Consumo Promedio** : 80 g.p.m (2740 Bls / día).
- Eficiencia de Operación** : 90 %.
- Temp. Operación** : 550 °F (1050 psia).

Por otra parte, una caldera convencional solo convierte en vapor el 5% del agua que cada vez pasa a través del serpentín. Mientras que en un generador el 80% del agua de entrada es vaporizada en un solo paso y dado que el vapor no puede remover el calor de los tubos con la misma velocidad con la que lo hace el agua es esencial que los generadores estén diseñados para cantidades mas bajas de transferencia de calor de entrada a los tubos

que las que se emplean en las calderas convencionales de circulación natural.

Son muchos los elementos que componen un generador de vapor, cada una cumple un papel importante en el correcto funcionamiento y eficiencia del equipo, a continuación se explicará brevemente las partes más importantes de éste.

➤ **Controles y equipos auxiliares.** En un tablero de control están dispuestos los instrumentos que permiten la operación del generador; registradores, indicadores de flujo, presión y temperaturas que permiten ver los cambios que se suceden en la operación. Sistemas de límite o corte protegen el generador de una mala operación sacándolo de servicio.

Figura 41. Tablero de control



➤ **Bomba para agua de alimentación.** Dependiendo de la capacidad de transferencia de calor, la bomba de alimentación de desplazamiento positivo es triplex o quintuplex tipo pistón, las cuales tienen un tamaño adecuado para suministrar el agua hacia el generador accionadas por un motor eléctrico.

Viene provista de una válvula de derivación reguladora de caudal (By-pass), la cual reduce o incrementa el flujo dependiendo de las condiciones de temperatura y presión del vapor que se requieren para satisfacer la operación.

Figura 42. Bomba para agua de alimentación



➤ **Calentador para agua de alimentación.** Es un típico intercambiador de doble tubo, usado para incrementar la temperatura del agua de alimentación sobre el punto de rocío de los gases de combustión (a presión atmosférica la temperatura es de 240 °F – 280 °F) para prevenir una fina condensación de estos gases (lluvia ácida) que circulan alrededor de los

tubos de la sección de convección originando fuerte corrosión en los mismos. Para este calentamiento se utiliza agua de salida proveniente del serpentín de la sección de convección.

Figura 43. Calentador para agua de alimentación



➤ **Serpentín de la zona de convección.** Los tubos han sido diseñados para absorber el calor proveniente de los gases de combustión elevando la temperatura desde 280 °F a 500 °F. Estos tubos se encuentran provistos de aletas para aumentar la superficie de transferencia de calor.

En esta sección también encontraremos unas hileras de tubos desnudos llamados de transición, los cuales protegen los tubos de convección del calor radiante. Gracias a la transferencia de calor, los gases de combustión se enfriarán para ser llevados a la atmósfera desde 1600 °F a 400 °F con un exceso de oxígeno que no sobrepasa el 20 %.

Figura 44. Zona de convección



➤ **Zona radiante y quemador.** Es la sección donde se recibe el calor final para convertir el agua en vapor al 80 %, es de forma cilíndrica y está provisto de una serie de tubos ordenados en forma horizontal, de igual manera consta de un material refractario que protege la coraza metálica minimizando las pérdidas de calor.

El refractario tiene una superficie reflectiva que permite aprovechar eficientemente el calor radiante producto de las llamas. El operador debe tener muy claro que esta es la sección donde más roturas se pueden presentar debido a las altas temperaturas generadas, por esta razón se debe regular la llama para que no toque la superficie de los tubos.

El quemador es el encargado de realizar la mezcla de aire y combustible en las proporciones adecuadas para la combustión con el fin de generar el vapor de las características deseadas en la operación.

Figura 45. Zona Radiante

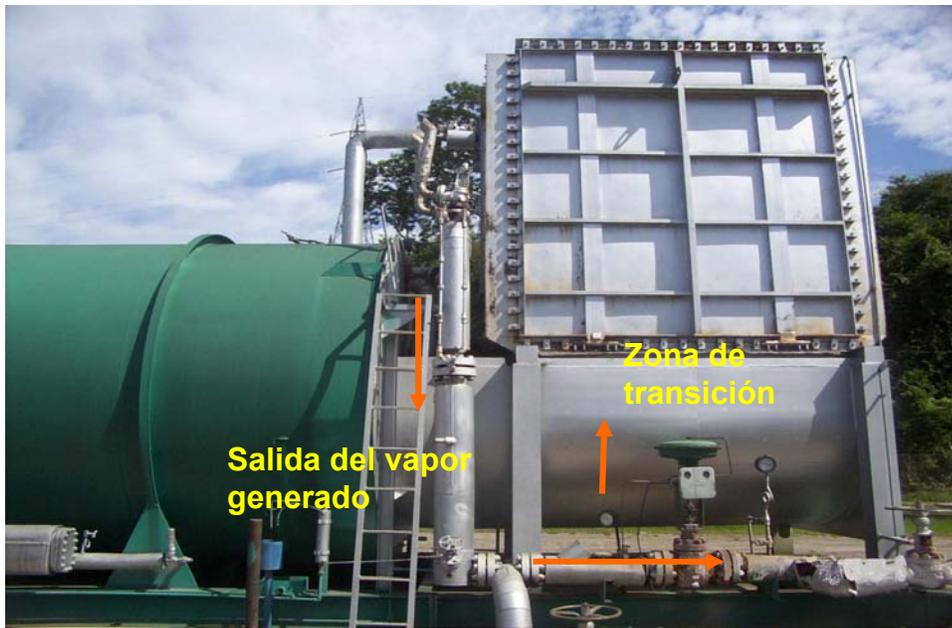


Figura 46. Quemador



- **Zona de transición.** Permite que los gases producidos sean enviados a la sección de convección.

Figura 47. Zona de Transición

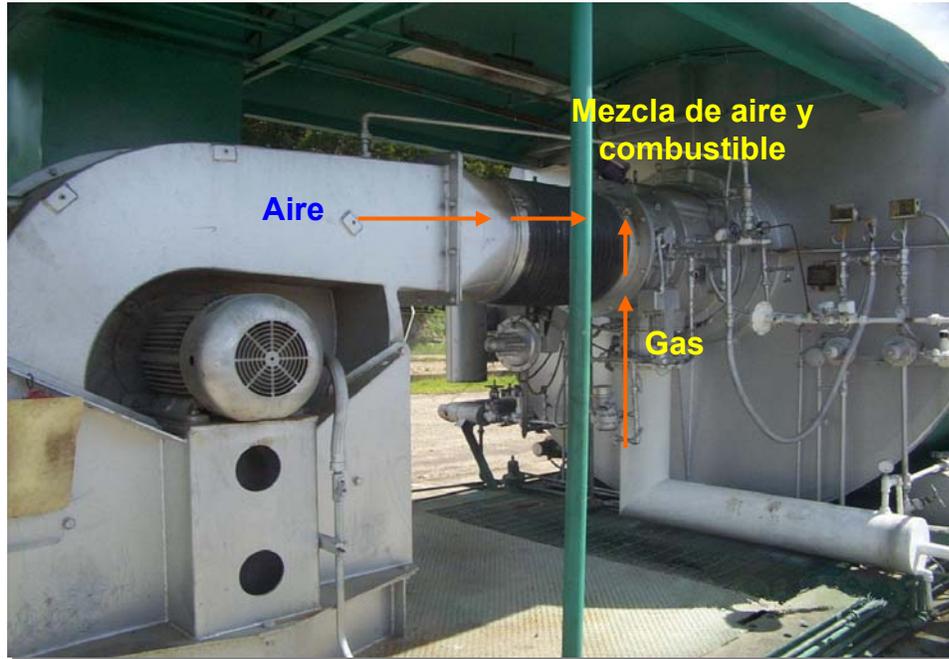


- **Sistema de combustible.** Este sistema se encarga de suministrar el gas al quemador a una tasa y presión determinadas.

Dispone de un sistema de atomización cuando el combustible es líquido, debe tenerse en cuenta que el aire ha de ser suministrado en suficientes cantidades para alcanzar la tasa de calor deseado.

Combustiones incompletas generarán depósitos en diferentes secciones del sistema originando taponamiento y posteriores complicaciones que dificultarán directamente la operación.

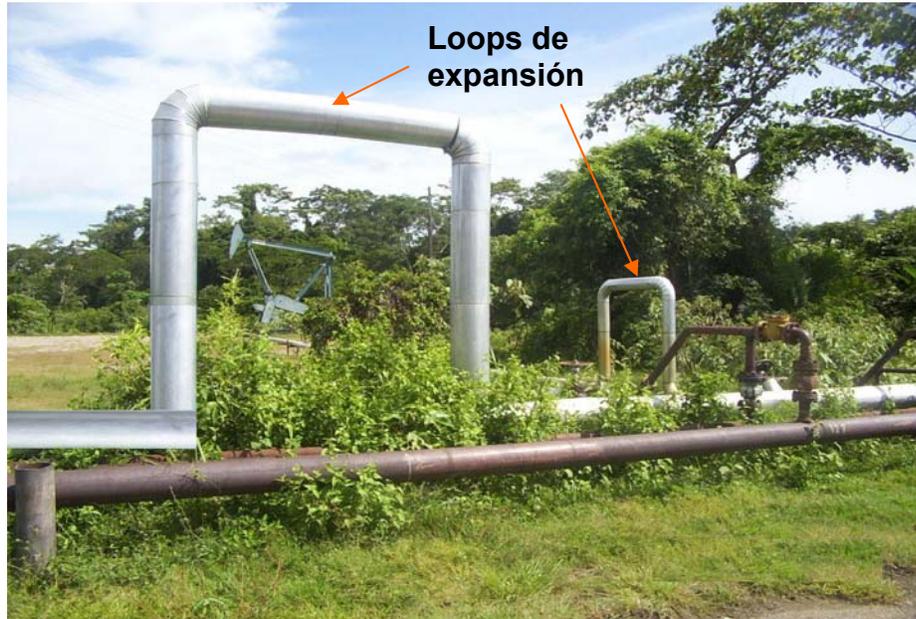
Figura 48. Sistema de Combustible



4.3.7 Redes de Distribución. Una red de distribución puede estar compuesta de líneas principales y líneas laterales, ellas distribuyen el vapor con una calidad entre el 75% y 80%. Estas líneas principales tienen un diámetro de 6 5/8", dependiendo de la capacidad del generador, del lugar y de los requerimientos de vapor en el área.

El vapor se transporta desde las líneas principales hasta las líneas de pozos que tienen un diámetro de 4". Debido a las altas temperaturas presentes las líneas tienden a dilatarse, por lo cual deben construirse curvas verticales de tubería en forma de "U" (loops de expansión) y recodos Z "venid" para absorber la expansión de la tubería.

Figura 49. Líneas de distribución en el campo

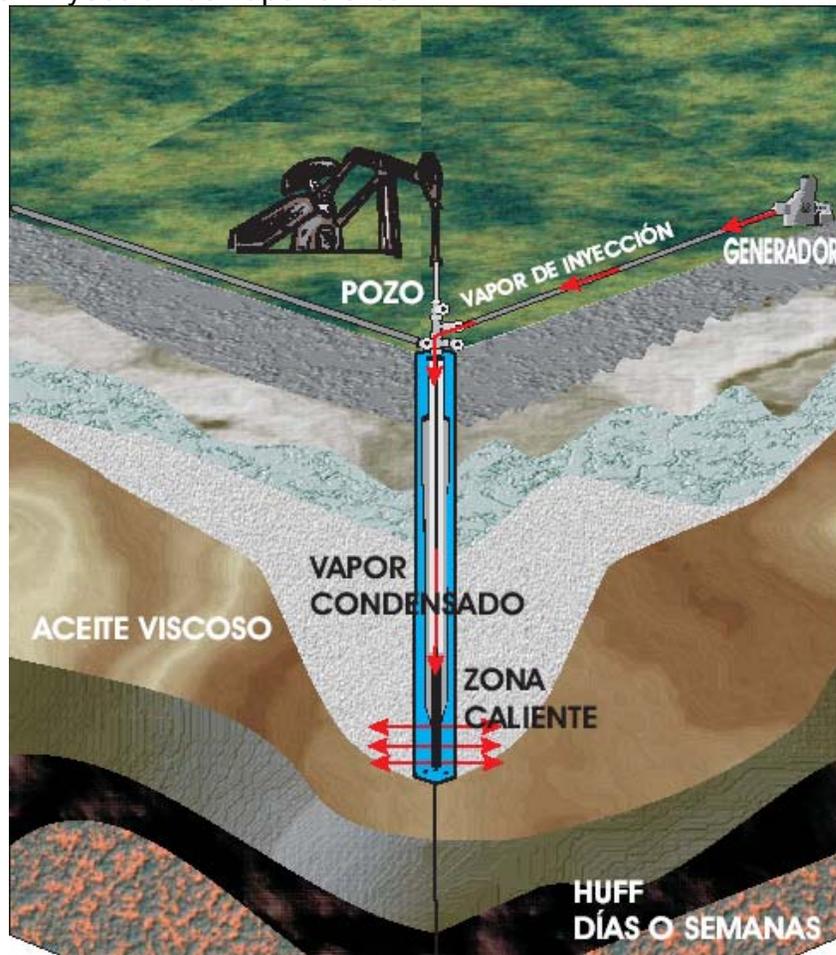


El tendido de las tuberías es bastante extenso y contempla tramos de difícil acceso en caso de una reparación o mantenimiento.

5. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor es usada como estimulación térmica a un pozo en producción suministrando un calentamiento localizado en la vecindad del pozo. La estimulación cíclica con vapor es algunas veces referida como procesos de “remojo en vapor” o “*huff and Puff*”. La estimulación de pozos en producción de crudos pesados ha recibido bastante interés por parte de los productores de este tipo de crudos desde principios de 1960⁹.

Figura 50. Inyección de vapor cíclica

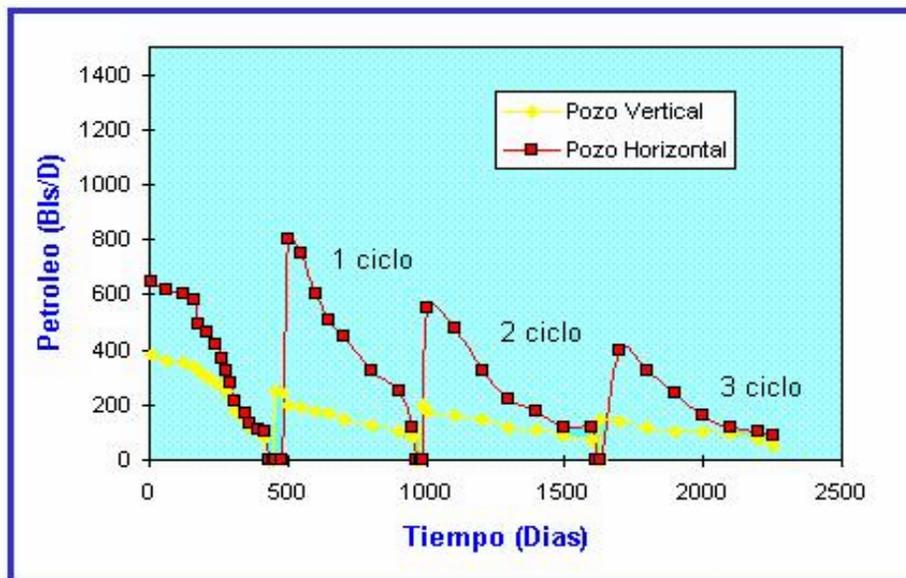


5.1 CONCEPTOS BÁSICOS

El proceso de estimulación de vapor consiste en la inyección de vapor húmedo (una mezcla de vapor y agua a la temperatura de saturación) hacia una formación de petróleo viscoso por un periodo de tiempo específico, permitiendo que el calor “remoje” (o penetre) en las rocas y fluidos del yacimiento por varios días, y subsecuentemente colocando de vuelta el pozo en producción¹⁰.

Este flujo de vuelta viene acompañado con algo de vapor húmedo y condensado inyectado, la producción de aceite comienza a una tasa elevada que eventualmente declina en tanto que el calor es disipado. Luego el pozo es reestimulado. Un comportamiento cíclico simulado típico es mostrado en la figura 51.

Figura 51. Comportamiento de los ciclos de inyección



El éxito de la estimulación con vapor esta ligado al gran efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los aceites crudos pesados. Para un incremento en la temperatura, la viscosidad del aceite crudo disminuye marcadamente.

Es de anotar que el grado de reducción es mucho mas pronunciado para aceites crudos de baja gravedad API (Campo Teca API 12.5. Esto explica porque la estimulación térmica esta siendo actualmente aplicada primariamente en yacimientos que producen petróleo de baja gravedad API.

Debido a que la productividad de un pozo sea inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo, cualquier reducción en la viscosidad resultará en un incremento en la tasa de producción del pozo.

El objetivo primario en un proceso de estimulación térmica, luego, es tener energía térmica dentro de la formación y permitir que la roca actúe como un intercambiador de calor para almacenaje del calor inyectado. Este calor puede luego ser usado efectivamente para disminuir la viscosidad del aceite fluyendo a través de la región calentada.

Al lado del beneficio obtenido con la reducción de viscosidad, una cantidad de estimulación es frecuentemente producida a causa de la remoción de ciertos tipos de daño cercanos a la cara del pozo, tales como sólidos finos, depósitos asfálticos y parafínicos.

Así como con otras técnicas de estimulación la remoción de este daño resulta en un incremento en la productividad más alta que aquella relacionada por la reducción de la viscosidad del crudo simplemente.

5.2 FACTORES A TENER EN CUENTA

El volumen de vapor a inyectar, la calidad, el tiempo de remojo, el calor que debe ser inyectado a la formación, entre otros, son factores que han sido determinados por las características de la formación, profundidad y equipos principalmente, a continuación se muestra detalles de algunos de los más importantes.

5.2.1 Espesores netos de arena. Este es un factor muy importante para tener en cuenta en la inyección; ocurre que mientras más amplias sean las arenas a inyectar, las pérdidas de calor disminuirán notablemente debido a que se presentan menos escapes de calor a las otras formaciones.

Estas pérdidas se registran cuando existe intercalación de las arenas con otro tipo de rocas, generalmente arcillas, como es el caso de los campos Teca y Nare debido a la forma lenticular de los estratos. Por lo general los pozos tienen espesores netos de 150 a 250 pies en Teca y Nare.

5.2.2 Calor inyectado en cada ciclo. Según lo recomendado la cantidad de vapor a inyectar en cada pozo del campo es de 35MMBTU/pie neto de arena abierto a producción, aunque en realidad se están inyectando 42 MMBTU/pie neto para compensar de cierta forma las pérdidas de calor ocurridas en el proceso. Esta cantidad se determinó experimentalmente, variando las cantidades a inyectar y teniendo en cuenta consideraciones financieras.

Según estudios existe la posibilidad de inyectar más vapor por pie de arena neto de formación a medida que los ciclos van aumentando; como se sabe a medida que aumentan los ciclos el crudo recuperado es cada vez menor.

5.2.3 Calidad del vapor generado. La calidad del vapor generado se mide por el método de la conductividad en el agua de alimentación al generador y a la salida de este. Conociendo la conductividad en estos dos puntos la calidad puede ser determinada. La calidad generalmente en la salida del generador se encuentra entre 75-80%.

5.2.4 Calidad del vapor inyectado. El vapor inyectado al pozo llega con una calidad diferente al vapor generado, aproximadamente entre 55% y 65%, esto debido a las pérdidas de calor que se suceden por el recorrido del vapor hasta la cabeza del pozo, a lo largo de las líneas de superficie.

5.2.5 Tiempo de remojo. El tiempo de remojo para los pozos es de 48 horas, este tiempo es suficiente para que el yacimiento reciba la energía transmitida por el vapor. Se ha determinado experimentalmente que aumentando el tiempo de remojo se obtienen mejores resultados. El tiempo de remojo se determina en forma empírica.

En zonas de presión relativamente altas donde no se observa producción de vapor al abrir los pozos a producción, el tiempo de remojo no afecta o afecta muy poco el comportamiento de la producción. En zonas de presión relativamente altas, pero donde se observa producción de vapor al abrir los pozos y en zonas de baja presión, un tiempo de remojo largo mejora el comportamiento de la producción.

5.2.6 Número máximo de ciclos de inyección. El número máximo de ciclos de inyección de estimulación con vapor no está establecido; esto depende principalmente de las características del yacimiento y del crudo recuperado.

En Teca y Nare Sur hay algunos pozos que llevan el doble de ciclos inyectando vapor que otros pozos, sin embargo, su producción es mayor. El campo tiene en promedio 11 ciclos de producción lo que permite prever que el yacimiento está muy drenado.

El número de ciclos se determina con base en los siguientes factores:

- Reacción de los pozos a la inyección.
- Petróleo recuperable mediante el proceso
- Consideraciones económicas

5.2.7 Periodos de cierre (*soaking*). En algunos yacimientos de crudo pesado donde se ha aplicado la inyección alterna de vapor y posteriormente se han cerrado, la producción de crudo ha mejorado, esto debido a que el vapor condensado suministra energía adicional al yacimiento permitiéndole que al abrir nuevamente los pozos estos desalojen mayor cantidad de petróleo.

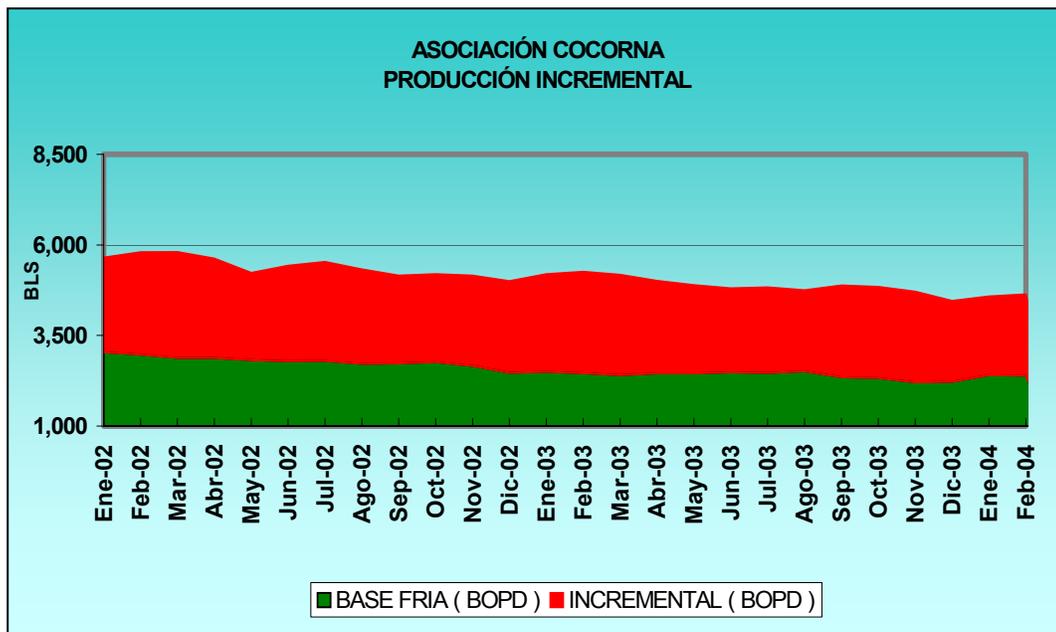
5.2.8 Puesta del pozo a producción. Luego del periodo de inyección y de remojo, el pozo es devuelto a producción, algunos fluyen por sí solos durante un par de días gracias a la energía que en ese momento almacenan, aunque no todos presentan este comportamiento, esto no quiere decir que la estimulación no haya sido exitosa. Parámetros tales como el potencial del pozo, cantidad de vapor inyectado, calidad del vapor inyectado etc. influyen

en el momento de la puesta en producción del pozo. Un pozo que en momento de su puesta en producción no fluya por si solo, puede indicar que el vapor inyectado fue bien recibido por la formación además de un periodo óptimo de remojo (72 horas), hechos que a la larga darán mejor resultado en la tasa de producción del pozo.

5.3 PRODUCCIÓN EN EL CAMPO TECA DEBIDO A LA INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA

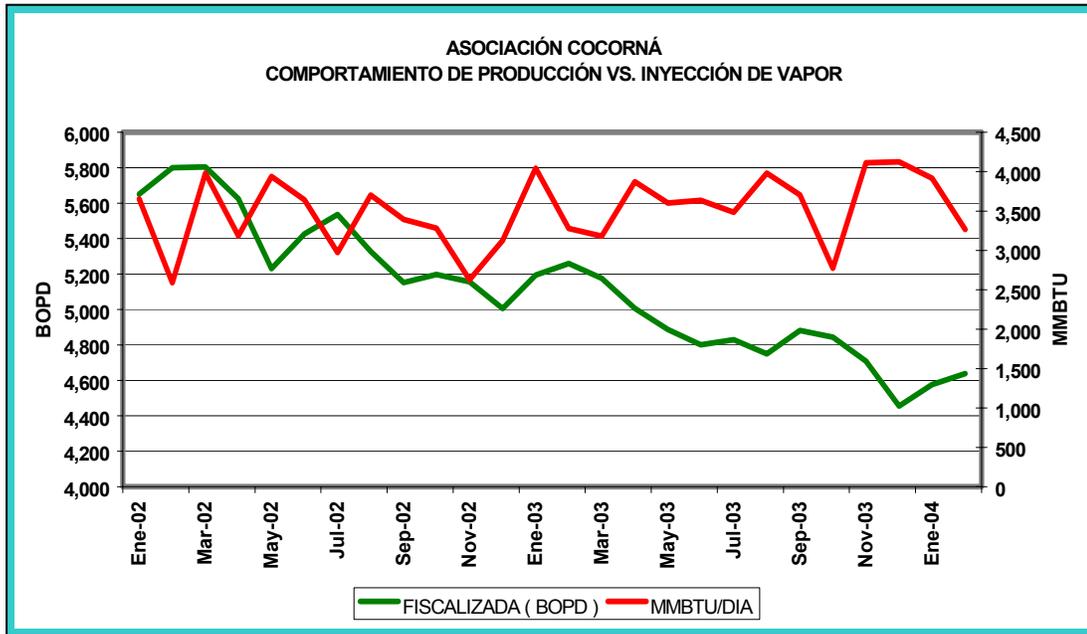
Se presentan a continuación gráficas de producción en el campo donde se muestran los resultados gracias a la estimulación con vapor.

Figura 52. Producción incremental de petróleo



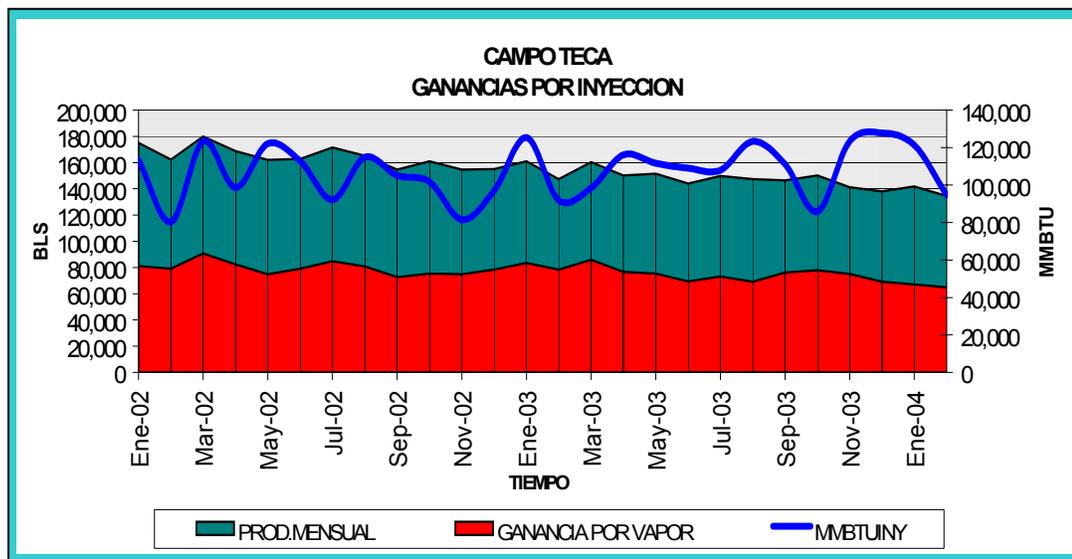
Ingeniería de Yacimientos Campo Teca

Figura 53. Comportamiento de producción debido a la inyección de vapor



Ingeniería de Yacimientos Campo Teca

Figura 54. Ganancias por Inyección



Ingeniería de Yacimientos Campo Teca

5.4 COSTOS DE LA GENERACION DE VAPOR

El proceso de generación de vapor implica inversión constante teniendo en cuenta equipos y personal involucrado, a continuación se presentan los costos que implica la generación de 1 MMBTU.

5.4.1 Costo por tratamiento químico. Los productos químicos utilizados y la cantidad aplicada son los siguientes:

<u>Producto</u>	<u>Cantidad Aplicada (ppm)</u>
Transportador de Sólidos	7
Secuestrante de Oxígeno	9

El costo del tratamiento es de 8.21 US/MBLS.

Para generar 50 MMBTU/hora (capacidad nominal del generador de vapor) se requiere una alimentación de agua industrial de 96 gal/min = 0.137 MBLS/hora.

Costo del tratamiento: 8.21 US/MBLS x 0.137 MBLS/hora = 1.125 US/hora

➤ Costo por este concepto: 1.125 US/hora / 50 MMBTU/hora = 0.0225 US/MMBTU

5.4.2 Costo por supervisión de la generación de vapor. Se tiene en cuenta trabajo de operadores.

- Salario Operadores: 150 US/día (tres turnos de ocho horas. Incluye prestaciones)
- Tiempo dedicado por los operadores a la generación de vapor: 50%

- Cantidad de vapor generada: 50 MMBTU/hora x 24 horas/día = 1,200 MMBTU/día.

Costo por este concepto: $150 \text{ US/día} \times 0.5 / 1,200 \text{ MMBTU/día} = 0.0625 \text{ US/MMBTU}$

- Salario Supervisor: 253 US/día
- Tiempo dedicado por el supervisor a la generación de vapor: 40%
- Cantidad de vapor generada por día: 1,200 MMBTU/día
- Costo por este concepto: $253 \text{ US/día} \times 0.4 / 1,200 \text{ MMBTU/día} = 0.0843 \text{ US/MMBTU}$

SUBTOTAL 0.1468 US/MMBTU

5.4.3 Costo por utilización del generador de vapor. Las consideraciones en este punto están enfocadas en el equipo de generación de vapor.

- Costo de un generador de vapor nuevo (50 MMBTU/hora): US 700,000
- Vida útil estimada: 20 años (de acuerdo con experiencia de campo Teca)
- Vapor generado durante el tiempo de vida útil del generador de vapor:
- $50 \text{ MMBTU/hora} \times 24 \text{ horas/día} \times 365 \text{ días/año} \times 20 \text{ años} = 8,760,000 \text{ MMBTU}$

Costo por éste concepto: $\text{US } 700,000 / 8,760,000 \text{ MMBTU} = 0.0799 \text{ US/MMBTU}$

5.4.4 Costo por utilización de la planta de tratamiento. Se analiza como parte importante en el proceso.

- Costo de una planta nueva: US 453,000
- Vida útil estimada: 25 años (de acuerdo con experiencia de campo Teca)
- Vapor generado durante el tiempo de vida útil de la planta:
50 MMBTU/hora x 24 horas/día x 365 días/año x 25 años = 10,950,000 MMBTU
- Costo por éste concepto: $US\ 453,000 / 10,950,000\ MMBTU = 0.0413\ US/MMBTU$

5.4.5 Costo por utilización del tanque de almacenamiento de agua filtrada. Corresponde al tanque donde esta almacenada el agua para la generación de vapor, así como para consumo.

- Costo tanque nuevo (20,000 BLS): US 300,000
- Vida útil estimada: 20 años
- Vapor generado durante el tiempo de vida útil del tanque:
50 MMBTU/hora x 24 horas/día x 365 días/año x 20 años = 8,760,000 MMBTU
- Costo por éste concepto: $US\ 300,000 / 8,760,000\ MMBTU = 0.0342\ US/MMBTU$

5.4.6 Costo por consumo de energía eléctrica. Una subestación cercana suministra la energía necesaria.

- a) Motor eléctrico de la bomba del pozo de agua
- b) Motor eléctrico de la bomba de transferencia a suavizadores
- c) Motor eléctrico de la bomba quintuplex del generador de vapor
- d) Motor eléctrico del soplador de aire para combustión en el generador de vapor

El consumo de energía eléctrica en los equipos mencionados es de 258.12 kWh a razón de 0.0517 US/kWh.

Costo por este concepto: $258.12 \times 0.0517 / 50 \text{ MMBTU/hr} = 0.27 \text{ US/MMBTU}$

5.4.7 Costo por consumo de gas natural. El suministro de gas corre por parte de Ecopetrol con un contrato en firme y Dinagas, la solicitud se hace diariamente de acuerdo al consumo promedio semanal y a las necesidades del campo.

- Vapor generado a plena capacidad del equipo: 1,200 MMBTU/día
- Cantidad de gas requerido para generar éste vapor: 1,200 KPC/día
- Costo del gas suministrado (ECOGAS): $2.50 \text{ US/KPC} \times 1,200 \text{ KPC/día} = \text{US } 3,000/\text{día}$
- Costo por éste concepto: $\text{US } 3,000/\text{día} / 1,200 \text{ MMBTU/día} = 2.50 \text{ US/MMBTU}$

5.4.8 Costo por utilización del gasoducto de la asociación. Los nodos de llegada para el gas, son el City Gate de Jazmín y el de Vasconia.

- Costo total del gasoducto: US 2,300,000 (incluye City Gate)
- Vida útil estimada: 15 años
- Cantidad de gas transportada diariamente: 4,150 KPC/día
- Vapor generado con el gas transportado diariamente:
Con 4,150 KPC/día se generan 4,150 MMBTU/día
- $4,150 \text{ MMBTU/día} \times 365 \text{ días/año} \times 15 \text{ años} = 22,721,250 \text{ MMBTU}$
- Costo por éste concepto: $\text{US } 2,300,000 / 22,721,250 \text{ MMBTU} = 0.1012 \text{ US/MMBTU}$

5.4.9 Costo total. Teniendo en cuenta las estimaciones realizadas anteriormente se tiene:

Sumando los ítems anteriores, costo total de: **3.20 US\$/MMBTU**

6. MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

6.1 GENERALIDADES

El calor es la forma de energía que se transmite como consecuencia de un gradiente de temperatura.

Los mecanismos de transferencia de calor se pueden clasificar de acuerdo con la relación existente entre esta forma de energía y la sustancia de trabajo. Estos mecanismos son: Conducción, Convección y Radiación¹¹.

6.1.1 Conducción. Es el flujo intermolecular de calor dentro de la sustancia de trabajo. Toda molécula, a una temperatura dada, vibra con una cierta frecuencia. Si en el seno de una sustancia existen gradientes de temperatura, las moléculas más calientes vibran a una frecuencia mayor que las frías. Las moléculas que vibran más rápidamente transferirán parte de su energía a la molécula vecina, es decir, cede parte de su calor. Esta última, al aumentar su frecuencia, cederá parte de su nueva energía a la siguiente, originándose de esta manera el mecanismo de transferencia de calor en la dirección del gradiente de Temperatura.

6.1.2 Convección. Es un mecanismo por el cual el calor es transportado de un sitio a otro por un fluido. Puede ser por diferencias de densidad causados por expansión y pérdida de densidad, convección natural, o por desplazamiento del fluido impulsado por una energía mecánica (bombas, abanicos, etc.), convección forzada. Como la convección supone un proceso de mezclas de la sustancia de trabajo más caliente con las más frías, este mecanismo de transferencia solo es posible entre líquidos y/o gases.

Cabe anotar que la diferencia fundamental con el mecanismo anterior es solamente en la forma como se transporta el calor. Mientras que en la conducción es un proceso que pudiéramos llamar estático, sin desplazamiento molecular, la convección es un proceso dinámico, que supone siempre el desplazamiento del fluido. A escala molecular, la transferencia de calor sigue siendo por conducción.

6.1.3 Radiación. Es la forma más generalizada de transferencia de calor a través del universo. Los cuerpos calientes emiten radiaciones de origen electromagnético y como tal, se transmiten a través del vacío. Cualquier sustancia que se interponga entre la fuente y el receptor bloqueara total o parcialmente estas ondas, anulando o disminuyendo la transferencia de calor por radiación.

En resumen, la radiación sólo es posible a través del vacío o a través de los gases debido a su baja densidad, porque parte de las radiaciones pueden pasar a través de las moléculas sin ser absorbidas por éstas. Los modelos matemáticos que permiten describir los mecanismos y tasas de transferencias de calor, han sido obtenidos, en muchos casos, como resultado de experimentaciones que han precedido a la formulación teórica.

6.2 CONDUCCIÓN

La ley que determina el flujo continuo de calor por conducción a través de un cuerpo, fue determinada experimentalmente por Fourier y es equivalente a la ley de Darcy, desarrollada posteriormente. Esta ley establece que:

$$q_x = -K \frac{dT}{dX} \quad \text{Ecuación 6.1}$$

En la cual:

q_x : Tasa de calor por unidad de área en la dirección X en BTU/hr-pie²

K : Conductividad térmica, BTU/hr-pie-°F

$-\frac{dT}{dX}$: Gradiente de Temperatura en la dirección X, negativo, porque T decrece cuando X crece, °F/pie.

La ecuación de Fourier exige que el flujo sea continuo, es decir, que el gradiente de temperatura permanezca constante en la dirección en que se transfiere el calor.

Cuando el flujo de calor es no estacionario o no-continuo, la situación cambia completamente. Una formación porosa que está siendo calentada por inyección de un fluido caliente y que tiene una temperatura inicial por inyección T_f , tendrá, al tiempo $t=0$ un gradiente igual a la diferencia de temperatura entre fluido caliente y la formación. Este gradiente irá disminuyendo a medida que el fluido caliente penetra en la formación, en el sentido horizontal. En el sentido vertical, se establecerá un gradiente de temperatura entre la formación inyectada, y las formaciones que la limitan por encima y por debajo y habrá pérdida de calor en esta dirección. Como las formaciones adyacentes pueden considerarse como receptores infinitos de calor, no se estabilizarán a un valor constante, haciendo que el flujo de calor, tanto en el sentido horizontal como en el vertical, no sea estacionario o continuo.

En el momento de describir matemáticamente el flujo de calor en estas condiciones, se hace uso del principio de continuidad o principio de conservación de la energía el cual establece que:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Cantidad de calor} \\ \text{que entra al recinto} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{Cantidad de} \\ \text{calor que sale del} \\ \text{recinto} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{Calor neto} \\ \text{proveniente} \\ \text{de fuentes} \\ \text{y sumideros} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Incremento neto} \\ \text{de calor dentro} \\ \text{del recinto} \end{array} \right]$$

La ecuación resultante de las deducciones matemáticas se puede escribir:

$$\nabla^2 T = \frac{1}{D} \frac{\partial T}{\partial X} \quad \text{Ecuación 6.2}$$

Siendo el operador nabra $\nabla^2 = \frac{\delta^2}{\delta x^2} + \frac{\delta^2}{\delta y^2} + \frac{\delta^2}{z^2}$

No es propósito de este capítulo profundizar en las deducciones matemáticas referentes.

6.3 CONVECCIÓN

El mecanismo de transferencia de calor por convección tiene una formulación matemática similar al de conducción, con la diferencia, ya anotada, del desplazamiento del fluido, gas o líquido, en la dirección del flujo de calor. Si este desplazamiento es impulsado mecánicamente, será un proceso de convección forzada, de otra manera será natural.

La convección raras veces ocurre en sin la correspondiente conducción térmica, que, generalmente, se presenta a través de los contornos, como en la inyección de los fluidos calientes en una formación porosa, en la cual el calor es transportado por convección forzada dentro de la formación y la parte no porosa de la misma se calienta por conducción, por contacto en el fluido que rodea cada grano, los cuales por ser muy pequeños, se supone que se calientan instantáneamente.

Como la capacidad transportadora de calor de un fluido depende de la temperatura y de la presión, y estas cambian con el tiempo, es necesario tener una ecuación que describa la distribución de temperatura (ecuación 6.2) y otra, la distribución de presión (ecuación 6.3), en función del tiempo.

Como las variables son interdependientes, estas ecuaciones pueden resolverse simultáneamente. La ecuación que nos da la distribución de presión en función del tiempo, es la ecuación de difusión hidráulica:

$$\nabla^2 P = \frac{1}{n} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ecuación 6.3}$$

En la cual n es la constante de difusividad hidráulica.

6.4 RADIACIÓN

La radiación es, esencialmente un fenómeno de superficie. Cuando la superficie de un cuerpo radia toda la energía que recibe, se llama radiador ideal o cuerpo negro. De acuerdo con la ley de Stefan-Boltzman, un cuerpo negro es aquel que emite energía a una tasa.

$$Q = \sigma AT^4 \quad \text{Ecuación 6.4}$$

En la cual:

Q : tasa de calor emitida, BTU/hr

σ : Constante de Stefan-Boltzman, que en el sistema ingles es $0.1714 \cdot 10^{-8}$, BTU/hr/°R-pie²

A : Area radiante en pies²

T : Temperatura en °R

Cuando la superficie del cuerpo radiante emite sólo una fracción del calor recibido la relación queda:

$$Q = \sigma e_s A T^4 \quad \text{Ecuación 6.5}$$

e_s : Coeficiente de emisividad, que para el cuerpo negro será 1.0. Todos los demás tendrán un valor $e_s < 1.0$ las tuberías usadas en la industria del petróleo tienen un factor de emisividad de 0.9 en promedio. Si estas superficies se pintan con pintura de aluminio, este valor disminuye, aproximadamente, a 0.3. Un buen emisor es, a la vez, un buen receptor y viceversa: la tasa neta de energía radiante entre dos cuerpos puede calcularse de acuerdo con la ecuación de Stefan-Boltzman.

$$q_1 = 0.1714 * 10^{-8} F_e F_f A_1 (T_1^4 - T_2^4) \quad \text{Ecuación 6.6}$$

Siendo q_1 la tasa neta de calor perdido por el cuerpo uno, y ganado por el cuerpo dos, suponiendo que $T_1 > T_2$.

F_e : Factor de emisión resultante entre dos cuerpos

F_f : Factor de forma, el cual ha de evaluarse de acuerdo con la geometría de los cuerpos. Para superficies cilíndricas, concéntricas, como las tuberías, el factor de forma es igual a 1.0.

6.5 COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR TOTAL EN FLUJO LINEAL

En casi todo el proceso de transferencia de calor están involucrados más de un mecanismo, varios medios transmisores, distintos cuerpos a la vez receptores y transmisores de calor. Como, generalmente, nos interesa el

comportamiento de temperatura de la fuente térmica y del receptor final, se puede usar el concepto de transferencia de calor total, para eliminar las temperaturas intermedias que no tienen ningún interés.

Luego de deducciones matemáticas se llega a la siguiente expresión:

$$q = (U)(A)(T_A - T_B) \quad \text{Ecuación 6.7}$$

Siendo T_A : temperatura de la fuente

T_B : Temperatura del receptor final

En la cual U es el coeficiente de transferencia de calor total, equivale a:

$$U = \left[\frac{1}{hc_1} + \frac{e_1}{K_1} + \frac{e_2}{K_2} + \frac{1}{hc_2 + hr} \right]^{-1} \quad \text{Ecuación 6.7a}$$

Luego solo se reemplaza este valor en la ecuación 6.7

6.6 FLUJO RADIAL DE CALOR

Cuando el flujo es radial, por ejemplo a lo largo de una tubería, las áreas a través de las cuales se lleva a cabo la transferencia de calor, por conducción no son constantes como se ve en la figura 55.

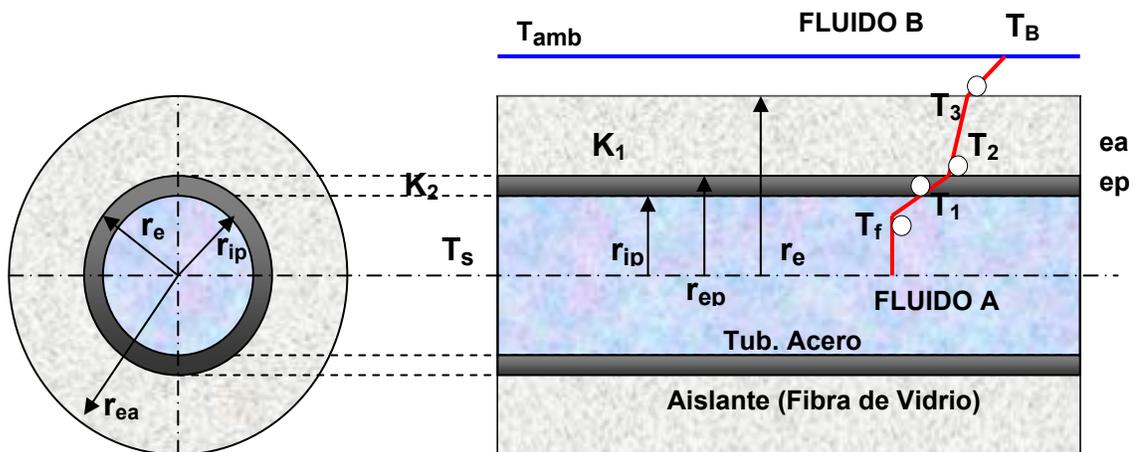
En este caso, se usa el concepto de área media logarítmica para calcular la transferencia por conducción definida como:

$$AmL = \frac{A_e - A_i}{\ln(A_e) - \ln(A_i)}$$

En la cual A_e y A_i son el área externa e interna respectivamente. Simplificando, en el caso de tuberías concéntricas y tomando un pie de longitud:

$$AmL = \frac{2\pi r_e - 2\pi r_i}{\ln\left(\frac{2\pi r_e}{2\pi r_i}\right)} = \frac{2\pi(r_e - r_i)}{\ln(r_e/r_i)}$$

Figura 55. Esquema para la determinación de U en tuberías



Haciendo $r_e - r_i = e$, la ecuación se convierte en:

$$AmL = \frac{2\pi e}{\ln(r_e/r_i)} \quad \text{Ecuación 6.8}$$

De manera que la cantidad de calor que se transfiere, por conducción, a través de una tubería con la unidad de longitud con radio interior r_i y exterior r_e , temperatura interior T_1 y exterior T_e y coeficiente de conductividad K , será:

$$q = KAmL(T_i - T_e)/e = K[2\pi e/\ln(r_e/r_i)](T_i - T_e)/e$$

Simplificando, la ecuación queda, finalmente:

$$q = \frac{2\pi k(T_i - T_e)}{\ln(r_e/r_i)} \quad \text{Ecuación 6.8 a.}$$

Dependiendo las unidades de q de las que se usan para los parámetros T y r

Para obtener el coeficiente de transferencia de calor total para el sistema como el mostrado en la figura 54, se puede proceder de la siguiente manera; suponiendo un pie de longitud.

Por convección del fluido caliente a la cara interna de la tubería:

$$q_1 = 2\pi r_{pi} h_{ci}(T_f - T_1) \quad , \quad T_f - T_1 = \frac{q_1}{2\pi r_{pi} h_{cf}}$$

Por conducción a través de la tubería:

$$q_2 = \frac{2\pi K_p(T_1 - T_2)}{\ln r_{pe}/r_{pi}} \quad , \quad T_1 - T_2 = \frac{q_2 \ln(r_{pe}/r_{pi})}{2\pi K_p}$$

Por conducción a través del aislante:

$$q_3 = \frac{2\pi K_a(T_2 - T_3)}{\ln r_{ae}/r_{pe}} \quad , \quad T_2 - T_3 = \frac{q_3 \ln(r_{ae}/r_{pe})}{2\pi K_a}$$

Por radiación y convección de la cara externa del aislante a la atmósfera:

$$q_4 = 2\pi r_{ae} (h_{ca} + h_r)(T_3 - T_{amb}) \quad , \quad T_3 - T_{amb} = \frac{q_4}{2\pi r_{ae} (h_{ca} + h_r)}$$

Recordando que:

$$q_1 = q_2 = q_3 = q_4$$

Y que:

$$T_f - T_{amb} = (T_f - T_1) + (T_1 - T_2) + (T_2 - T_3) + (T_3 - T_{amb})$$

Se puede escribir que:

$$T_f - T_{amb} = \frac{q}{2\pi} \left[\frac{1}{r_{pi} h_{ef}} + \frac{\ln(r_{pe}/r_{pi})}{K_p} + \frac{\ln(r_{ae}/r_{pi})}{K_a} + \frac{1}{r_{ae} (h_{ea} + h_r)} \right]$$

Ecuación 6.9

Despejando q de la ecuación anterior, se tiene:

$$q = 2\pi (T_f - T_{amb}) \left[\frac{1}{r_{pi} h_{ef}} + \frac{\ln(r_{pe}/r_{pi})}{K_p} + \frac{\ln(r_{ae}/r_{pi})}{K_a} + \frac{1}{r_{ae} (h_{ea} + h_r)} \right]$$

Ecuación 6.10

Usando el coeficiente de transferencia de calor total U se puede expresar también directamente la cantidad de calor total entre el fluido caliente y el receptor final, que es la atmósfera: como en este caso las áreas a través de las cuales ocurre el proceso de transferencia de calor son variables, se debe escoger una de ellas como área de referencia. Si escogemos el área interna de la tubería, esta área será:

$$A_{pi} = 2\pi r_{pi} L$$

Definiendo y por unidad de longitud se puede escribir entonces:

$$q = A_{pi} U (T_f - T_{mb}) = 2\pi r_{pi} U (T_f - T_{amb}) \quad \text{Ecuación 6.11}$$

Sacando r_{pi} Como factor en la ecuación 6.10, ésta ecuación se puede igualar con la ecuación 6.11 y obtener:

$$2\pi r_{pi} U (T_f - T_{amb}) = 2\pi r_{pi} (T_f - T_{amb}) \left[\frac{1}{h_{ef}} + \frac{r_{pi} \ln(r_{pe}/r_{pi})}{K_p} + \frac{r_{pi} \ln(r_{ae}/r_{pe})}{K_a} + \frac{r_{pi}}{r_{ae}} (h_{ea} + h_r) \right]^{-1} \quad \text{Ecuación 6.12}$$

Para que se cumpla la igualdad mostrada por la tubería anterior, solamente es necesario que:

$$U = \left[\frac{1}{h_{cf}} + \frac{r_{pi} \ln(r_{pe}/r_{pi})}{K_p} + \frac{r_{pi} \ln(r_{ae}/r_{pe})}{K_a} + \frac{r_{pi}}{r_{ae}} (h_{ea} + h_r) \right]^{-1}$$

En la cual U es el coeficiente de transferencia de calor total a través de tuberías expuestas a la atmósfera, debe tenerse en cuenta que los valores de h_{ea} y h_r deben calcularse a la temperatura promedio:

$$(T_3 + T_{amb})/2$$

En las ecuaciones anteriores:

r_{pi} : Radio interior de la tubería, pies

r_{pe} : Radio exterior de la tubería, pies

r_{ae} : radio exterior del aislante, pies

h_{ef} : coeficiente de convección del fluido, BTU/hr-pie-°F

h_{ea} : coeficiente de convección del aire, BTU/hr-pie-°F

K_p : Coeficiente de conducción de la tubería

K_a : Coeficiente de conducción del aislante

T_f : temperatura del fluido caliente, °F

T_{amb} : Temperatura del aire, °F

H_r : coeficiente de radiación de la cara externa, BTU/hr-pie²-F

7. PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE

7.1 GENERALIDADES

En las líneas de superficie intervienen siempre los tres mecanismos de transferencia de calor, convección entre el fluido y la parte interna de la tubería, conducción en la tubería, conducción entre la cara externa de la tubería y el aislante, radiación y convección entre el aislante y el medio ambiente.

En general estas pérdidas no son fáciles de calcular, pues dependen de las condiciones del medio ambiente, las cuales, evidentemente, cambian de manera continua.

En la literatura abundan las tablas que dan los valores promedio de la pérdida de calor en función de la temperatura del vapor, diámetro de la tubería y del aislante, si lo tiene, y de la temperatura ambiente.

También existen nomogramas que permiten efectuar estos cálculos bajo condiciones especiales. Los fabricantes de materiales especializados para este tipo de operaciones preparan catálogos los cuales se incluyen con métodos aproximados para estimar estas estimaciones.

7.2 CALCULO TEORICO DE LAS PERDIDAS EN SUPERFICIE

Supóngase un sistema como el que aparece en la figura 55. El calor cedido por el fluido caliente por unidad de tiempo y de longitud será.

$$q = UA(T_s - T_{amb}) \quad \text{Ecuación 7.1}$$

En la cual:

q : Tasa de pérdida de calor en BTU/hr-pie²

T_s: Temperatura del fluido caliente °F

T_{amb}: Temperatura ambiente °F

A: Área de referencia interna de la tubería o externa del aislante, ft²

U: Coeficiente de transferencia de calor total para el sistema, BTU/hr-pie²-°F

La ecuación que determina, si el área de referencia escogida es el área interior de la tubería, es la siguiente:

$$U = \left[\frac{1}{h_{ci}} + \frac{r_{pi} \ln(r_{pe} / r_{pi})}{K_p} + \frac{r_{pi} \ln(r_{ae} / r_{pe})}{K_a} + \frac{r_{pi} / r_{ae}}{h_{ca} + h_r} \right]^{-1}$$

Ecuación 7.2

En la cual:

r_{pi} : Radio interior de la tubería, pies

r_{pe}: Radio exterior de la tubería o interior del aislante, pies

r_{ae}: Radio externo del aislante, pies

K_p: Conductividad térmica del acero. Para el tipo de acero normalmente usado en petróleos es 26 BTU/hr-pie-°F.

K_a: conductividad térmica del aislante, BTU/hr-pie-°F. Su valor dependerá del material empleado. Los aislantes más comunes usados en la industria son, con su correspondiente conductividad:

- Magnesio: 0.034 a 0.04 BTU/hr-pie-°F
- Corcho: 0.025 BTU/hr-pie-°F
- Fibra de vidrio: 0.028 BTU/hr-pie-°F
- Poliestireno: 0.000923 BTU/hr-pie-°F
- Poliuretano: 0.000616 BTU/hr-pie-°F

h_{ci} : Coeficiente de convección del fluido caliente, en este caso agua o vapor, y la cara interna de la tubería en BTU/hr-pie²-°F varía entre 500 para el agua caliente y 4000 para el vapor seco saturado.

h_r : Coeficiente de radiación entre la superficie externa del conductor y la atmósfera, BTU/hr-pie²-°F.

h_{ca} : Coeficiente de convección entre la superficie de la tubería o del aislante, y el medio ambiente, BTU/hr-pie²-°F. Dependerá de las condiciones ambientales; temperatura, condiciones atmosféricas, etc. Será convección natural cuando el viento tiene poca o ninguna velocidad y forzada cuando el viento tiene una velocidad considerable, con o sin lluvias. Existen formulas para considerar estas dos posibilidades.

1. Convección natural.

Velocidad del viento 0 millas/hr

$$h_{ca} = 0.53 \frac{K_a}{D_{ea}} \left[D_{ea}^3 (T_e - T_{amb}) \frac{g B_a}{(V_{ca})^2} \frac{C_{pa} \mu_a}{K_a} \right]^{1/4}$$

Ecuación 7.3

En la cual:

D_{ea} : Diámetro exterior de la tubería o del aislante, pie

K_a : Conductividad térmica del aire, BTU/hr-pie-°F

B_a : Coeficiente de expansión volumétrica del aire, vol/vol/°F

V_{ca} : Viscosidad cinemática del aire, pie²/hr = μ_a/ρ_a

μ_a : Viscosidad dinámica del aire, lb/pie-hr

g : Constante de gravedad $4.17 * 10^8$ pie/hr²

C_{pa} : Capacidad calorífica del aire a presión constante, BTU/lb-°F

2. Convección Forzada: depende de la velocidad del aire

a. Para $1.0 < 8.8 DV \leq 50.0$

$$h_{ca} = 19.3 C_{pa} \frac{(\rho_a V)^{0.6}}{D^{0.4}} \quad \text{Ecuación 7.4}$$

b. Para $8.8 DV > 50.0$

$$h_{ca} = 8.0239 \frac{K_a}{D} \left(\frac{5.28 \rho_a VD}{\mu_a} \right) \quad \text{Ecuación 7.5}$$

En las cuales V es la velocidad del aire en millas/hr

ρ_a : Densidad del aire, lb/pie³

Las propiedades físicas del aire, necesarias en las ecuaciones anteriores, se pueden calcular en función de la temperatura ambiente y de la presión atmosférica (14.7 psia), mediante las siguientes aproximaciones propuestas por: Keyes, Eckart y Drake¹².

$$Ka = 0.01328 + 2.471 * 10^{-5} T - 4.247 * 10^{-9} T^2 \quad 7.5 a$$

$$\rho a = 0.0771 - 8.848 * 10^{-5} T - 3.744 * 10^{-8} T^2 \quad 7.5 b$$

$$\mu a = 0.0400 + 6.155 * 10^{-5} T - 1.220 * 10^{-8} T^2 \quad 7.5 c$$

$$Cpa = 0.2382 + 1.390 * 10^{-5} T - 1.027 * 10^{-8} T^2 \quad 7.5 d$$

$$Ba = 0.0024 - 0.757 * 10^{-5} T + 0.169 * 10^{-7} T^2 - 0.148 * 10^{-10} T^3 \quad 7.5 e$$

T: es la temperatura promedio entre la superficie externa de la línea y la temperatura ambiente. Las ecuaciones anteriores son válidas en el rango de 0° a 1000°F, excepto para la ecuación Ba, la cual solo es valida de 0° a 500°F.

El total de calor que el fluido caliente pierde hacia la atmósfera es la suma de la cantidad de calor transmitida por convección y la transmitida por la radiación.

$$q_t = q_{(conv)} + q_{(rad)}$$

La parte que corresponde a la convección se puede calcular conociendo h_{ce} y usando la ecuación:

$$q_{(conv)} = h_{ce} A [T_e - T_{amb}] \quad \text{Ecuación 7.6}$$

Calculándose h_c por el método ya descrito. La parte de calor que corresponde a radiación, se puede calcular, igualmente, por la ecuación general:

$$q_r / A = h_r (T_e - T_{amb}) \quad \text{Ecuación 7.6a}$$

o por la ecuación de Stefan-Boltzman¹³:

$$q_r/A = 0.1714 * 10^{-8} F_e F_f (T_e^4 - T_{amb}^4) \text{ O también}$$

$$q_r/A = 0.1714 * 10^{-8} F_e F_f (T_e^2 + T_{amb}^2) (T_e + T_{amb}) (T_e - T_{amb})$$

Ecuación 7.6 b

Si se iguala las ecuaciones, 5.6a, con la 5.6b y se simplifica se encuentra que:

$$h_r = 0.1714 * 10^{-8} F_e F_f (T_e^2 + T_{amb}^2) (T_e + T_{amb}) \text{ Ecuación 7.7}$$

El factor F_f o factor de forma, para este tipo de arreglos geométricos, se ha determinado como la unidad.

Para el factor F_e o factor de emisividad del arreglo y para el caso de superficies concéntricas, se tiene la relación:

$$F_e = \frac{1}{\frac{1}{e_{pe}} + \frac{D_{pe}}{D_{pi}} \left[\frac{1}{e_{pi}} - 1 \right]} \text{ Ecuación 7.8}$$

En la cual:

e_{pe} : Emisividad del área externa del tubo central

e_{pi} : Emisividad del área interna del tubo exterior

D_{pe} : Diámetro exterior del tubo central, pies

D_{pi} : Diámetro interno del tubo exterior, pies

En el caso del factor de emisión de una superficie cilíndrica caliente hacia la atmósfera, se supone que: $D_{pi} = \alpha$ y por lo tanto:

$F_e = e_p$ emisividad del área externa de la tubería o el aislante.

La emisividad de la tubería normalmente usada en petróleos es de, aproximadamente 0.9. Si estas superficies se pintan con pintura de aluminio, su emisividad puede bajar aproximadamente a 0.3.

7.3 CALCULO DE LAS PERDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE

El valor de h_{cf} que tiene un valor muy alto, contribuye muy poco con el valor de U , se puede suponer entonces que $T_f = T_1$, temperatura de la cara interna del tubo. Por lo tanto, las pérdidas del calor del fluido caliente se hacen prácticamente por conducción a través del tubo. Para el calor perdido por conducción (K acero > 26) sucede lo mismo y por lo tanto se puede suponer que $T_f \cong T_1 \cong T_2$.

El problema se limita ahora a calcular las pérdidas a través del aislante ($T_f - T_e$) y las pérdidas por conducción y radiación a la atmósfera: ($T_e - T_{amb}$).

Desafortunadamente para calcular H_{ca} y h_r es necesario conocer previamente T_e . Por las condiciones expuestas anteriormente, el coeficiente de transferencia de calor total, si nos referimos a la cara externa del sistema queda así:

$$U = \left[\frac{r_{pi} \ln(r_{ae}/r_{pe})}{K_a} + \frac{1}{h_{ca} + h_r} \right]^{-1} \quad \text{Ecuación 7.9}$$

El procedimiento matemático para calcular H_{ca} y h_r es el siguiente:

1. Se supone un valor de T_e y se calculan h_r y h_{ca} de acuerdo con las ecuaciones ya vistas.
2. Se calcula U de la correspondiente ecuación 7.9

3. Se calcula q mediante la ecuación:

$$q = 2\pi r_{ae} U (T_f - T_{amb}) \quad \text{Ecuación 7.10}$$

4. Como esta cantidad debe ser la misma que pasa a través del aislante, entonces:

$$q = \frac{2\pi K_a}{\ln(r_{ae}/r_{pe})} (T_f - T_{ae}) \quad \text{Ecuación 7.11}$$

Despejando T_{ae}

$$T_{ae} = T_f - \frac{q \ln(r_{ae}/r_{pe})}{2\pi K_a}$$

5. Con el valor de q calculado en 3 se determina el valor de T_e en el paso 4. Si el T_e supuesto y el calculado coinciden dentro de cierta tolerancia, el problema queda resuelto.
6. Si no son iguales, se usa T_e calculado como valor supuesto y se repite todo el proceso.

Si la tubería no tiene aislante, el método se simplifica enormemente, pues en este caso se considera que $T_f = T_e$ y el problema se resuelve directamente con solo calcular H_{ca} y H_{cr} puesto que:

$$U = h_{ca} + h_r$$

7.4 CALCULO DE LA CALIDAD DEL VAPOR EN EL CABEZAL DEL POZO

El calculo de la calidad en la cabeza del pozo, en el caso de la inyección de vapor, hace uso de la suposición de que las pérdidas de presión en las líneas de superficie son despreciables. Es decir, que el proceso es isobárico y, por lo tanto, isotérmico. Esto por supuesto, no es absolutamente cierto y sirve solamente como criterio de diseño. Los valores verdaderos de calidad en el cabezal del pozo se deben determinar una vez hecha la instalación por medida directa a la entrada del vapor al pozo. Si se conoce:

- a. Peso de vapor generado W_v en lb/hr
- b. X_g = Calidad a la salida del generador
- c. LI = Longitud de la línea
- d. q = Tasa de perdida de calor por unidad de longitud de la línea; BTU/hr-pie
- e. h_w = Entalpía de agua saturada, BTU/lb
- f. L = Calor latente de vaporización del agua, BTU/lb

Se puede estimar con una buena aproximación el valor de la calidad a la entrada del pozo si hacemos un balance de calor tenemos:

[Calor que sale del generador] = [Calor que llega al cabezal] - Q , o sea:

$$q_g = q_c + Q \quad \text{Ecuación 7.12}$$

En la cual:

q_g = Es el calor que sale del generador en BTU/hr, calculado por la ecuación:

$$q_g = W_v (h_w + X_g L) \text{ BTU/hr} \quad \text{Ecuación 7.13}$$

q_c = Calor en el cabezal

$$q_c = W_v (h_w + X_c L) \text{ BTU/hr}$$

Siendo X_c la calidad buscada.

Q = Pérdida total de calor en la línea

$$Q = qX L_L \quad \text{Ecuación 7.14}$$

Siendo q la tasa de pérdida de calor en la línea en BTU/hr-pie y L_L la longitud de la línea entre la salida del generador y el cabezal del pozo.

Si estos valores se reemplazan en la ecuación de balance, obtenemos:

$$W_v (h_w + X_g L) = W_v (h_w + X_c L) + (q)(L_L)$$

Si de esta igualdad se despeja X_c se llega finalmente a:

$$X_c = X_{gen} - \frac{(q)(L_L)}{W_v L} \quad \text{Ecuación 7.15}$$

A modo informativo se presenta información a continuación cuando se considera la presión variable.

7.5 CONSIDERANDO LA PRESIÓN VARIABLE

En forma rigurosa, para calcular las pérdidas de presión por fricción en las líneas y las pérdidas de calor a lo largo de las mismas, exige la solución simultánea de las ecuaciones de energía mecánica y de energía total.

Se puede también hacer una buena aproximación si se estima la pérdida de presión independientemente y luego las pérdidas de calor usando la temperatura promedio correspondiente a las presiones en los extremos de la línea. Una mejor exactitud se puede lograr, si se supone la tubería dividida en tramos cortos, a lo largo de los cuales se puede considerar T constante y calcular Δp para cada tramo.

La caída de presión en una tubería de superficie a través de la cual fluye vapor, puede determinarse aproximadamente por la siguiente ecuación¹⁴.

$$\Delta P = 1.35031 * 10^{-11} * \frac{fW^2V_sL}{d_i^5} \quad \text{Ecuación 7.16}$$

Donde:

- ΔP es la caída de presión, en psi.
- W es la tasa de vapor transportada, en lb/hr.
- V_s es el volumen específico del vapor a la presión predominante P_s , en pie^3/lb .
- L es la longitud total de la tubería, en pies.
- D_i es el diámetro interno de la tubería, en pies.
- F es el factor de fricción, dado por la ecuación o correlación de Moody.

$$\frac{1}{f} = -2 \log \left(\frac{\xi}{3.7d_i} + \frac{2.51}{\text{Re } f} \right) \quad \text{Ecuación 7.17}$$

Donde:

ξ es el coeficiente de rugosidad absoluto, en pies. Valores típicos son $1.5 \cdot 10^{-4}$ pies para tubería de acero ordinaria y $5 \cdot 10^{-6}$ pies para tubería lisa.

R_e es el número de Reynolds, dado por la expresión siguiente:

$$R_e = 0.526275 \frac{W}{d_i \mu_s} \quad \text{Ecuación 7.18}$$

En la cual:

μ_s es la viscosidad del vapor, en cp y puede ser estimada por correlaciones tales como:

Ecuación de Farouq Alí¹⁵:

$$\mu_s = (0.2T_s + 81.97) * 10^{-4} \quad \text{Ecuación 7.19}$$

Para: $500 < P \leq 2500$ Psia con $-4.0 \leq \text{error} < -13.0\%$

Ecuación de Ejiogu – Fiori

$$\mu_s = (2.71096 + 0.01902T + 7.46 * 10^{-9} P^{2.5077}) * 10^{-6} \quad \text{Ecuación 7.20}$$

Para: $500 \leq P \leq 2500$ Psia con $0.45 \leq \text{error} \leq 4.0$

En ambas ecuaciones se tiene lo siguiente:

$$12 d_i = 3.056 \left(\frac{V_s W}{fpm} \right) \quad \text{Ecuación 7.21}$$

Donde:

d_i es el diámetro interno, en pies.

V_s es el volumen específico del vapor, en pie^3/lb .

W es la tasa de vapor, en lb/hr.

fpm es la velocidad del vapor, en pies/min. Generalmente es su valor alrededor de 10000 Ft/min. Este diámetro puede entonces utilizarse para calcular la caída de presión.

8. FACTORES Y PARÁMETROS DE OPERACIÓN

8.1 GAS DE OPERACIÓN

Las dos mayores fuentes de corrientes de gas en proyectos de recobro térmico son los pozos de producción y el humo que chimenea de los compresores y los generadores, aunque en el campo Teca, el suministro de gas viene de fuentes externas, es decir se compra a distribuidores con los cuales se tiene previo contrato, todos los días se nomina, o se solicita la cantidad de gas necesaria para el siguiente día, esta cantidad depende directamente, de los planes que se tengan en cuanto a operación de generadores etc. se lleva un consumo promedio diario y de allí se estima la cantidad a solicitar.

El sistema de pozos aporta cierta cantidad de gas para el consumo interno de los módulos de operación y del campo en general.

8.2 PROBLEMAS OPERACIONALES

La mejor solución a un problema es prevenirlo antes de su surgimiento. Aun para asegurar la prevención de cualquier problema potencial podría requerir que el proyecto no los pueda solucionar todos. Obviamente, uno debe balancear los riesgos y recompensas para enfrentar un compromiso en la forma como el proyecto es operado, siempre admitiendo prácticas prudentes de operación y salud, seguridad y factores ambientales¹⁶.

A continuación se discutirán algunos de los más comunes problemas en los proyectos térmicos, desde los sociales tales como aquellos relacionados con el medio ambiente y la ecología hasta los problemas técnicos de la operación tales como fallas del *tubing*.

Una parte integral de muchos proyectos de recobro térmico es un sistema automático para monitorear y manejar datos medidos, analizando datos para indicar el estado de los pozos individualmente, pruebas de producción, alarmas de sonido, e incluso tomar acción correctiva cuando ocurra algún malfuncionamiento. Este tipo de sistema popularmente conocido como SCAN (*Sample, Control, and alarm network*), es particularmente garantizado en proyectos teniendo un gran número de pozos y piezas de equipos a ser vigilados.

8.2.1 Control y producción de arena. La producción de arena es uno de los más extensos y costosos problemas asociados en los proyectos de recobro térmico. En cualquier operación, la arena traída desde el yacimiento por los fluidos producidos puede (1) perjudicar la producción por el llenado del pozo, (2) reducir la producción debido al funcionamiento no adecuado de las bombas de subsuelo, (3) requiere reemplazar equipos a causa de la erosión y, (4) requiere costosas operaciones de *workover*.

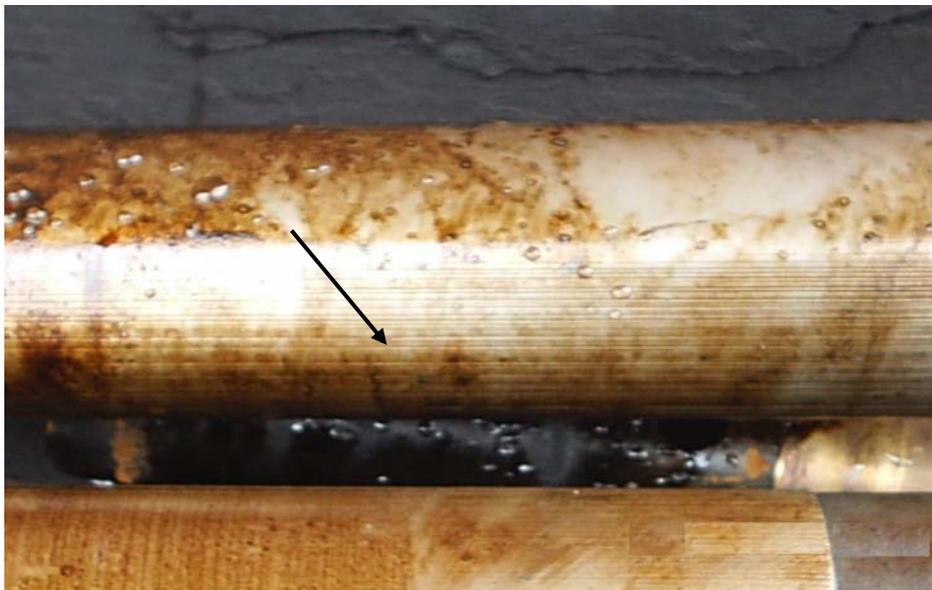
En las operaciones térmicas, cualquier trabajo de pozo (tales como reemplazo de bombas gastadas) y *workover* podría requerir enfriamiento al menos en la inmediata vecindad de la cara del pozo. Las temperaturas reducidas pueden resultar en una reducción temporal en la tasa de producción

Para tratar de reducir la producción de arena los pozos del campo Teca que en su mayoría son desviados, se tiene un completamiento con

empaquetamiento con grava en hueco ensanchado con el respectivo *liner* ranurado.

Los daños producidos sobre los pistones y sobre el mismo barril son altamente notables, saliendo rayados con fisuras de una profundidad considerable que ayudan a que el fluido caliente por la inyección se escurra y la bomba no tenga la eficiencia necesaria para una buena producción.

Figura 56. Pistón rayado por la arena



El espacio entre el pistón y la pared interna del barril (*clearance*) es de 0.05mm para fluido caliente y 0.08 para fluido frío.

8.2.2 Fallas de *casing* y del *tubing*. La tubería de revestimiento y de producción en el pozo pueden presentar fallas durante el desarrollo de proyectos térmicos debido a varias razones, incluyendo (1) encorvamiento, (2) Tensión, (3) erosión, (4) corrosión, y (5) derretimiento.

Fallas tales como encorvamiento, esquilamiento y tensión usualmente ocurren mientras los pozos calientes se están enfriando, las fallas por

erosión están relacionadas directamente con un inadecuado control de la arena.

Para detectar este tipo de fallas se bajan bloques de impresión en los pozos, como su nombre lo indica, en ellos queda registrado el estado actual de la tubería y sirve para dar un concepto acertado al momento de buscar soluciones apropiadas.

Figura 57. Rotura del Casing



8.2.3 Fugas de vapor en las líneas del campo. Debido a las altas presiones que se manejan en el sistema de vapor, ayudado en algunos casos del mal estado de las válvulas de seguridad de los *Manifolds*, se presentan con frecuencia fugas de vapor a lo largo del campo, incrementando así las pérdidas de calor en superficie, y que perjudica directamente la calidad final en la cabeza del pozo, presentándose una expansión térmica en la zona de fuga.

Figura 58. Fugas de Vapor en el campo



8.2.4 Mal estado del material aislante. Alrededor del campo, se encuentran tramos de tubería de vapor en los cuales se nota una falta total o parcial del material aislante (lana de fibra de vidrio), esto debido a que la lamina de aluminio que lo recubre y protege es frecuentemente blanco de robos por parte de habitantes de la zona para ser vendido como material reciclable.

Este problema afecta la operación directamente, pues al no haber aislante las pérdidas de calor aumentan considerablemente, sumándose a otros factores que van en contra de la buena calidad del vapor en la cabeza del pozo.

El control de los tramos de tubería a lo largo del campo es bastante complicado, pues los pozos están bastante alejados de las zonas centrales tal como el campamento técnico, además al llegar la noche, la seguridad de la zona se hace aun más vulnerable.

Figura 59. Mal estado del material aislante



A continuación se muestra tuberías para inyección de vapor en estado óptimo.

Figura 60. Líneas de vapor en buen estado



8.2.5 Inyección por anular. Este tema genera polémica a la hora de manejar la inyección del vapor a los pozos, son muchos los factores que entran en la discusión, se presenta a nivel tanto técnica como económica.

Desde el punto de vista de costos, el cual se constituye según los encargados de tomar este tipo de decisiones en el mas importante, hacer la inyección por el anular y no por *Tubing* representa un ahorro para la empresa ya que se evita realizar el servicio de acondicionamiento a vapor por parte del equipo varillero que consiste en extraer temporalmente la sarta de producción del pozo, trabajo que toma aproximadamente 4 a 5 horas.

Caso contrario cuando se decide inyectar por anular, pues la operación a realizar es llevada cabo por la cuadrilla (capataz y 4 obreros) del campo y consiste es realizar la conexión en la cabeza del pozo hacia la línea de vapor por medio de un arreglo especial o *by-pass* en cabeza de pozo.

Figura 61. Conexión de vapor por anular



Este tipo de inyección, tiene varios puntos en contra.

Al ser mayor el área por la cual el vapor se esta transportando dentro del pozo, así mismo las perdidas de calor aumentan proporcionalmente. A causa de las altas presiones que se manejan, ocurre que cuando el vapor llega al *liner* ranurado y se esta distribuyendo por la formación, esta presión y el vapor ya condensado, corroe las ranuras, haciéndolas mas grandes y permitiendo en algunos casos el paso de la grava del empaquetamiento hacia la bomba causando daños en el sistema de producción (barril y pistón), causando fisuras mucho mas pronunciadas que las ocurridas debido a la arena.

Figura 62. Pistones rayados por grava de empaquetamiento



A pesar de los mejores resultados en producción y cuidado del sistema de producción entre otros que muestra la inyección por *tubing*, se insiste constantemente en seguir inyectando por el anular, la discusión técnica y financiera continúa.

8.3 NECESIDADES ECOLOGICAS Y AMBIENTALES

Como personas y compañías responsables, hay un notable interés en mantener e incluso mejorar la calidad del medio ambiente. La evolución de exigentes requerimientos legales ha sumado un mayor incentivo a desarrollar procesos de bajo costo para disposición de corrientes de desecho y reacondicionar la superficie de la tierra en una forma socialmente aceptable cuando un proyecto es completado.

Este control ambiental es bien llevado a cabo y con la importancia que requiere, hay constantemente interventores de FUNAMBIENTE encargados de velar por el buen desempeño de las operaciones.

8.4 SALUD Y SEGURIDAD

La importancia de la salud y la seguridad ambas para las comunidades de los alrededores y los operadores de los proyectos, ha sido reconocida en las operaciones térmicas desde el principio.

En particular, la presencia de líneas de gas de alta presión, algunas a temperaturas más altas que las encontradas en las operaciones de campo convencionales fueron reconocidas como un potencial riesgo para la seguridad. La presencia de ácido sulfhídrico, una cuestión con la cual la

industria ha tenido considerable experiencia, también fue reconocida como un riesgo para la seguridad y la salud.

Constantemente el departamento de seguridad industrial realiza chequeos en los niveles de ácido sulfhídrico cercano a los pozos, el cual es bastante notable y presenta un olor característico, además de charlas informativas dirigidas a todo el personal involucrado en la operación para el manejo de ambientes tóxicos y los cuidados básicos a tener cuando se trabaja temperaturas y presiones altas.

9. EVALUACION TECNICA DE LAS PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE PRESENTES EN LOS POZOS SOMETIDOS A INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR- CAMPO TECA

Como ya se ha presentado anteriormente, son muchos los factores que intervienen en las perdidas de calor durante el transporte del vapor desde el generador hasta los pozos.

Se realizo la evaluación de perdidas a 30 pozos que corresponden al 31.6% de los pozos que se han determinado como inyectables, suman un total de 95 pozos en el área Teca Sur y Centro. El rotulo de inyectables en estos pozos se debe a que estos:

- Han mostrado una buena respuesta en los últimos ciclos de inyección, esto es con un buen valor de relación petróleo vapor (RPV).

$$RPV = \frac{\text{Ganancias por inyección}}{\text{MMBTU Iny.}} \quad \text{Ecuación 9.1}$$

Para el campo Teca un pozo inyectable es aquel que tiene un RPV > 0.27

- No presentan daño mecánico (rotura o colapso en *liner*)
- No poseen mucho relleno de arena en el fondo del pozo

9.1 POZOS INYECTABLES

Se presenta el listado de los pozos que de acuerdo a análisis por parte del departamento de yacimientos han sido denominados inyectables, 95 Pozos.

Tabla 8. Pozos inyectables campo Teca

AREA CENTRO		ÁREA SUR
T - 0008	T - 0107	T - 0133
T - 0010	T - 0118	T - 0219
T - 0012	T - 0141	T - 0236
T - 0013	T - 0145	T - 0243
T - 0014	T - 0150	T - 0245
T - 0017	T - 0151	T - 0253
T - 0018	T - 0152	T - 0255
T - 0020	T - 0155	T - 0258
T - 0024	T - 0157	T - 0270
T - 0025	T - 0158	T - 0271
T - 0026	T - 0159	T - 0516
T - 0027	T - 0161	T - 0517
T - 0032	T - 0162	T - 0523
T - 0036	T - 0163	T - 0528
T - 0039	T - 0167	T - 0529
T - 0050	T - 0168	T - 0530
T - 0053	T - 0306	T - 0532
T - 0054	T - 0318	T - 0533
T - 0057	T - 0320	T - 0538
T - 0059	T - 0333	T - 0539
T - 0063	T - 0337	T - 0540
T - 0064	T - 0341	T - 0549
T - 0067	T - 0345	T - 0550
T - 0072	T - 0346	T - 0551
T - 0075	T - 0347	T - 0552
T - 0077	T - 0348	T - 0553
T - 0078	T - 0357	T - 0555
T - 0083	T - 0358	T - 0558
T - 0091	T - 0360	
T - 0092	T - 0363	
T - 0097	T - 0402	
T - 0098	T - 0409	
T - 0103	T - 0417	
T - 0106		

Ingeniería de Yacimientos Campo Teca

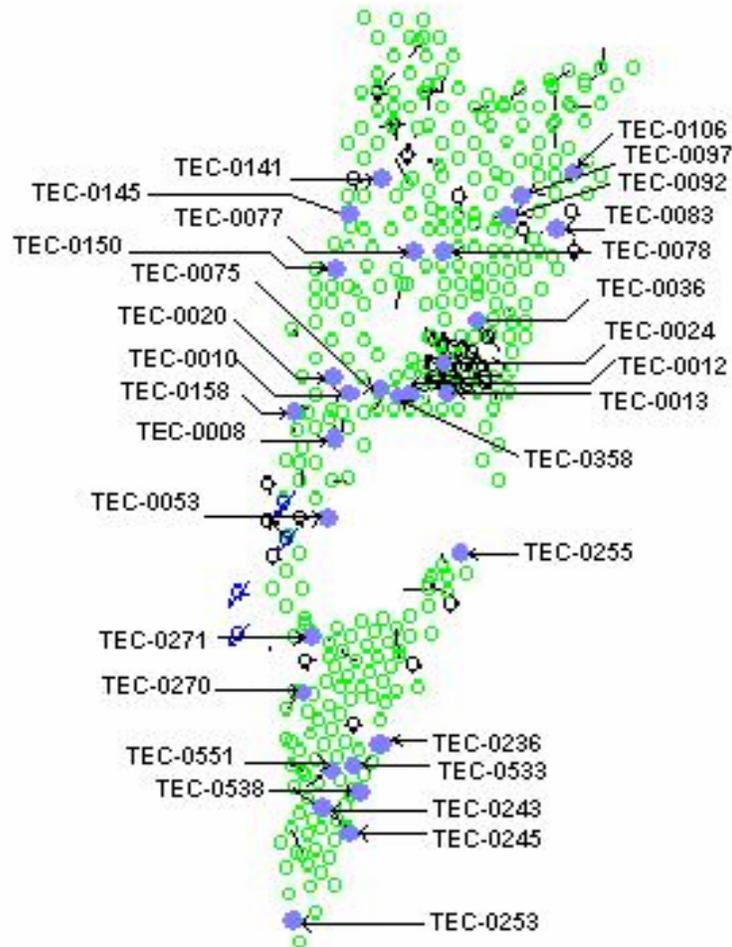
9.2 POZOS SELECCIONADOS

Para la selección de los 30 pozos, a los cuales se les realiza la evaluación de pérdidas de calor, se tuvo en cuenta que sus 3 últimos ciclos de inyección fueran realizados desde el año 2002 hasta la fecha.

Tabla 9. Datos del último ciclo de los pozos

ITEM	POZO	ARENAS		Ultimo Ciclo	FECHA	MMBTU inyectados	Horas de Inyección
		Brutas	Netas				
1	T - 0008	636	143	15	12-ago-03	7395	182,4
2	T - 0010	310	67	15	7-ene-04	3218	67,2
3	T - 0012	647	179	15	2-nov-03	9876	232,8
4	T - 0013	609	136	11	31-dic-03	5940	136,8
5	T - 0020	446	82	10	29-nov-03	6875	160,8
6	T - 0024	536	109	10	20-dic-03	4696	110,4
7	T - 0036	468	42	11	10-feb-04	1489	33,6
8	T - 0053	727	159	18	10-ene-04	12718	283,2
9	T - 0075	428	78	12	18-dic-03	4462	110,4
10	T - 0077	300	94	12	22-ene-04	4111	108
11	T - 0078	564	105	13	15-feb-04	4937	141,6
12	T - 0083	662	157	14	25-dic-03	6243	151,2
13	T - 0092	720	166	13	21-ene-04	7487	175,2
14	T - 0097	597	138	14	4-ene-04	4965	129,6
15	T - 0106	512	103	11	16-ene-04	4379	115,2
16	T - 0141	631	172	11	8-feb-04	7212	213,6
17	T - 0145	437	62	13	21-dic-03	2988	76,8
18	T - 0150	439	83	18	27-dic-03	3699	88,8
19	T - 0158	722	160	16	14-nov-03	6872	163,2
20	T - 0358	626	193	11	22-ene-04	8848	206,4
21	T - 0236	310	126	17	20-dic-03	5972	151,2
22	T - 0243	531	105	17	29-dic-03	5114	122,4
23	T - 0245	579	66	18	6-dic-03	2980	79,2
24	T - 0253	356	62	10	8-feb-04	2919	74,4
25	T - 0255	544	216	11	16-nov-03	8775	230,4
26	T - 0270	799	179	10	23-ago-03	8467	208,8
27	T - 0271	787	172	9	11-ago-03	8442	213,6
28	T - 0533	601	178	15	29-ene-04	7471	168
29	T - 0538	371	125	15	5-ene-04	10038	228
30	T - 0551	211	99	4	21-ago-03	5708	141,6

Figura 63. Ubicación de los pozos seleccionados



Ingeniería de Yacimientos campo Teca.

La obtención de los datos pozos necesarios para realizar las corridas en la hoja de cálculo elaborada en Macros de Excel, se llevo a cabo como se explica a continuación.

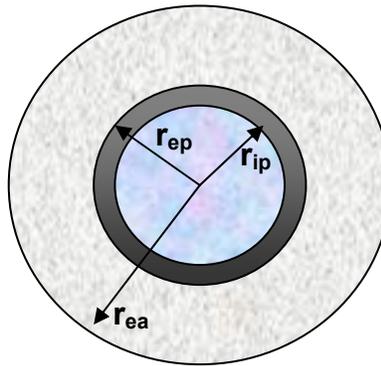
De los 3 más recientes ciclos de inyección de cada Pozo se clasificaron datos de presión, temperatura, calidad y tasa de alimentación del generador, así como de la Presión y Temperatura en cabeza de pozo para comparar los

resultados obtenidos con el software. Esto en cada ciclo y luego se hizo un promedio entre los 3 ciclos de todos estos datos para alimentar la hoja de calculo y ejecutar la corrida con datos promedio.

9.3 DATOS DE TUBERIA Y AISLANTE

Se presentan los datos concernientes a la tubería utilizada en el campo para el transporte del vapor desde el generador hasta los pozos.

Figura 64. Esquema Tubería revestida con aislante



- Diámetro externo: 6 5/8"; radio externo (r_{pe}): 0.276 pies.
- Espesor tubería de acero: 0.562"; 0.0468 pies.
- Diámetro interno: 0.4584 pies; radio interno (r_{pi}): 0.2292 pies
- Espesor del aislante (lana de fibra de vidrio) (E_a): 3"; 0.25 pies.

Teniendo en cuenta estos datos, se calcula el r_{ae} que es el radio desde el centro de la tubería hasta la parte externa del aislante.

$$\begin{aligned} r_{ae} &= r_{pe} + E_a \\ &= 0.276' + 0.25' \\ &= 0.526 \text{ pies.} \end{aligned}$$

9.4 DATOS DE ENTRADA Y SALIDA EN LA HOJA DE CÁLCULO

Además de los datos de tubería tales como diámetros, propiedades de aislante existen otros datos importantes para cargar en la hoja. A continuación se muestra la tabla general con los datos del valor base de entrada en el software al momento de realizar la corrida de pérdidas de calor.

Los elementos resaltados indican que esos datos son los que varían en cada caso de acuerdo al pozo y a datos promedio establecidos para cada uno de ellos.

Tabla 10. Datos de entrada para las corridas, VALOR BASE

DATOS DE ENTRADA	UNIDADES	BASE
Temperatura de ambiente:	F	90
Diam externo tubería	PIES	0,552
Diam interno tubería	PIES	0,4584
Espesor del aislante	PIES	0,25
Conductividad del aislante	BTU/Hr-PIE-F	0,028
Distancia generador-pozo	PIES	Variable
Velocidad del viento	MPH	0
Tasa de alimento	LB/H	Variable
Calidad salida del generador	FRACCION	Variable
Emisividad de aluminio	ADIM	0,3
Emisividad de la tubería	ADIM	0,9
Presión de operación	PSIA	Variable
Gravedad	PIES/HR^2	4,17E+08
Eficiencia térmica del generador:	FRACCION	0,82
Capacidad Calorífica del gas	BTU/PIE	1100
Temperatura de operación:	F	Depende de P
CALOR LATENTE DE VAPORIZACION	BTU/LB	Depende de P

Cabe anotar que la temperatura de operación y el calor latente de vaporización dependen directamente del valor de la presión de operación.

Al realizar los cálculos para cada pozo, el software permite variar datos en cualquier momento y realizar las estimaciones, esto en el caso de considerar

otro material aislante con diferentes conductividades, incluso observar el comportamiento al variar los espesores del mismo.

Se incluye a continuación la tabla de datos de salida, tales como la calidad en la cabeza del pozo, las perdidas unitarias y totales de calor, coeficiente total de transferencia de calor, de radiación y convección. Utilizando una correlación que involucra las calidades de salida y llegada del generador así como la presión y temperatura de operación se estima la presión y temperatura en el cabezal del pozo.

Tabla 11. Datos de salida en las corridas

DATOS DE SALIDA	UNIDADES
CALIDAD EN LA CABEZA DE POZO	%
PERDIDAS UNITARIAS (q)	BTU/Hr-PIE ² -°F
PERDIDAS TOTALES (Q)	BTU/Hr
TEMPERATURA EXT AISLANTE	F
COEFICIENTE TOTAL DE TRANSF.(U)	BTU/Hr-PIE ² -°F
COEFICIENTE DE CONVECCION	BTU/Hr-PIE ² -°F
COEFICIENTE DE RADIACION	BTU/Hr-PIE ² -°F
PRESION EN CABEZA	PSI
TEMPERATURA EN CABEZA	°F
CALOR GENERADO	BTU/HR
CALOR PERDIDO	BTU/HR
CALOR INYECTADO	BTU/HR

9.4.1 Datos promedio reales de los 3 últimos ciclos. Como se mencionó anteriormente y de los archivos se tabularon los datos reales de la operación para cada uno de los pozos seleccionados.

La siguiente tabla muestra datos promedio de los 3 últimos ciclos de inyección en estos pozos.

Tabla 12. Datos promedio reales para las corridas en cada pozo

ITEM	POZO	<u>Pies</u>	<u>Psi</u>	<u>°F</u>	<u>Psi</u>		<u>F</u>	
		Long.	P Prom. GEN.	T Prom. GEN.	GPM	% X GEN.	P Promedio Cabeza	T Promedio Cabeza
1	T-008	4787	1006	548	71	75	546	471
2	T-010	3727	1015	546	69	77	523	467
3	T-012	4123	1015	536	71	75	533	456
4	T-013	5857	1025	510	77	80	593	476
5	T-020	1195	1010	556	70	72	459	436
6	T-024	2813	1019	546	71	74	571	471
7	T-036	5164	1023	533	77	79	575	493
8	T-053	8349	996	543	82	78	444	426
9	T-075	3077	1016	553	77	79	474	460
10	T-077	3722	1006	552	75	78	547	477
11	T-078	3449	1039	556	76	79	719	494
12	T-083	9178	1011	550	76	79	556	466
13	T-092	7358	1015	552	77	79	703	490
14	T-097	5328	1003	554	77	68	687	508
15	T-106	7298	1020	553	81	79	760	540
16	T-141	4209	1013	543	74	79	513	470
17	T-145	4298	1020	544	74	80	683	503
18	T-150	4203	920	529	80	80	690	490
19	T-158	6070	1042	530	79	63	523	480
20	T-358	2472	1005	551	80	80	677	440
21	T-236	2725	1057	553	81	79	633	488
22	T-243	4242	1029	555	76	80	693	457
23	T-245	4782	1029	553	72	75	487	442
24	T-253	7207	1047	548	72	76	513	470
25	T-255	6700	1028	549	76	76	527	477
26	T-270	2501	1059	558	76	79	403	425
27	T-271	4286	1056	554	78	79	550	473
28	T-533	2811	1067	550	82	78	500	477
29	T-538	4204	1063	532	74	78	525	490
30	T-551	2946	1054	552	81	80	500	457

Las longitudes aquí registradas tienen en cuenta la existencia de los loops de expansión en el campo, los cuales son considerable en numero y aportan una porción importante en la longitud total desde el generador hasta el pozo, para tenerlos en cuenta, la longitud horizontal (sin loops) se multiplicó por un factor de 1.15, es decir un 15 % mas de longitud. Los pozos resaltados con amarillo en la *tabla 12* corresponden a pozos de la zona sur del campo.

9.5 CONDICIONES Y SUPOSICIONES ESTABLECIDAS EN LAS CORRIDAS

Se establecen condiciones base y modificaciones a esta para determinar variados comportamientos.

- VALOR BASE:

Es el valor con datos reales, lo que se lleva a cabo en la operación normal, teniendo en cuenta longitudes incluyendo loops, datos promedio, etc.

- VALOR 1:

Se considera la tubería sin aislante

- VALOR 2

Espesor del aislante 2", es decir 0.16 pies.

- VALOR 3

Espesor del aislante 4", es decir 0.33 pies.

- VALOR 4

Material aislante: Magnesio, con coeficiente de conductividad 0.04 BTU/HR-PIE-F

- VALOR 5

Material aislante: Poliestireno con coeficiente de conductividad 0.000923 BTU/HR-PIE-F

- VALOR 6

Se toman 200 psia por encima de la presión promedio de operación real.

- VALOR 7

Se toman 200 psia por debajo de la presión promedio de operación real.

9.6 RESULTADOS

Se presentan las tablas de resultados para las corridas hechas para cada uno de los 30 pozos seleccionados.

Tabla 13. Resultados de corridas

ITEM	POZO	DATOS	% X	Perdidas	Perdidas	T.Ext.	P.	T.	Q	Q	
		VALOR	CAB.	Unit. (q)	TOT.(Q)	Aislan	Cab.	Cab.	GEN.	Inyect.	
1	T-008	BASE	73	114.85	0.55	124	973	541	36.49	35.94	
		V-1	3	3473.44	16.627	541	33.9	254		19.86	
		X-Ajuste	V-2	72	155.97	0.747	140	962	539		35.74
		40	V-3	73	95.31	0.456	116	979	542		36.03
			V-4	72	160.05	0.766	134	961	539		35.72
			V-5	75	4.08	0.02	92	1004	545		36.47
			V-6	72	120.6	0.577	125	1163	563		35.96
			V-7	73	108.11	0.518	122	783	515		35.81
2	T-010	BASE	75	116.31	0.433	120	989	543	35.91	35.47	
		V-1	18	3487.7	12.998	542	244	396		22.91	
		X-Ajuste	V-2	74	156.34	0.582	140	980	542		35.32
		39	V-3	75	95.53	0.352	116	993	543		35.55
			V-4	74	160.45	0.598	134	979	542		35.31
			V-5	77	4.08	0.015	91	1014	546		35.89
			V-6	74	120.86	0.45	125	1181	565		35.48
			V-7	75	108.4	0.404	122	796	517		35.38
3	T-012	BASE	72	116.31	0.479	120	986	543	36.49	36.01	
		V-1	12	3487.7	14.38	542	164	362		22.11	
		X-Ajuste	V-2	72	156.34	0.644	140	976	541		35.85
		39	V-3	73	95.53	0.393	116	991	543		36.1
			V-4	72	160.45	0.661	134	975	541		35.83
			V-5	75	4.08	0.0168	91	1014	546		36.47
			V-6	72	120.86	0.498	125	1177	565		36.04
			V-7	73	108.43	0.447	122	794	517		35.89
4	T-013	BASE	77	115.43	0.676	124	990	543	35.3	35.16	
		V-1	-2.9	3503.62	20.52	543				31.14	
		X-Ajuste	V-2	76	156.76	0.918	140	977	541		35.11
		32	V-3	77	95.78	0.561	116	996	544		35.18
			V-4	76	160.9	0.942	134	976	541		35.1
			V-5	80	4.09	0.023	92	1023	547		35.29

		V-6	76	121.13	0.709	126	1178	565		35.24
		V-7	77	108.801	0.637	122	799	517		34.97
5	T-020	BASE	71	114.972	0.137	124	1001	544	35.3	35.16
		V-1	53	3479.81	4.158	541	751	510		31.14
	X-Ajuste	V-2	71	156.134	0.186	140	998	544		35.11
	32	V-3	71	95.408	0.114	116	1002	545		35.18
		V-4	71	160.23	0.191	134	998	544		35.1
		V-5	72	4.081	0.004	91	1009	545		35.29
		V-6	71	120.73	0.144	125	1198	567		35.24
		V-7	71	108.25	0.129	122	803	518		34.97
6	T-024	BASE	72	115.24	0.324	124	999	544	36.26	35.94
		V-1	31	3494.12	9.828	542	427	449		26.43
	X-Ajuste	V-2	72	156.512	0.44	140	992	543		35.82
	41	V-3	73	95.637	0.269	116	1002	544		35.99
		V-4	72	160.634	0.451	134	991	543		35.81
		V-5	74	4.09	0.011	92	1018	546		36.25
		V-6	72	120.971	0.34	125	1193	566		35.98
		V-7	72	108.584	0.305	122	805	518		35.79
7	T-036	BASE	76	115.372	0.595	124	991	543	40.5	39.97
		V-1	1	3500.46	18.076	543	14	208		21.25
	X-Ajuste	V-2	75	156.68	0.809	140	980	542		39.76
	44	V-3	77	95.739	0.494	116	997	544		40.07
		V-4	75	160.812	0.83	134	979	542		39.74
		V-5	79	4.095	0.021	92	1021	547		40.55
		V-6	76	121.078	0.625	126	1181	565		39.94
		V-7	77	108.729	0.561	122	800	518		39.9
8	T-053	BASE	74	114.537	0.956	124	950	538	42.93	41.97
		V-1	-30	3457.44	28.866	540				14.06
	X-Ajuste	V-2	73	155.54	1.298	139	933	536		41.63
	34	V-3	75	95.047	0.793	116	957	539		42.14
		V-4	73	159.602	1.332	134	932	536		41.6
		V-5	78	4.065	0.033	92	994	543		42.9
		V-6	74	120.352	1.004	125	1134	560		41.95
		V-7	74	107.739	0.899	122	763	512		41.88
9	T-075	BASE	77	115.157	0.354	124	997	544	40.57	40.21
		V-1	35	3489.36	10.736	542	549	457		29.83
	X-Ajuste	V-2	77	156.386	0.481	140	991	543		40.09
	36	V-3	77	95.561	0.294	116	1000	544		40.27
		V-4	77	160.501	0.493	134	990	543		40.07
		V-5	79	4.087	0.012	92	1015	546		40.56
		V-6	77	120.891	0.371	125	1191	566		40.19
		V-7	77	108.474	0.333	122	802	518		40.12
10	T-077	BASE	76	114.848	0.427	124	983	542	39.27	38.84
		V-1	24	3473.44	12.928	541	318	420		26.34
	X-Ajuste	V-2	75	155.965	0.58	140	975	541		38.69
	42	V-3	76	95.305	0.354	116	987	543		38.91
		V-4	75	160.053	0.595	134	974	541		38.67

		V-5	78	4.076	0.015	92	1005	545		39.25
		V-6	76	120.62	0.448	125	1175	564		38.84
		V-7	76	108.108	0.402	122	789	516		38.74
11	T-078	BASE	77	115.859	0.399	124	1017	546	40.04	39.64
		V-1	29	3525.68	12.16	545	381	438		27.88
	X-Ajuste	V-2	76	157.344	0.542	140	1009	545		39.5
	54	V-3	77	96.259	0.331	116	1021	547		39.71
		V-4	76	161.517	0.557	134	1008	545		39.49
		V-5	79	4.112	0.014	92	1038	549		40.03
		V-6	77	121.502	0.419	126	1210	568		39.61
		V-7	77	109.303	0.376	122	823	521		39.57
12	T-083	BASE	74	115.003	1.055	124	955	539	40.04	38.98
		V-1	-51	3481.41	31.952	541				
	X-Ajuste	V-2	73	156.176	1.433	140	936	536		38.6
	43	V-3	75	95.433	0.875	116	965	540		39.16
		V-4	73	160.277	1.471	134	934	536		38.57
		V-5	78	4.082	0.037	92	1009	545		40
		V-6	74	120.757	1.108	125	1137	560		38.93
		V-7	77	108.292	0.373	122	796	517		39.55
13	T-092	BASE	75	115.126	0.847	124	971	541	40.57	39.72
		V-1	-24	3487.77	25.663	542				
	X-Ajuste	V-2	74	156.344	1.15	140	955	539		
	54	V-3	76	95.535	0.702	116	978	542		
		V-4	74	160.456	1.18	134	953	538		
		V-5	78	4.086	0.03	92	1013	546		
		V-6	75	120.864	0.889	125	1156	562		
		V-7	75	108.438	0.797	122	783	515		
14	T-097	BASE	65	114.75	0.611	124	966	540	37.82	37.21
		V-1	-6	3468.65	18.48	541				19.34
	X-Ajuste	V-2	64	155.838	0.83	139	953	538		36.99
	46	V-3	66	95.228	0.507	116	972	541		37.32
		V-4	64	159.918	0.852	134	952	538		36.97
		V-5	68	4.073	0.021	92	1001	544		37.8
		V-6	65	120.541	0.642	125	1154	562		37.34
		V-7	65	107.998	0.575	122	777	514		36.98
15	T-106	BASE	75	115.28	0.841	124	978	541	42.68	41.83
		V-1	-18	3495.7	25.511	543				17.16
	X-Ajuste	V-2	74	156.554	1.142	140	963	540		41.53
	59	V-3	76	95.662	0.698	116	985	542		41.98
		V-4	74	160.679	1.172	134	961	539		41.5
		V-5	78	4.092	0.029	92	1018	546		42.65
		V-6	75	120.998	0.883	125	1164	563		41.79
		V-7	76	108.62	0.792	122	790	516		41.77
16	T-141	BASE	77	115.065	0.48	124	987	543	38.99	38.5
		V-1	17	3484.59	14.666	542	225	389		24.32
	X-Ajuste	V-2	76	156.26	0.657	140	977	541		38.33
	40	V-3	77	95.484	0.401	116	991	543		38.58

		V-4	76	160.367	0.674	134	976	541		38.31
		V-5	78	4.084	0.017	91	1012	546		38.97
		V-6	76	120.81	0.508	125	1178	565		38.48
		V-7	77	108.365	0.456	122	794	517		38.42
17	T-145	BASE	77	115.28	0.495	124	993	543	39.23	38.73
		V-1	17	3495.71	15.024	543	215	385		24.2
	X-Ajuste	V-2	77	156.554	0.672	140	984	542		38.55
	53	V-3	78	95.662	0.411	116	998	594		38.81
		V-4	77	160.679	0.69	134	983	542		38.53
		V-5	80	4.092	0.017	92	1019	546		39.21
		V-6	77	120.996	0.52	125	1184	565		38.69
		V-7	78	108.62	0.466	122	801	518		38.67
18	T-150	BASE	78	112.09	0.471	123	899	531	42.37	41.9
		V-1	27	3333.2	14009	530	311	418		28.36
	X-Ajuste	V-2	77	152.201	0.639	138	892	530		41.73
	60	V-3	78	93.021	0.39	116	903	532		41.98
		V-4	77	156.055	0.655	134	891	530		41.72
		V-5	80	3.979	0.016	91	919	534		42.36
		V-6	78	118.237	0.496	125	1092	555		41.91
		V-7	78	104.807	0.44	121	705	503		41.76
19	T-158	BASE	60	115.949	0.703	124	995	544	37.58	36.88
		V-1	-21	3530.39	21.429	545				16.15
	X-Ajuste	V-2	59	157.467	0.955	140	979	542		36.63
	31	V-3	60	96.334	0.584	116	1003	545		37
		V-4	59	161.648	0.981	134	977	541		36.6
		V-5	63	4.115	0.024	92	1040	549		37.56
		V-6	60	121.581	0.738	126	1181	565		37.06
		V-7	60	109.41	0.664	122	808	519		36.59
20	T-358	BASE	78	114.81	0.283	124	991	543	42.4	42.12
		V-1	46	3471.84	8.582	541	588	483		33.82
	X-Ajuste	V-2	78	155.923	0.385	139	986	542		42.02
	54	V-3	79	95.279	0.235	116	993	543		42.17
		V-4	78	160	0.395	134	985	542		42.01
		V-5	80	4.075	0.01	92	1004	545		42.39
		V-6	78	120.59	0.298	125	1186	566		42.09
		V-7	79	108.072	0.267	122	795	517		42.03
21	T-236	BASE	77	116.399	0.317	124	1040	549	42.68	42.37
		V-1	41	3553.83	9.684	547	554	477		33
	X-Ajuste	V-2	77	158.082	0.43	140	1034	548		42.25
	47	V-3	77	96.709	0.263	116	1043	549		42.42
		V-4	77	162.3	0.442	134	1034	548		42.24
		V-5	79	4.131	0.011	92	1056	551		42.67
		V-6	77	121.975	0.332	126	1235	571		42.33
		V-7	78	109.94	0.299	123	845	524		42.29
22	T-243	BASE	77	115.555	0.49	124	1003	545	40.29	39.8
		V-1	18	3509.94	14.889	544	244	396		25.4
	X-Ajuste	V-2	77	156.93	0.665	140	993	543		39.62

54	V-3	78	96.006	0.407	116	1007	545		39.88	
	V-4	77	161.077	0.683	134	993	543		39.6	
	V-5	80	4.101	0.017	92	1028	548		40.27	
	V-6	77	121.237	0.514	126	1194	566		39.75	
	V-7	78	108.945	0.462	122	810	519		39.74	
23	T-245	BASE	69	115.555	0.552	124	994	544	36.32	35.76
	V-1	-0.6	3509.94	16.784	544					19.53
	X-Ajuste	V-2	68	156.93	0.75	140	982	542		35.57
	34	V-3	70	96.006	0.459	116	1000	544		35.86
		V-4	68	161.077	0.77	134	981	542		35.55
		V-5	72	4.101	0.019	92	1027	548		36.3
		V-6	69	121.237	0.579	126	1183	565		35.82
		V-7	69	108.945	0.52	122	804	518		35.61
24	T-253	BASE	72	116.1	0.836	124	996	544	37.25	36.41
	V-1	-34	3538.22	25.49	546					11.75
	X-Ajuste	V-2	71	157.673	1.136	140	978	542		36.11
	37	V-3	72	96.46	0.695	116	1005	545		36.55
		V-4	70	161.866	1.166	134	977	541		36.08
		V-5	75	4.12	0.029	92	1045	550		37.22
		V-6	71	121.713	0.877	126	1180	565		36.39
		V-7	72	109.58	0.789	122	810	519		36.33
25	T-255	BASE	72	115.525	0.774	124	985	542	39.31	38.54
	V-1	-20	3508.36	23.506	544					15.8
	X-Ajuste	V-2	71	156.88	1.051	140	969	540		38.26
	38	V-3	73	95.981	0.643	116	992	543		38.67
		V-4	71	161.033	1.078	134	968	540		38.23
		V-5	75	4.1	0.027	92	1026	547		39.28
		V-6	72	121.211	0.812	126	1171	564		38.53
		V-7	73	108.909	0.729	122	797	517		38.44
26	T-270	BASE	77	116.459	0.291	124	1042	549	40.05	39.76
	V-1	42	3556.95	8.895	547	566	479			31.15
	X-Ajuste	V-2	77	158.163	0.395	140	1037	549		39.65
	30	V-3	78	96.759	0.241	116	1045	550		39.81
		V-4	77	162.386	0.406	134	1036	549		39.64
		V-5	79	4.133	0.01	92	1058	551		40.04
		V-6	77	122.027	0.305	126	1237	571		39.72
		V-7	78	110.01	0.275	123	847	524		39.96
27	T-271	BASE	76	116.37	0.328	124	1029	548	41.1	40.6
	V-1	17	3552.27	10.033	547	237	394			25.88
	X-Ajuste	V-2	76	158.041	0.445	140	1019	547		40.42
	41	V-3	77	96.684	0.272	116	1033	548		40.69
		V-4	76	162.256	0.456	134	1018	546		40.41
		V-5	79	4.13	0.017	92	1055	551		41.08
		V-6	76	121.949	0.522	126	1220	569		40.56
		V-7	77	109.905	0.471	122	836	523		40.54
28	T-533	BASE	76	116.697	0.328	124	1049	550	42.95	42.62
	V-1	39	3569.38	10.033	548	540	474			32.92

X-Ajuste	V-2	76	158.487	0.445	140	1043	549		42.51	
36	V-3	77	96.956	0.272	116	1052	550		42.68	
	V-4	76	162.52	0.456	135	1043	549		42.49	
	V-5	78	4.141	0.011	92	1066	552		42.94	
	V-6	76	122.235	0.343	126	1244	572		42.59	
	V-7	76	110.289	0.31	123	525	525		42.54	
29	T-538	BASE	75	116.578	0.49	124	1034	548	38.76	38.27
	V-1	14	3563.17	14.979	548	195	377			23.78
X-Ajuste	V-2	75	158.325	0.665	140	1024	547			38.09
38	V-3	76	96.858	0.407	116	1039	549			38.35
	V-4	75	162.354	0.682	135	1023	547			38.08
	V-5	78	4.137	0.017	92	1062	552			38.74
	V-6	75	122.131	0.513	126	1225	570			38.24
	V-7	76	110.15	0.463	123	842	524			38.2
30	T-551	BASE	78	116.31	0.342	124	1036	549	42.94	42.6
	V-1	39	3549.16	10.455	547	520	470			32.48
X-Ajuste	V-2	78	157.959	0.465	140	1030	548			32.48
38	V-3	78	96.634	0.284	116	1039	549			42.66
	V-4	78	162.17	0.477	134	1029	548			42.46
	V-5	80	4.128	0.012	92	1053	551			42.93
	V-6	78	121.896	0.359	126	1230	570			42.55
	V-7	78	109.835	0.323	122	841	523			42.54

En las cual:

- X esta dada en porcentaje.
- Pérdidas Unit. (q), pérdidas unitarias en BTU/HR-PIE
- Pérdidas Tot. (Q), pérdidas totales en MMBTU
- T.Ext. Aisl., Temperatura externa del aislante en F
- P. Cab, Presión de cabeza en Psi
- T. Cab., Temperatura de cabeza en F
- X ajuste, es la calidad a la cual la hoja de cálculo arroja datos reales de P y T.
- Q. Gen. Calor generado en MMBTU
- Q. Inyect. Calor inyectado en MMBTU

Lo que aquí se denomina calidad de ajuste se explica a continuación.

El programa basándose en el comportamiento lineal de características tales como la calidad, presión, temperatura etc. utiliza una simple correlación que involucra la calidad de cabeza calculada por el programa, la calidad a la salida del generador y la Presión de operación del mismo, para establecer la presión, y a su vez la Temperatura de cabeza del pozo, esta correlación es:

$$P_{cab} = \frac{X_{cab} * P_{op}}{X_{gen}}$$

Donde:

P_{cab} : Presión de cabeza (Psi)

X_{cab} : Calidad en la cabeza del pozo calculada (Fracción)

P_{op} : Presión de operación (Psi)

X_{gen} : Calidad a la salida del generador (Fracción)

De esta forma se puede tener un valor estimado de la presión de Cabeza, calculado este por el programa.

Ahora bien de esta misma forma, ya conocemos datos reales de presión y temperatura de cabeza de pozo, trabajo que día a día es realizado por los recorredores del campo, y que están tabulados como datos promedio para los tres últimos ciclos, datos ya mostrados anteriormente---véase *tabla 12*---

Lo que se hace ahora es dejar la calidad de cabeza como incógnita, y reemplazar los otros valores ya conocidos, así nos dará una calidad de ajuste a los datos reales, esta calidad se supone es la que realmente esta llegando a la cabeza del pozo según las condiciones reales de este punto.

Es una forma de poder establecer una calidad más cercana a la realidad, ya que en forma práctica sería necesario acondicionar un dispositivo en el cabezal de cada pozo que comprende un serpentín con suministro de agua de enfriamiento que funcionara como condensador, para que condense parte del vapor y así en estado líquido medir su conductividad con el conductividad y proceder tal como se hace para determinar la calidad a la salida del generador.

Los valores de la tabla resaltados en amarillo corresponden al caso valor 1 el cual considera la tubería sin recubrimiento alguno, por esto los valores negativos de calidad, y consecuentemente de Presión de cabeza, esto nos indica que todo el vapor está condensado y ahora está en fase totalmente líquida, lo cual nos impide hablar de calidad alguna.

9.6.1 Pozo promedio y respuestas. Al momento de elaborar y mostrar gráficas representativas se tomaron de nuevo datos promedio de los 30 pozos como entrada para alimentar el programa y realizar una nueva corrida. Estos datos de longitud, Presión y Temperatura de cabeza, así como la calidad y tasa de alimento para el que se denominará “pozo promedio” son:

Tabla 14. Datos de entrada para el “Pozo Promedio

ITEM	POZO	LONG. (Pies)	P. PROM GEN.	T. PROM GEN.	GPM	% X GEN.	P. PROM CABEZA	T. PROM CABEZA
1	Prom	4636	1025	546	78	77	570	472

Al momento de hacer la corrida, se utilizó como aislante la fibra de vidrio con conductividad de 0.028 BTU/Hr-Pie-F, la cual corresponde a la utilizada realmente en el campo. Los valores calculados al realizar las corridas fueron:

Tabla 15. Datos de salida calculados para el pozo promedio

		DATOS	% X	Perdidas	Perdidas	T.EXT	P.	T.	Q	Q
ITEM	POZO	VALOR	CAB.	Unit. (q)	TOT.(Q)	AISL.	CAB.	CAB.	GEN.	Inyect.
31	PROM	BASE	74	115.433	0.535	124	996	544	40.59	40.01
		V-1	12	3503.62	16.242	543	162	361		24.35
	X-Ajuste	V-2	74	156.763	0.726	140	986	542		39.87
	42	V-3	75	95.789	0.444	116	1001	544		40.15
		V-4	74	160.9	0.745	134	985	542		39.85
		V-5	77	4.097	0.018	92	1024	547		40.58
		V-6	74	121.131	0.561	126	1187	566	40.62	40.05
		V-7	75	108.801	0.504	122	804	518	40.46	39.95

Los valores arrojados por esta corrida se denominan calculados o teóricos ya que son los que arroja el programa sin tener en cuenta ningún tipo de ajuste.

Lo que se busca es tratar de acercarse a la realidad, por esto, se procedió a realizar un ajuste en las entradas de la hoja de cálculo, pero esta vez modificando un parámetro con el cual se discute el comportamiento del aislante, además de otros parámetros que pudieran emparejar al menos en parte las pérdidas ocurridas realmente.

Lo que se hizo fue variar en el programa un valor de conductividad del aislante tal que las pérdidas correspondieran al dato presión de cabeza real, y así ajustarlo hasta que estas estuvieran iguales o con una diferencia poco representativa, en este caso, las dos presiones dieron iguales. Los datos modificados para una nueva corrida real, son:

- $K = 0.411 \text{ BTU/Hr-Pie-F}$, Este dato que ajusta las pérdidas teniendo como base el emparejamiento de las presiones de cabeza calculadas y reales, equivale a decir que la distribución del aislante alrededor del campo, incluyendo tramos despejados y revestidos da un comportamiento de $0.411 \text{ BTU/Hr-Pie-F}$, o lo que es igual que toda la tubería está recubierta con un aislante de conductividad $0.411 \text{ BTU/Hr-Pie-F}$, se aclara que este valor aplica

para pozos con una distancia equivalente a la promedio ya establecida. Más adelante se muestra un valor promedio según la distancia del pozo al generador.

- Velocidad del viento= 8 mph, esto ayuda a considerar días de condiciones con temperaturas algo bajas a las normales, vientos, zonas cubiertas, etc.
- Temperatura ambiente: 85 F, al ser mayor la diferencia de temperaturas entre el exterior del aislante y la temperatura ambiente, habrá por lo tanto un aumento en las pérdidas.

Los resultados arrojados fueron los siguientes:

Tabla 16. Datos de salida reales para el pozo promedio

		BTU/hr-pie					MMBTU			
		MMBTU		MMBTU/Hr						
		DATOS	% X	Perdidas	Perdidas	T.EXT	P	T	Q	Q
ITEM	POZO	VALOR	CAB.	Unit. (q)	TOT.(Q)	AISL.	CAB.	CAB.	GEN.	Inyect.
31	PRMR	BASE	0.43	1843.17	8.544	87	570	480	40.59	32.05
		V-1	-25	5521.7	25.59	541				15
		V-2	0.29	2586.74	1.99	89	388	440		28.6
		V-3	0.49	1504.79	6.976	86	654	495		33.62
		V-4	0.73	180.206	0.835	85	980	542		39.76
		V-5	0.77	4.16	0.019	85	1024	547		40.58
		V-6	0.39	1932.45	8.958	87	623	489		31.66
		V-7	0.46	1739.17	8.062	87	498	466		32.4

Llevando a cabo varias corridas para establecer una conductividad promedio real para los pozos al momento de querer hacer una evaluación del comportamiento del aislante, se agruparon según su distancia estos 30 pozos elegidos y en general para utilizar con pozos que caigan dentro de determinada longitud.

Tabla 17. Valores promedio reales de K según distancia del pozo

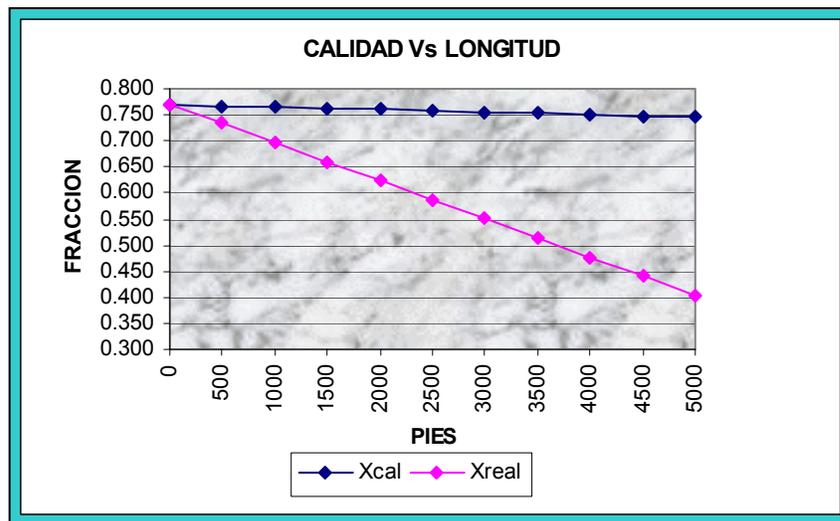
Longitud (pies)	2000-3000	3000-4000	4000-5000	5000-6000	> 6000
K (BTU/Hr-pie-F)	0.709	0.551	0.44	0.351	0.26

Como es fácil notar estos valores de K son muy altos comparados con los valores reales del aislante utilizado, pero como se mencionó antes se trata de ajustar las pérdidas ocasionadas por la falta de aislante y por las fallas en las válvulas de seguridad en las tuberías de vapor que se encuentran alrededor del campo.

9.6.2 Gráficas de comportamiento. A partir de los datos obtenidos tanto teóricos como reales se pueden hacer cualquier cantidad de gráficas para observar diferentes comportamientos del material aislante, Presión, Temperatura, y obviamente de las pérdidas en función de la longitud, tiempo etc. Se muestran a continuación graficas tanto del caso base como de los valores 1 al 7.

- **Gráficas caso base.**

Figura 65. Calidad Vs. Longitud



Se muestra una notable caída de la calidad real, esto es totalmente comprensible si se tienen en cuenta las fallas y carencias del sistema de transporte de vapor y de aislamiento.

Figura 66. Pérdidas Vs. Longitud

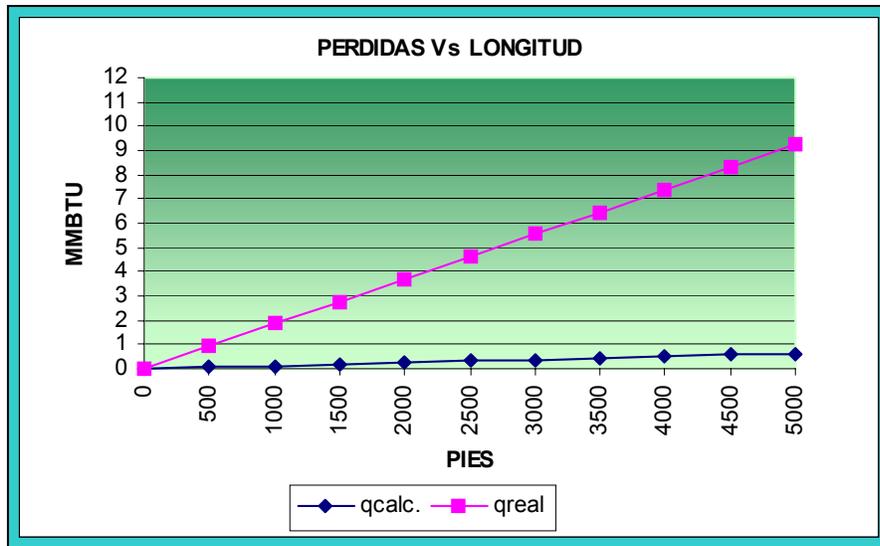
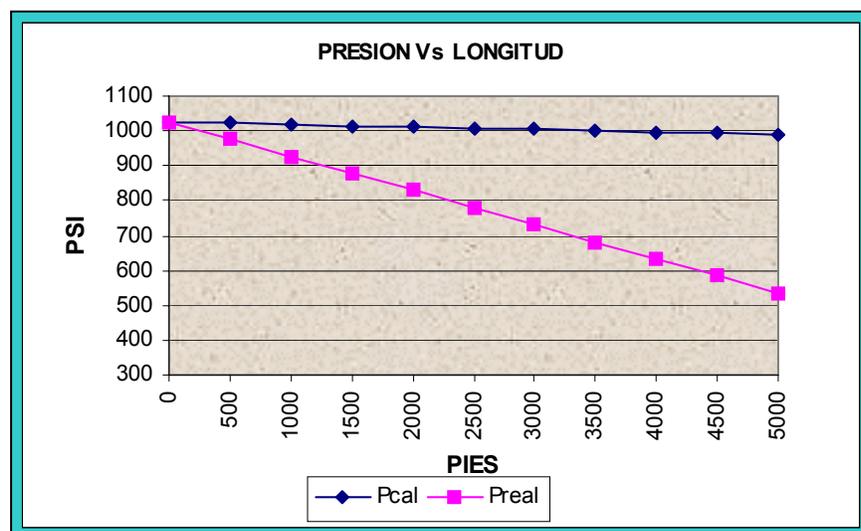


Figura 67. Presión Vs. Longitud



Las pérdidas de calor y de presión a través de las líneas es evidente y comprobado con los datos reales que se tienen diariamente. La energía que se le esta suministrando al agua en la generación de vapor se esta perdiendo en el transporte del mismo, llegando una cantidad muy baja a la cabeza del pozo.

Figura 68. Temperatura Vs. Longitud

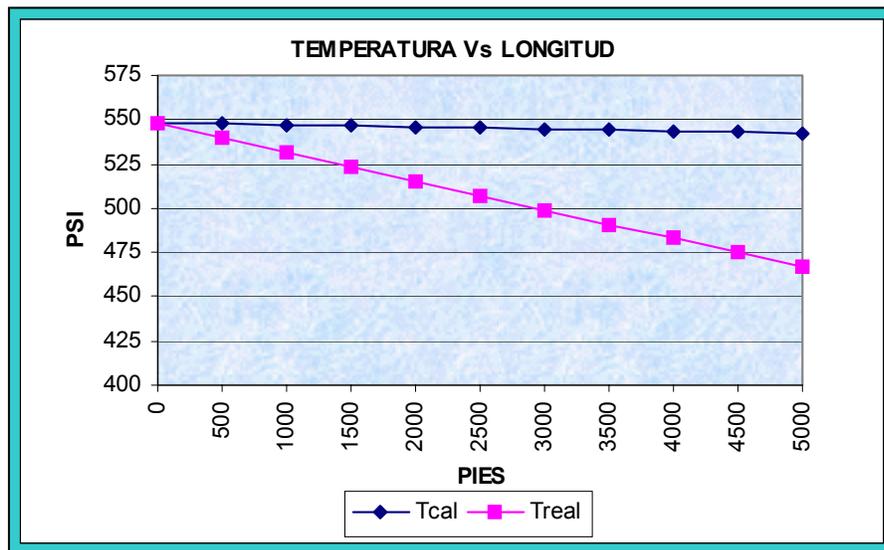
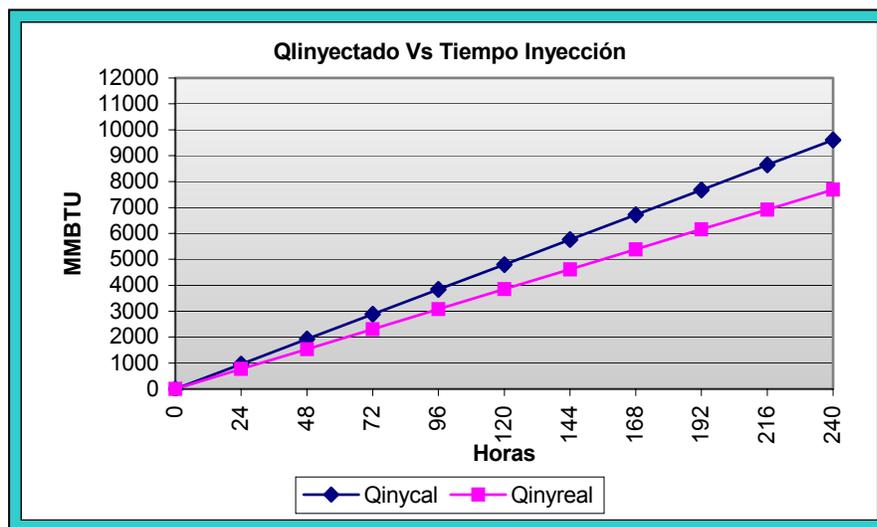


Figura 69. Calor inyectado Vs. Tiempo de inyección



Debido a las pérdidas de calor ocurridas durante el trayecto del generador al pozo, la cantidad de vapor inyectada realmente es menor a la estimada.

Figura 70. Presión Vs. Calidad (calculados)

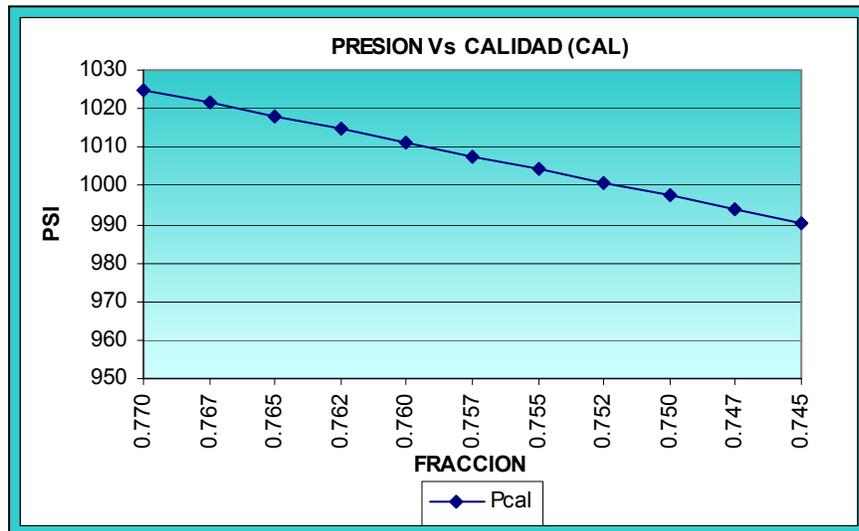
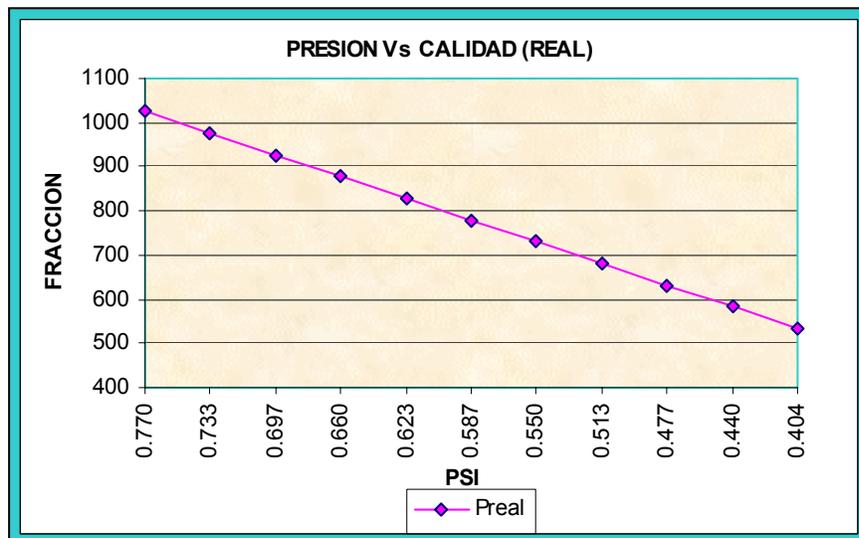


Figura 71. Presión Vs. Calidad real



- **Gráficas de los casos valores.** Se muestra ahora el comportamiento que resultó de los diferentes casos valores, en donde se consideraban entre otros, tubería sin aislante, 1 pulgada mas de aislante, 1 pulgada menos, etc.

Figura 72. Calidad Vs. Longitud

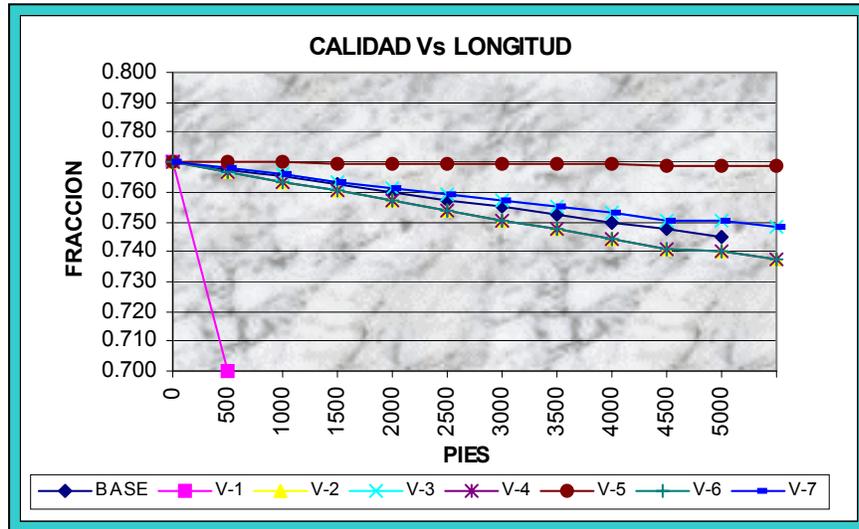
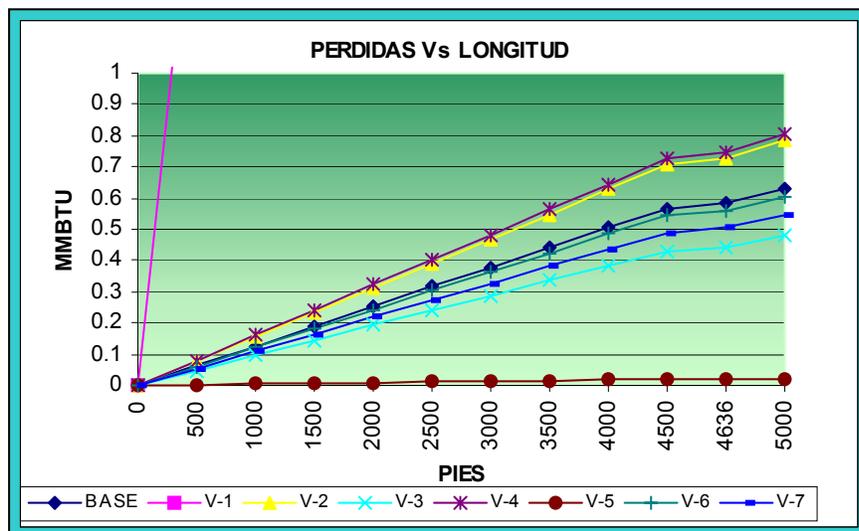


Figura 73. Pérdidas Vs. Longitud



Se observa claramente el mal comportamiento de la calidad y de las altas pérdidas de calor cuando la tubería no tiene aislante como en el valor 1 (V-1), y el óptimo desempeño del valor 5 (V-5) que considera material aislante poliestireno el cual no deja que el valor cambie mucho desde el generador hasta la cabeza del pozo.

Figura 74. Presión Vs. Longitud

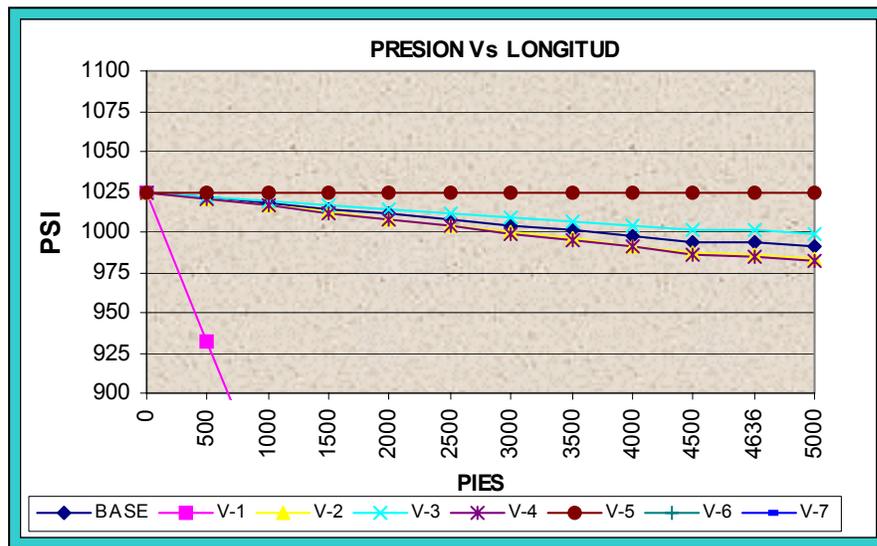
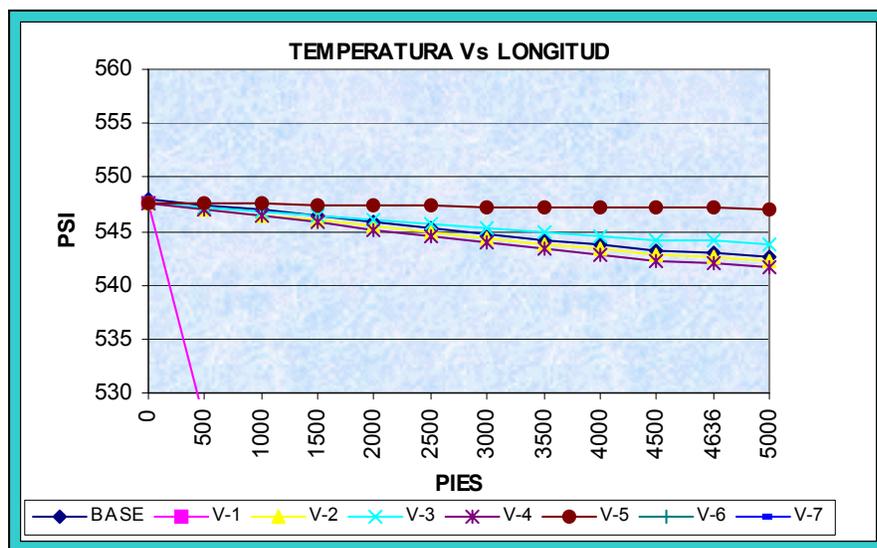


Figura 75. Temperatura Vs. Longitud



Los resultados de presión y temperatura en función de la longitud presentan cierta estabilidad entre los valores, exceptuando los valores 1 y 5.

Figura 76. Calor inyectado Vs. Tiempo de inyección

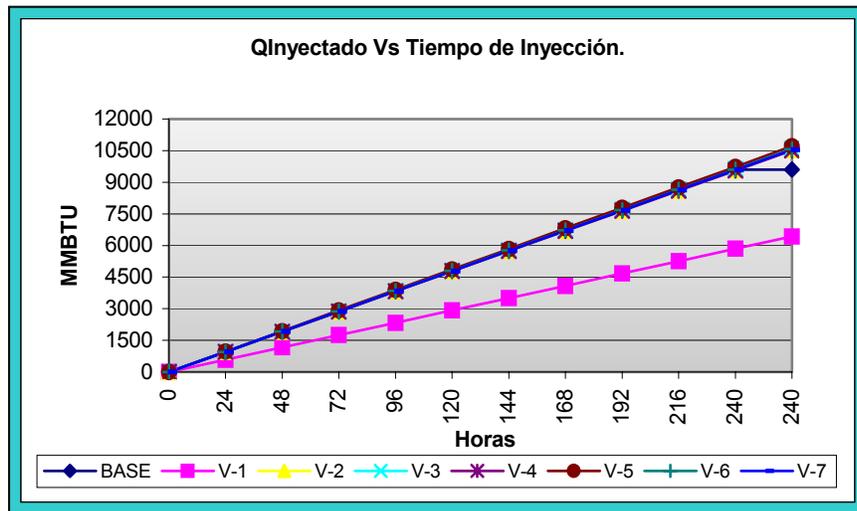
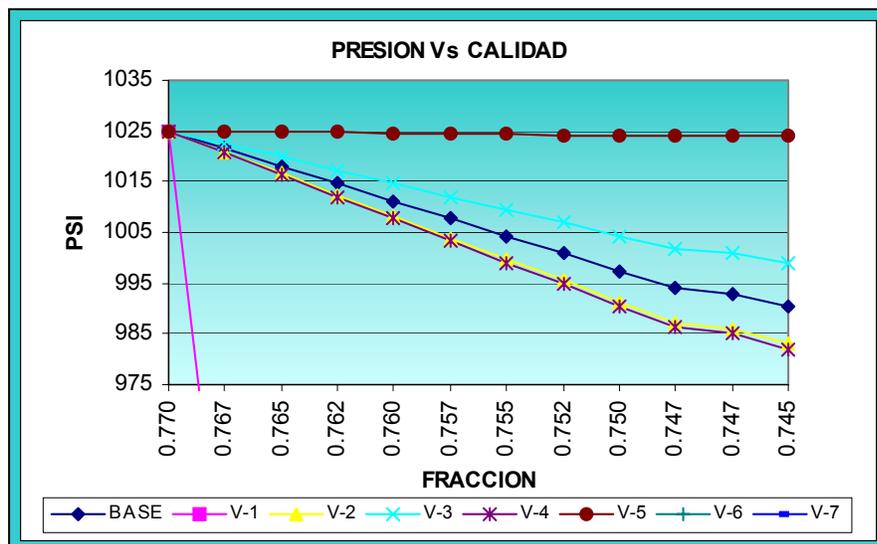


Figura 77. Presión Vs. Calidad



Se restringió el rango del eje Y para mostrar una mejor tendencia, por esto los valores 6 y 7 con variaciones de presión no aparecen registrados, se salen del rango.

10. CONCLUSIONES

- La falta y el deterioro del material aislante en grandes tramos de la tubería que conduce el vapor a los pozos, es el principal factor causante de las pérdidas de calor en superficie en el campo Teca.
- El robo constante de la lámina de aluminio que recubre el material aislante lo deja al descubierto exponiéndose al sol y la lluvia, los costos aumentan ya que la cañuela de fibra de vidrio es la que tiene un valor económico significativo comparado con el aluminio que es vendido como material de reciclaje por parte de las personas que lo hurtan de las líneas.
- Son muchas y considerables las fugas que se dan, debido, al mal estado de las válvulas del sistema de vapor, incidiendo directamente en las pérdidas de calor, presión, temperatura y calidad.
- Se pierden en promedio US. 700 al día por generador. Son 7 los generadores funcionando, cada uno inyecta un pozo en todo su ciclo, son aproximadamente US. 4900 diarios; US. 147.000 mensuales; US. 1.788.500 al año, una suma considerable que amerita adelantar medidas con el fin de ser minimizada.
- Teniendo en cuenta las pérdidas que se están dando considerando los 7 generadores en operación, US. 4900, superan en promedio al costo diario del proceso de tratamiento, generación e inyección de vapor para un generador, es decir se podría tener funcionando otro equipo de generación con las pérdidas actuales.

- Si se considera la condición de $RPV > 0.27$, quiere decir cada pozo que se inyecta produce como mínimo 0.27 barriles de petróleo por MMBTU, luego contando los 7 generadores en operación se dejan de producir entre 380 y 390 barriles de petróleo diarios debido a las ya mencionadas pérdidas de calor en superficie, lo que significa que no solo se está perdiendo dinero por el calor que no llega a los pozos sino que también se está dejando de recibir por el petróleo que no se está produciendo, esto aumenta directamente los costos.
- Según el precio promedio actual del petróleo aplicable al campo teca (US 20-22), se están dejando de recibir aproximadamente US 7700-8500 diarios, incrementado el balance económico.
- Cuando el pozo es puesto a producir después de su periodo de remojo, las pruebas de producción reportan gran cantidad del agua inyectada, una parte en estado de vapor y otra de magnitud importante en estado líquido debido a la baja calidad con la que llega al cabezal del pozo.

11. RECOMENDACIONES

- Revisar todo el sistema de recubrimiento aislante y válvulas del sistema de vapor en el campo.
- Teniendo en cuenta la importante suma de dinero que se pierde anualmente como consecuencia de las pérdidas de calor en superficie, valdría la pena reponer el material aislante, en esos sectores donde se observa su ausencia total.
- Realizar pruebas con nuevos materiales tales como chaquetas térmicas de poliéster, poliuretano, y fibras sintéticas que reemplacen la tarea de la lamina de aluminio, los costos serían un poco mayores sin duda, pero estos se pagarían a mediano plazo con el beneficio obtenido como recubrimiento, por otra parte estos nuevos materiales ya no resultarían atractivos para aquellos que quisieran venderla como desecho, lo cual implica una mayor durabilidad sobre las líneas de inyección.
- Realizar recorridos por el campo paulatinamente con el fin de detectar y cuantificar aquellos sectores donde el material ha sufrido un deterioro progresivo y donde la carencia de este es notable.
- Verificar el torqueo de las uniones bridadas (apernadas) en el *manifold* de distribución de vapor de la línea general al ramal del pozo por lo menos una vez al año.

- Incrementar medidas preventivas en las líneas, prestar cuidadosa atención en la selección de las válvulas del sistema según presión y temperatura en aquellos casos donde sea necesario renovarlas.
- Hacer control periódico de los sellos de la chaqueta de aluminio para evitar posibles filtraciones de humedad que ocasionen deterioro del material aislante.
- Realizar una evaluación económica de todo el sistema de inyección de vapor incluyendo pozos de captación, sistema de tratamiento de agua, así como del sistema de generación de vapor en si, líneas de campo hasta el mismo cabezal del pozo, su disposición para llevar a cabo un buen ciclo de inyección etc.
- Siendo la inyección cíclica de vapor el método de recobro mejorado utilizado en el campo Teca y al cual debe casi el 40% de su producción total, se debe dedicar una atención prioritaria al sistema completo de inyección, una buena recomendación sería pensar en la sistematización de equipos.

BIBLIOGRAFIA

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.

BOBERG, Tomas C. "Thermal of Oil Recovery". Exxon Monography 1988.

TEXAS PETROLEUM COMPANY, Manual de capacitación Campo Teca. 1985

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

_____ . _____ Vol. 2, Campo Teca. 1985

_____ . _____ Vol. 3, Campo Teca. 1985

_____ Manual de mantenimiento de equipos de superficie. Vol. 1/3, Campo Teca. 1985

_____ Manual de operación de Tratamiento de agua y generación de vapor. Vol. 1, Campo Teca. 1985

_____ . _____, Vol. 2, Campo Teca

_____ . _____, VOL. 3, Campo Teca

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.

_____ Recuperación mejorada por inyección de fluidos calientes al Yacimiento. Bucaramanga, UIS. 1987.

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.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

¹ *TEXAS PETROLEUM COMPANY*, Manual de capacitación Campo Teca Vol. 1/3.

² ARENAS, Ricardo y CASAS, Carlos. Evaluación de reservas del bloque 145 para el campo Palagua. Bogotá, 1993, 165p. Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Petróleos.

³ COLMENARES, Juan Manuel. Evaluación del yacimiento de las arenas productoras de crudo pesado en el campo Jazmín Valle Medio del Magdalena. Bogotá, 2002, 78p. Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Petróleos.

⁴ *TEXAS PETROLEUM COMPANY*, Manual de Recolección y tratamiento de crudo. Campo Teca Vol. 2/3.

⁵ _____, Manual de mantenimiento de equipos de superficie. Campo Teca Vol. 1/3.

⁶ ARNOLD Ken and STEWART, Maurice. Surface Production Operations.Vol. 1/2. Gulf Publishing Company. Houston - Texas, 1998.

⁷ *TEXAS PETROLEUM COMPANY*, Manual de operación de Tratamiento de agua y generación de vapor. Campo Teca Vol. 1/3.

⁸ GOMEZ PRADA, Luis G. Recuperación mejorada por inyección de fluidos calientes al Yacimiento. UIS. 1987.

⁹ BOBERG, Tomas C. "Thermal of Oil Recovery". Exxon Monography 1988, p. 62

¹⁰ *Ibíd.*, p.63

¹¹ GOMEZ PRADA, Op. cit., UIS 1987, p 40-50

¹² _____.Recuperación mejorada de Hidrocarburos, inyección cíclica y continua de vapor. Bucaramanga, 1989.

¹³ Ibid., p 54

¹⁴ MANNUCCI, Jesús E. Recobro adicional de petróleo por métodos no convencionales.1990. Cap.4

¹⁵ S.M. ALI, Farouq. Oil Recovery By steam injection. "Producers publishing company, INC. BOX 372. Braford, Pennsylvania.1970.

¹⁶ Ibid., P 154-157