

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**ESTUDIO TÉCNICO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE CICLO BINARIO EN
EL CAMPO GEOTÉRMICO DE BERLÍN, USULUTÁN**

PRESENTADO POR:

**MANUEL ARMANDO GONZÁLEZ GARCÍA
RICARDO VLADIMIR JIMÉNEZ CARRANZA
MISAEEL ERNESTO MELGAR ESCOBAR**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO

CIUDAD UNIVERSITARIA, AGOSTO DE 2005

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTORA

:

Dra. María Isabel Rodríguez

SECRETARIA GENERAL

:

Licda. Alicia Margarita Rivas de Recinos

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO

:

Ing. Mario Roberto Nieto Lovo

SECRETARIO

:

Ing. Oscar Eduardo Marroquín Hernández

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

DIRECTOR

:

Ing. Juan Antonio Flores Díaz

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

Ingeniero Mecánico

Título :
**ESTUDIO TÉCNICO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA
PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE
CICLO BINARIO EN EL CAMPO GEOTÉRMICO DE
BERLÍN, USULUTÁN**

Presentado por :
**MANUEL ARMANDO GONZÁLEZ GARCÍA
RICARDO VLADIMIR JIMÉNEZ CARRANZA
MISAE ERNESTO MELGAR ESCOBAR**

Trabajo de Graduación aprobado por:

Docente Director :
Ing. Francisco Alfredo De León Torres

Docente Director :
Dr. y M.Sc. Jonathan Antonio Berríos Ortiz

San Salvador, Agosto de 2005

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

Ing. Francisco Alfredo De León Torres

Docente Director :

Dr. y M.Sc. Jonathan Antonio Berríos Ortiz

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todo Poderoso: por darme cada segundo de vida, y gracias al conocimiento que me ha permitido adquirir he logrado finalizar mis estudios universitarios.

A mis excelentísimos padres: papá “Ñel” y mamá “Tanchito”, ustedes han sido los que me apoyaron en todo a pesar de las innumerables dificultades que se presentaron. Este título especialmente se los dedico ha ustedes.

A mi hijo: Armandito, por que a pesar de su tierna edad me ha demostrado que tiene un espíritu enorme para afrontar las adversidades de la vida.

A mis apreciables hermanos: Alí, Ángel, Rosy, Daniel. Porque han contribuido de muchas maneras a que pueda terminar de forma satisfactoria mis estudios.

A mis sobrinos: David, Lourdes, Miriam, Ángel, Kevin, Bere, Leo y el Toto. Por haber compartido momentos felices.

A Don Armado y Don Luis, por la ayuda que me brindaron en el desarrollo del trabajo.

A mi amigo: Jerry, por contribuir en gran medida al desarrollo de la tesis.

A mis amigos y compañeros de tesis, Ricardo y Misael, por haberme comprendido.

A los asesores del trabajo de Graduación: Maestro De León y el Dr. Jonathan Berríos, por contribuir con sus conocimientos a enriquecer el contenido del trabajo.

A los asesores de Lageo: Ing. Saúl Padilla e Ing. Luís Miranda, por colaborar con sus bastas experiencias a la elaboración del trabajo de graduación.

A mis amigos y Compañeros: Camión, Machado, Tobí, Cebolla, Vale, Mozo, Miles, Gigoló, Junior, el gordo Alex, Rey, el moustro. A los Compañeros de la SEIM: Nelson, Moroni, Ricardo Pelón, Polanco, Manolo, Kelvin, Mario Milla, Leroy, Chara, Acosta.

Si no he mencionado a alguien le pido disculpas.

A los Docentes de la EIM: por enseñarme los conceptos teóricos necesarios de la carrera de ingeniería mecánica, para así poder aplicarlos en determinados momentos.

MANUEL ARMANDO GONZÁLEZ GARCÍA

DEDICATORIA

Dedico este Trabajo de Graduación a la memoria de mi hermano Amadeo Francisco Jiménez Carranza “JC Saenz”, que durante 21 años viviendo a mi lado compartimos alegrías y tristezas, perdiéndolo de manera abrupta un 18 de noviembre; sin embargo su compañerismo de hermano y universitario quedarán siempre a mi lado.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, El Compasivo, El Misericordioso que me ha permitido concluir este Trabajo de Graduación

A mi Madre Teresa de Jesús por heredarme su perseverancia y valor

A mi Padre Amadeo por su apoyo y ejemplo de responsabilidad

A mi Esposa María Elena por su paciencia y dedicación

A mis Hijos Mirian Teresa, Amadeo Francisco y María Elena que me han inspirado en seguir siempre adelante

A mis Tíos Loly, Chus, Amed, Mardoqueo, Beto, Amada y Lidda que de manera desinteresada siempre me han apoyado a lo largo de mi carrera

A mis Compañeros: Manuel, Henry, Lima Jaco, Misael, Machado, Tobías, Julio Escobar, Valeriano, Nelson, Moroni, Alex, Mozo, Reynaldo, Isaac, Ricardo Pérez, Manolo, Kelvin, Mario Milla, Miles con los cuales compartimos ideas y momentos en la Asociación de Estudiantes de Ingeniería Mecánica y fuera de ella (en La Facultad)

A los Ingenieros José Luis y Saúl Rolando y demás personal de LaGeo por orientarme y por sus consejos que a bien vinieron para el presente Trabajo de Graduación

Al Maestro De León y al Dr. Berríos y demás Docentes de la EIM, que me enseñaron y compartieron sin mezquindad sus conocimientos, más no a los que siempre fueron y serán faltos de sinceridad

RICARDO VLADIMIR

DEDICATORIA

Doy gracias a ***DIOS***, por su misericordia y su bondad. Por la oportunidad de permitirme culminar una carrera de educación superior y regalarme a mis padres quienes me ayudaron en cada momento, como también a todos aquellos que me ayudaron a salir adelante.

MISAE ERNESTO MELGAR ESCOBAR

ÌNDICE

	Pág.
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
1 INVESTIGACION TEÓRICA SOBRE PLANTAS DE CICLO BINARIO	3
1.1 Tipos de Plantas de Ciclo Binario	3
1.2 Características de Plantas de Ciclo Binario	7
1.3 Principios Termodinámicos de Plantas de Ciclo Binario	7
1.4 Condiciones de Operación de Plantas de Ciclo Binario	11
1.5 Teoría Sobre Corrosión e Incrustación en Intercambiadores de Calor	19
1.5.1 Conceptos Básicos y Clasificación de la Corrosión	19
1.5.2 Conceptos Básicos y Características de Incrustación	24
2 ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO	39
2.1 Definición del Producto	39
2.2 Naturaleza del Producto	40
2.3 Operación del Mercado Eléctrico	40
2.4 Política Económica	43
2.5 Identificación de la Demanda	44
2.6 Identificación de la Oferta	54
3 DISEÑO DE UNA PLANTA DE CICLO BINARIO EN EL CAMPO GEOTERMICO DE BERLÍN, USULUTÁN	59
3.1 Establecimiento de los Parámetros de Diseño para la Planta de Ciclo Binario	59
3.1.1 Descripción de las Condiciones de Operación de la Planta de Ciclo Binario	59
3.1.2 Selección del Fluido de Trabajo para el Ciclo Rankine	61
3.2 Selección y Especificaciones de los Componentes Principales de la Planta de Ciclo Binario	64
3.2.1 Selección de los Componentes Principales de la Planta Binaria	64
3.2.2 Especificaciones Técnicas de los Componentes Principales de la Planta Binaria	65
3.3 Cálculos Termodinámicos para una Planta de Ciclo Binario	67
4 DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR PARA PRUEBAS DECORROSIÓN	
4.1 Parámetros de Diseño del Prototipo del Intercambiador de Calor para Pruebas de Corrosión	106
4.2 Diseño del Prototipo del Intercambiador de Calor para Pruebas de Corrosión	107
4.3 Proceso de Manufactura del Prototipo de Intercambiador de Calor para Pruebas de Corrosión	115
4.4 Ubicación del Espacio Físico para Montaje del Intercambiador de Calor	115

5	ASPECTOS EXPERIMENTALES	117
5.1	Procedimiento para Efectuar Pruebas de Corrosión	117
5.2	Selección de Norma para Pruebas de Corrosión	118
5.3	Diagrama de Flujo del Desarrollo de Pruebas de Corrosión	119
5.4	Desarrollo de Pruebas	120
5.5	Resultados Obtenidos	125
6	ESTUDIO ECONOMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	128
6.1	Inversión Total Inicial	128
6.1.1	Inversión Fija o Tangible	128
6.1.2	Inversión Diferida o Intangible	128
6.2	Determinación de Costos	132
6.2.1	Costos de Producción	132
6.2.1.1	Costos de Mano de Obra	132
6.2.1.2	Costos de Mantenimiento	135
6.2.1.3	Costos por Depreciación	137
6.2.2	Costos de Administración	138
6.2.2.1	Costos de Salarios de Personal de Administración	139
6.2.2.2	Amortización	140
6.2.3	Costos de Venta	141
6.3	Costos Fijos y Costos Variables	143
6.4	Costo Total Global y Unitario	144
6.5	Presupuesto de Ingresos y Egresos	146
6.6	Punto de Equilibrio	149
6.7	Estado Financiero Proforma	152
6.8	Evaluación Económica	154
	CONCLUSIONES	157
	RECOMENDACIONES	158
	REFERENCIAS	159
	ANEXOS	163

ÍNDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1	Temperaturas para la Formación Excesiva de Óxido	29
Tabla 2	Cantidad de Contaminantes Recomendados	31
Tabla 3	Concentraciones de Salinidad Recomendadas en Intercambiadores de Calor	32
Tabla 4	Inyección Neta por Planta Hidroeléctrica	45
Tabla 5	Inyección Neta por Planta Termoeléctrica	45
Tabla 6	Inyección Neta por Planta Geotérmica	46
Tabla 7	Inyección Neta por Tipo de Recurso	48
Tabla 8	Distribuidores de Energía Eléctrica	50
Tabla 9	Tasa de Crecimiento de Demanda de Energía Eléctrica	54
Tabla 10	Comparación de las Capacidades Instaladas en las Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas y Geotérmicas.	55
Tabla 11	Capacidad Instalada y Disponible en Grandes Generadoras	56
Tabla 12	Capacidad Instalada y Disponible en Pequeñas Generadoras	57
Tabla 13	Capacidad Instalada y Disponible Total Nacional	58
Tabla 14	Flujos promedios del agua separada de cada pozo productor, kg/s (Año 2003)	60
Tabla 15	Presión promedio de separación agua-vapor	61
Tabla 16	Equipos más utilizados en una Planta Binaria	64
Tabla 17	Resultados de las Pruebas de Corrosión	125
Tabla 18	Inversión Fija del Proyecto	129
Tabla 19	Inversión Diferida del Proyecto	131
Tabla 20	Inversión Total Inicial del Proyecto	131
Tabla 21	Mano de Obra Directa	133
Tabla 22	Mano de Obra Indirecta	133
Tabla 23	Costo Mensual de Mano de Obra	134
Tabla 24	Costos Anuales de Mano de Obra	134
Tabla 25	Costos Totales en Mantenimiento	136
Tabla 26	Costos Anuales en Mantenimiento	136
Tabla 27	Costos Anuales de Producción	138
Tabla 28	Costos de Salarios de Personal de Administración	139
Tabla 29	Amortización Anual	140
Tabla 30	Costos Totales de Administración	140
Tabla 31	Costos Totales de Venta	142
Tabla 32	Costo Total Anual	143
Tabla 33	Costos Fijos y Variables	143
Tabla 34	Costo Total Global	144
Tabla 35	Costo Total Unitario	135
Tabla 36	Ingresos Anuales	147
Tabla 37	Egresos Anuales	148
Tabla 38	Flujo Neto de Efectivo	153

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1	Esquema donde se presentan los elementos principales del Ciclo Simple de una planta de Ciclo Binario	5
Figura 2	Esquema del Ciclo Flash/Binary	6
Figura 3	Diagrama temperatura-entalpía del proceso de intercambio de calor para el ciclo Brine/Binary	8
Figura 4	Características de operación del ciclo Brine/isobutano	10
Figura 5	Características de operación del ciclo Brine/isopentano	11
Figura 6	Figura Termodinámica de Merit para tres fluidos de trabajo y un reservorio geotérmico a 280 °F; 80 °F temperatura del condensador; turbina de una fase y diez fases de precalentador	13
Figura 7	Comparación de la densidad energética de seis fluidos de trabajo	15
Figura 8	Diámetro óptimo e intervalo de rotación. Potencia neta de la turbina 10 MW. Fluido de trabajo isobutano	16
Figura 9	Diámetro óptimo e intervalo de rotación. Potencia neta de la turbina 10 MW. Fluido de trabajo butano	16
Figura 10	Diámetro óptimo e intervalo de rotación. Potencia neta de la turbina 10 MW. Fluido de trabajo pentano	17
Figura 11	Diámetro óptimo e intervalo de rotación. Potencia neta de la turbina 10 MW. Fluido de trabajo propano	17
Figura 12	Diámetro óptimo e intervalo de rotación del Pentano para diferentes potencias de turbina	18
Figura 13	Calidad total a la salida de la turbina vr. Temperatura de entrada	18
Figura 14	Cinco fases instantáneas de una burbuja de vapor	25
Figura 15	Transferencia de calor al agua y vapor por un canal de flujo de calor. Relación de la diferencia de temperatura entre la pared del canal de flujo y volumen de agua o vapor	26
Figura 16	Etapas de transición de la ebullición del agua a medida se incrementa la temperatura en la pared del tubo	27
Figura 17	Manchas de magnetita exfoliada de un tubo a la entrada del intercambiador de calor. Las chispas de la magnetita pueden ser arrastradas hasta la turbina y podría ocasionar serios daños	28
Figura 18	Tamiz fino localizado a la entrada de la turbina el cual ha atrapado óxidos provenientes de las tuberías de los intercambiadores de calor, 7.5x.	28
Figura 19	Hidróxido de Sodio depositado en la pared del tubo el cual operaba a 600 psi. La protuberancia es debido al calor por un largo tiempo de operación	30
Figura 20	Capa de magnetita plana, tenaz y negra al interior de un tubo de un intercambiador de calor	33
Figura 21	Manchas de partículas de óxido de hierro y montículos de depósito producto al exceso de burbujas de vapor y otros sólidos depositados.	34

Figura 22	Cristales de magnetita negra brillante al interior de la superficie del tubo. Los cristales son formados por las precipitaciones sobre la superficie o transportados de otra parte del intercambiador	34
Figura 23	Manchas de cristales de magnetita brillante asociada con los sitios de corrosión cáustica. Es frecuente encontrar estos cristales en los sitios atacados por ácidos o por la corrosión cáustica	35
Figura 24	Capas fragmentadas de hematita sobre la superficie interna de un tubo. Hubo mas óxidos formados en este sitio, pero algunos fueron removidos por fragmentos o astillas	35
Figura 25	El cobre esta presente en la pared de este tubo de altas presiones	36
Figura 26	Deposito de carbonato de calcio	37
Figura 27	Analcite formado por el arrastre de alumbre de los clarificadores.	38
Figura 28	Inyección neta por tipo de recurso (GW-h)	49
Figura 29	Consumo final de energía eléctrica por empresa distribuidora enero-junio de 2003 y enero-junio de 2004	50
Figura 30	Número de clientes por empresa distribuidora a Junio de 2003 y Junio de 2004	51
Figura 31	Gráfica de estructura de compras hechas por distribuidora, comercializadores y clientes mayoristas	52
Figura 32	Demanda de electricidad en el mercado eléctrico (GW-h)	53
Figura 33	Tasa de crecimiento de la demanda de energía Período: Enero 1999 - Diciembre 2003	54
Figura 34	Representación de los principales elementos que constituyen una Planta de Ciclo Binario (PCB)	69
Figura 35	Diagrama presión-entalpía del isopentano donde se presenta el ciclo binario	70
Figura 36	Comportamiento de la temperatura de la salmuera respecto al isopentano	73
Fig. 37	Representación esquematizada de los elementos que constituyen una planta de ciclo binario, además se presentan las respectivas propiedades termodinámicas.	105
Figura 38	Representación de los elementos con los que se ejecutará la prueba de corrosión	116
Figura 39	Fotografía que presenta el lugar (pozo TR-9, de la planta geotérmica de Berlín) don se realizarán las pruebas de corrosión	116
Figura 40	Diagrama de flujo donde se presentan los pasos a seguir para el desarrollo de las pruebas de corrosión.	120
Figura 41	Dimensiones de la carcaza y bridas en conjunto, según plano 7/7.	121
Figura 42	Distribución de elementos que conforman el porta cupones, según plano 2/7.	122
Figura 43	Dimensiones de tapadera de drenó	123

Figura 44	Fotografía en donde se presenta la instalación de los equipos, para pruebas de corrosión	124
Figura 45	Fotografía donde se presentan los cupones que fueron sometidos en salmuera con inhibidor a un pH de 5.4	126
Figura 46	Fotografía donde se presentan los cupones que fueron sometidos en salmuera sin inhibidor	127
Figura 47	Figura que muestra la determinación del punto de equilibrio gráficamente.	149

LISTA DE SÍMBOLOS

a'_t :	Área de flujo por tubo
a_i :	Área interna del tubo
A_o :	Área de transferencia de calor
a_o :	Área externa del tubo
a_s :	Área de flujo de la carcasa
a_t :	Área de flujo de los tubos
CF:	Costos Fijos
CF_u :	Costos Fijos Unitarios
Cp_{agua} :	Calor específico del agua
Cp_{sal} :	Calor específico de salmuera
CT:	Costos Totales
CT_u :	Costo Total Unitario
CV:	Costos Variables
CV_u :	Costos Variables Unitarios
D:	Depreciación
D_e :	Diámetro equivalente
D_i :	Diámetro interno
D_o :	Diámetro externo
f_i :	tasa inflacionaria
f:	Factor de fricción
FNE:	Flujo Neto de Efectivo

F_T : Factor de corrección de temperatura
 G_s : Caudal másico
 G_t : Caudal másico del tubo
 h : Entalpía
 h_i : Coeficiente interno de transferencia de calor
 h_o : Coeficiente externo de transferencia de calor
 i : Tasa de interés, tasa de premio al riesgo
 IT : Ingresos Totales
 K_L : Conductividad térmica del fluido
 K_W : Conductividad térmica del acero
 L : Valor de Recuperación
 L_T : Longitud total
 L_U : Longitud unitaria
 \dot{m}_{isop} : Flujo másico de isopentano
 \dot{m}_{sal} : Flujo másico de salmuera
 N : Vida del Proyecto, Vida Útil
 n : Periodos de tiempo
 n : Numero de pasos de tubos
 N_{oT} : Numero de tubos
 P : Valor Actual, Precio Actual, Costo Actual
 P_{np} : Potencia neta producida
 Pr : Numero de Prant
 P : Presión
 Q : Unidades Producidas
 Q_e : Unidades de Equilibrio
 \dot{Q}_{trans} : Flujo de calor transferido
 Re : Numero de Reynold
 r_i : Conductividad térmica del fluido interno
 r_o : Conductividad térmica del fluido externo

s:	Entropía
S:	Densidad relativa
t:	Tiempo, vida económica
T :	Temperatura
T _b :	Temperatura de bulbo húmedo
T _{pp} :	Temperatura crítica
U _o :	Coefficiente global de transferencia de calor
v:	Velocidad del fluido
VS:	Valor de Salvamento
W:	Flujo másico de la carcaza
α :	Factor de forma
ΔP_r :	Caída de presión en los espejos
ΔP_s :	Caída de presión en la carcaza
ΔP_t :	Caída de presión en los tubos
ΔP_T :	Caída de presión total en los tubos
ΔT_{LM} :	Temperatura media logarítmica
Φ_s :	Coefficiente de viscosidad
η_T :	Eficiencia de la turbina
ρ :	Densidad
μ :	Viscosidad dinámica
μ_b :	Viscosidad dinámica en el centro del flujo
μ_w :	Viscosidad dinámica a la pared del tubo

RESUMEN

Se realizó una recopilación bibliográfica sobre plantas de ciclo binario, identificando principalmente los tipos de plantas en función del fluido de trabajo, características principales, principios termodinámicos, componentes principales y condiciones de operación de dicho ciclo, y corrosión e incrustación en intercambiadores de calor. Además, se realizó un estudio del mercado eléctrico, exponiendo su definición, su naturaleza, operación del mercado eléctrico y su política económica. También se presenta la demanda y oferta de este mercado en el país durante el periodo de 2003 al primer semestre de 2004. Se diseñaron los componentes principales de una planta de ciclo binario para el campo geotérmico de Berlín, para ello se seleccionó el fluido de trabajo y los parámetros de diseño así como el dimensionamiento de los componentes de tal planta; por ejemplo intercambiadores de calor, turbina y torre de enfriamiento, entre otros. También, se diseñó y construyó un prototipo de intercambiador de calor para pruebas de corrosión, basándose en datos de flujo, temperatura y presión del campo geotérmico de Berlín. Se ha incluido un estudio y evaluación económica del proyecto desarrollando los temas de inversión inicial, determinación de costos, su clasificación en fijos y variables, costos globales y unitarios, ingresos y egresos, estado proforma, punto de equilibrio, finalizando con la evaluación económica que determina la Tasa Mínima Atractiva de Retorno (TMAR), el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Finalmente, se tratan los aspectos experimentales de las pruebas de corrosión desarrolladas en el campo geotérmico, presentando el procedimiento de las pruebas de corrosión, selección de norma técnica, desarrollo de pruebas y resultados obtenidos.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial la generación de energía eléctrica a partir de la explotación geotérmica, se califica como una energía limpia y renovable al compararla con otras fuentes de energía a base de combustibles fósiles responsables de liberar gases contaminantes que provocan el efecto de invernadero. Las bajas concentraciones de gases emitidos a la atmósfera durante la generación de energía eléctrica a partir del recurso geotérmico, son menos significativas que las detectadas en las emanaciones de las plantas térmicas.

El aprovechamiento del vapor geotérmico en el país se vuelve indispensable para generar energía eléctrica, debido al alto precio que sigue experimentando el petróleo. Tal situación indica que se deben de buscar fuentes alternativas de generación de energía eléctrica, para evitar la máxima explotación de los recursos geotérmicos con que cuenta el país. Una alternativa para generar energía eléctrica, es obtener el máximo aprovechamiento de la energía térmica residual por medio de la implementación de una planta de ciclo binario, logrando de esta manera más generación y a la vez conservar los recursos existentes.

En la actualidad en El Salvador existen dos plantas geotérmicas convencionales una en Ahuachapán y otra en Berlín, La Central Geotérmica de Berlín se ubica a 112 km. al este de San Salvador, en el lugar conocido como Cantón Montañita del municipio de Alegría y departamento de Usulután, tiene una extensión de 42 km², incluye la actual zona de explotación y reinyección. La energía geotérmica se obtiene con base en el vapor de agua que emana con gran presión (20 bar) de la corteza terrestre.

El presente trabajo de graduación consiste en un estudio técnico-económico de la implementación de una planta de ciclo binario en el campo geotérmico de, Berlín, Usulután, en el estudio técnico se presenta el diseño de los intercambiadores de calor, como también las especificaciones técnicas de la turbina, torre de enfriamiento y generador. Además, se presenta la evaluación económica, para demostrar de esta manera la factibilidad del trabajo de graduación y así poder contar con herramientas necesarias para poder ejecutar el mismo.

1. INVESTIGACIÓN TEÓRICA SOBRE PLANTAS DE CICLO BINARIO

El presente capítulo trata sobre los tipos, características, principios termodinámicos, componentes y condiciones de operación de plantas de ciclo binario.

1.1 TIPOS DE PLANTAS DE CICLO BINARIO

Los tipos de plantas de ciclo binario se clasifican de acuerdo al fluido de trabajo:

- Fluido Orgánico (isopentano, isobutano, entre otros)
- Fluido Inorgánico (agua, amoniaco, entre otros) .

Entre las plantas de ciclo binario que trabajan con fluido orgánico, también conocidas como ciclos Rankine orgánicos, se encuentran:

- Brine/Binary
- Flash/Binary

La planta de ciclo binario que trabaja con fluido inorgánico se conoce como:

- Kalina/Binary

Los ciclos Rankine orgánicos han recibido considerable atención durante los últimos años por la capacidad de aprovechar fuentes de baja energía térmica, tal es el caso en fluidos geotérmicos o salmueras desechadas de las centrales geotérmicas convencionales. En el ciclo binario, tal como su nombre lo indica, la potencia se genera simultáneamente a partir de dos fluidos activos diferentes, como una combinación de dos plantas térmicas a vapor. En el ciclo binario, la transferencia de calor al fluido orgánico se efectúa a través de un intercambiador de calor donde circula un fluido geotérmico como fuente de calor; es decir, que este calor transferido, es suministrado por la salmuera líquida o vapor de salmuera. De estas dos alternativas provienen los nombres respectivamente como Ciclo de Brine/Binary y Ciclo de Flash/Binary.

El Ciclo de Brine/Binary es conceptualmente simple y presenta una mayor eficiencia en la utilización del recurso natural que otros ciclos de poder geotérmico. Su

funcionamiento consiste en utilizar la salmuera líquida extraída de un pozo o por desecho de una central geotérmica; haciéndola pasar por un intercambiador de calor y posteriormente enviarla a un pozo de reinyección. La energía térmica extraída de la salmuera es trasferida a un segundo fluido orgánico de trabajo; el cual se transforma en vapor que llega a impulsar una turbina que esta acoplada a un generador de energía eléctrica; luego el fluido es condensado y después bombeado hacia el intercambiador de calor nuevamente según se presenta en la Figura 1.

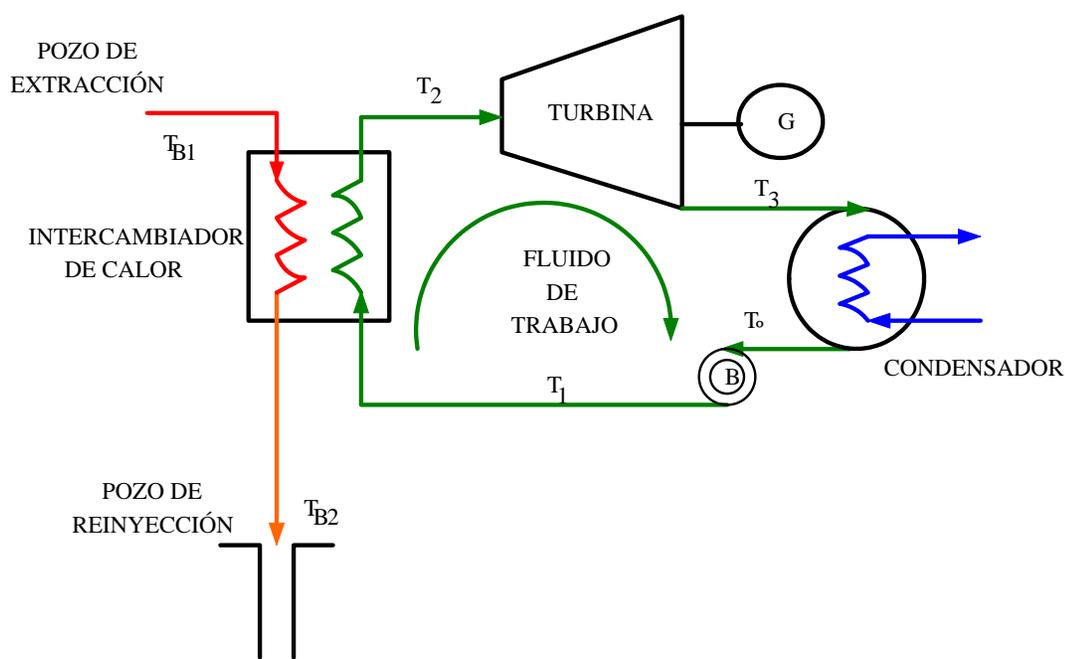


Fig. 1. Esquema donde se presentan los elementos principales del Ciclo Simple de una planta de ciclo Binario "Brine/Binary".

En el Ciclo de Flash/Binary se presentan tres fases de transferencia de calor. Esto implica un aumento de etapas de vapor simultáneamente incrementando el ciclo de operación; además, reduce los sólidos disueltos que ocasionan depositación en los equipos y tuberías del sistema. Desafortunadamente este tipo de arreglo no es práctico por la cantidad de equipos que se requieren, ya que son grandes volúmenes de vapor utilizado. Este tipo de plantas puede llegar a generar dos terceras partes de la generación

total de una planta de ciclo convencional. En la Figura 2 presenta esquemáticamente este ciclo.

La planta binaria que utiliza un fluido inorgánico es la Kalina/Binary, ésta utiliza una mezcla de amoníaco y agua como fluido de trabajo y el principio es idéntico al ciclo Flash/Binary ^[1,2,3].

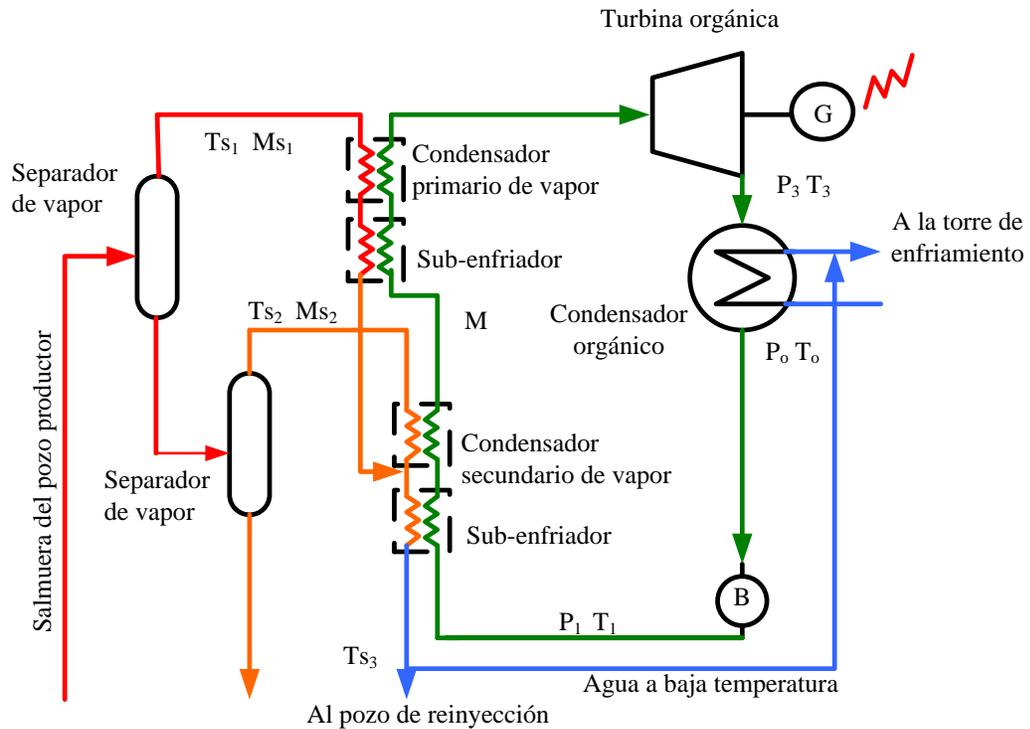


Fig. 2. Esquema donde se presentan los elementos principales del Ciclo Simple de una planta Flash/Binary.

1.2 CARACTERÍSTICAS DE PLANTAS DE CICLO BINARIO

Las plantas de ciclo binario se caracterizan por:

- a) Utilizar dos ciclos de trabajo, el primero funciona con fluido geotérmico-vapor o agua-; el segundo maneja un fluido orgánico con la propiedad de tener un punto de evaporación menor que la del vapor o agua.
- b) Generalmente son unidades móviles de fácil y rápida instalación debido a que son compactas.
- c) Tener costos de operación y mantenimiento relativamente bajos ya que su funcionamiento consiste en un ciclo Rankine convencional simple.
- d) Mayor eficiencia de acuerdo al segundo fluido de trabajo.
- e) Utilizar el agua residual que sale de otras plantas geotérmicas convencionales.
- f) No contaminan el medio ambiente^[1,2,3].

1.3 PRINCIPIOS TERMODINÁMICOS DE PLANTAS DE CICLO BINARIO

El Ciclo de Brine/Binary tal como se presenta en la Figura 1, la salmuera entra al sistema por el intercambiador de calor donde transfiere su energía térmica al fluido orgánico de trabajo. Un típico diagrama de entalpía-temperatura se utiliza para presentar el proceso del intercambio de calor en el ciclo de operación del sistema tal como se indica en la Figura 3.

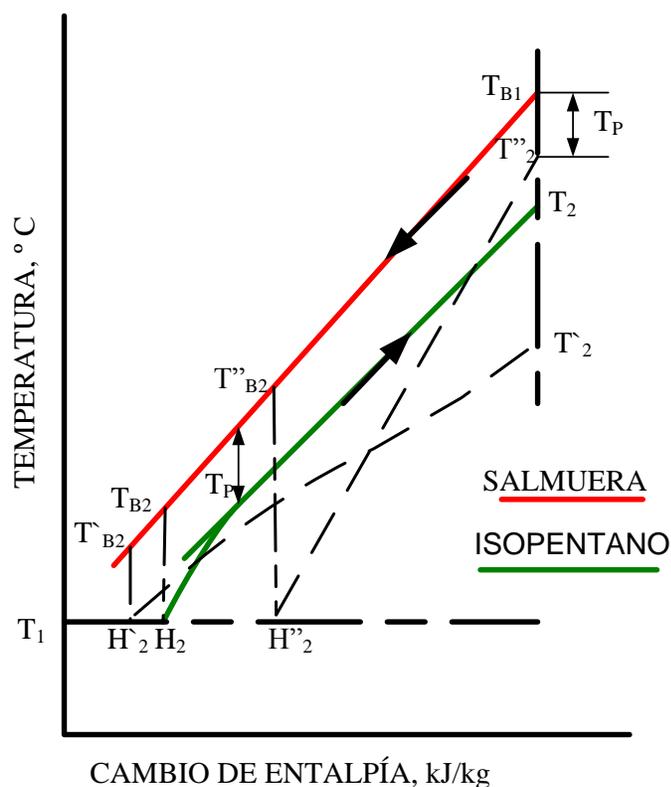


Fig. 3. Diagrama temperatura-entalpía del proceso de intercambio de calor para el ciclo Brine/Binary

La salmuera y el fluido orgánico de trabajo entran al intercambiador de calor a temperaturas T_{B1} y T_1 , respectivamente. La salmuera sale del intercambiador a una temperatura T_{B2} y T_2 para el fluido orgánico, manteniendo una diferencia de temperatura T_p entre los dos fluidos.

En el siguiente análisis, el funcionamiento de cada ciclo fue calculado con resultados específicos en términos del flujo del pozo ya que estos parámetros tienen gran importancia en la utilización del recurso geotérmico. Tal caso requiere un perfeccionamiento del punto crítico requerido para la diferencia de temperatura entre el calentamiento y enfriamiento, tal valor está sujeto para un mejor resultado del ciclo a pesar que solo se conocen las temperaturas de entrada de la salmuera y el fluido orgánico al intercambiador de calor. Para un mejor rendimiento del ciclo, el punto crítico se localiza entre la entrada y salida, como se muestra en la trayectoria de la línea

continua del calentamiento y enfriamiento del fluido orgánico y salmuera según la Figura 3 ^[1].

Si el punto crítico ocurriera cercano a la entrada de la salmuera, entonces se presentaría un alto valor de temperatura a la entrada de la turbina produciendo una máxima eficiencia térmica, pero la salmuera reinyectada tendría una elevada energía térmica ya que se desearía con un alto valor de temperatura, T''_{B2} . El resultado neto sería menor que el rendimiento óptimo del ciclo. Ahora si el punto crítico se localiza a la salida de la salmuera, se produciría la curva $H'_2T'_2$, aunque se maximizaría el calor recuperado de la salmuera dado que se descargaría a una menor temperatura T'_{B2} , además, la temperatura a la entrada de la turbina sería más baja por lo que la eficiencia sería menor y de nuevo resultaría un menor rendimiento óptimo del ciclo.

Claramente esta técnica de optimizar el rendimiento requiere de relacionar la temperatura/ entalpía específica en todos los puntos de la curva de calor desde la salida de la bomba hasta la entrada de la turbina utilizando candidatos de fluidos de trabajo. Este análisis fue realizado anteriormente por investigadores en plantas piloto de Estados Unidos y Japón el cual requirieron de análisis matemáticos muy complicados que no se discutirán en este documento.

El desarrollo del ciclo Brine/Binary operando con reservorio de agua geotérmica y usando isobutano e isopentano como segundos fluidos de trabajo es presentado en la Figura 4 y Figura 5. El rendimiento específico es graficado contra la eficiencia del ciclo para diferentes presiones a la entrada de la turbina y temperaturas de reservorios ^[1].

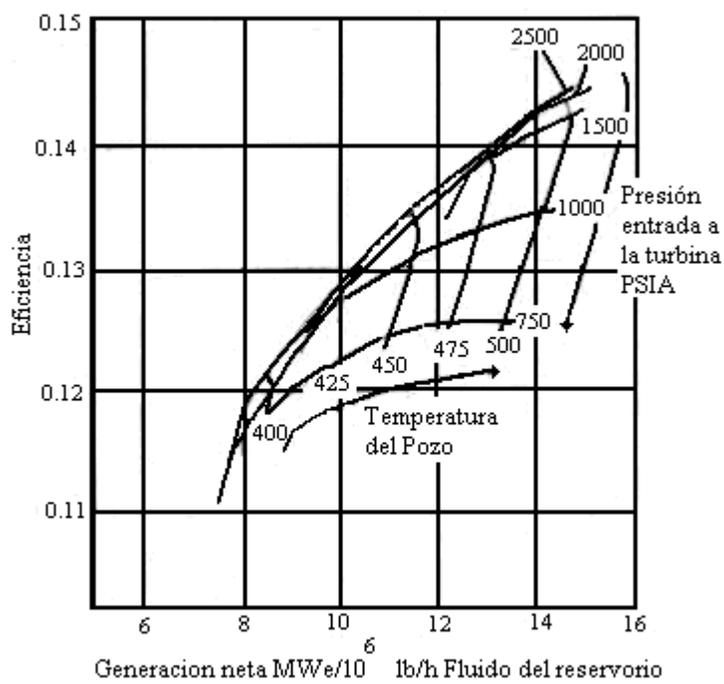


Fig. 4. Características de operación del ciclo Brine/isobutano.

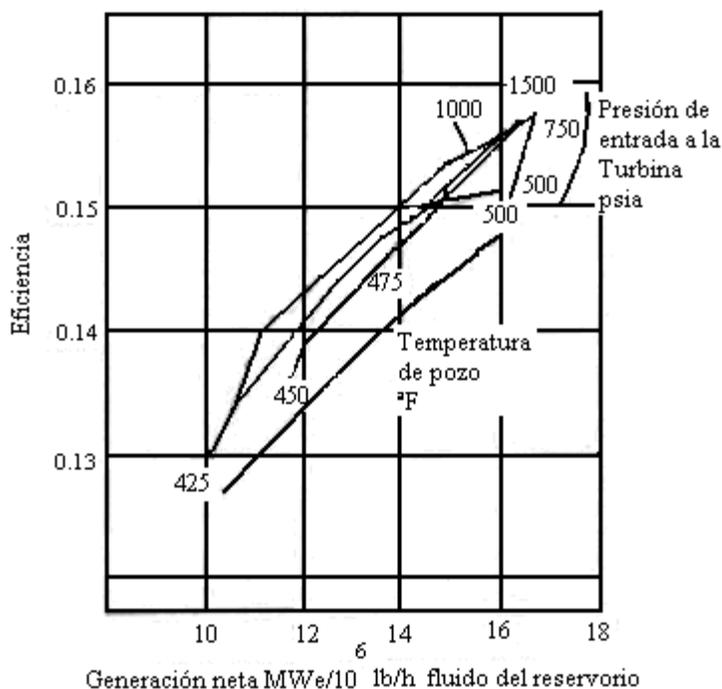


Fig. 5. Características de operación del ciclo Brine/isopentano.

1.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE PLANTAS DE CICLO BINARIO

La Figura Termodinámica de Merit “FTM” se ha tomado como la medida primaria de la eficiencia de los ciclos termodinámicos y se ha usado como base para la optimización termodinámica. Aunque la optimización termodinámica necesariamente no implicará la optimización del costo, todavía es un concepto esencial requerido para comparar méritos relativos de fluidos de trabajo diferentes.

La Figura Termodinámica de Merit se usa desde que la eficiencia térmica no es un indicador de la función adecuada al usar una fuente de calor sensible como las salmueras geotérmicas. El FTM está definido como el rendimiento del poder neto del ciclo dividido por el calor disponible en la salmuera. Puede escribirse como:

$$TFM = \frac{P}{Q_{act}} \frac{Q_{act}}{Q_b} = \eta \frac{(T_s - T_e)}{(T_s - T_w)} \quad 1.1$$

P = Potencia neta generada

Q_{act} = Energía transferida de la salmuera

Q_b = Energía que puede ser transferida de la salmuera si ésta estuviera a la temperatura ambiente.

η = Eficiencia térmica convencional

T_s = Temperatura del pozo

T_e = Temperatura de la salmuera a la salida del sistema

T_w = Temperatura ambiente

En la Figura 6 se presenta la variación del FTM con la presión de la caldera o evaporador para tres fluidos de trabajo. Estos cálculos se realizaron para una temperatura de la fuente geotérmica de 138 °C (280 °F), temperatura del condensador de 27 °C (80 °F) y 0.69 MPa (100 psia) de presión del pozo. El FTM alcanza un máximo para el ciclo con isobutano a una presión de 1.55 MPa (225 psia). A presiones superiores existe caída de temperatura insuficiente en la salmuera y a más bajas presiones es necesario bombear más isobutano y se tiene que dejar caer a una presión menor a través de la turbina.

Puede verse que el mismo FTM puede lograrse usando pentano o isobutano en un ciclo binario a 138 °C de la salmuera. Así, la selección del mejor fluido de trabajo durante este ciclo de baja temperatura debe hacerse en base a otras consideraciones. Los ciclos de pentano operados a una baja presión resultan con una más baja inversión de capital en los elementos del intercambiador de calor. Pero un condensador de pentano estará a presiones de vacío cuando la temperatura del condensador este debajo de aproximadamente 38 °C.

Esto propone el riesgo potencial de filtración de oxígeno en el sistema. Así, el costo adicional de depósitos de alta presión de isobutano debe compararse contra el costo de seguridad como el detector de oxígeno en el condensador de isopentano. Además, el peligro de explosión aumenta al máximo cuando la proporción del combustible a la proporción del oxígeno es baja; así puede estar más seguro operar un

sistema de condensador de baja presión con el isopentano en lugar de un sistema de isobutano de alta presión con su peligro potencial por las infiltraciones de la atmósfera.

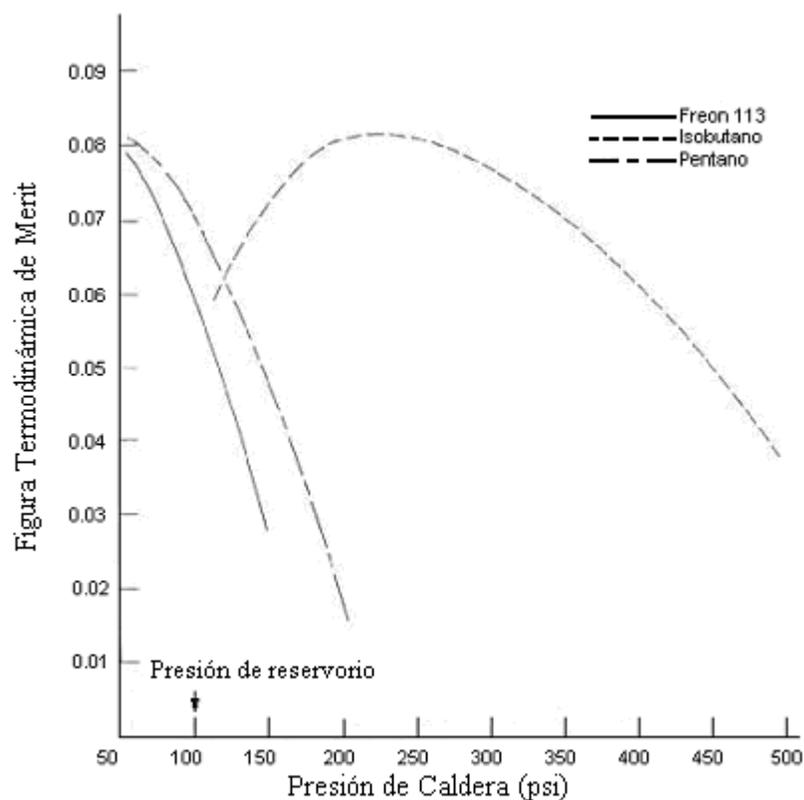


Fig. 6. Figura Termodinámica de Merit para tres fluidos de trabajo y un reservorio geotérmico a 137.8 °C (280 °F), 26.7 °C (80 °F) temperatura del condensador; turbina de una fase y diez fases de precalentador.

Una vez la entalpía decae isoentrópicamente (ΔH) y el volumen específico real de salida (v_E) son conocidos, la velocidad de rotación y el diámetro pueden ser calculadas usando una modificación de la teoría de Baljé ^[4]. Así, el mapa de eficiencia de Baljé y de los gráficos se escoge un diseño.

Usando estas condiciones Bliss ^[5] obtuvo las siguientes especificaciones para una turbina de flujo axial:

La velocidad de rotación óptima en rpm

$$N = 8.51 \frac{(H_{Totalin} - H_{Totalexit})^{0.75}}{\sqrt{Q_{Total}}} \quad 1.2$$

Y el diámetro es:

$$D = 8.79 \frac{\sqrt{Q_{Total}}}{(H_{Totalin} - H_{Totalexit})^{0.25}} \quad 1.3$$

Donde la proporción de flujo de volumen total, Q_{Total} en m^3/s , queda:

$$Q_{Total} = \frac{0.0624 Power}{\eta \Delta H} \quad 1.4$$

Otra cantidad útil en el diseño de la turbina es la densidad de energía. Esta es definida como:

$$E_T = \frac{\Delta H}{V_{eTotal}} \quad 1.5$$

Esta cantidad ha sido mostrada inversamente para correlacionar aproximadamente con el costo de la turbina y así se ha usado para comparar el costo de la turbina al seleccionar los potenciales de los fluidos de trabajo. Ya que el primer factor en determinar el tamaño de la turbina es la densidad de energía. Esta variable importante es comparada para varios fluidos, como se presenta en la Figura 7. Note que esto aumenta con los fluidos de presiones crecientes, principalmente a través del volumen específico como divisor.

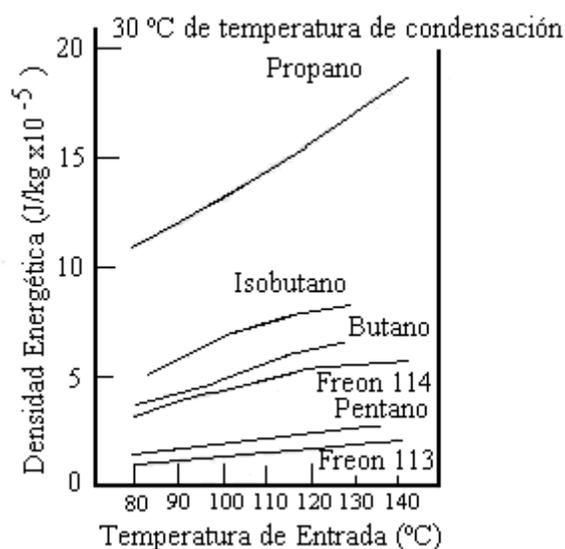


Fig. 7. Comparación de la densidad energética de seis fluidos de trabajo.

La variación real en el diámetro de la turbina y la velocidad de rotación para cuatro fluidos y la operación de una sola etapa se muestra en la Figura 8 a la Figura 11. El uso del término "óptimo" en ambas escalas de la ordenada se refiere al hecho que éstos resultan ser todos los evaluados al punto de eficiencia óptima (aproximadamente al 90%) tal como lo definió **Balje**. Este valor corresponde a un rotor aproximadamente de seis pies de diámetro y se usa para traer simplemente la atención al hecho que unos pocos fluidos puedan requerir diámetros tan grandes, para ser transportados fácilmente.

Una comparación de varios parámetros de tres turbinas de diferentes potencias las cuales se presentan la Figura 12. La variación de la calidad a la salida con las condiciones de operación es de gran interés. Algunas consideraciones podrían existir razonablemente con respecto a la cantidad de humedad en los escalonamientos de la turbina. Sin embargo, como es presentado en la Figura 13, la calidad total en la salida (definido como la masa de vapor dividida por la masa total) generalmente es muy alta (baja humedad) por lo que es aceptable para situaciones típicas de plantas binarias de potencia geotérmica ^[6].

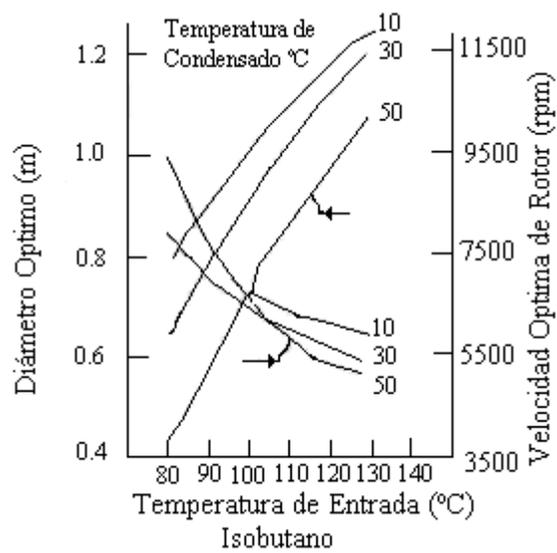


Fig. 8. Diámetro óptimo e intervalo de rotación. Potencia neta de la turbina 10 MW. Fluido de trabajo isobutano.

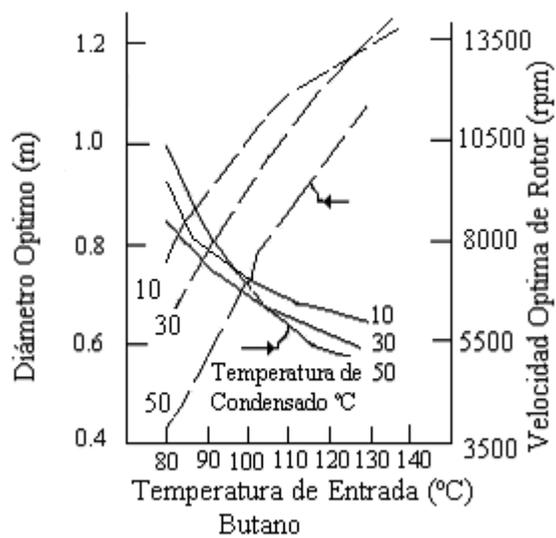


Fig. 9. Diámetro óptimo e intervalo de rotación. Potencia neta de la turbina 10 MW. Fluido de trabajo butano.

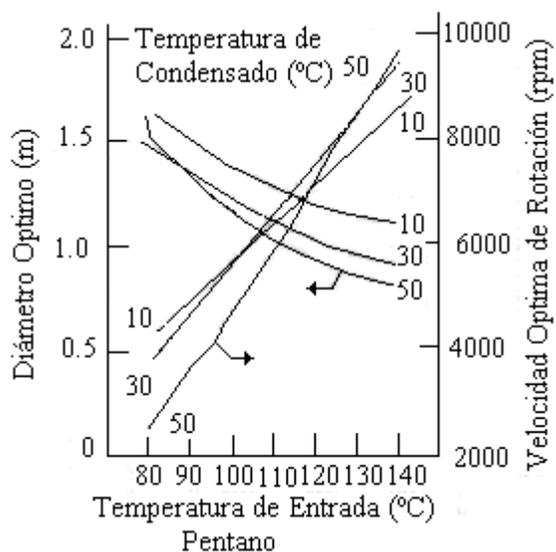


Fig. 10. Diámetro óptimo e intervalo de rotación. Potencia neta de la turbina 10 MW. Fluido de trabajo pentano.

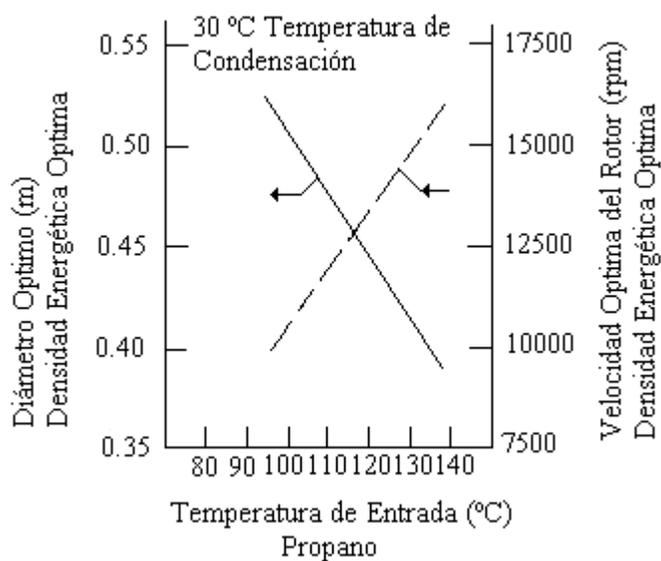


Fig. 11. Diámetro óptimo e intervalo de rotación. Potencia neta de la turbina 10 MW. Fluido de trabajo propano.

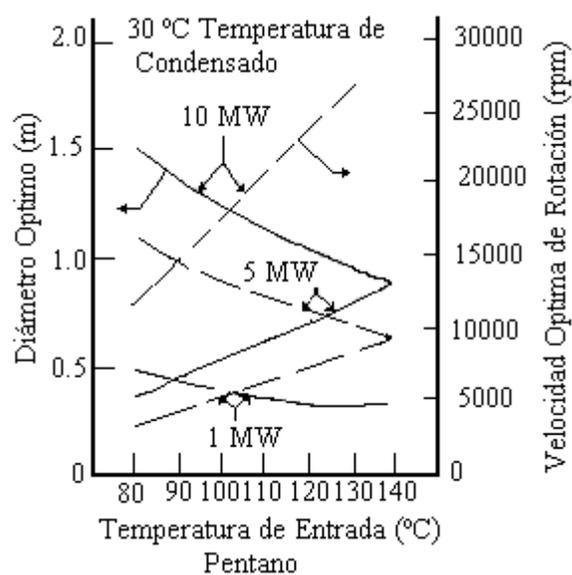


Fig. 12. Diámetro óptimo e intervalo de rotación del Pentano para diferentes potencias de turbina.

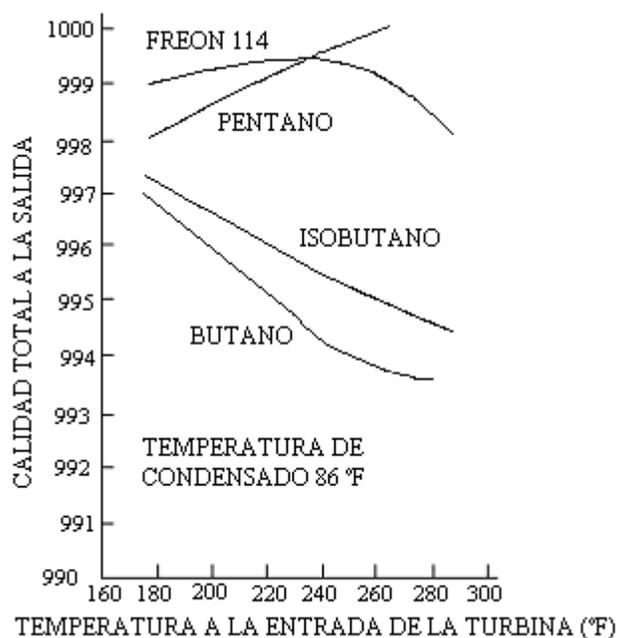


Fig. 13. Calidad total a la salida de la turbina vs. Temperatura de entrada.

1.5 TEORÍA SOBRE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN EN INTERCAMBIADORES DE CALOR

Los enlaces metálicos tienden a convertirse en enlaces iónicos, y los favorece el hecho que el material puede en cierto momento transferir o recibir electrones, desde zonas catódicas y zonas anódicas; esta transferencia puede ser lenta o rápida, pero todo depende del medio en el que se encuentre y del tipo de material que se utilice, en este apartado se presenta información bibliográfica acerca de la corrosión de los fluidos geotérmicos sobre substratos de acero.

1.5.1 CONCEPTOS BÁSICOS Y CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN

La corrosión es conocida como:

- El deterioro de una sustancia (usualmente un metal) por reacción con su medio ambiente,
- La destrucción de un material por reacción química, electroquímica o metalúrgica entre un medio y el material,
- Como el ataque destructivo que sufre un metal por reacción química o electroquímica con su medio ambiente,
- La interacción de un metal con el medio que lo rodea produciendo el consiguiente deterioro de sus propiedades físicas como químicas ^[7,8,9].

De lo anterior, la corrosión es un fenómeno muy importante a tomar en cuenta para el mantenimiento en cualquier industria. La principal causa de la corrosión es la inestabilidad de los metales en su forma refinada; los mismos tienden a volver a su estado original a través de los procesos de corrosión.

Las reacciones de corrosión son de naturaleza electroquímica en la que se involucra la transferencia de cargas eléctricas a través de la frontera formada por la superficie de un *metal* (conduce electricidad por el movimiento de electrones) y un *electrolito* (conduce electricidad por el movimiento de iones: catión con carga positiva y anión con carga negativa, los cuales se mueven en dirección contraria), ocasionando regiones plenamente

identificadas en la superficie del metal, llamadas anódicas y catódicas. Cuando se da una reacción sobre la superficie, el flujo de electrones en el metal son convertidos en iones que fluyen en el electrolito ^[7,8,9].

Una reacción de oxidación es anódica, cuando los electrones son liberados dirigiéndose a otra región catódica. En la región anódica se producirá la disolución del metal (corrosión) y consecuentemente en la región catódica la inmunidad del metal.

Los enlaces metálicos tienden a convertirse en enlaces iónicos, y los favorece el hecho que el material puede en cierto momento transferir o recibir electrones, desde zonas catódicas y zonas anódicas; esta transferencia puede ser lenta o rápida, pero todo depende del medio en el que se encuentre y del tipo de material que se utilice ^[7,8,9].

En general, la corrosión puede dividirse en cinco tipos o formas de corrosión, las cuales son:

- **Corrosión general:**
 - Corrosión atmosférica
 - Corrosión con gases “Dry”
 - Corrosión húmeda con vapores “Steam”
 - Corrosión acuosa o de acción electroquímica “wet”
 - Corrosión Galvánica
 - Corrosión por corrientes perdidas o parásitas
 - Corrosión biológica general
 - Corrosión por sales fundidas
 - Fluoruros fundidos
 - Sales clorhídricas
 - Nitratos fundidos
 - Sulfatos fundidos
 - Mezclas de Hidróxidos
 - Mezclas de carbonatos
 - Corrosión en metales líquidos

- Corrosión a alta temperatura
 - Oxidación
 - Sulfuración
 - Carburación
 - Hidrogenación
 - Corrosión caliente “Hot corrosión”
 - Otras formas
- **Corrosión localizada:**
 - Corrosión filiforme o Exfoliación
 - Corrosión con hendidura o de grietas muy finas "Crevice"
 - Corrosión por picadura
 - Corrosión biológica localizada
- **Corrosión por influencia metalúrgica:**
 - Corrosión intergranular
 - Corrosión por desaleado o lixiviación “dealloying or selected leaching”
- **Degradación asistida mecánicamente:**
 - Corrosión con erosión
 - Corrosión con desgaste “fretting”
 - Corrosión por cavitación y choque de condensado
 - Corrosión con fatiga
- **Agrietamiento producido por el medio ambiente:**
 - Agrietamiento con corrosión y esfuerzo “SCC: Stress Corrosion Cracking”
 - Daño por Hidrógeno
 - Resquebrajamiento ambiental por el hidrógeno

- Agrietamiento con corrosión y esfuerzo por el hidrógeno
- Pérdida en la ductilidad
- Ataque por hidrógeno
- Empolladuras o tubérculos “Blistering”
- Destrozo con grietas, descascarado, ojos de pez
- Microperforaciones
- Degradación de las propiedades en la fluencia
- Formación de hidruros

Las impurezas más comunes encontradas en el fluido geotérmico son: sílice, cloruro, fluoruro, borato, sulfato, carbonato, sodio, potasio, litio, calcio, magnesio amoníaco, gas sulfúrico, dióxido carbónico y el gas cloruro.

De los cuales, siete especies químicas más importantes producen un efecto significativo en la corrosión de los materiales de construcción de los intercambiadores de calor. Estas siete especies fueron identificadas de un análisis extenso de la corrosión y un examen de los datos de composición química de los fluidos de fase condensada – dominante y vapor – dominante. Estas especies químicas más importantes, consideradas como mínimas o básicas son: ^[10, 11, 12, 13,14]

- Gas oxígeno (O_2 , tomado de la contaminación con la atmósfera), extremadamente corrosivo para aceros de baja aleación, 30 ppb (partes por billón) incrementan la velocidad de corrosión y 50 ppb causa daños por picaduras, aún cuando la solubilidad del oxígeno decrece a un mínimo cuando se alcanzan los 100 °C;
- Dióxido carbónico, carbonato, ión bicarbonato y otros (CO_2 , HCO_3^- y $CO_3^{=}$). El CO_2 disuelto disminuye el pH e incrementa la velocidad de corrosión en aceros al carbono, el pH de las aguas geotérmicas depende mucho y es controlado por el CO_2 ;
- Ión hidrógeno (H^+ , o el pH), el índice de corrosión aumenta si el pH desciende;

- Ión cloruro (Cl^-), fuerte promotor (activador) de corrosión localizada en aceros al carbono, al quebrar las capas de óxido pasivas protectoras, es conocido que de 5 a 10 ppm de este ión en presencia del oxígeno y a una temperatura arriba de 50°C , es seguro el inicio del SCC en los aceros inoxidable;
- Gas sulfúrico (H_2S , SH^- , S^{2-}), potente veneno catódico, que promueve la corrosión por esfuerzo generado por concentración del azufre, este gas es omnipresente en aguas geotérmicas, necesitándose menos de 30 ppb y en temperaturas baja casi siempre está presente la bacteria reductora de los sulfuros;
- Gas amoníaco (NH_3), ión amoníaco (NH_4^+);
- Ion sulfato (SO_4^{2-}).

Y una predicción cuantitativa de sus efectos corrosivos se puede medir por los siguientes factores:

- Los materiales responden diferente a los mismos componentes del fluido en diferentes formas y grados.
- La interacción de dos o más especies químicas, puede dar resultados muy diferentes que los obtenidos con las especies por individual.
- Otros componentes que son menos comunes o agresivos pueden también producir efectos corrosivos como lo es el ión fluoruro, metales pesados (catalizadores) como el mercurio, cobre, arsénico y el boro.

Los fenómenos corrosivos que han sido observados debido a la presencia de algunas o todas estas especies son:

Corrosión superficial

- Corrosión por fatiga
- Corrosión por hendidura en grietas muy finas “Crevice”
- Lixiviación o des-aleado “Dealloying”
- Corrosión – erosión
- Exfoliación;

- Corrosión Galvánica
- Corrosión Intergranular
- Picadura “pitting”
- Corrosión Uniforme (general)

Grietas por corrosión

- Agrietamiento por Corrosión bajo tensión “SCC: Stress corrosion cracking”
- Agrietamiento por tensión sulfúrica “SSC: Sulfide corrosion cracking”
- Ampollado “blistering” o Fragilizado “embrittlement” por hidrógeno.

Estos fenómenos deben ser evitados con el fin de incrementar la vida del intercambiador de calor, y minimizar los costos de las reparaciones y mantenimiento. La selección adecuada de los materiales durante la fase del diseño de los sistemas de transferencia de calor o intercambiadores de calor puede lograr estas metas.

1.5.2 CONCEPTOS BÁSICOS Y CARACTERÍSTICAS DE INCRUSTACIÓN

El término incrustación se refiere a los materiales que se depositan en las paredes de un tubo o carcasa. Pueden definirse como depósitos los productos de corrosión, minerales, químicos y contaminantes del fluido que se transporta.

Algunos depósitos presentes en los fluidos geotérmicos son: óxidos de metal, cobre, fosfatos, carbonatos, silicatos, sulfatos, moscovitas, contaminantes químicos y una variedad de compuestos orgánicos e inorgánicos.

Las depósitos pueden ocurrir en cualquier parte de una tubería de un intercambiador de calor en donde este presente siempre el vapor. Las paredes de los tubos son a menudo los más afectados por la depositación o incrustación. Las calderas, precalentadores o sistemas de tubería que están expuestos a fluidos con ciertos valores de temperatura y presión son frecuentemente los que contienen depósitos y estos son

arrastrados por el mismo fluido hasta producir la incrustación en las paredes de los tubos.

Las depósitos en los tubos son normalmente productos de la corrosión movidos de sus sitios donde se formaron. La incrustación puede ser durante la generación del mismo vapor. La orientación del tubo puede influir en la formación y cantidad de deposición.

Las depósitos son normalmente más pesados al lado del fluido a mayor temperatura. También, la deposición ocurre a menudo en las líneas horizontales donde el flujo fluye a bajas velocidades.

Las depósitos en los intercambiadores de calor causados por las concentraciones de minerales en fluido geotérmico, normalmente se encuentran cerca de las entradas del intercambiador y en las curvaturas en U.

El proceso de deposición involucra la concentración de sustancias solubles e insolubles en una película delgada en la superficie del metal durante la formación de burbujas de vapor (Figura 14). Otros mecanismos de deposición involucran precipitación de la solución y formando partículas grandes de material. Cuando la temperatura del fluido baja, entonces disminuye la solubilidad del mismo produciendo precipitaciones de sólidos ^[15,16].

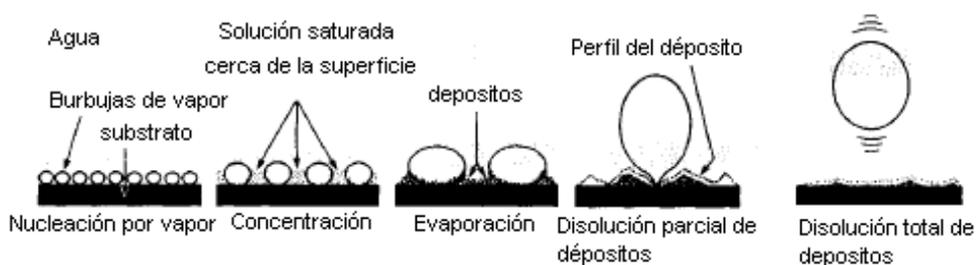


Fig. 14. Cinco fases instantáneas de una burbuja de vapor.

La tendencia a formar los depósitos se relaciona con el calor localizado en la zona, la turbulencia del fluido y composición de la pared del tubo. Cuando una burbuja de vapor se desaloja de la pared del tubo, los depósitos se lavan con el mismo fluido. La proporción a que los depósitos se formen, depende de la formación de burbujas de vapor y la solubilidad del fluido. En los casos donde el calor es alto, una capa de vapor estable puede formar concentraciones de depósitos en el material del tubo (Figura 15); es decir, que las superficies no pueden lavarse mientras se encuentra la película de vapor (Figura 16).

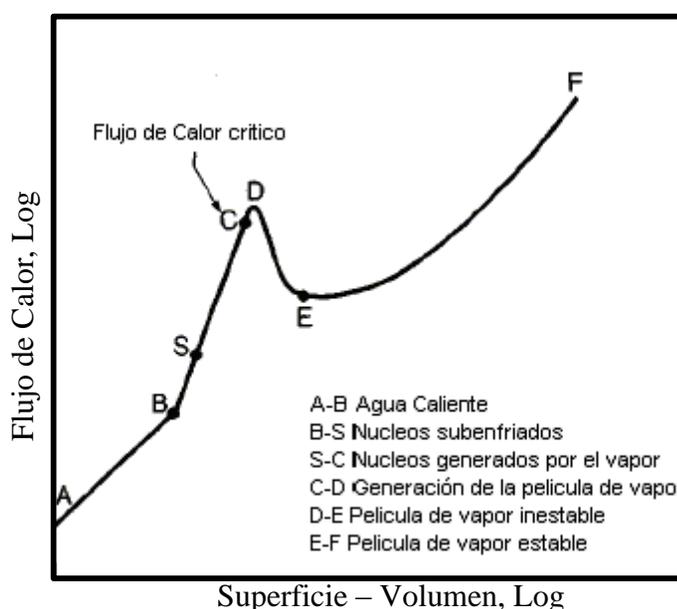


Fig. 15. Transferencia de calor al agua y vapor por un canal de flujo de calor. Relación de la diferencia de temperatura entre la pared del canal de flujo y volumen de agua o vapor.

El resultado de la depositación forma irregularidades en la superficie que ocasionan las turbulencias del fluido. Tales turbulencias en aguas abajo se forman las áreas de baja presión, favoreciendo el aumento de vapor y por consiguiente la formación de depósitos.

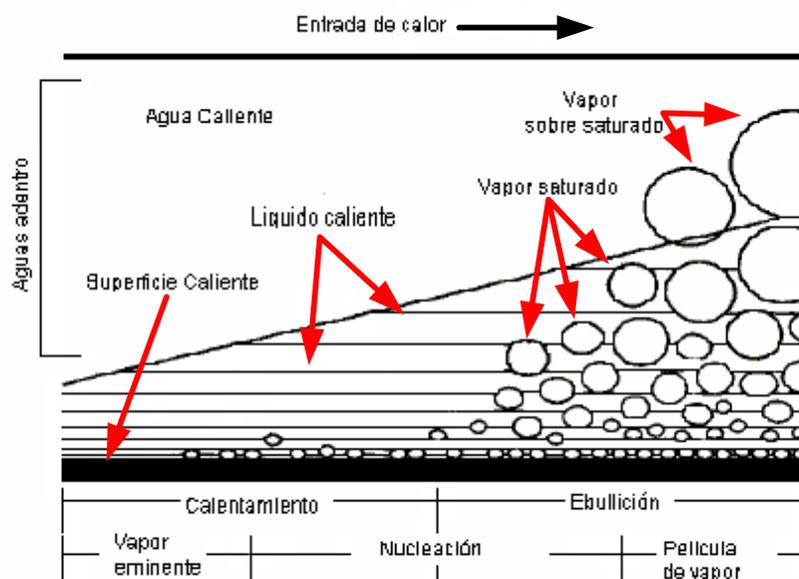


Fig. 16. Etapas de transición de la ebullición de la salmuera a medida se incrementa la temperatura en la pared del ducto.

La exfoliación de óxidos formados térmicamente en el intercambiadores de calor puede causar acumulación de astillas de óxido en las curvaturas U y a lo largo de los tramos horizontales de la tubería (Figura 17 y Figura 18). Las temperaturas para la formación del óxido para diferentes aleaciones se presentan en la Tabla 1.

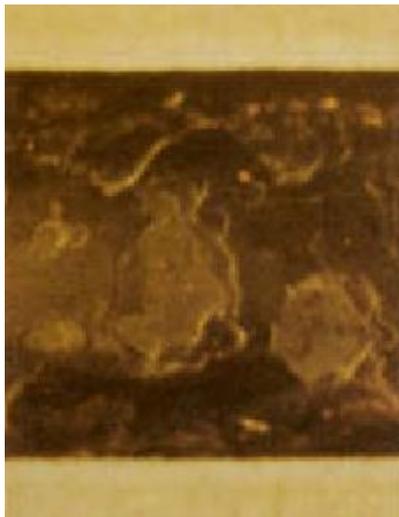


Fig. 17. Manchas de magnetita exfoliada de un tubo a la entrada del intercambiador de calor. Las chispas de la magnetita pueden ser arrastradas hasta la turbina y podría ocasionar serios daños.



Fig. 18. Tamiz fino localizado a la entrada de la turbina el cual ha atrapado óxidos provenientes de las tuberías de los intercambiadores de calor. 7.5x

Tabla 1. Temperaturas para la Formación Excesiva de Óxido.

Aleaciones	Escala Aproximada de temperatura*	
	°F	°C
Carbon	1025	550
1/2 Mo	1050	570
1/2Cr- 1/2Mo	1070	580
1Cr-1/2Mo	1100	600
2Cr-1/2Mo	1100	600
2 1/4Cr-1Mo	1100	600
3Cr-1/2Mo-1 1/4Si	1400	760
5Cr-1/2Mo	1150	650
5Cr-1/2Mo-1 1/2Si	1550	850
5Cr-1/2Mo-Ti	1150	650
7Cr-1/2Mo	1250	680
9Cr-1Mo	1420	770
12Cr	1420	770
17Cr	1550	850
18Cr-8Ni	1600	870
18Cr-8Ni, Ti	1700	930
15Cr-8Ni, Cb	1650	900
15Cr-8Ni, Mo	1650	900
25Cr- 12Ni	2000	1100
25Cr -20Ni	2000	1100
27Cr	2000	1100

*Temperatura a la cual la oxidación es igual 10 mg/cm² en 1000 h.

Los Factores críticos

La proporción de la formación de los depósitos en las superficies se controla principalmente por la solubilidad, la tenacidad física del depósito y la cantidad de agua que lava. Pero estos factores a su vez, dependen de otros factores como la concentración de los sólidos no disueltos, la temperatura de formación, la aglomeración morfológica y turbulencia del fluido.

Las depósitos más frecuentes que se encuentran en las áreas de mayores temperaturas son: sulfato del calcio y fosfato de calcio (Figura 19). Normalmente, los depósitos de materiales insolubles en agua se encuentran en los tubos de mayor transferencia de calor y enfriados por agua.



Fig. 19. Hidróxido de Sodio depositado en la pared del tubo el cual operaba a 600 psi. La protuberancia es debido al calor por un largo tiempo de operación.

Incluso una relativa capa delgada de depósito puede causar que la temperatura de la pared del tubo suba considerablemente. Cuando la temperatura de la pared sube, el flujo se mantiene hasta alcanzar vapor sobre calentado el cual puede producir hasta la ruptura del tubo (Figura 16).

En la Tabla 1 se presenta la cantidad de contaminantes que se pueden tolerar a altas presiones del fluido. En la Tabla 2 se presentan además las concentraciones aceptables de las sales en el intercambiador de calor. Los sólidos presentes en el fluido disminuyen por un factor de 100 cuando se eleva la presión de 0.69 MPa (100 psi) a 13.8 MPa (2000 psi). El nivel de sílice disminuye por un factor de 250 y otros sólidos suspendidos por un factor de 500.

Tabla 2. Valores permisibles de contaminantes, ppm.

Presión, psi	Rango de Sílice, ppm	Total de sólidos suspendidos	Máximo (ppm)		
			Oxígeno	Hierro	Cobre
100	15-25	75.00	-----	-----	-----
200	10-20	20.00	-----	-----	-----
300	7.5-15	2.00	-----	-----	-----
500	2.5-5.0	2.00	0.030	-----	-----
600	1.3-2.5	0.20	0.030	-----	-----
750	1.3-2.5	0.10	0.030	0.050	0.020
900	0.8-1.5	0.05	0.007	0.020	0.015
1000	0.2-0.3	0.05	0.007	0.020	0.015
1500	0.3 max	0.00	0.005	0.010	0.010
2000	0.1 max	0.00	0.005	0.010	0.010
2500	0.05 max	0.00	0.003	0.003	0.002
3200+	0.02 max	0.00	0.002	0.002	0.001

FUENTE: Courtesy of Chemical Publishing Company, *The Chemical Treatment of Boiler Water*, James W. McCoy, New York, 1981.

Los tubos de los intercambiadores de calor a alta presión (presiones mayores que 12.4 MPa (1800 psi)) se consideran relativamente limpios si tiene menos de 15 mg/cm^2 ($3.31 \times 10^{-5} \text{ lb/pie}^2$) de depósitos incrustados en la pared de los tubos. Esta cantidad de depósito es típica en casi todos los tipos de intercambiadores limpios, sin tener en cuenta los químicos del fluido, tipo de intercambiador, o combustible. En algunos intercambiadores, las capas de la magnetita porosas tienen una concentración de 11 mg/cm^2 ($2.43 \times 10^{-5} \text{ lb/pie}^2$) pero no produce ningún deterioro significativo en el intercambio de calor. Los tubos de los intercambiadores ligeramente sucios contienen 15 a 40 mg/cm^2 (3.31×10^{-5} a $8.82 \times 10^{-5} \text{ lb/pie}^2$) de depósitos, y cuando el contenido es más de 40 mg/cm^2 ($8.82 \times 10^{-5} \text{ lb/pie}^2$) es considerado muy sucio.

Tabla 3. Concentraciones de Salinidad Recomendadas en Intercambiadores de Calor.

Presión, psi	Temperatura de Saturación, °F	Máximo, ppm						Intervalo, ppm		
		Sólidos disueltos	Sólidos Suspendidos	Alcalinidad Total	Silice	Lodo Acondicionado		Fosfato residual	Sulfito residual	hidroxic residual
						Natural	Sintético			
100	328	5000.00	500	900	250.0	150	15	NR‡	90-100	NR
200	382	4000.00	350	800	200.0	150	15	40-50	80-90	NR
300	417	3500.00	300	700	175.0	100	15	30-40	60-70	NR
500	467	3000.00	60	600	40.00	70	15	25-30	45-60	NR
600	486	2500.00	50	500	35.00	70	10	20-25	30-45	NR
750	510	2000.00	40	300	30.00	NR	10	15-20	25-30	NR
900	532	1000.00	20	200	20.00	NR	5	10-15	15-20	0.10-0.15
1000	545	500.00	10	50	10.00	NR	3	5-10	NR	0.10-0.15
1500	596	150.00	3	0	3.00	NR	NR	3-6	NR	0.05-0.10
2000	636	50.00	1	0	1.00	NR	NR	1-3	NR	0.05-0.10
2500	668	10.00	0	0	0.50	NR	NR	NR	NR	0.02-0.03
3200‡	705	0.02	0	0	0.02	NR	NR	NR	NR	0.01-0.02

FUENTE: Courtesy of Chemical Publishing Company, *The Chemical Treatment of Boiler Water*, James W. McCoy, New York, 1981.

Los óxidos férricos

Una capa de la magnetita lisa, negra, tenaz y densa crece al lado del tubo de acero cuando esta en contacto con el fluido dentro del intercambiador de calor (Figura 20).



Fig. 20. Capa de magnetita plana, tenaz y negra al interior de un tubo de un intercambiador de calor.

La magnetita se forma por la reacción directa del fluido con el metal del tubo a altas temperaturas. En los intercambiadores de calor de alta presión, la magnetita contiene dos capas que generalmente sólo pueden verse por un microscópico. Las partículas de óxido que se depositan encima de una capa de magnetita lisa, según se presenta en la Figura 21. Normalmente las partículas de magnetita que no se adhiere a las superficies éstas se combinan con otros depósitos. La magnetita negra que se presenta en forma de agujas y muy cristalina se encuentra muy a menudo en los sitios de corrosión. Los cristales de magnetita a veces pueden producir una superficie brillante que pueden cubrir los tubos (Figura 22 y Figura 23). Muchas veces al raspar la superficie de los tubos se arranca cantidades pequeñas de este material y normalmente cuando se expone estas partículas a un imán indicará que el hierro está presente.



Fig. 21. Manchas de partículas de óxido de hierro y montículos de depósito producto al exceso de burbujas de vapor y otros sólidos depositados. Note los anillos blancos de hidróxido de Sodio rodeando cada mancha de magnetita.

La formación de la hematina es producto de bajas temperaturas de operación y altas concentraciones de oxígeno. La hematina es una especie de capa que tiende a aumentar y retener otros materiales en el depósito. Esta puede ser de color rojo cuando las concentraciones de oxígeno son altas. Además, normalmente está presente en los lugares de corrosión (Figura 24).



Fig. 22. Cristales de magnetita negra brillante al interior de la superficie del tubo. Los cristales son formados por las precipitaciones sobre la superficie o transportados de otra parte del intercambiador



Fig. 23. Manchas de cristales de magnetita brillante asociada con los sitios de corrosión cáustica. Es frecuente encontrar estos cristales en los sitios atacados por ácidos o por la corrosión cáustica.



Fig. 24. Capas fragmentadas de hematita sobre la superficie interna de un tubo. Hubo mas óxidos formados en este sitio, pero algunos fueron removidos por fragmentos o astillas.

Otros metales y sus óxidos

La depositación de Cobre ocurre por la reacción directa con el hierro debido a la reducción de óxido cobrizo por el hidrógeno subproducto de la corrosión. Es común ver manchas grandes, rojizas de mezclas de compuestos cobrizos y los productos de corrosión como la magnetita y hematita cerca de los sitios de corrosión cáusticos debido a la generación de hidrógeno (Figura 25). El color rojizo se parece al de la hematita superficial descrita anteriormente. Pero el cobre puede diferenciarse fácilmente de otro material por una prueba de nitrato de plata. Una gota de nitrato de plata precipitará cristales de plata de color blanco casi inmediatamente si es que el cobre está presente. Y el óxido cobrizo formado es de color negro y no magnético. La corrosión galvánica asociada por los depósitos de cobre es sumamente rara cuando se utilizan fluidos pasivos.

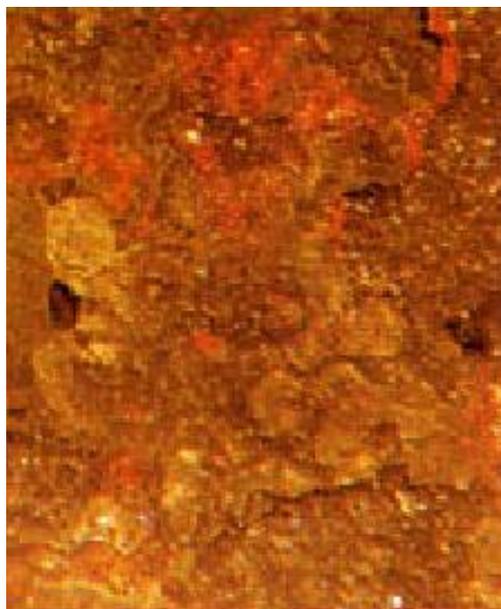


Fig. 25. El cobre está presente en la pared de este tubo de altas presiones.

A veces se encuentra zinc y óxidos de níquel junto a los depósitos de cobre. Esto es natural, ya que el zinc y el níquel están a menudo presentes en el latón y en el cuproníquel usados en los intercambiadores de calor. Normalmente, estos elementos se depositan en menor concentración que el cobre.

Las sales

Los compuestos solubles se depositan primero cuando comienza a estar presente la fase de vapor. El carbonato de calcio se deposita rápidamente, formando un depósito blanco desmenuzado y efervescente cuando es expuesto al ácido clorhídrico (Figura 26). El sulfato del Calcio es más lento su depositación que el carbonato de calcio. Además los fosfatos pueden ser algunas veces deducidos por los depósitos desmenuzados (menor que el carbonato de calcio).



Fig. 26. Depósito de carbonato de calcio.

El fosfato de magnesio son depósitos que puede producir una capa muy dura y adherente. Éstos son descoloridos pero se vuelven rojos, cafés, o negro cuando se combinan con los óxidos de hierro.

Los silicatos insolubles están presentes en muchos intercambiadores de calor. Muchos de éstos son muy duros y son casi insolubles en los ácidos salvo en el hidrofúorico. Los silicatos complejos tales como el analcita [$\text{Na}_2\text{O} - \text{Al}_2\text{O}_3 - 4\text{SiO}_2 - 2\text{H}_2\text{O}$], acmite [$\text{Na}_2\text{O} - \text{Fe}_2\text{O}_3 - 4\text{SiO}_2$], o sodalite [$\text{Na}_2\text{O} - 3\text{Al}_2\text{O}_3 - \text{SiO}_2 - 2\text{NaCl}$] (ver Figura 27).



Fig. 27. Analcite formado por el arrastre de alambre de los clarificadores. Se observa como los depósitos tienden a deformar la superficie interna del tubo.

En general, sólo pueden retenerse los depósitos que son solubles en agua. Las concentraciones más severas son de las especies del hidróxido de sodio, fosfato de sodio, y el sulfato de sodio. Se conoce que el olor fuerte de sulfuro de hidrógeno es debido a la descomposición de los sulfuros dónde las manchas por el calor están presentes ^[15,16].

La eliminación

Todos los depósitos son indeseables y finalmente son el resultado de las propiedades químicas del fluido y de las condiciones de operación del intercambiador de calor. Un tratamiento apropiado del fluido puede reducir la deposición. Por lo que es necesario requerir de análisis de laboratorio para determinar las características de los depósitos disueltos en el fluido transportado y, a demás, es importante las características de operación y la utilización de inhibidores.

2. ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO

El siguiente capítulo se refiere a los aspectos de mercado, entendiéndose esto como el área en que confluyen las fuerzas de la oferta y la demanda para realizar las transacciones de bienes y servicios a precios determinados. Entre los contenidos a desarrollar tenemos: definición del producto, naturaleza del producto, operación del mercado eléctrico, política económica, identificación de la demanda, identificación de la oferta y otros generadores.

En este capítulo se parte del hecho que existe demanda de energía eléctrica que crece con el tiempo. El estudio no está orientado a analizar el mercado de equipos para plantas de ciclos binarios, sino más bien a analizar el mercado nacional de generación, distribución y consumo de energía eléctrica en el mercado regulador del sistema (MRS), así la demanda y oferta están orientados a este tipo de mercado, no se ha referido a datos del mercado de contratos (MC).

2.1 DEFINICIÓN DEL PRODUCTO

La energía eléctrica se define como la potencia por unidad de tiempo. La energía eléctrica en el país se mide en unidades de MW-h o GW-h. Los reglamentos que regulan la generación eléctrica en el país están dados bajo vigilancia del Ministerio de Economía, a través de la Dirección de Energía y sus entes reguladores como la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, entre otros la Unidad de Transacciones que administra el mercado eléctrico. Más adelante se detalla cada función de estos actores del mercado eléctrico.

2.2 NATURALEZA DEL PRODUCTO

La generación de energía eléctrica en el país, puede clasificarse de acuerdo al recurso empleado para su generación, que principalmente son tres:

- a) Hidroeléctrica: la proveniente de los represas.
- b) Termoeléctrica: la generada en plantas térmicas (motores de combustión interna).
- c) Geotérmica: la generada en plantas que aprovechan la energía del vapor proveniente del subsuelo.

Otra clasificación que suele hacerse, es de acuerdo a su procedencia:

- a) Nacional: la generada y consumida en el territorio salvadoreño
- b) Importada: la proveniente de países vecinos, principalmente Honduras y Guatemala, pero consumida en el país.
- c) Exportada: la energía generada en el país, pero consumida por países vecinos.

2.3 OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Mercado Eléctrico Mayorista

La Unidad de Transacciones es el ente responsable de operar, asegurar la calidad del suministro y administrar el Mercado Mayorista, el cual está compuesto por el Mercado de Contratos y el Mercado Regulator del Sistema (MRS). Siendo la UT un ente privado, sus accionistas son los generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores finales.

Durante los meses comprendidos entre enero a junio de 2004, participaron en el Mercado Mayorista: CEL; LaGeo S.A. de C.V.; Duke Energy International S. en C. de C.V.; Nejapa Power Company L.L.C.; Cemento de El Salvador S.A. de C.V.; Compañía Azucarera Salvadoreña S.A. de C.V.; CAESS S.A. de C.V.; DELSUR S.A. de C.V.; AES-CLESA y Cía. S. en C. de C.V.; EEO S.A. de C.V.; DEUSEM S.A. de C.V.; Conexión Energética Centroamericana El Salvador S.A. de C.V.; ANDA; El Paso

Technology El Salvador (CTS); EXCELERGY; Mercados Eléctricos S.A. de C.V.; INVINTER y ORIGEM S.A. de C.V.

El Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador tiene como objetivo principal el posibilitar un ambiente eficiente y competitivo para el desarrollo de las transacciones de energía a través del sistema de transmisión nacional (red de tensión de 115,000 voltios o mayor).

El MME permite que participen directamente en las transacciones de energía a todos los agentes o Participantes del Mercado (PM) que tengan una conexión directa con el sistema de transmisión. Estos PM pueden ser generadores, distribuidores o usuarios finales. También, existe la disponibilidad para que otros agentes que no tienen conexión con la red de transmisión puedan participar indirectamente en el Mercado, bajo la figura de comercializadores, de acuerdo con la normativa especial que al respecto desarrolla el ente regulador, SIGET.

Dicho mercado tiene actualmente dos instancias para los intercambios de energía: el Mercado de Contratos (MC) y el Mercado Regulador del Sistema (MRS). La declaración de transacciones se hace con un día de anticipación y para las 24 horas del día siguiente. El intervalo de mercado es de una hora.

Mercado de Contratos (MC)

El MC se basa en transacciones declaradas entre dos PM, negociadas libremente entre ellos y en la cuales únicamente indican a la UT las cantidades de energía que intercambiarán en cada hora y los nodos de inyección y retiro de energía, y no están obligados a informar a la UT sobre las condiciones financieras de los mismos. Estas transacciones son despachadas de acuerdo a lo declarado, a menos que la UT determine que afectan las condiciones de calidad y seguridad establecidas. Del conjunto de las transacciones aceptadas del MC se prepara el Despacho Programado, con intercambios firmes de energía.

Mercado Regulador del Sistema (MRS)

El MRS funciona en base a ofertas de incremento o decremento de las cantidades de energía incluidas en el Despacho Programado. Las ofertas se presentan en base a precios por unidad de energía. Los generadores que tienen excedentes de energía no comprometida en contratos pueden presentar ofertas incrementales de la potencia disponible; los compradores de energía que tienen demanda no cubierta en contratos pueden presentar ofertas en decremento para adquirirla en el MRS.

Asimismo, los generadores pueden presentar ofertas en decremento para reducir su producción si existen fuentes más baratas disponibles en el MRS; al mismo tiempo, compradores de energía en contratos pueden revender energía si los precios en el MRS son atractivos para hacerlo. El punto de equilibrio entre la suma de la oferta y la suma de la demanda en el MRS fija el precio del dicho mercado en cada hora, según el resultado de la operación real. El precio no es afectado por requerimientos adicionales de cumplimiento de la calidad y seguridad del sistema.

Existen mercados secundarios para la provisión de servicios auxiliares tales como reserva rodante primaria, control automático de generación, potencia reactiva y arranque en cero voltajes. El objeto de ellos es proveer un medio comercial y competitivo para que los PM cumplan con los requerimientos obligatorios de calidad y seguridad establecidos. Además la UT administra además las transacciones internacionales, las cuales actualmente solamente se producen con Guatemala, el único país con el que se tiene una interconexión eléctrica. Las transacciones se coordinan con el homólogo de la UT, el Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala y a la fecha únicamente se realizan transacciones bajo contrato.

2.4 POLÍTICA ECONÓMICA

Marco Legal del Sector Eléctrico

Legislación pertinente:

- Ley General de Electricidad:
 - Garantiza la libre competencia
 - Libre acceso a redes de transmisión y distribución
 - Cargos regulados en transmisión y distribución
 - Mercado Mayorista operado por la Unidad de Transacciones
 - Concesiones para generación hidroeléctrica y geotérmica

- Reglamento de Ley
 - Reglamento Unidad de Transacciones
 - Acuerdos SIGET

Entes Reguladores

- *Dirección de Energía (Ministerio de Economía)*: su principal objetivo es el de velar por el desarrollo integral y sostenido de los recursos energético y minero, mediante la implementación de políticas, normas y medidas de carácter técnico, legal y administrativo, así como de una adecuada regulación y control de las mismas.

- *SIGET*: entidad autónoma de carácter público, que aplica tratados, leyes y reglamentos que regulen las actividades de electricidad, responsable del cumplimiento de la ley, mediador de conflictos entre los participantes del mercado, registra los operadores y concesiones de recursos, evita el abusos de poder de mercado y prácticas anticompetitivas.

➤ *Unidad de Transacciones (UT)*: administra el mercado mayorista de electricidad, opera el sistema de transmisión, mantiene la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros, despacho programado con base en las ofertas de los generadores, creación del mercado regulador del sistema, comprar y vender directamente la energía intercambiada en el mercado regulador del sistema.

2.5 IDENTIFICACIÓN DE LA DEMANDA

Se entiende por demanda la cantidad de bienes o servicios que el mercado requiere o solicita para buscar la satisfacción de una necesidad específica a un precio determinado.

Identificación de los Generadores e Inyecciones Netas de las Plantas Generadoras

La generación de energía eléctrica en el país esta distribuida entre las plantas hidroeléctricas administradas por la Comisión Ejecutiva del Río Lempa (CEL), las Plantas Térmicas y las plantas geotérmicas de Berlín y Ahuachapán. Es de mencionar que los recursos geotérmicos del país únicamente son aprovechados por las plantas de Berlín y Ahuachapán.

a) Comisión Ejecutiva del Río Lempa (CEL)

La CEL administra las centrales hidroeléctricas del país y en la Tabla 4 se presenta la inyección neta de cada planta hidroeléctrica existente en el país, durante el 2003^[20].

Tabla 4. Inyección neta por Planta Hidroeléctrica.

(GW-h)							
Generadores Hidroeléctricos	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Total
Guajoyo	8.0	6.4	5.6	3.5	1.8	0.6	
Cerrón Grande	38.5	39.8	40.4	35.9	23.7	19.1	
5 de Noviembre	39.5	36.3	41.8	36.8	42.0	37.9	
15 de Septiembre	31.8	21.3	23.6	20.5	27.9	74.2	
Total por mes	117.8	103.8	111.4	96.7	95.4	131.7	656.8
	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	
Guajoyo	6.4	0.6	1.8	1.1	6.9	7.4	
Cerrón Grande	26.6	27.1	16.1	42.3	38.6	31.9	
5 de Noviembre	46.2	44.6	44.0	53.0	38.7	30.2	
15 de Septiembre	51.3	48.6	101.3	83.1	32.5	21.8	
Total por mes	130.6	120.9	163.2	179.5	116.7	91.3	802.2
TOTAL GENERAL							1,459.00

Las Centrales Hidroeléctricas inyectaron el 35.8% de la energía eléctrica del país durante al año 2003.

b) Plantas Termoeléctricas.

En la Tabla 5 se presenta la inyección neta por planta termoeléctrica existente en el país, durante el 2003^[20].

Tabla 5. Inyección neta por Planta Termoeléctrica.

GW-h							
Generadores Termoeléctricos	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Total
Acajutla	57.2	65.2	89.7	93.9	120.2	63.1	
San Miguel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	
Soyapango	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Nejapa Power	60.5	60.3	72.8	67.7	82.4	66.1	
Clessa	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0001	
Cessa	5.8	5.1	7.6	6.5	6.1	1.7	
Cassa	0.0	0.0	0.6	3.5	0.0	0.0	
Total por mes	123.7	130.7	170.9	171.7	208.6	131.2	936.8

Continuación de Tabla 5, Inyección neta por Planta Termoeléctrica.

	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	
Acajutla	47.7	55.9	30.9	23.5	58.9	65.5	
San Miguel	0.1	0.1	0.03	0.0	0.0	0.0	
Soyapango	0.2	0.3	0.1	0.01	0.002	0.7	
Nejapa Power	62.3	60.0	57.5	58.0	76.1	80.9	
Clessa	0.003	0.0	0.0	0.0	0.002	0.0	
Cessa	7.0	4.7	3.3	6.7	3.7	4.9	
Cassa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	5.3	
Total por mes	117.3	121.1	91.9	88.2	139.5	157.3	715.3
TOTAL GENERAL							1,652.1

Las Plantas Termoeléctricas inyectaron el 40.52% de la energía eléctrica del país durante el año 2003.

c) Plantas Geotérmicas

En la Tabla 6 se presenta la inyección neta por planta geotérmica existente en el país, durante el 2003^[20].

Tabla 6. Inyección neta por Planta Geotérmica.

GW-h							
Generadores Geotérmicos	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Total
Ahuachapán	44.5	39.9	43.8	41.9	41.4	41.5	
Berlín	39.6	35.1	39.0	37.9	40.7	39.0	
Total por mes	84.1	75.1	82.8	79.8	82.1	80.5	484.4
	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	
Ahuachapán	44.0	42.1	40.9	42.8	40.1	41.2	
Berlín	39.8	40.5	28.0	41.1	39.8	41.4	
Total por mes	83.9	82.6	68.8	83.9	79.9	82.6	481.70
TOTAL GENERAL							966.10

En conclusión el 23.68% de la energía eléctrica neta inyectada fue generada en las plantas geotérmicas durante el 2003, teniendo el menor porcentaje de participación en el mercado.

La inyección neta total durante el 2003, proveniente de las generadoras nacionales fue de 4077.2 GW-h

Importaciones^[20]

Las importaciones efectuadas durante el 2003 fueron en total de 427.8 GW-h

Exportaciones^[20]

Las exportaciones efectuadas durante el 2003 fueron en total de 102.5 GW-h

Para determinar la de manda nacional se calcula el Consumo Nacional Aparente^[21] (CNA) como sigue:

$$\text{CNA} = \text{Inyecciones Netas Totales} + \text{Importaciones} - \text{Exportaciones} \quad 2.1$$

$$\text{CNA} = 4077.2 + 427.8 + 102.5 = 4402.5 \text{ GW-h}$$

La demanda nacional durante el 2003 fue de 4402.5 GW-h. No se han tomado en cuenta las perdidas.

Comparando la inyección neta de las plantas geotérmicas y las importaciones de energía existe una diferencia porcentual de 44.28 durante 2003, es decir las importaciones de energía representan el 44.28 % de la inyección neta de las plantas geotérmicas.

Inyecciones Netas de Energía Eléctrica (Primer Semestre 2004)

En la Tabla 7^[19] se presenta que durante el período de enero a junio de 2004, las inyecciones de energía por parte de los generadores locales alcanzaron un volumen de 2,007.4 GW-h, y las importaciones netas aumentaron a 246.3 GW-h, sumando una inyección neta total de 2,253.64 GW-h, lo cual significa que la demanda total de energía en el mercado mayorista experimentó un aumento aproximado de 2.4% respecto al primer semestre de 2003, según empresas generadoras.

El incremento de las inyecciones totales de energía se debe al crecimiento de las importaciones netas en 99.7%.

Tabla 7. Inyección Neta por Tipo de Recurso.

Recurso	Primer Semestre 04	Primer Semestre 03	% Var
Hidroeléctrico	625.6	656.8	-4.8%
Geotérmico	476.8	484.4	-1.6%
Termoeléctrico	905.0	936.9	-3.4%
Inyección Nacional	2007.4	2078.1	-3.4%
Importaciones Netas	246.3	123.3	99.7%
Total	2,253.64	2,201.40	2.4%

Inyecciones Netas por Tipo de Recurso (Primer Semestre 2004)

En la Figura 28^[20], se presentan las inyecciones netas totales por tipo de recurso para el primer semestre de 2004, las cuales tienen la siguiente composición: 40.2%, térmica; 27.7%, hidroeléctrica; 21.2 %, geotérmica; y, 10.9% importaciones netas.

En cuanto a la participación por recurso en la inyección neta nacional, en términos absolutos, se observa una disminución en las inyecciones a partir de los recursos Hidroeléctrico, Geotérmico y Térmico en el primer semestre de 2004, respecto al mismo período del año 2003; por otro lado, se ha dado un aumento significativo en las Importaciones Netas, esto se debe a un aumento considerable en las importaciones y una disminución en las exportaciones, lo cual contribuye a aumentar las Importaciones Netas del primer semestre de 2004 con respecto al primer semestre de 2003 (ver Tabla 7).

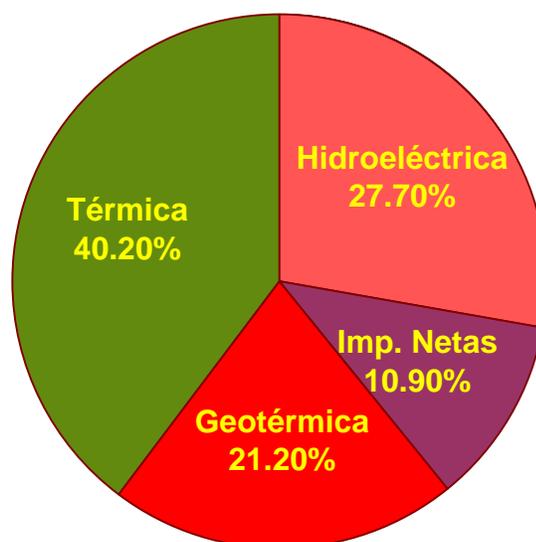


Fig. 28. Inyección neta por tipo de recurso (GW-h)

Es importante hacer notar que la demanda por recurso geotérmico ha tenido una tendencia a la disminución en el primer semestre de 2004, respecto al cierre del año 2003. En gran medida las importaciones netas son las que han suplido el aumento de la demanda energética como la disminución de inyección energética de los recursos hidroeléctrico, geotérmico y termoeléctrico del país.

Demanda según Distribuidoras y Comercializadoras

Distribuidoras y Números de Clientes

Son las empresas que poseen y operan instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje.

Para el 2003 las distribuidoras existentes son las siguientes, como se muestra en la Tabla 8^[19]:

Tabla 8. Distribuidores de Energía Eléctrica

DISTRIBUIDORA	GW-h anual	CLIENTES
CAESS	1674.5	451,753
DEL SUR	876.1	247,225
CLESA	566.5	239,184
EEO	357.0	176,779
DEUSEM	78.1	47,130

La demanda final de energía eléctrica para el primer semestre de 2004, fue de 1,926,932.6 MW-h, de acuerdo a información proporcionada por las empresas distribuidoras, lo que representó un aumento aproximado de 5.2% respecto al valor reportado en el mismo período para 2003, que fue de 1,831,060.2 MW-h. Ver Figura 29^[19].

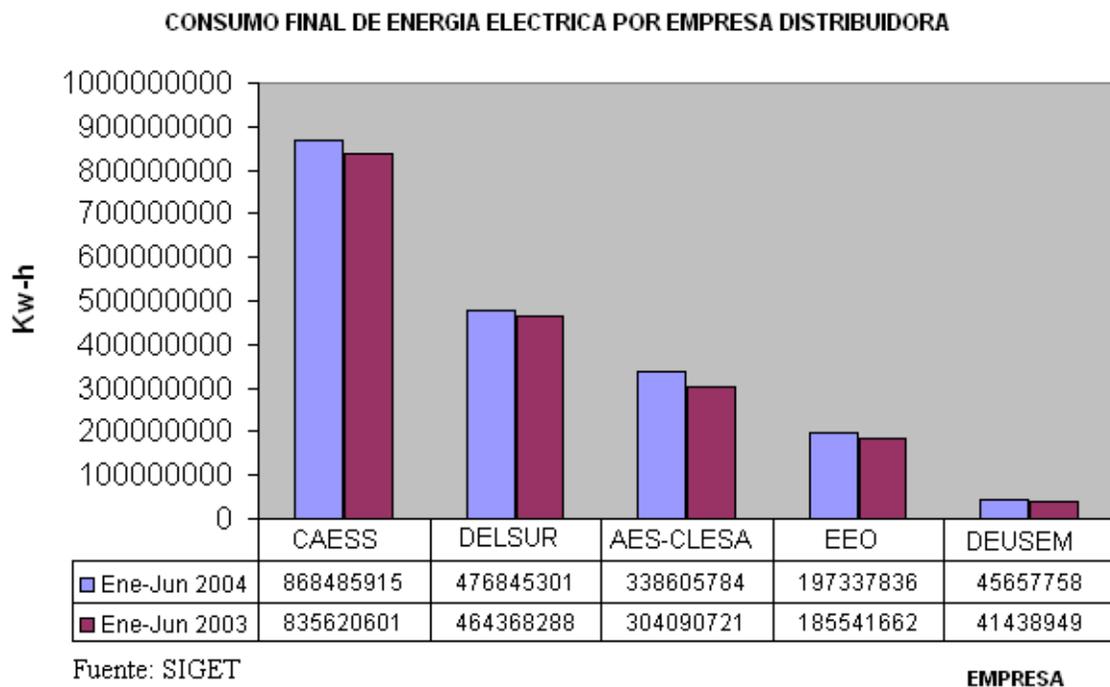


Fig. 29. Consumo final de energía eléctrica por empresa distribuidora enero-junio de 2003 y enero-junio de 2004.

En lo que se refiere al número total de clientes a junio de 2004, tuvieron un sensible aumento en comparación al año anterior, pasando de 1,195,376 a 1,240,466, lo que significó un incremento en los clientes totales de las distribuidoras de 3.8% en el transcurso de un año. Ver Figura 30^[19].

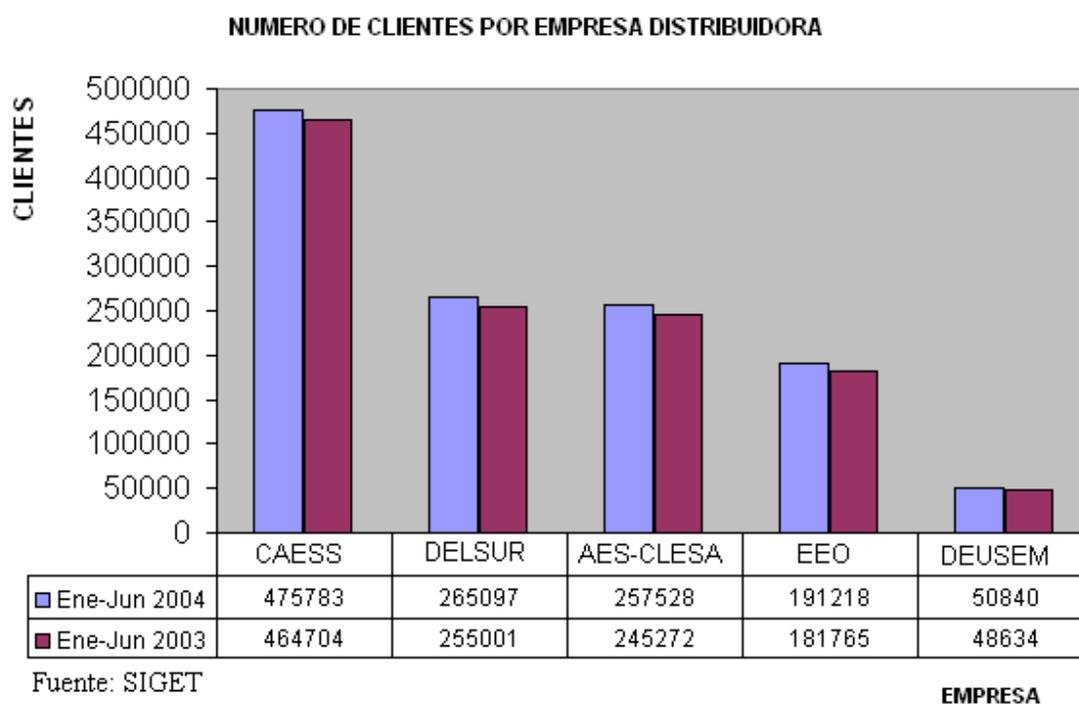


Fig. 30. Número de clientes por empresa distribuidora a Junio de 2003 y Junio de 2004.

Comercializadores

Son las empresas que compran la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla.

Comercializador Independiente: comercializador que no tiene vínculo con generadores o distribuidores.

En la actualidad los comercializadores son los siguientes:

- Cartotecnica
- Conec
- El paso
- Mel

- Orígen
- Excelergy
- Cessa

En la Figura 31^[19], se presentan las compras por distribuidora, comercializadores y grandes clientes, de la siguiente manera: CAESS 37.7%, DELSUR 23.1%, AES-CLESA 16.4%, EEO 10.3%, ANDA 6.3%, DEUSEM 2.4%, LA GEO-COM 1.1%, EXCELERGY 2% y otros participantes demandaron 0.6% del total de la energía comercializada en el Mercado Mayorista.

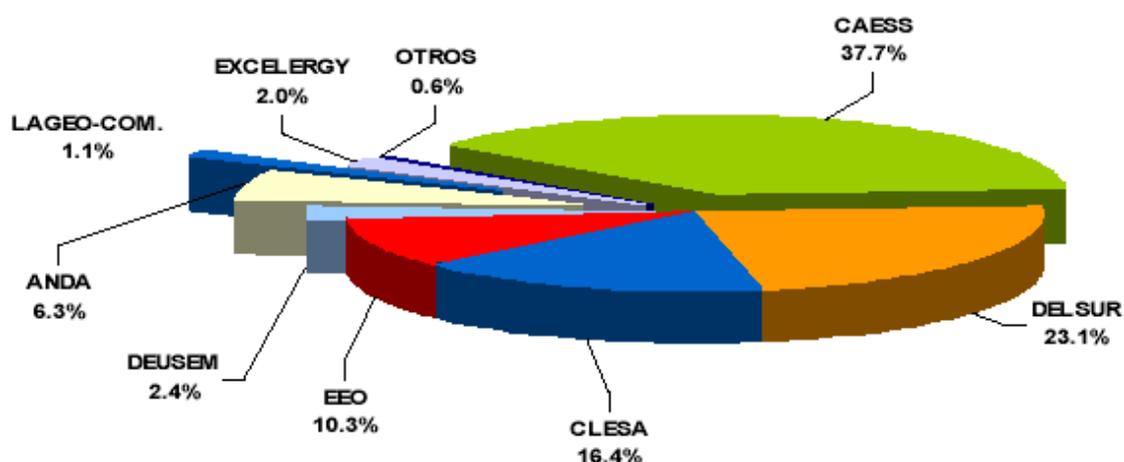
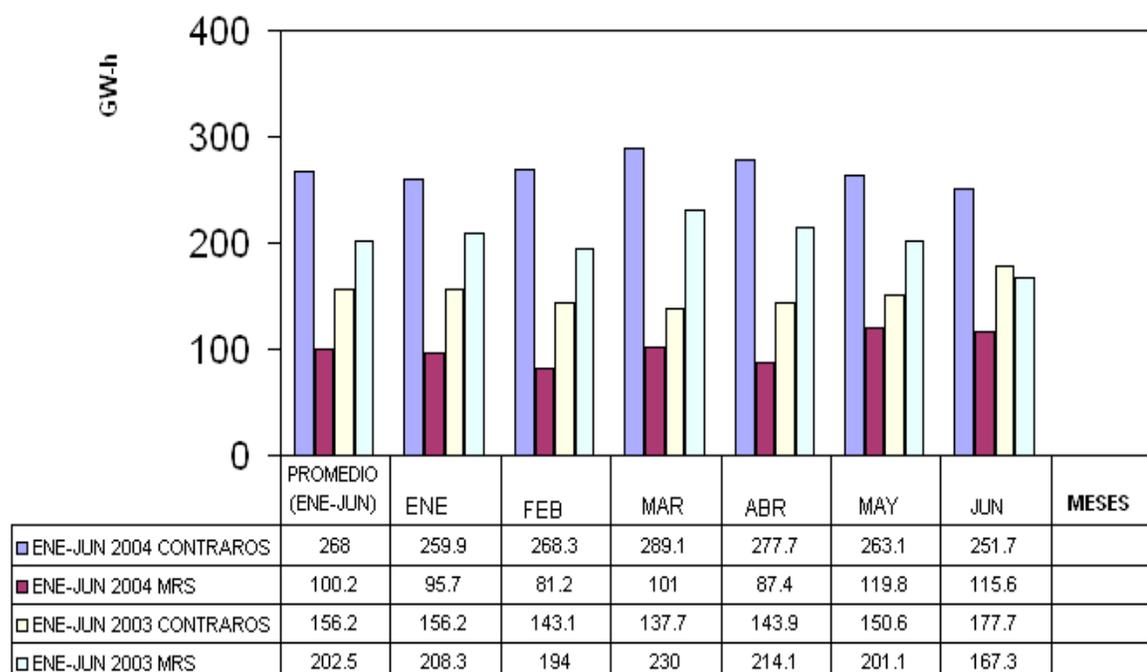


Fig. 31. Gráfica de estructura de compras hechas por distribuidora, comercializadores y grandes clientes

La demanda en el mercado eléctrico, para enero-junio de 2004 fue de 2,211.5 GW-h (ver Figura 32), 2.71% más con respecto al volumen reportado en 2003, el cual fue de 2,151.6 GW-h, según empresas distribuidoras. Las transacciones en este mercado manifestaron la siguiente composición: el Mercado de Contratos representó 72.8% y el Mercado Regulador del Sistema 27.2%.

El comportamiento anterior significó que la participación del MRS en el Mercado Mayorista disminuyó considerablemente, ya que en el mismo período del año 2003, su participación fue de 56.5%, con respecto a la demanda total de energía del mercado mayorista.^[19]

DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN EL MERCADO MAYORISTA (GW-h)



Fuente: Unidad de Transacciones

Fig. 32. Demanda de electricidad en el mercado eléctrico (GW-h)

Tasa de Crecimiento de Demanda de Energía Eléctrica

En la Tabla 9 se presenta la tasa de crecimiento de demanda de energía eléctrica. También puede observarse la Figura 33 la tendencia de crecimiento desde 1999 hasta 2003.

Tabla 9. Tasa de Crecimiento de Demanda de Energía Eléctrica.

Tasa de crecimiento de energía,%					
Mes/Año	1999	2000	2001	2002	2003
Enero	3.3	3.6	2.9	-0.6	7.3
Febrero	3.5	3.5	2.0	0.2	7.3
Marzo	3.0	3.9	1.0	1.0	8.0
Abril	2.9	3.7	0.9	2.0	7.2
Mayo	2.6	4.1	0.5	2.9	6.8
Junio	2.0	4.4	0.0	3.5	6.7
Julio	2.1	4.5	-0.7	4.5	6.1
Agosto	2.3	4.5	-1.2	5.3	5.4
Septiembre	2.3	4.3	-1.4	6.1	4.9
Octubre	2.4	4.2	-1.5	6.6	4.5
Noviembre	2.6	4.4	-2.0	7.4	4.3
Diciembre	2.8	4.0	-2.0	7.9	3.7

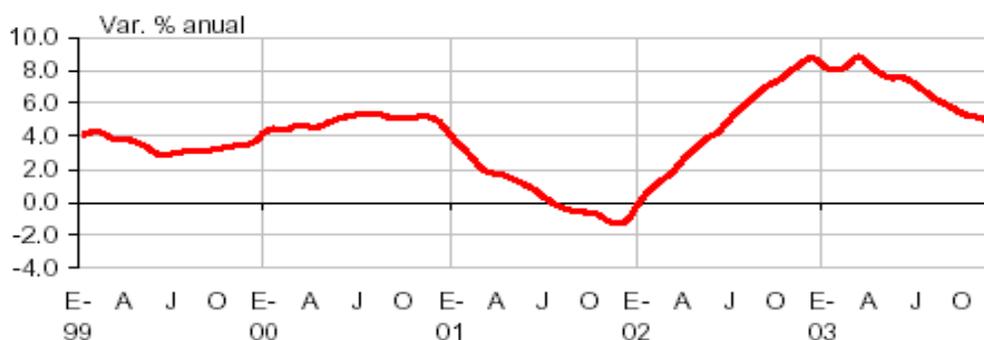


Fig. 33. Tasa de crecimiento de la demanda de energía Período: Enero 1999 - Diciembre 2003.

2.6 IDENTIFICACIÓN DE LA OFERTA

Es la cantidad de bienes o servicios que un cierto número de oferentes está dispuesto a poner a disposición del mercado a un precio determinado.

Capacidad Instalada de las Generadoras (Mercado Mayorista)

Para el 2004 las plantas geotérmicas continuaron con la misma capacidad instalada. Teniendo en cuenta la repotenciación de la central hidroeléctrica Cerrón Grande, CEL aumentó su capacidad instalada de 135 a 153.9MW, como resultado de la

repotenciación de la Unidad No.1. Durante el segundo semestre del año 2004 se inició la repotenciación de la unidad 2. Por otro lado, Duke Energy International, disminuyó su capacidad instalada con respecto al primer semestre del año 2003, debido a que los motores de la Central Térmica de San Miguel suspendieron operaciones, aunque para el primer semestre del año 2004 aumentó su capacidad instalada en 11 MW.

En la Tabla 10 se presenta, a junio de 2004, la capacidad instalada de las plantas geotérmicas ^[20] en comparación con las hidroeléctricas y termoeléctricas:

Tabla 10. Comparación de las Capacidades Instaladas en las Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas y Geotérmicas.

CENTRAL	A JUNIO DE 2003		A JUNIO DE 2004	
	MW	%	MW)	%
HIDRÁULICA				
Guajoyo	19.80	1.87	19.80	1.82
Cerrón Grande	135.00	12.75	153.90	14.14
5 de Noviembre	99.40	9.38	99.40	9.13
15 de Septiembre	156.60	14.79	156.60	14.38
Total	410.80	38.79	429.70	39.47
GEOTÉRMICA				
Ahuachapán	95.00	8.97	95.00	8.73
Berlín	66.24	6.25	66.24	6.08
Total	161.24	15.22	161.24	14.81
TERMOELÉCTRICA				
Duke Energy	290.50	27.43	301.20	27.67
Nejapa Power	144.00	13.60	144.00	13.23
Cessa	32.60	3.08	32.60	2.99
Cassa	20.00	1.89	20.00	1.84
Total	487.10	45.99	497.80	45.72
Total general	1059.14	100.00	1088.74	100.00

De la Tabla 10 se observa que las plantas geotérmicas representan el 14.81% de la capacidad instalada de las generadoras del país en el 2004, en comparación al 15.22% del 2003.

En términos generales, la capacidad instalada en el Mercado Mayorista, se incrementó en 49.6 MW, lo que representa un aumento de 4.8% en el primer semestre de 2004 con respecto al primer semestre del año 2003.

En la Tabla 11 se presenta la capacidad instalada y la capacidad disponible a junio 30 de 2004:

Tabla 11. Capacidad Instalada y Disponible en Grandes Generadoras

NOMBRE	TIPO	NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD INSTALADA		CAPACIDAD DISPONIBLE	
			MW	%	MW	%
CEL	Hidroeléctrica	7	429.70	39.47	421.50	41.90
LaGeo	Geotérmica	4	161.20	14.81	115.00	11.43
Termoeléctrica	Vapor, Gas y Motores	10	497.80	45.72	469.50	46.67
TOTALES			1088.70	100.00	1006.00	100.00

La oferta de energía eléctrica en el mercado mayorista del país es la capacidad disponible de las grandes generadoras que es de 1006.00 MW al 30 de junio de 2004, donde el 11.43% corresponde a las plantas geotérmicas.

Otros Generadores (Mercado Eléctrico Minorista)

El mercado minorista de energía eléctrica está integrado por las pequeñas centrales de generación hidroeléctrica y auto-productores térmicos, que venden excedentes y están conectados directamente al sistema de distribución. En este sentido, existen transacciones entre generadores y distribuidores, entre distribuidores y usuarios finales, y entre comercializadores, distribuidores y consumidores finales.

Los generadores hidroeléctricos en pequeña escala son la Compañía Eléctrica Cucumacayán, S.A. de C.V.; Sensunapán, S.A. de C.V.; y, De Matheu y Cía., que en

total tienen una capacidad instalada de 12.3 MW. La mayor parte de la producción de estos generadores se vende principalmente a las empresas distribuidoras: CAESS, DELSUR y AES-CLESA.

Por otro lado, existen cogeneradores termoeléctricos (Plantas térmicas en menor escala) que consumen parte de su generación y venden los excedentes a las distribuidoras. Dentro de los cogeneradores más importantes se encuentran Textufil, S.A. de C.V., quien, con respecto al primer semestre de 2003 aumentó su potencia instalada de 28.7 MW a 44.1 MW al poner en marcha dos unidades operadas con Bunker C; además operan: los ingenios azucareros El Ángel y La Cabaña, los cuales suman en conjunto 20 MW de potencia instalada, y venden sus excedentes de energía eléctrica en temporada de zafra. La Planta Térmica Empresa Eléctrica del Norte, con 5.0 MW de capacidad instalada, suspendió operaciones en el 2003.

En la Tabla 12 se presenta la distribución de capacidad instalada y disponible de las centrales pequeñas tanto hidroeléctricas como termoeléctricas, al 30 de junio de 2004.

Tabla 12. Capacidad Instalada y Disponible de Pequeñas Generadoras.

TIPO	CAPACIDAD INSTALADA, MW	CAPACIDAD DISPONIBLE MW	% CAPAC. INST.	% CAPAC. DISP.
TERMOELÉCTRICAS	74.10	53.00	85.80	83.30
HIDROELÉCTRICAS	12.30	10.70	14.20	16.70
TOTAL	86.40	63.70	100.00	100.00

La oferta de energía eléctrica en el mercado minorista del país es la capacidad disponible de las pequeñas generadoras que es de 63.700 MW al 30 de junio de 2004.

En la Tabla 13 se presenta la capacidad instalada y disponible total nacional al 30 de junio de 2004

Tabla 13. Capacidad Instalada y Disponible Total Nacional.

TIPO DE MERCADO	CAPACIDAD INSTALADA MW	CAPACIDAD DISPONIBLE MW	% CAPAC. INST.	% CAPAC. DISP.
MERCADO MAYORISTA	1088.70	1006.00	92.60	94.10
MERCADO MINORISTA	86.40	63.70	7.40	5.90
TOTAL	1175.10	1069.70	100.00	100.00

La oferta de energía eléctrica total nacional es la capacidad disponible de las grandes y pequeñas generadoras que es de 1069.70 MW al 30 de junio de 2004, donde el 10.75% corresponde a las plantas geotérmicas.

3. DISEÑO DE UNA PLANTA DE CICLO BINARIO EN EL CAMPO GEOTÉRMICO DE BERLÍN, USULUTÁN

En el campo geotérmico de Berlín se requiere de una planta binaria que aproveche al máximo la energía del fluido geotérmico (salmuera) y posteriormente descargarla a los pozos de reinyección con un valor de temperatura de 150 °C; ya que en estudios realizados de incrustación se determinó que este valor es la mínima temperatura para obtener la menor incrustación en las tuberías de reinyección, por lo que en los siguientes apartados se presenta los parámetros que están presentes. Además se incluye el diseño termodinámico de los principales elementos que la constituyen.

3.1 ESTABLECIMIENTO DE LOS PARAMETROS DE DISEÑO PARA LA PLANTA DE CICLO BINARIO

Es necesario tener presente los parámetros que se necesitarán para, realizar el diseño de una planta de Ciclo Binario, como se presenta a continuación:

3.1.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE CICLO BINARIO

La capacidad de generación de una planta de ciclo binario dependerá de la cantidad del fluido de mayor temperatura; es decir, la energía térmica del fluido geotérmico (salmuera) es transferida a un segundo fluido de trabajo por medio de un precalentador y un intercambiador de calor. Este segundo fluido, debido a su bajo punto de ebullición se transformara en vapor, por lo que se convertirá en un fluido de trabajo para un ciclo convencional Rankine. De esta manera se obtendrá la generación de energía eléctrica.

En la planta geotérmica de Berlín, el agua reinyectada a los pozos es relativamente grande (800 ton/h) con un valor de temperatura alrededor de 185 °C y una presión 10 bar. Esta cantidad de agua que sale de los separadores ciclónicos es devuelta a los pozos de reinyección, dejando ir un buen potencial de energía térmica sin aprovechar.

En la Tabla 14 se presentan los promedios de flujo másico de salmuera separada por cada pozo productor que se maneja en la planta de Berlín ^[1].

Tabla 14. Flujos promedios del agua separada de cada pozo productor, Kg/s (Año 2003)

Mes	TR-2	TR-9	TR-4B	TR-4C	TR-5	TR-5A	TR-5B	TR-5C	Totales
Enero	47,0	30,5	55,6	27,0	24,0	37,0	34,0	67,0	322,1
Febrero	47,0	34,5	56,0	27,0	24,0	37,0	34,0	67,0	326,5
Marzo	47,0	35,1	56,0	27,0	24,0	37,0	34,0	67,0	327,1
Abril	47,0	37,2	56,0	27,0	24,0	53,8	32,1	67,0	344,1
Mayo	47,0	38,7	56,0	27,0	24,0	56,4	34,0	67,0	350,1
Junio	47,0	38,0	56,0	27,0	24,0	59,0	0,0	67,0	318,0
Julio	47,0	38,0	56,0	27,0	24,0	29,0	0,0	65,0	316,0
Agosto	47,0	38,0	56,0	27,0	24,0	55,7	33,0	68,8	349,5
Septiembre	44,0	26,0	45,0	27,0	25,0	59,0	33,0	71,7	330,7
Octubre	44,0	29,5	45,0	27,0	26,0	63,0	33,0	74,0	341,5
Noviembre	44,0	26,0	45,0	27,0	26,0	63,0	33,0	73,2	337,2
Diciembre	44,0	37,2	45,0	27,0	26,0	66,2	36,4	73,1	344,9
Promedio	46,00	33,22	52,30	27,00	24,58	53,84	28,04	68,98	334

Fuente: LaGeo

Del total de agua extraída del campo, hasta un 30 % (aprox. 100 kg/s) se inyectan aguas arriba de la plataforma de separación TR-2/9 a los pozos del centro del campo, las inyecciones son de la siguiente forma:

Al TR-4A (35 kg/s), TR-12A (35 kg/s) y TR-3 (35 kg/s) ^[1].

El flujo másico disponible actual asciende a: 320 kg/s.

Tabla 15. Presión promedio de separación agua-vapor

Pozos	Presión
TR-5	11
TR-4	10.5
TR-2/9	10

Fuente: LaGeo

El intervalo de temperatura del agua geotérmica (salmuera) en las líneas de reinyección de los pozos TR-4/5 y TR-2/9 es de 180 a 184 °C.

En el campo geotérmico de Berlín se requiere de una planta binaria que aproveche al máximo la energía del fluido geotérmico (salmuera) y posteriormente descargarla a los pozos de reinyección con un valor de temperatura de 150 °C; ya que en estudios realizados de incrustación se determinó que este valor es la mínima temperatura para obtener la menor incrustación en las tuberías de reinyección.

3.1.2 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE TRABAJO PARA EL CICLO RANKINE

Investigaciones previas se han basado en la determinación de los criterios más importantes para la selección del fluido de trabajo para un proceso binario; es decir, cuales son los criterios que se deben tomar para la selección del fluido de trabajo de una planta binaria. **Kihara, Fukunawa** y otros recomendaron algunos criterios que puede ayudar a la selección del fluido de trabajo ^[8, 11 y 120].

- *Valores aprovechables de las propiedades del fluido:* Las propiedades físicas y termodinámicas de los fluidos orgánicos más conocidos.
- *Presión de condensación:* Fluidos con presión de condensación menor que la presión atmosférica operando en condiciones de vacío; tiene la posibilidad de entrada de aire al sistema. Por lo tanto, esta clase de fluidos no se toman en consideración.

➤ *Caída de entalpía:* La caída de entalpía en la turbina puede ser bastante grande para minimizar el porcentaje de flujo del fluido de trabajo pero no debe ser alta en turbinas de multietapas ^[7].

➤ *Peso molecular:* El peso molecular afecta sobre el diseño de la turbina.

Experimentos han mostrado que para una misma potencia de salida; incrementando el peso molecular, *incrementa el porcentaje del flujo de masa requerida, decrementa la velocidad* de la turbina y decrece la velocidad sónica en el fluido.

➤ *Forma de la curva de saturación de vapor:* El estado del fluido de trabajo a la salida de la turbina es determinado por la inclinación de la curva de vapor saturado en un diagrama temperatura-entropía. Un fluido con una curva de saturación de vapor vertical, tiende a tener una alta eficiencia. El fluido cual esta en estado de mezcla de líquido y vapor, causa problemas de corrosión, mientras que el vapor sobrecalentado requiere ser desechado en el condensador. De acuerdo a estas condiciones, el parámetro dimensional de I-factor fue propuesto por Kihara, Fukunawa ^[11]

$$I = I - \frac{\left(\frac{T_{cond}}{C}\right)}{\left(\frac{dT}{ds}\right)_{sat vap}} \quad 3.1$$

Donde:

T_{cond} : temperatura de saturación correspondiente a la presión de condensación.

C : calor específico a presión constante

$(dT/ds)_{sat.vap}$: gradiente de temperatura a la temperatura de saturación sobre un diagrama T-s.

A la salida de la turbina, para el fluido con una curva de vapor vertical, $I = 1$; el fluido con un estado de mezcla, $I < 1$; y para vapor sobre calentado, $I > 1$. El factor I en el intervalo de $0.65 \leq I \leq 1.5$ es sugerido como el límite en el diseño preliminar.

- *Consideraciones de seguridad.* Fluidos altamente tóxicos e inflamables no deben ser considerados, a pesar que muestren mejores ventajas que otros.
- *Características de transferencia de calor.* Las propiedades de transferencia de calor de los fluidos, influyen en gran medida en el diseño de los intercambiadores de calor. La conductividad térmica del fluido puede ser alta y baja viscosidad; así, se minimizará el área de la superficie requerida del intercambiador de calor. Un fluido de menor viscosidad
- *Bajo volumen específico.* Bajo volumen específico del fluido a la salida de la turbina minimiza el tamaño y los costos de la misma.

Bajo estos criterios la selección del fluido de trabajo es dividida en: Dióxido de carbono, amonio, halocarbonos e hidrocarburos. De estos fluidos, los halocarbono e hidrocarburos muestran ventajas en las propiedades termodinámicas para el uso en el ciclo binario.

Los halocarbonos producen vapores ácidos tóxicos y altas gases venenosos, por esta razón es seleccionado los fluidos hidrocarburos, son inflamables pero relativamente no destruyen al medio ambiente en comparación con otros. Además, visto desde el punto económico son más baratos que los halocarbonos.

De la opción de los hidrocarburos, el isopentano es seleccionado por ser uno de los más comunes en el mercado.

3.2 SELECCIÓN Y ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE LA PLANTA DE CICLO BINARIO

En toda Planta de Ciclo Binario es indispensable especificar las condiciones de trabajo a las que estarán sometidos los elementos durante su funcionamiento, características propias de cada equipo y otros aspectos de interés que deben de cumplir.

3.2.1 SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE LA PLANTA BINARIA

Los componentes principales de las plantas binarias son: precalentador, evaporador, un conjunto de control de válvulas, una turbina-generador, un condensador, una bomba y torre de enfriamiento para el condensador, ésta puede ser seca o húmeda, es decir, utiliza aire o agua fría respectivamente.

El fluido de trabajo óptimo es aquel que mantiene una alta eficiencia de su utilización en el sistema; es decir que el fluido de trabajo debe proporcionar seguridad y bajo costo de operación. En la Tabla 16 se presentan los componentes básicos de una planta binaria ^[2].

Tabla 16. Equipos más Utilizados en una Planta Binaria ^[2].

Función Principal	Equipos
Suministro del fluido geotérmico	<ul style="list-style-type: none"> • Bombas sumergibles • Válvulas y controles • Removedor de partículas y arena • Tubería de salmuera • Bomba propulsora de salmuera (opcional)
Transferencia de calor ⁵⁴	<ul style="list-style-type: none"> • Evaporador, Condensador, Pre-Calentador
Generación de energía	<ul style="list-style-type: none"> • Turbina para fluido orgánico, Gobernador, Controles para presión y temperatura
Recopilación y recirculación del fluido geotérmico	<ul style="list-style-type: none"> • Bomba de condensado • Recirculación de agua en la torre de enfriamiento • Inyección de salmuera
Transferencia de calor por contacto directo	<ul style="list-style-type: none"> • Torre de Enfriamiento

3.2.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE LA PLANTA BINARIA

Para los componentes principales es necesario especificar las condiciones de trabajo a las que estarán sometidos durante su funcionamiento, características propias de cada equipo y otros aspectos de interés que deben de cumplir para una planta Binaria.

Dichas condiciones se especifican de acuerdo a cada equipo, éstas son:

INTERCAMBIADORES DE CALOR

Evaporador

- Tipo de intercambiador de calor: tubular de carcaza
- Fluidos de trabajo: fluido geotérmico (salmuera) y fluido orgánico (isopentano)
- Flujos máxicos: 151 kg/s de isopentano, 320 kg/s de salmuera
- Presión de los fluidos de trabajo: 10 bares isopentano, 10 bares salmuera
- Dirección y posición de flujos: salmuera al interior de los tubos, flujo a contra corriente
- El material de los tubos y carcaza debe ser de alta resistencia a los índices de corrosión
- Que posea sensores de temperatura y presión. Además, algunos instrumentos de medición de carátula en el equipo.

Precaentador

- Tipo de intercambiador de calor: tubular de carcaza
- Fluidos de trabajo: fluido geotérmico (salmuera) y fluido orgánico (isopentano)
- Flujos máxicos: 151 kg/s de isopentano, 320 kg/s de salmuera
- Presión de los fluidos de trabajo: 10 bares isopentano, 10 bares salmuera
- Dirección y posición de flujos: fluido geotérmico al interior de los tubos
- El material de los tubos y carcaza debe ser de alta resistencia a los índices de corrosión

- Que posea sensores de temperatura y presión. Además, algunos instrumentos de medición de carátula en el equipo.

TURBINA

- Tipo de turbina: flujo axial
- Tipo de fluido de trabajo: orgánico (isopentano)
- Eficiencia: 70%
- Flujo másico: Debe ser tal que se obtenga el mejor rendimiento termodinámico
- Temperatura de entrada: Según el valor de temperatura de acuerdo a las especificaciones del diseño.
- Presión de entrada: 1 MPa
- El diseño debe ser tal, de fácil montaje, mantenimiento y desmontaje
- Debe poseer un panel de control y otros instrumentos para su operación y seguridad
- Válvulas de regulación de flujo, de seguridad y demás accesorios importantes
- Manual de operación y mantenimiento

GENERADOR

- Tipo de generador: sincrónico AC
- Numero de fases: 3
- Conexión del estator: estrella aterrizada
- Forma de onda: sinusoidal
- Voltaje: 4.16 kV
- Frecuencia: 60 Hz
- Velocidad: 3600 rpm
- Factor de potencia: 0.8 – 0.85 en retraso
- Eficiencia: 80%
- Debe poseer su panel de control, instrumentación e interruptores de seguridad

TORRE DE ENFRIAMIENTO

- Tipo de torre: húmeda – tiro inducido
- Mecanismo de enfriamiento: Intercambio de calor entre agua - aire
- Cantidad de fluido de enfriamiento: 623 kg/s
- Temperatura de entrada del fluido: 48 °C
- El diseño debe ser tal que sea fácil el mantenimiento

3.3 CÁLCULOS TERMODINÁMICOS PARA UNA PLANTA DE CICLO BINARIO

Para la elaboración del diseño termodinámico es necesario tener bien claras las variables que están presentes durante el proceso.

A continuación se presentan los parámetros que rigen el funcionamiento de una Planta de Ciclo Binario (PCB), para el campo geotérmico de Berlín, Usulután:

- *Condiciones del proceso*

- temperatura de entrada al proceso de evaporación del fluido geotérmico: 185 °C
- Flujo másico de la salmuera: 320kg/s
- Presión del fluido geotérmico: 1MPa

- *Criterios de diseño*

- Presión del isopentano: 1MPa

De acuerdo a los esfuerzos tangencial (σ_t) y radial (σ_r), producidos por la presión interna y externa respectivamente; que se presentan en tuberías que conducen fluidos a alta presión, se tiene que el presente diseño se basa en el equilibrio entre esfuerzos por lo que la presión interna y externa del tubo tienen que ser iguales, ^[18]

- Temperatura de salida del proceso de evaporación en el fluido geotérmico: 150 °C

Dicho valor de temperatura es el adecuado, para descargar el fluido geotérmico; pero, si es menor se presenta la precipitación de sílice lo que contribuye a aumentar la incrustación en las tuberías de descarga,

- Eficiencia de la planta de ciclo binario

El intervalo en el que se encuentra la eficiencia de una planta de ciclo binario esta entre 8 % a 15 %, ^[4], por lo que en el presente diseño se tomara el máximo valor de eficiencia del ciclo, para obtener de esta manera un máximo aprovechamiento de la energía térmica del fluido geotérmico.

- *Especificaciones*

Dentro de las especificaciones para efectuar los cálculos termodinámicos de la planta de ciclo binario tienen:

- Temperatura de isopentano: 146.85 °C

- Eficiencia de la turbina: 70%

Para iniciar el diseño se calcula la cantidad de calor transferido en el proceso de evaporación.

$$\dot{Q}_{trans} = \dot{m}_{sal} C_{psalm} (T_{entrada} - T_{salida})$$

$$\dot{Q}_{trans} = 320 * 4.250 * (1856 - 150)$$

$$\dot{Q}_{trans} = 47600 \text{ kJ/s}$$

Por lo tanto

$$\dot{Q}_{trans} = \frac{\text{Potencia Neta Pr oducida}}{\text{Eficiencia del Ciclo}}$$

$$\text{Potencia Neta Pr oducida} = \dot{Q}_{trans} * \text{Eficiencia del Ciclo}$$

$$\text{Potencia Neta Pr oducida} = 47600 * 0.15$$

$$\text{Potencia Neta Pr oducida} = 7140 \text{ kJ/s (7.1 MW)}$$

Al utilizar el máximo la energía térmica del fluido de geotérmico (salmuera) se tiene que con las condiciones antes mencionadas se generarán 7.1 MW de energía

eléctrica. En la Figura 34 se presentan los elementos principales que constituyen una planta de ciclo binario.

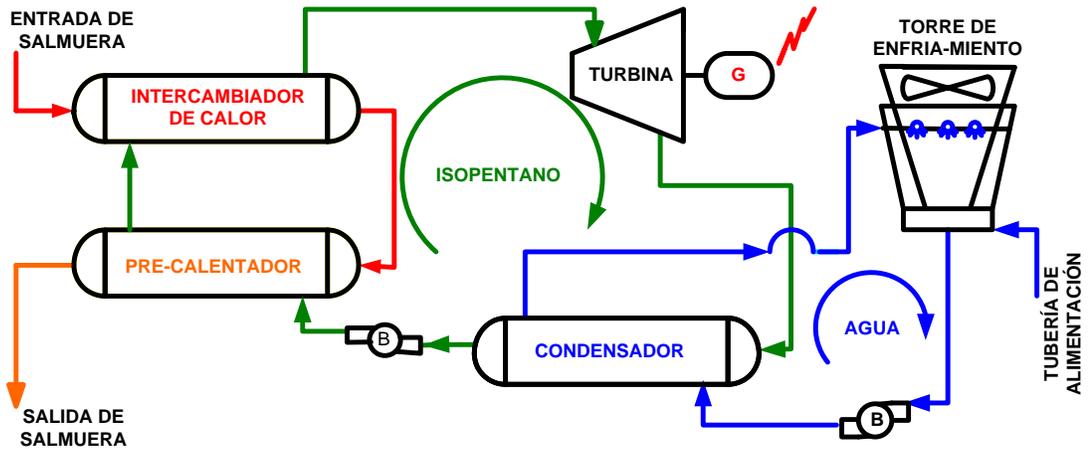


Fig. 34. Representación de los principales elementos que constituyen una Planta de Ciclo Binario (PCB).

Para iniciar se hace uso de la ecuación de potencia neta producida el diseño se hace uso de la ecuación de potencia en una turbina:

$$P_{np} = \dot{m}_{isop}(h_1 - h_2)\eta_T \quad (3.2)$$

Donde:

P_{ins} : potencia neta producida

\dot{m}_{isop} : flujo de isopenta.

h_1 : entalpia a la entrada de la turbina

h_2 : entalpia a la salida de la turbina

η_T : eficiencia de la turbina

Por lo tanto.

$$P_{np} : 7140 \text{ kW}$$

$$\eta_T = 0.70$$

$$\dot{m}_{isop} = ?, \quad h_1 : ?, \quad h_2 : ?.$$

Para encontrar los valores de h_1 y de h_2 se hace uso de las tablas de isopentano, en el gráfico $p - h$ de la Figura 35, se presenta el proceso termodinámico, para una planta de ciclo binario de dichas características.

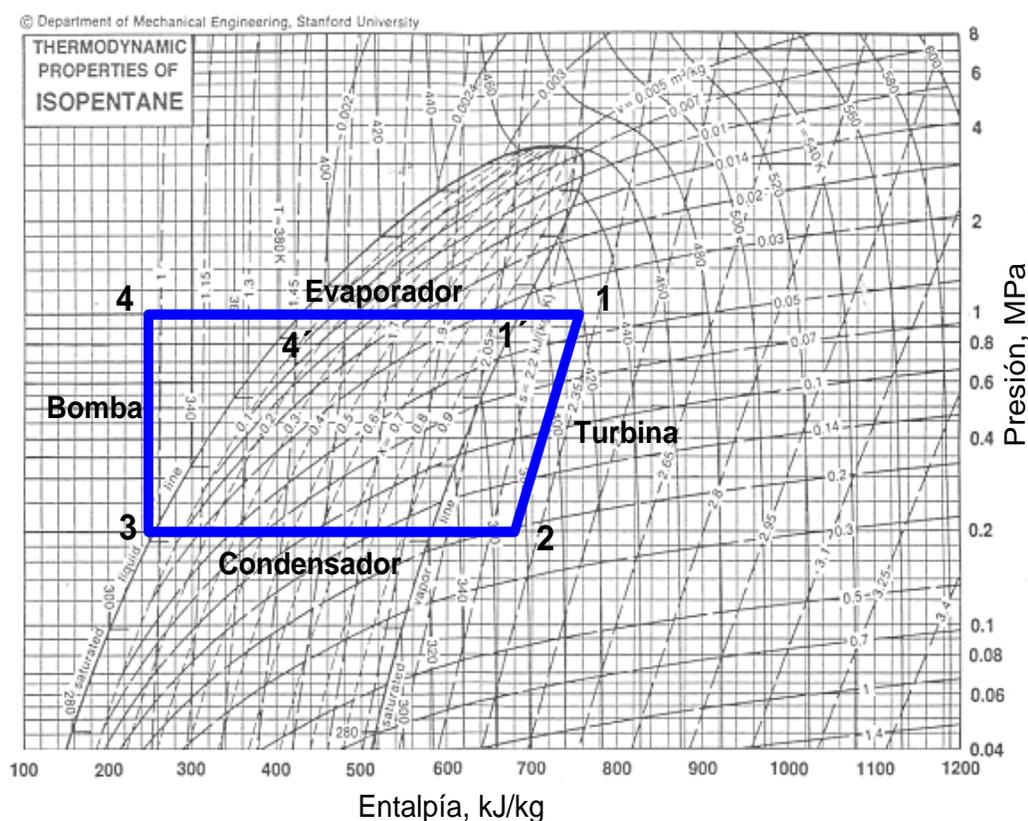


Fig. 35. Diagrama presión - entalpía del isopentano donde se presenta el ciclo binario los puntos 4' y 1' indican las condiciones de líquido saturado y vapor saturado respectivamente.

- Condiciones para la entrada de la turbina (punto 1 de la Figura 35)

$$P_1 = 1 \text{ MPa} (145.04 \text{ psi})$$

$$T_1 = 146.85 \text{ }^\circ\text{C} (420 \text{ K})$$

Con P , T y haciendo uso de las tablas de isopentano se tiene que:

$$h_1 = 759.73 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$S_1 = 2.3072 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} - \text{K}}$$

➤ Dentro del proceso de 1→2, se asume que es a entropía constante por lo que:

$$S_1 = S_2 = 2.3072 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} - \text{K}}$$

$$P_2 = 0.2 \text{ MPa} (\text{presión de condensación del isopentano.})$$

∴

con P_2 , S_2 y tablas de isopent.

S, kJ/kg-K	T, K	h, kJ/kg
2.0925	340.00	614.89
2.3072	<u>378.91</u>	<u>692.17</u>
2.3132	380.00	694.33

$$T_2 = 105.76 \text{ }^\circ\text{C} (378.91 \text{ K})$$

$$h_2 = 692.17 \text{ kJ/kg}$$

➤ Condiciones a la salida del condensador (punto 3 de la Figura 35)

con P_2 y condiciones de líquido saturado:

$$T_3 = 330 \text{ K} (56.85 \text{ }^\circ\text{C})$$

$$h_3 = 273.74 \text{ kJ/kg} - \text{K}$$

$$S_3 = 1.0359 \text{ kJ/kg} - \text{K}$$

➤ Proceso 3 → 4 se asume proceso isentrópico

$$h_3 = h_4 = 273.74 \text{ kJ/kg}$$

$$P_4 = 1 \text{ MPa}$$

$$T_4 = 330 \text{ K } (56.85^\circ \text{ C})$$

➤ Condiciones de líquido saturado (Punto 4' del gráfico de la Figura 35)

con $P_1 = 1 \text{ MPa}$ y condiciones de líquido saturado.

$$T_{4'} = 116.85^\circ \text{ C } (390 \text{ K})$$

$$h_{4'} = 431.69 \text{ kJ/kg}$$

$$S_{4'} = 1.4708 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$$

➤ Condiciones de vapor saturado (punto 1' del gráfico de la Figura 35)

con P y condiciones de vapor saturado

$$P = 1 \text{ MPa}$$

$$h_{1'} = 688.14 \text{ kJ/kg}$$

$$S_{1'} = 2.1284 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$$

Cálculo del flujo de isopentano y flujos de calor transferidos en el proceso

Despejando la ecuación (3.2) para \dot{m}_{isop} , se tiene:

$$\dot{m}_{isop} = \frac{P_{np}}{\eta_T (h_1 - h_2)} \quad (3.3)$$

Sustituyendo valores:

$$\dot{m}_{isop} = \frac{7140}{0.7 \times (759.73 - 692.17)}$$

$$\dot{m}_{isop} = 151 \text{ kg/s (flujo másico del isopenta.)}$$

Flujo de calor en el proceso de evaporación:

$$\dot{Q}_{4 \rightarrow 1} = \dot{m}_{sal} C_{p,sal} (T_{entrada,sal} - T_{salida,sal}) \quad (3.4)$$

$$\dot{Q}_{4 \rightarrow 1} = 320 * 4.250 * (185 - 150)$$

$$\dot{Q}_{4 \rightarrow 1} = 47600 \text{ MW}$$

Flujo de calor en el proceso de condensación:

$$\dot{Q}_{2 \rightarrow 3} = \dot{m}_{isop} (h_2 - h_3) \quad (3.5)$$

$$\dot{Q}_{2 \rightarrow 3} = 151 (692.17 - 273.74)$$

$$\dot{Q}_{2 \rightarrow 3} = 63.2 \text{ MW}$$

En la Figura 36 se presenta un grafico donde se compara el comportamiento de la salmuera respecto al isopentano.

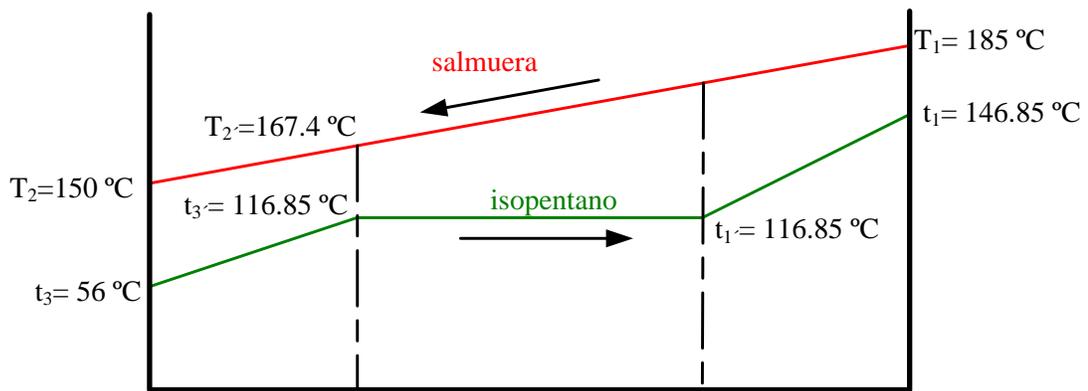


Fig. 36. Comportamiento de la temperatura de la salmuera respecto al isopentano

Temperatura “pinch point”

Balance de energía

$$\dot{Q}_{isop} = \dot{Q}_{salmuera} \quad (3.6)$$

$$\dot{m}_{isop}(h_{4'} - h_4) = \dot{m}_{salmuera} C_{p,salmuera} (T_{2'} - T_2) \quad (3.7)$$

$$T_{2'} = \frac{\dot{m}_{isop}}{\dot{m}_{salmuera} C_{p,salmuera}} (h_{4'} - h_4) + T_2 \quad (3.8)$$

Donde:

$$\dot{m}_{salmuera} = 320 \text{ kg/s}$$

$$h_{4'} = 431.69 \text{ kJ/kg}, C_{p,salmuera} = 4.284 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$$

$$h_4 = 273.74 \text{ kJ/kg}, T_2 = 150 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{4'} = 390 \text{ K} (116.85 \text{ }^\circ\text{C})$$

Por lo tanto:

$$T_{2'} = \frac{151}{320 * 4.284} (431.69 - 273.74) + 150$$

$$T_{2'} = 167.4 \text{ }^\circ\text{C}$$

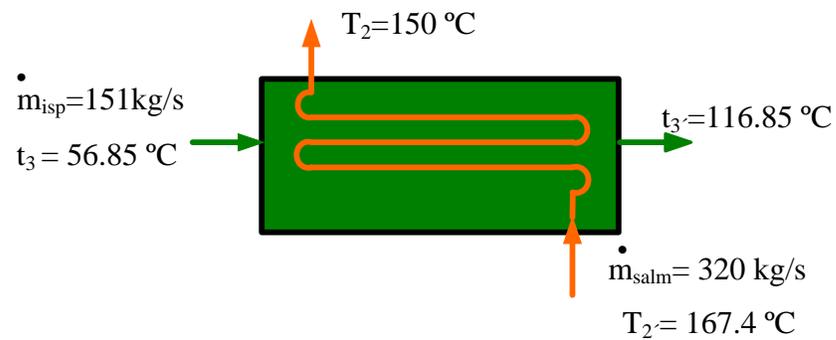
Luego:

$$T_{pinch\ point} = T_{2',salmuera} - T_{4',isop}$$

$$T_{pinch\ point} = (167.4 - 116.85) \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{pinch\ point} = 50.55 \text{ }^\circ\text{C}$$

DISEÑO DEL PRE - CALENTADOR



Flujo de calor en el precalentador:

$$\dot{Q}_{salmuera} = \dot{m}_{salmuera} C_p (T_2 - T_2) \quad (3.9)$$

$$C_p = 4.232 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$$

$$\dot{Q}_{salmuera} = 320 * 4.232 (167.4 - 150)$$

$$\dot{Q}_{salmuera} = 23563.8 \text{ kJ/s}$$

$$\dot{Q}_{salmuera} = 23.6 \text{ MW}$$

- Cálculo de la superficie requerida de transferencia de calor para el precalentador

$$A_o = \frac{\dot{Q}}{U_o F_T \Delta T_{ML}} \quad (3.10)$$

Donde :

A_o : área requerida de transferencia de calor

\dot{Q} : Flujo de calor transferido

U_o : coeficiente global de transferencia de calor

F_T : factor de corrección de temperatura

ΔT_{ML} : temperatura media logarítmica

- Cálculo de la temperatura media logarítmica (ΔT_{LM})

$$\Delta T_{ML} = \frac{(T_2 - t_3) - (T_{2'} - t_{4'})}{\ln\left(\frac{T_2 - t_3}{T_{2'} - t_{4'}}\right)} \quad (3.11)$$

$$\Delta T_{ML} = \frac{(150 - 56.85) - (167.4 - 116.85)}{\ln\left(\frac{150 - 56.85}{167.4 - 116.85}\right)}$$

$$\Delta T_{ML} = 68.78 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Cálculo del factor de corrección de temperatura (F_T)

Asumiendo para el intercambiador de calor: un paso de carcaza, dos de tubos y

ANEXO A-1

$$R = \frac{T_{2'} - T_2}{t_{4'} - t_3}; \quad S = \frac{t_{4'} - t_3}{T_{2'} - T_2}$$

$$R = \frac{127.49 - 105.76}{116.85 - 56.85}$$

$$R = 0.30$$

$$S = \frac{116.85 - 56.85}{127.49 - 105.76}$$

$$S = 3.85$$

Con R, S y Figura 37 se tiene que: $F_T = 0.98$

- Cálculo del coeficiente global de transferencia de calor U_0

$$\frac{1}{U_0} = R_T = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 \quad (3.12)$$

$$R_1 = \frac{1}{h_i} \left(\frac{a_o}{a_i} \right) \quad (3.12a)$$

donde :

h_i : coeficiente interno de TFC

a_i : área interna del tubo

a_o : área externa del tubo

$$R_2 = r_i \left(\frac{a_o}{a_i} \right) \quad (3.12b)$$

donde :

r_i : conductividad térmica del fluido interno (salmuera)

$$R_3 = \frac{D_o}{2K_w} \ln \left(\frac{D_o}{D_i} \right) \quad (3.12c)$$

donde :

D_o = diámetro exterior

D_i = diámetro interior

K_w = conductividad térmica del acero

$$R_4 = r_o \quad (3.12d)$$

donde :

r_o : conductividad térmica del fluido externo (isopentano)

$$R_5 = \frac{1}{h_o} \quad (3.12e)$$

donde :

h_o : coeficiente externo de transferencia de calor

Sustituyendo los valores de R en Ecuación 3-11, se tiene que:

$$\frac{1}{U_o} = \frac{1}{h_i} \left(\frac{a_o}{a_i} \right) + r_i \left(\frac{a_o}{a_i} \right) + \frac{D_o}{2K_w} \ln \left(\frac{D_o}{D_i} \right) + r_o + \frac{1}{h_o} \quad (3.13)$$

Asumiendo :

$$D_o = 0.0254 \text{ m (1 pulg)}$$

$$D_i = 0.0222 \text{ m } \left(\frac{7}{8} \text{ pulg} \right)$$

$$K_w = 60 \text{ W/m} \cdot \text{K}$$

$$r_i = 4.4 \times 10^{-4} \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}}$$

$$r_o = 0.9 \times 10^{-4} \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}}$$

- Número de Reynolds:

$$R_e = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (3.14)$$

donde :

R_e : número de Reynolds

ρ : densidad de la salmuera

v : velocidad dentro del tubo

D_i : diámetro interno del tubo

μ : viscosidad dinámica

Asumiendo condiciones para salmuera :

$$v = 2 \text{ m/s}$$

$$\rho_T = 950.6 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$\mu_T = 253.9 \times 10^{-6} \frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}}$$

$$Pr_T = 1.55$$

$$D_i = 0.0222 \text{ m}$$

Sustituyendo valores en la ecuación (3.14)

$$Re = \frac{950.6 * 2 * 0.0222}{253.9 \times 10^{-6}}$$

$$Re = 166233.3$$

Como $Re > 10000$ y Pr está entre el intervalo de $0.7 < Pr > 16700$ el valor de h_i se encuentra por medio de la ecuación de Sidier y Tate ^[17].

$$N_u = \frac{D_i h_i}{K_L} = 0.027 R_e^{0.8} P_r^{1/3} \left(\frac{\mu_b}{\mu_w} \right)^{0.14} \quad (3.15)$$

Despejando para h_i :

$$h_i = \frac{K_L}{D_i} 0.027 R_e^{0.8} P_r^{1/3} \left(\frac{\mu_b}{\mu_w} \right)^{0.14} \quad (3.16)$$

donde :

K_L : conductividad térmica del fluido (salmuera)

D_i : diámetro interior

R_e : número de Reynolds

P_r : número de Prandtl

μ_b : viscosidad dinámica en el centro del flujo

μ_w : viscosidad dinámica a la pared del tubo

Asumiendo :

$$K_{LT} = 682.7 \times 10^{-3} \frac{W}{m \cdot K}$$

$$\frac{\mu_b}{\mu_w} = 1 \quad ; \quad \mu_b = \mu_w$$

$$R_e = 166233.30$$

$$Pr = 1.55$$

$$D_i = 0.0222 \text{ m}$$

Sustituyen do valores en la ecuación 3.16, se tiene que :

$$h_i = \frac{682.7 \times 10^{-3}}{0.0222} 0.027 (166233.30)^{0.8} (1.55)^{1/3} (1)^{0.14}$$

$$h_i = 14429.76 \frac{m^2 \cdot K}{W}$$

- Coeficiente externo de transferencia de calor (h_o)

Encontrando Reynolds

$$R_e = \frac{\rho v D_o}{\mu}$$

$$\rho = 555.23 \frac{kg}{m^3}$$

$$v = 1 \frac{m}{s}$$

$$D_o = 0.0254 \text{ m}$$

$$\mu_T = 0.95 \times 10^{-4} \frac{kg}{m \cdot s}$$

$$R_e = \frac{555.23 * 1 * 0.0254}{0.95 \times 10^{-4}}$$

$$R_e = 148450.97$$

Para flujos exteriores se hace uso de la ecuación de Perry ^[17].

$$h_o = \frac{K_L}{D_o} \infty R_e^{0.6} Pr^{1/3} \quad (3.17)$$

donde :

h_o = coeficient e externo de transferencia de calor

K_L = conductividad térmica del líquido

D_o = diámetro externo

∞ = cons tan te de forma

R_e = número de Reynolds

P_r = número de Prandt

Asumiendo:

$$K_L = 0.085 \frac{W}{m - K}$$

$$D_o = 0.0254 m$$

$$\alpha = 0.198$$

$$R_e = 14.8450.97$$

$$P_r = 3.02$$

Sustituyendo valores en la ecuación 3.17

$$h_o = \frac{0.085}{0.0254} * 0.198 (148450.97)^{0.6} * (3.02)^{1/3}$$

$$h_o = 1213.95 \frac{m^2 - K}{W}$$

Por lo tanto:

$$\frac{1}{U_o} = \frac{1}{14429.76} \left(\frac{0.0254^2}{0.0222^2} \right) + 4.4 \times 10^{-4} \left(\frac{0.0254^2}{0.0222^2} \right) + \frac{0.0254}{2 \times 60} \ln \left(\frac{0.0254}{0.0222} \right) + 0.9 \times 10^{-4} + \frac{1}{1213.95}$$

$$\frac{1}{U_o} = 1.6089 \times 10^{-3}$$

$$U_o = 621.52 \frac{W}{m^2 - K}$$

Sustituyendo valores en ecuación 3.11, se tiene.

$$A_o = \frac{23563 * 1000}{621.52 * 0.98 * 68.78}$$

$$A_o = 562.47 \text{ m}^2$$

$$A = \pi * D_o * L_T$$

luego :

$$L_T = \frac{A}{\pi * D_o}$$

$$L_T = \frac{562.47}{\pi * 0.0254}$$

$$L_T = 7048.83 \text{ m}$$

Asumiendo que en las condiciones de la planta se requieren tubos de 10 m.

$$N_{oT} = \frac{L_T}{L_u}$$

Donde:

N_{oT} : Número de tubos

L_T : Longitud total

L_u : Longitud unitaria

$$N_{oT} = \frac{7048.8}{10}$$

$$N_{oT} = 705 \text{ tubos}$$

Suponiendo un número aproximado de pasos en los tubos, se selecciona el intercambiador de calor que tenga el número de tubos más aproximados a estos usando tabla Tabla 9 de referencia 18

Asumiendo 2 pasos con arreglo en cuadro de 1 ¼ pulg.

Se tiene:

Números de tubos = 705 tubos

De coraza = 1.041m (41 pulg.)

- Coeficiente corregido U'_o

$$A = N_{oT} * L_u * 0.2618 \quad (3.18)$$

$$A = 705 \times 32.808 \times 0.2618$$

$$A = 6055.34 \text{ m}^2 \text{ (562.56 pie}^2 \text{)}$$

$$U_o = \frac{23563.8 \times 1000}{562.56 \times 0.98 \times 68.78}$$

$$U_o = 621.4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

Como $h_i \gg U_o$ se procede a diseñar la carcaza.

➤ Caída de presión en la carcaza

$$\Delta P_s = \frac{f G_s^2 D_s (N+1)}{5.22 \times 10^{10} D_e S \Phi_s} \quad (3.19)$$

Donde:

ΔP_s : caída de presión en la coraza

f : factor de fricción

G_s : caudal másico

$N+1$: número de cruces

D_e : diámetro equivalente

S : densidad relativa

Φ_s : coeficiente de viscosidades

Para $Re = 148450.97$

Con Re y Figura 38

$$f = 0.0012$$

- Área de flujo a_s

El mínimo espaciado de los deflectores origina el mayor valor de h_o

$$a_s = \frac{D_i C' B}{P_T 144} \quad (3.20)$$

Donde:

a_s : área de flujo de la coraza

C' : paso de los tubos

D_i : diámetro inferior de la coraza

P_T : espacio de los tubos

B : espacio de los deflectores

Sustituyendo valores:

$$a_s = \frac{41 * 0.25 * 8.2}{1.25 * 144}$$

$$a_s = 0.0044 \text{ m}^2 \text{ (0.467 pie}^2 \text{)}$$

- Caudal masa – velocidad

$$G_s = \frac{W}{a_s} \quad (3.21)$$

Donde:

G_s : Caudal masa-velocidad

W : Flujo másico (lb/h)

a_s : Área de flujo de la carcasa.

$W = 151 \text{ kg/s (1188000 lb/h)}$

$$G_s = \frac{118800}{0.467}$$

$$G_s = 2543897.22 \frac{\text{lb}}{\text{h} - \text{pie}^2}$$

- Densidad relativa (S):

$$S = \frac{P_{isop}}{P_{H_2O}} \quad (3.22)$$

$$S = \frac{555.23}{1000}$$

$$S = 0.55523$$

- Número de cruces, N+1 (deflectores, ver anexo 3 –D)

$$N + 1 = 12 \frac{L_u}{B} \quad (3.23)$$

$$N + 1 = 12 * \frac{32.81}{8.2}$$

$$N + 1 = 48.01$$

- Diámetro equivalente (Figura 39)

$$D_e = 0.99 \text{ Pulg. (0.0825 pie)}$$

Sustituyendo valores en ecuación (3.19), se tiene:

$$\Delta P_s = \frac{0.0012 * 3.42 * (2543897.22)^2 * 48.01}{5.22 * 10^{10} * 0.0825 * 0.55523 * 1}$$

$$\Delta P_s = 3.7 \text{ psi}$$

➤ Caída de presión dentro de los tubos:

$$\Delta P_t = \frac{f G_t L n}{5.22 * 10^{10} D_e S \phi_t} \quad (3.24)$$

Donde:

f : factor de fricción

G_t : caudal másico

L : longitud del tubo

n : pasos

D_e : diámetro equivalente

S : densidad relativa

Φ_t : coeficiente de viscosidades

Para $Re = 166233.3$ y Figura 40

$$f = 0.00014$$

$$S = 0.9506$$

- Caudal masa-velocidad dentro del tubo

$$G_t = \frac{W}{a_t} \quad (3.25)$$

G_t : Caudal másico del tubo

W : Flujo dentro del tubo

a_t : Área de flujo del tubo

$$a_t = \frac{N_{oT} a_t'}{144n} \quad (3.26)$$

a_t' : área de flujo por tubo

De la tabla 10 de referencia 17

$$a_t' = 0576 \text{ pulg}^2$$

$$a_t = \frac{2331 * 0.576}{144 * 2}$$

$$a_t = 4.662 \text{ pie}^2$$

$$G_t = \frac{W_{\text{salmuera}}}{a_t}$$

$$G_t = \frac{2540160}{4.662}$$

$$G_t = 544864.86$$

De Figura 38:

$$D_e = 0.856$$

Sustituyendo valores en la ecuación 3.19, se tiene:

$$\Delta P_t = \frac{0.00014 * (1810285.7)^2 * 23126.08}{5.22 * 10^{10} * 0.0713 * 0.9506 * 1}$$

$$\Delta P_t = 20.82 \text{ psi}$$

El cambio de dirección del flujo dentro de los tubos ocasiona una presión adicional llamada pérdida de regreso.

$$\Delta P_r = \frac{4n V_2}{s 2g}$$

Con G_t y Figura 41

$$\frac{V_2}{2g} = 0.036$$

$$\Delta P_r = \frac{4 * 2}{0.9506} * 0.036 * \frac{62.5}{144}$$

$$\Delta P_r = 0.1315 \text{ psi}$$

$$\Delta P_T = \Delta P_t + \Delta P_r$$

$$\Delta P_T = 20.82 + 0.1315$$

$$\Delta P_T = 21 \text{ psi}$$

En resumen las especificaciones del **PRE-CALENTADOR** son:

CARCAZA

Fluido de trabajo: Isopentano

Flujo másico: 151 kg/s

Presión del fluido: 1 MPa (145.04 psi)

Diámetro interno: 1040 mm (41 pulg)

Espacio de los deflectores: 208 mm (8.2 pulg)

Pasos de carcaza: 1 Paso

TUBOS

Fluido circulante: Salmuera

Flujo másico: 320 kg/s

Número de tubos: 705 tubos

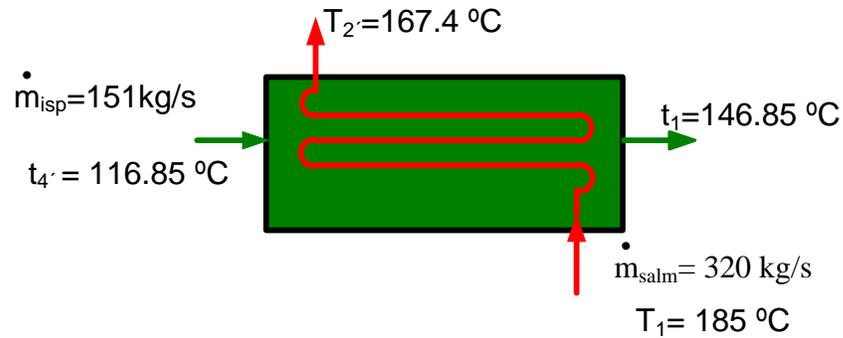
Diámetro externo: 25.4 mm (1 pulg)

Presión del fluido: 1 MPa (145.04 psi)

Paso: 1 1/4 pulg. en cuadro

Número de pasos de los tubos: 2 pasos

DISEÑO DEL EVAPORADOR.



Flujo de calor en el intercambiador de calor :

$$\dot{Q}_{inter} = \dot{m}_{salmuera} C_p (T_1 - T_2')$$

$$C_p = 4.232 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$$

$$\dot{Q}_{inter} = 320 * 4.232 (185 - 167.42)$$

$$\dot{Q}_{inter} = 23428.35 \frac{\text{KJ}}{\text{s}}$$

$$\dot{Q}_{inter} = 23.43 \text{ MW}$$

- Área de transferencia de calor, A_o

$$A_o = \frac{\dot{Q}_{inter}}{U_o F_T \Delta T_{ML}}$$

- Temperatura media logarítmica

$$\Delta T_{ML} = \frac{(T_1 - t_4') - (T_2' - t_1)}{\ln\left(\frac{T_1 - t_4'}{T_2' - t_1}\right)}$$

$$\Delta T_{ML} = \frac{(167.4 - 116.85) - (185 - 146.85)}{\ln\left(\frac{167.4 - 116.85}{185 - 146.85}\right)}$$

$$\Delta T_{ML} = 44.06 \text{ °C}$$

- Factor de corrección de temperatura F_T

Asumiendo :

$$F_T = 1.0$$

- Coeficiente global de transferencia de calor, U_o :

$$\frac{1}{U_o} = R_T = \frac{1}{h_i} \left(\frac{a_o}{a_i} \right) + r_i \left(\frac{a_o}{a_i} \right) + \frac{D_o}{2K_w} \ln \left(\frac{D_o}{D_i} \right) + r_o + \frac{1}{h_o}$$

Asumiendo para h_i :

$$D_o = 0.0254 \text{ m (1 pulg)}$$

$$D_i = 0.0222 \text{ m (7 / 8 pulg)}$$

$$K_w = 60 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}$$

$$r_i = 4.4 \times 10^{-4} \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}}$$

$$r_o = 0.9 \times 10^{-4} \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}}$$

$$K_{L_{162c}} = 681.3 \times 10^{-3} \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}$$

$$\frac{\mu_b}{\mu_w} = 1, \text{ asumiendo } \mu_b = \mu_w$$

$$P_{r_T} = 1.07$$

$$V = 2 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$\rho_T = 905.46 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$\mu = 167.8 \times 10^{-6} \frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}}$$

$$R_e = \frac{\rho v D_i}{\mu}$$

$$R_e = \frac{905.46 * 2 * 0.0222}{167.8 \times 10^{-6}}$$

$$R_e = 239585.4$$

Donde h_i :

$$h_i = \frac{K_L}{D_i} 0.027 R_e^{0.8} P_r^{1/3} \left(\frac{\mu_b}{\mu_w} \right)^{0.14}$$

$$h_i = \frac{601.3 \times 10^{-3}}{0.0222} 0.027 (239585.40)^{0.8} (1.07)^{1/3} (1)^{0.14}$$

$$h_i = 17049.52 \frac{W}{m^2 - K}$$

- Coeficiente externo de transferencia de calor, h_o

$$h_o = \frac{K_L}{D_o} \infty R_e^{0.6} P_r^{1/3}$$

$$P_r = 3.02 \frac{kg}{m^3}$$

$$v = 1 \frac{m}{s}$$

$$D_o = 0.0254 \text{ m}$$

$$K_L = 0.065 \frac{W}{m - K}$$

$$\alpha = 0.198$$

$$\mu = 9.5 \times 10^{-6} \frac{kg}{m - s}$$

$$\rho = 25.48 \frac{kg}{m^3}$$

$$R_e = \frac{\rho D_o v}{\mu}$$

$$R_e = \frac{25.48 * 2 * 0.0254}{9.5 \times 10^{-6}}$$

$$R_e = 68125.47$$

Sustituyendo valores en ecuación (3.17), se tiene:

$$h_o = \frac{0.065}{0.0254} * 0.198 (68125.47)^{0.6} * (3.02)^{1/3}$$

$$h_o = 581.75 \frac{m^2 - K}{W}$$

Por lo tanto:

$$\frac{1}{U_o} = \frac{1}{17049.52} \left(\frac{0.0254}{0.0222} \right)^2 + 4.4 \times 10^{-4} \left(\frac{0.0254}{0.0222} \right)^2 + \frac{0.0254}{2 * 60} \ln \left(\frac{0.0254}{0.0222} \right) + 0.9 \times 10^{-4} + \frac{1}{581.75}$$

$$U_o = 401.57 \frac{W}{m^2 - K}$$

Por lo que el área de transferencia de calor es:

$$A_o = \frac{\dot{Q}_{1-1'}}{U_o F_T \Delta T_{ML}}$$

$$A_o = \frac{23428.35 * 1000}{401.57 * 1 * 44}$$

$$A_o = 1324.15 m^2 (14253 pie^2)$$

$$A_o = \pi D_o L_T$$

luego :

$$L_T = \frac{A}{\pi D_o}$$

$$L_T = \frac{1324.5}{\pi * 0.0254}$$

$$L_T = 16594.2 m$$

$$N_{oT} = \frac{16594.2}{10}$$

$$N_{oT} = 1659 tubos$$

Suponiendo un número aproximado de pasos de tubos se selecciona el diámetro de la carcaza: asumiendo dos pasos con arreglo en cuadro de 1^{1/4} pulgadas, tenemos:

Número de Tubos: 1659

Diámetro interno de la Carcaza (D_i) = 67.81 pulgadas

- Coeficiente corregido U'_o :

$$A = N_{oT} * L_u * 0.2618$$

$$A = 1659 * 32.808 * 0.2618$$

$$A = 14249.37 \text{ pie}^2 \text{ (1323.81 m}^2 \text{)}$$

$$U_o = \frac{23428.35 * 1000}{1323.81 * 1 * 44}$$

$$U_o = 401.61 \frac{W}{m^2 \cdot K}$$

Como $h_i \gg U_o$

➤ Caída de presión en carcasa del intercambiador de calor

$$\Delta P_s = \frac{f G_s^2 D_s (N + 1)}{5.22 \times 10^{10} D_e S \phi_s}$$

- Caudal masa – velocidad

$$G_s = \frac{W}{a_s}$$

$$a_s = \frac{D_i C' B}{P_T 144}$$

$$a_s = \frac{67.81 * 0.25 * 13.56}{1.25 * 144}$$

$$a_s = 1.28 \text{ pie}^2 \text{ (0.119 m}^2 \text{)}$$

$$W = 151 \text{ kg/s (1188000 lb/h)}$$

$$G_s = \frac{1188000}{1.28}$$

$$G_s = 9281.25 \frac{lb}{h \cdot \text{pie}^2}$$

- Factor de fricción, f

Con R_e y Figura 37:

$$R_e = \frac{\rho v D}{\mu}$$

$$R_e = \frac{25.48 * 2 * 0.0254}{9.5 \times 10^{-6}}$$

$$R_e = 68125.47$$

$$f = 0.0016$$

- Densidad relativa:

$$S = 0.55523$$

- Número de cruces:

$$N + 1 = 12 \frac{L_u}{B}$$

$$N + 1 = 12 * \frac{32.81}{13.56}$$

$$N + 1 = 29.03$$

$$D_e = 0.99 \text{ pulg. (0.0825 pie)}$$

Por lo tanto:

$$\Delta P_s = \frac{0.0016 * 5.65 * (928125)^2 * 29.03}{5.22 * 10^{10} * 0.0825 * 0.02548 * 1}$$

$$\Delta P_s = 14.31 \text{ psi}$$

➤ Caída de presión dentro de los tubos del intercambiador de calor:

$$\Delta P_t = \frac{f G_t L n}{5.22 * 10^{10} D_e S \phi_t}$$

- Factor de fricción dentro de los tubos

$$R_e = 239585.40$$

$$f = 0.00012$$

- Densidad relativa

$$S = 0.9506$$

$$G_t = \frac{W}{a_t}$$

$$a_t = \frac{N_{oT} a_t'}{144n}$$

$$a_t' = 0.576 \text{ pulg}^2$$

$$a_t = \frac{1659 * 0.576}{144 * 2}$$

$$a_t = 3.27 \text{ pie}^2$$

- Caudal masa – velocidad:

$$G_t = \frac{W_{\text{salmuera}}}{a_t}$$

$$G_t = \frac{2540160}{3.27}$$

$$G_t = 776807.34 \frac{\text{lb}}{\text{h} - \text{pie}^2}$$

- Diámetro equivalente:

$$D_e = 0.856 \text{ pulg. (0.0713 pie)}$$

$$\Delta P_t = \frac{0.00012 * (776807.34)^2 * 54444.22}{5.22 * 10^{10} * 0.0713 * 0.9506 * 1}$$

$$\Delta P_t = 7.74 \text{ psi}$$

El cambio de dirección del flujo dentro de los tubos ocasiona una presión adicional llamada pérdida de regreso.

$$\Delta P_r = \frac{4n}{s} \frac{V_2}{2g}$$

Con a_t y Figura 40:

$$\frac{V_2}{2g} = 0.0055$$

$$\Delta P_r = \frac{4 * 2}{0.9506} * 0.0055 * \frac{62.5}{144}$$

$$\Delta P_r = 0.021 \text{ psi}$$

$$\Delta P_T = \Delta P_t + \Delta P_r$$

$$\Delta P_T = 7.74 + 0.021$$

$$\Delta P_T = 7.76 \text{ psi}$$

Especificaciones del diseño del *EVAPORADOR*:CARCAZA

Fluido de trabajo: Isopentano

Flujo másico: 151 kg/s

Presión del fluido: 1 MPa (145.04 psi)

Diámetro interno: 1730 mm (67.8 pulg)

Espacio de los deflectores: 344 mm (13.5 pulg)

Pasos de carcaza: 1 Paso

TUBOS

Fluido circulante: Salmuera

Flujo másico: 320 kg/s

Número de tubos: 1659 tubos

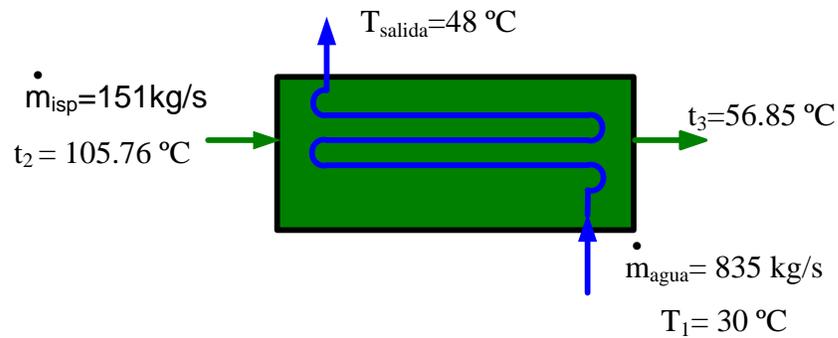
Diámetro externo: 25.4 mm (1 pulg)

Presión del fluido: 1 MPa (145.04 psi)

Paso: 1 1/4 pulg. en cuadro

Número de pasos de los tubos: 2 pasos

DISEÑO DEL CONDENSADOR



Balace de energía.

$$\dot{m}_{agua} C_{p_{agua}} (T_{salida} - T_1) = \dot{m}_{isop} (h_2 - h_3)$$

$$\dot{m}_{agua} = \frac{\dot{m}_{agua} (h_2 - h_3)}{C_{p_{agua}} (T_{salida} - T_1)}$$

$$\dot{m}_{agua} = \frac{151 * (692.17 - 273.74)}{4.203 * (48 - 30)}$$

$$\dot{m}_{agua} = 835 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{Q}_{cond2-3} = 63200 \frac{KJ}{s}$$

- Cálculo de la superficie requerida para la transferencia de calor en el condensador (proceso 2→3 de la Figura 35)

$$A_0 = \frac{\dot{Q}_{2-3}}{U_0 F_T \Delta T_{LM}}$$

- Cálculo de la temperatura media logarítmica (ΔT_{LM})

$$\Delta T_{LM} = \frac{(56.85 - 30) - (105.76 - 48)}{\ln\left(\frac{56.85 - 30}{105.76 - 48}\right)}$$

$$\Delta T_{LM} = 40.3^\circ C$$

- Factor de corrección de temperatura (F_T)

Asumiendo $F_T = 1$

- Cálculo del coeficiente global de transferencia de calor (U_0)

$$\frac{1}{U_0} = \frac{1}{h_i} \left(\frac{A_0}{A_i} \right) + r_i \left(\frac{A_0}{A_i} \right) + \frac{D_0}{2K_w} \ln\left(\frac{D_0}{D_i} \right) + r_o + \frac{1}{h_o}$$

Cálculo de h_i .

Condiciones termodinámicas para el agua:

$$K = 60 \frac{W}{mK}$$

$$r_i = 1.73E^{-6} \frac{Km^2}{W}$$

$$\rho_T = 968.6 \frac{kg}{m^3}$$

$$\mu_T = 3.051E^{-4} \frac{kg}{ms}$$

$$Pr_T = 1.88$$

$$K_{L_T} = 0.680 \frac{W}{mK}$$

$$v = 2 \frac{m}{s}$$

$$\frac{\mu_b}{\mu_w} = 1$$

$$D_i = 0.0222 m$$

De la ecuación de número de Reynolds

$$R_e = \frac{\rho v D}{\mu}$$

$$R_e = \frac{68.6 * 2 * 0.0222}{3.051E^{-4}}$$

$$R_e = 140956.54$$

Como: $R_e > 1000$ y $0.7 < P_r < 16700$ se utiliza la ecuación utilizada anteriormente, para encontrar el valor de h_i

$$\frac{D_i h_i}{K_L} = 0.027 R_e^{0.8} P_r^{1/3} \left(\frac{\mu_b}{\mu_w} \right)^{0.14}$$

Sustituyendo valores se tiene que:

$$h_i = \frac{0.68}{0.0222} * 0.027 * (140956.54)^{0.8} * (1.88)^{1/3} * (1)^{0.14}$$

$$h_i = 13433.02 \frac{m^2 K}{W}$$

- Cálculo del coeficiente externo de transferencia de calor (h_o)

Encontrando Reynolds

$$\rho_r = 555.23 \frac{kg}{m^3}$$

$$v = 1 \frac{m}{s}$$

$$K = 60 \frac{W}{m - K}$$

$$D_o = 0.0254 \text{ m}$$

$$\mu_r = 0.95 \times 10^{-4} \frac{kg}{m - s}$$

$$R_e = \frac{\rho v D_o}{\mu}$$

$$R_e = \frac{555.23 * 1 * 0.0254}{0.95 \times 10^{-4}}$$

$$R_e = 148450.97$$

Para flujos exteriores

$$h_o = \frac{K_L}{D_o} \propto R_e^{0.6} P_r^{1/3}$$

Asumiendo

$$K_L = 0.085 \frac{W}{m \cdot K}$$

$$D_o = 0.0254 \text{ m}$$

$$\alpha = 0.198$$

$$r_o = 0.9E^{-4} \frac{m^2}{K}$$

$$R_e = 14450.97$$

$$P_r = 3.02$$

Sustituyendo en la ecuación para h_o

$$h_o = \frac{0.085}{0.0254} * 0.198 * (148450.97)^{0.6} * (3.02)^{1/3}$$

$$h_o = 1213.95 \frac{m^2 - K}{W}$$

Por lo tanto:

Por lo tanto:

$$\frac{1}{U_o} = \frac{1}{13433.02} \left(\frac{0.0254^2}{0.0222^2} \right) + 1.73 \times 10^{-6} \left(\frac{0.0254^2}{0.0222^2} \right) + \frac{0.0254}{2 \times 60} \ln \left(\frac{0.0254}{0.0222} \right) + 0.9 \times 10^{-4} + \frac{1}{1213.95}$$

$$U_o = 959.71 \frac{W}{m^2 \cdot K}$$

Luego:

$$A_0 = \frac{63200 * 1000}{959.71 * 1 * 40.3}$$

$$A_0 = 1634.1 \text{ m}^2$$

$$A_0 = \pi D_o L_T$$

luego :

$$L_T = \frac{A_0}{\pi D_o}$$

$$L_T = \frac{1634.1}{\pi * 0.0254}$$

$$L_T = 20478 \text{ m}$$

Asumiendo que en las condiciones de la planta se requieren tubos de 10 m

$$N_{oT} = \frac{L_T}{L_u}$$

$$N_{oT} = \frac{20478}{10}$$

$$N_{oT} = 2048 \text{ tubos}$$

Suponiendo un número aproximado de pasos en los tubos, se selecciona el intercambiador de calor que tenga el número de tubos más aproximados a estos usando Tabla 9 de referencia 17.

Asumiendo 2 pasos con arreglo en cuadro de 1 ¼ pulg.

Tenemos:

Números de tubos = 2048 tubos

De_{coraza} = 68.97 pulg

- Coeficiente corregido U'_0

$$A = N_{oT} * L_u * 0.2618$$

$$A = 2048 * 32.808 * 0.2618$$

$$A = 1355.73 \text{ m}^2$$

$$U'_o = \frac{57509.02 * 1000}{1355.73 * 1 * 44.21}$$

$$U'_o = 959.44 \frac{\text{m}^2 \cdot \text{K}}{\text{W}}$$

Como $h_i \gg U'_0$ se procede al diseño de la carcasa.

➤ Caída de presión en carcasa

$$\Delta P_s = \frac{f D_s G_s^2 (N+1)}{5.22 \times 10^{10} D_e S \phi_s}$$

- Caudal masa-velocidad:

$$G_s = \frac{W}{a_s}$$

$$a_s = \frac{D_i C' B}{P_T 144}$$

$$a_s = \frac{68.97 * 0.25 * \left(\frac{68.97}{5}\right)}{1.25 * 144}$$

$$a_s = 1.32 \text{ pie}^2$$

Por lo tanto:

$$W = 151 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \left(1198638 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \right)$$

$$G_s = \frac{1198638}{1.32}$$

$$G_s = 908059.1 \frac{\text{lb}}{\text{h} - \text{pie}^2}$$

- Factor de fricción:

Con R_e y Figura 37:

$$f = 0.0012$$

- Densidad relativa S :

$$S = \frac{P_{isop}}{P_{H_2O}}$$

$$S = \frac{555.23}{1000}$$

$$S = 0.55523$$

- Número de cruces, N+1

$$N + 1 = 12 \frac{L_u}{B}$$

$$N + 1 = 12 * \frac{32.81}{13.794}$$

$$N + 1 = 28.54 \text{ pulg}$$

- Diámetro equivalente (Figura 38):

$$D_e = 0.99 \text{ Pulg. (0.0825 pie)}$$

Sustituyendo valores en ecuación:

$$\Delta P_s = \frac{0.0012 * 5.71 * (908059.1)^2 * 28.54}{5.22 * 10^{10} * 0.085 * 0.55523 * 1}$$

$$\Delta P_s = 0.46 \text{ psi}$$

➤ Caída de presión dentro de los tubos del condensador:

$$\Delta P_t = \frac{f G_t L n}{5.22 * 10^{10} D_e S \varphi_t}$$

Para $R_e = 140956.54$ y Figura 39:

$$f = 0.00014$$

$$S = 0.9686$$

- Caudal masa-velocidad del tubo

$$G_t = \frac{W}{a_t}$$

$$a_t = \frac{N_{oT} a_r}{144n}$$

De tabla Tabla 10 de referencia 17

$$a_r = 0.576 \text{ plg}^2$$

$$a_t = \frac{1699 * 0.576}{144 * 2}$$

$$a_t = 3.4 \text{ pie}^2$$

$$G_t = \frac{W_{\text{agua}}}{a_t}$$

$$G_t = \frac{4947358.5}{3.4}$$

$$G_t = 1455961.89 \frac{\text{lb}}{\text{h} - \text{pie}^2}$$

De Figura 38:

$$D_e = 0.856 \text{ pulg (0.0713 pie)}$$

Sust. Valores en la ecuación

$$\Delta P_t = \frac{0.00014 * (1455961.89)^2 * 20478}{5.22 * 10^{10} * 0.0713 * 0.9686 * 1}$$

$$\Delta P_t = 10 \text{ psi}$$

El cambio de dirección del flujo dentro de los tubos ocasiona una presión adicional llamada pérdida de regreso.

$$\Delta P_r = \frac{4n}{s} \frac{V_2}{2g'}$$

Con G_t y Figura 40:

$$\frac{V_2}{2g'} = 0.013$$

$$\Delta P_r = \frac{4 * 2}{0.9686} * 0.013 * \frac{62.5}{144}$$

$$\Delta P_r = 0.047 \text{ psi}$$

$$\Delta P_T = \Delta P_t + \Delta P_r$$

$$\Delta P_T = 10 + 0.047$$

$$\Delta P_T = 10.1 \text{ psi}$$

En resumen las especificaciones del *CONDENSADOR* son:

CARCAZA

Fluido de trabajo: Isopentano

Flujo másico: 151 kg/s

Presión del fluido: 0.2 MPa (29.01 psi)

Diámetro interno: 1752mm (69 pulg)

Espacio de los deflectores: 350mm (13.8 pulg)

Pasos de carcaza: 1 Paso

TUBOS

Fluido circulante: Salmuera

Flujo másico: 835 kg/s

Número de tubos: 2048 tubos

Diámetro externo: 25.4 mm (1pulg)

Presión del fluido: 0.2 MPa (29.01 psi)

Paso: 1 1/4 pulg. en cuadro

Número de pasos de los tubos: 2 pasos

En la siguiente figura se presentan los resultados obtenidos de los cálculos termodinámicos acerca de una planta de ciclo binario.

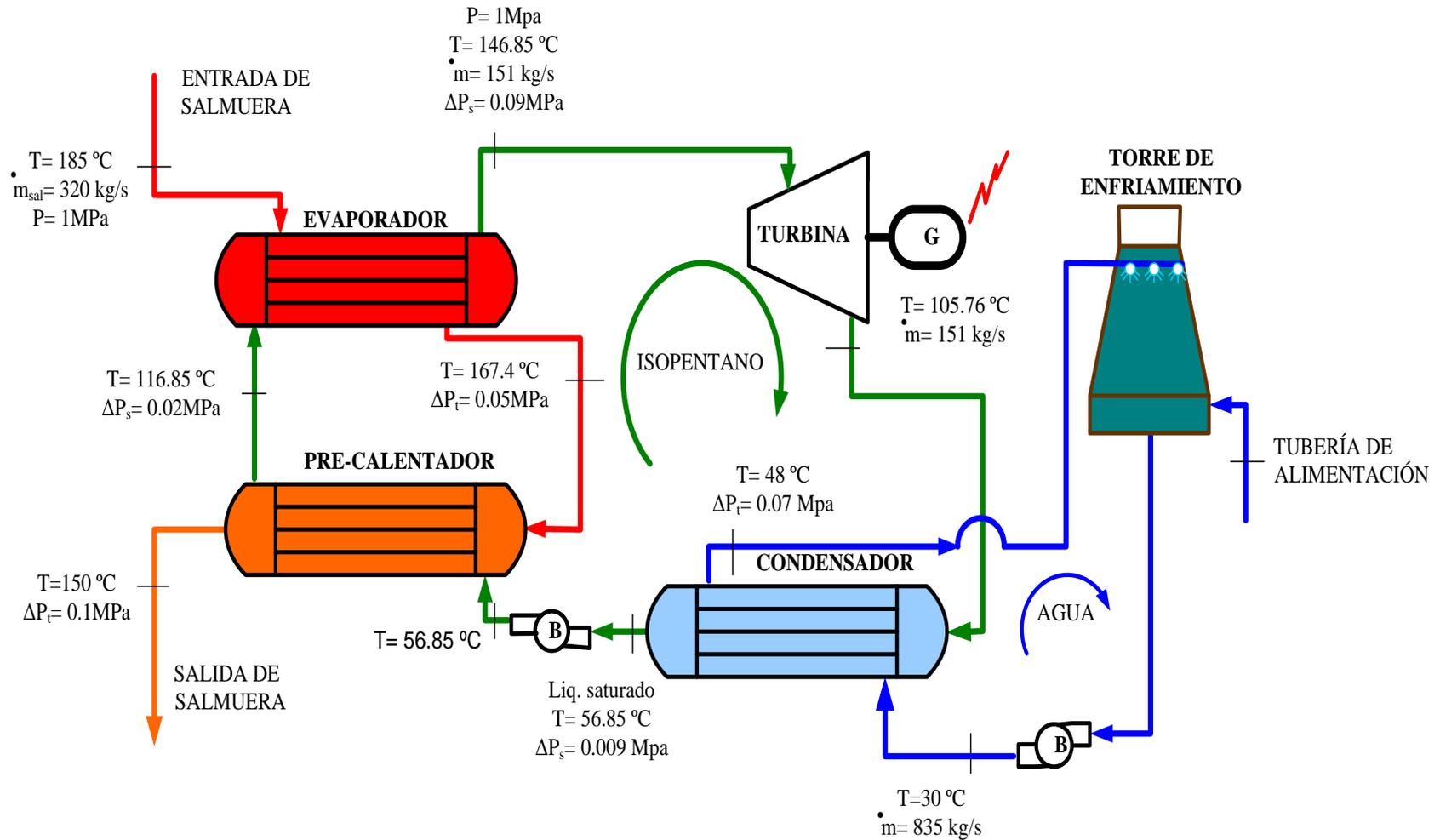


Fig. 37 Representación esquematizada de los elementos que constituyen una planta de ciclo binario, además se presentan las respectivas propiedades termodinámicas.

4. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO DE INTERCAMBIADOR DE CALOR PARA PRUEBAS DE CORROSIÓN

En el siguiente capítulo se desarrollan los apartados del diseño, proceso de construcción y el espacio físico del montaje de un intercambiador de calor para pruebas de corrosión en el campo geotérmico de Berlín, Usulután.

4.1 PARAMETROS DE DISEÑO DEL PROTOTIPO DE INTERCAMBIADOR PARA PRUEBAS DE CORROSION

Para diseñar un elemento mecánico o equipo se hace necesario conocer, las condiciones a las cuales estará expuesto dicho equipo y períodos de funcionamiento. Para el diseño del prototipo de intercambiador de calor se describen estos tres parámetros a continuación:

- **Funcionamiento:** para un funcionamiento eficiente las variables termodinámicas del elemento deben estar bien definidas: diferencias de temperaturas, presiones, velocidades de flujo, propiedades de los fluidos, entre otras. Así como las relaciones entre estos. A demás de las variables termodinámicas los materiales y sus dimensiones son de mucha importancia en el funcionamiento. En el apartado 4.2 se describe el proceso de diseño del prototipo de intercambiador de calor, utilizando las variables termodinámicas de los fluidos en cuestión (agua y salmuera) y las dimensiones de los elementos que forman el intercambiador de calor.

- **Condiciones de Exposición:** el prototipo de intercambiador de calor estará expuesto a un ambiente altamente corrosivo, temperaturas elevadas (185 °C), presiones elevadas (10 bares); tomando en cuenta estas variables para su construcción, el intercambiador de calor se construirá de acero al carbono AISI 1045 (para elementos externos). Para los elementos internos se usaran hierro negro de alta presión. se

recomienda que antes de utilizarlo se hagan pruebas de: fluorescencia de rayos X, presión y determinaciones de fugas.

➤ Periodos de Funcionamiento: los períodos de funcionamiento se establecerán de acuerdo a los programas de pruebas establecidos por LaGeo. Sin embargo su construcción permitirá un mantenimiento efectivo, sobre todo en los tubos donde circula la salmuera.

4.2 DISEÑO DEL PROTOTIPO DE INTERCAMBIADOR DE CALOR PARA PRUEBAS DE CORROSIÓN

Las condiciones termodinámicas que están presentes en el proceso de transferencia de calor se presentan a continuación:

Por motivos relacionados al mantenimiento, presión a la que estará sometido el fluido de trabajo, se asume que dentro de los tubos circulará el fluido de mayor temperatura, la salmuera. Además, se asume que el intercambiador de calor será de contra corriente.

➤ Condiciones termodinámicas para el fluido a alta temperatura (salmuera):

$$T_1 = 180^\circ C$$

$$T_2 = 150^\circ C$$

$$C_p = 4.284 \frac{kJ}{kg - K}$$

➤ Condiciones termodinámicas para el fluido a baja temperatura (agua):

$$t_1 = 30^\circ C$$

$$C_p = 4.203 \frac{kJ}{kg - K}$$

Asumiendo:

$$D_e = 1 \text{ pulg} = 0.0254 \text{ m}$$

$$D_i = \frac{7}{8} \text{ pulg} = 0.0222 \text{ m}$$

Caida de presión permitida

$$\Delta P = 10 - 5 \text{ psi}$$

Balance de energía:

$$\dot{Q}_{\text{ganado(agua)}} = \dot{Q}_{\text{cedido(salm)}}$$

$$\dot{m}_{\text{agua}} * C_p (t_2 - t_1) = \dot{m}_{\text{salmuera}} * Cp (T_2 - T_1)$$

Flujo másico de salmuera:

Tomando un porcentaje de flujo de 0.013%, en base al flujo de 320 kg/s de la salmuera, se tiene que:

$$\dot{m}_{\text{salmuera}} = 0.4 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$\dot{m}_{\text{agua}} = \frac{\dot{m}_{\text{salmuera}}}{2}$$

Sustituyendo valores, en la siguiente ecuación se tiene:

$$\dot{m}_{\text{agua}} * C_{p\text{agua}} (t_2 - t_1) = \dot{m}_{\text{salmuera}} * Cp_{\text{salmuera}} (T_2 - T_1)$$

$$t_2 = \frac{2 * Cp_{\text{salmuera}} (T_2 - T_1)}{C_{p\text{agua}}}$$

$$t_2 = \frac{2 * 4.284 * (185 - 150)}{4.203}$$

$$t_2 = 71.35^\circ\text{C}$$

$$\dot{Q}_{sal} = 0.40 * 4.28 * (180 - 150)$$

$$\dot{Q}_{sal} = 51.408 \frac{kJ}{s}$$

-U_o Coeficiente Global de TFC:

$$U_o = \frac{1}{\frac{1}{h_e} + R_e + \frac{D_e}{2K} \ln\left(\frac{D_e}{D_i}\right) + R_i \left(\frac{A_e}{A_i}\right) + \frac{A_e}{A_i h_i}}$$

$$D_e = 1 \text{ pulg.} = 0.0254 \text{ m}$$

$$D_i = 7/8 \text{ pulg.} = 0.022 \text{ m}$$

$$K = 60 \frac{W}{m \cdot K}$$

$$R_i = 1.73 \times 10^{-6} \frac{K \cdot m^2}{W} \text{ (resistencia del agua)}$$

$$R_e = 4.4 \times 10^{-4} \frac{K \cdot m^2}{W} \text{ (resistencia de la salmuera)}$$

Propiedades:

$$\rho_{agua} = 968.6 \frac{kg}{m^3}$$

$$\mu = 3.051 \times 10^{-4} \frac{kg}{m \cdot s}$$

$$\rho_r = 1.88$$

$$K_L = 0.68 \frac{W}{m \cdot K}$$

$$V = 2 \frac{m}{s}$$

$$\frac{\mu_b}{\mu_m} = \text{factor de viscosidades}$$

Asumiendo que el fluido térmico circula por los tubos:

$$Re = \frac{\rho * V * D}{\mu}$$

$$Re = \frac{968.6 * 2 * 0.0222}{3.05 \times 10^{-4}}$$

$$Re = 140956.54$$

-Coeficiente Interno de Transferencia de Calor (TFC), h_i

$$\frac{h_i * D}{K_L} = 0.027 * (Re)^{0.8} * \sigma_r^{1/3} * \left(\frac{\mu_b}{\mu_m}\right)^{0.14}$$

Sustituyendo valores, se tiene:

$$h_i = \frac{0.68}{0.0222} * 0.027 * (R_e)^{0.8} * (1.88)^{1/3} * (1)^{0.14}$$

$$h_i = 13433.02 \frac{m^2 - K}{W}$$

-Coeficiente Externo de TFC, h_e :

$$D_e = 1 \text{ pulg.} = 0.0254 \text{ m}$$

$$\rho = 905.46 \frac{kg}{m^3}$$

$$\mu = 167.8 \times 10^{-6} \frac{kg}{m \cdot s}$$

$$P_r = 1.07$$

$$K_L = 681.3 \times 10^{-3} \frac{W}{m \cdot K}$$

$$v = 1 \frac{m}{s}$$

$$R_e = \frac{\rho * v * D}{\mu}$$

$$R_e = \frac{905.46 * 1 * 0.0254}{167.8 \times 10^{-6}}$$

$$R_e = 137060.1$$

$$h_0 = \frac{K_L}{D_e} * 0.177 * (R_e)^{0.6} * (s_r)^{1/3}$$

$$h_0 = \frac{681.3 \times 10^{-3}}{0.0254} * 0.177 * (R_e)^{0.6} * (1.07)^{1/3}$$

$$h_e = 5867.04 \frac{m^2 - K}{W}, \text{ sustituyendo para } U_o :$$

$$U_o = 1408.83 \frac{W}{m^2 - K}$$

$$A_o = \frac{Q}{U_o F_T \Delta T_{ML}}$$

$$A_o = \frac{51.408 * 1000}{1408.8 * 0.97 * 116.8}$$

$$A_o = 0.40 \text{ m}^2$$

$$N_0 \text{ de tubos} = L_T / L_U$$

$$A = \pi * D * L_T$$

$$L_T = \frac{A_0}{D * \pi}$$

$$L_T = \frac{0.40}{\pi * 0.0254}$$

$$L_T = 5 \text{ m}$$

$$N_0 \text{ de tubos} = \frac{L_T}{L_U}$$

$$N_0 \text{ de tubos} = \frac{5}{0.5}$$

$$N_0 \text{ de tubos} = 10 \text{ tubos}$$

Suponiendo un número aproximado de pasos en los tubos se selecciona el intercambiador que tenga el número de tubos más aproximado a estos, usando la tabla 9 de Kern:

➤ Asumiendo 2 pasos con arreglo en cuadro de 1¹/₄ pulg. tenemos:

$$N_0 \text{ de Tubos} = 10$$

$$D_{\text{coraza}} = 8 \text{ pulg.} = 0.2032 \text{ m.}$$

Coefficiente corregido:

$$A = 10 * 3.281 * 0.2618$$

$$A = 8.59 \text{ pie}^2 = 0.8 \text{ m}^2$$

$$U = \frac{Q}{A_0 * F_T * \Delta T_{LM}}$$

$$U = \frac{51.408 * 1000}{0.8 * 0.97 * 116.8}$$

$$U = 1498.14 \frac{W}{m^2 - K}$$

$$h_i = 13433.02 \frac{m^2 - K}{W}$$

Luego $h_i > U$

➤ lado de la carcasa

Área de Flujo de la carcasa:

a_s (área de flujo de coraza):

$$a_s = \frac{D_I * C * B'}{P_T * 144}$$

$$B = \frac{D_I}{5}$$

$$B = \frac{6}{5} = 1.2$$

$$a_s = \frac{6 * 0.25 * 1.2}{1.25 * 144}$$

$$a_s = 0.01 \text{ pie}^2$$

-Gasto Másico

$$G_s = \frac{W}{a_s}$$

$$W = 0.20 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \left(1587.6 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \right)$$

$$G_s = \frac{1587.6}{0.01}$$

$$G_s = 158760$$

- Caída de presión en la carcasa:

Para $Re = 137060.1$

Y anexo B-1 , se tiene:

$$f = 0.0013$$

$S = 0.9055$ (densidad relativa)

Número de cruces $N+1$, (deflectores ver anexo 3- D):

$$N + 1 = \frac{12 * L}{B} = \frac{12 * 3.281}{1.2}$$

$$N + 1 = 32.81$$

$$D_{\text{coraza}} = \frac{6}{12} = 0.5$$

- Diámetro Equivalente:

$$D_e = 0.0825$$

Por lo tanto la caída de presión queda:

$$\Delta P_s = \frac{f * D_s * G_s^2 * (N + 1)}{5.22 \times 10^{10} * D_e * s * \varphi_s}$$

$$\Delta P_s = \frac{0.0013 * 0.67 * (158760)^2 * 32.81}{5.22 \times 10^{10} * 0.0825 * 0.9055 * 1}$$

$$\Delta P_s = 8.8 \text{ Pa (0.0013 psi)}$$

Caída de presión en los tubos:

Para $R_e = 140956.54$

Anexo C-1

$$f = 0.00014$$

$$S = 0.97$$

$$a_t = 0.355 \text{ pulg}^2$$

$$a_t = \frac{10 * 0.355}{144 * 2} = 0.01 \text{ pie}^2$$

Gasto Másico

$$G_t = \frac{W}{a_t}$$

$$W = 0.40 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$G_t = 3175.2$$

$$\Delta P_{tubo} = \frac{f * G_t^2 * L * n}{5.22 \times 10^{10} * D_e * s * \varphi_t}$$

$$\Delta P_{tubo} = \frac{0.00013 * (3175.2)^2 * 16.4}{5.22 \times 10^{10} * 0.0558 * 0.97 * 1}$$

$$\Delta P_{tubo} = 5 \text{ Pa (} 7E^{-4} \text{ psi)}$$

EL INTERCAMBIADOR DE CALOR tendrá las dimensiones siguientes:

CARCAZA

Fluido de trabajo: Agua
 Material : Acero AISI 1045
 Flujo másico: 0.2 kg/s
 Presión del fluido: 1 MPa (145.04 psi)
 Caída de presión: 8.8 Pa
 Diámetro interno: 150 mm (6 pulg)
 Espacio de los deflectores: 125 mm
 Pasos de carcaza: 1 Paso

TUBOS

Fluido circulante: Salmuera
 Material: Hierro negro para altas presiones
 Flujo másico: 0.4 kg/s
 Número de tubos: 10 tubos
 Diámetro externo: 25.4 mm (1 pulg)
 Presión del fluido: 1 MPa (145.04 psi)
 Caída de presión: 5 Pa
 Paso: 11/4 pulg. en cuadro
 Número de pasos de los tubos: 2 pasos

4.3 PROCESO DE MANUFACTURA DEL PROTOTIPO DE INTERCAMBIADOR DE CALOR PARA PRUEBAS DE CORROSIÓN

En el anexo3 se describe el proceso de construcción de cada una de las piezas del prototipo de intercambiador de calor para pruebas de corrosión, como también fotografías durante el proceso de construcción:

4.4 UBICACIÓN DEL ESPACIO FISICO PARA EL MONTAJE DEL PROTOTIPO DE INTERCAMBIADOR DE CALOR PARA PRUEBAS DE CORROSIÓN

En la Figura 38 y 39 se presenta una manera de como se montará el prototipo de intercambiador de calor para pruebas de corrosión, en el campo geotérmico de Berlín, Usulután:

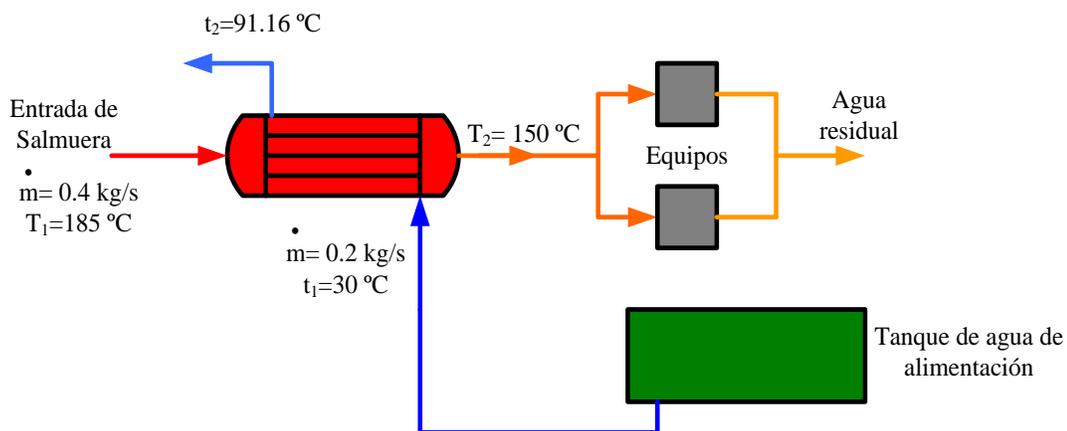


Fig. 38 Representación de los elementos con los que se ejecutará la prueba de corrosión.



Fig. 39 Fotografía que presenta el lugar (pozo TR-9, de la planta geotérmica de Berlín) donde se realizarán las pruebas de corrosión.

5. ASPECTOS EXPERIMENTALES

En este capítulo se presenta la metodología experimental que se desarrollará en la prueba de corrosión sobre un acero AISI 1020, 1045 y fundición. Para explicar dicha metodología se presentan procedimientos para pruebas, diagrama de flujo que especifica los pasos a seguir en la parte experimental del trabajo. Selección de norma técnica para efectuar las pruebas, desarrollo de pruebas, resultados obtenidos y conclusiones de las pruebas.

5.1 PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR PRUEBAS DE CORROSIÓN

En los siguientes párrafos se describe el procedimiento de diseño del equipo para pruebas de corrosión y el procedimiento de toma de muestras para el análisis de corrosión.

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE EQUIPO PARA PRUEBAS DE CORROSIÓN

Identificar los parámetros de diseño para un equipo que estará sometido a pruebas de corrosión y así llevar a cabo el diseño para luego la construcción del mismo. Después de la construcción del equipo se efectuarán pruebas del funcionamiento de éste con el propósito de evaluar el estado físico y operacional del mismo, por si requiere de modificaciones.

Por lo consiguiente una vez listo el equipo para pruebas de corrosión se establecerá un espacio físico, en el campo geotérmico de Ahuachapán para que posteriormente se monte el equipo en el lugar establecido.

TOMA DE MUESTRAS PARA EL ANÁLISIS DE CORROSIÓN

Una vez montado el equipo y funcionando de forma adecuada se proseguirá a la recolección de cupones de acuerdo a la programación establecida por la metodología experimental a seguir; es decir, en base a fechas señaladas se retirarán los cupones expuestos a la salmuera para su análisis de corrosión.

Los cupones estarán de acuerdo a la norma ASTM G4-01 y el material que se utilizará será acero 1020, 1045 y fundición para estudiar el efecto corrosivo de la salmuera sobre el material, cuando se disminuye la temperatura, con ácido clorhídrico (pH=5.4) y sin inhibidor.

5.2 SELECCIÓN DE NORMA TÉCNICA PARA PRUEBAS DE CORROSIÓN

En todo procedimiento experimental es necesario utilizar una guía como norma técnica, que respalde de manera fehaciente los resultados obtenidos al final de la prueba.

Para el caso del procedimiento de pruebas de corrosión es la ASTM G4-01, siendo su alcance los procedimientos para pruebas de corrosión en equipos de plantas o sistemas bajo condiciones de operación, evaluando la resistencia a la corrosión de materiales de ingeniería. Esta norma no evalúa métodos electroquímicos para determinar los intervalos de corrosión.

La norma contiene los siguientes apartados (ver descripción en anexo 4):

- Alcance
- Documentos de referencia
- Importancia y uso
- Limitaciones
- Diseño de los cupones para pruebas
- Cupones para pruebas
- Preparación de cupones para pruebas
- Número de cupones para prueba
- Identificación de cupones para prueba

- Diseño del porta-cupones de prueba y lugar de la prueba
- Selección de materiales para la evaluación
- Medidas iniciales del cupón
- Instalación de la carcasa
- Duración de exposiciones
- Remoción de cupones
- Limpieza y pesado de cupones
- Examen de la superficie de los cupones
- Corrosión localizada
- Informe
- Exactitud de resultados
- Palabras claves

5.3 DIAGRAMA DE FLUJO DEL DESARROLLO DE PRUEBAS DE CORROSIÓN

En todo proceso experimental es necesario presentar previamente un diagrama de flujo donde se presentan las etapas a seguir para obtener resultados favorables, en la Figura 40 se presenta un diagrama de flujo que contiene las etapas referentes a la preparación de los elementos que constituyen un análisis de corrosión.

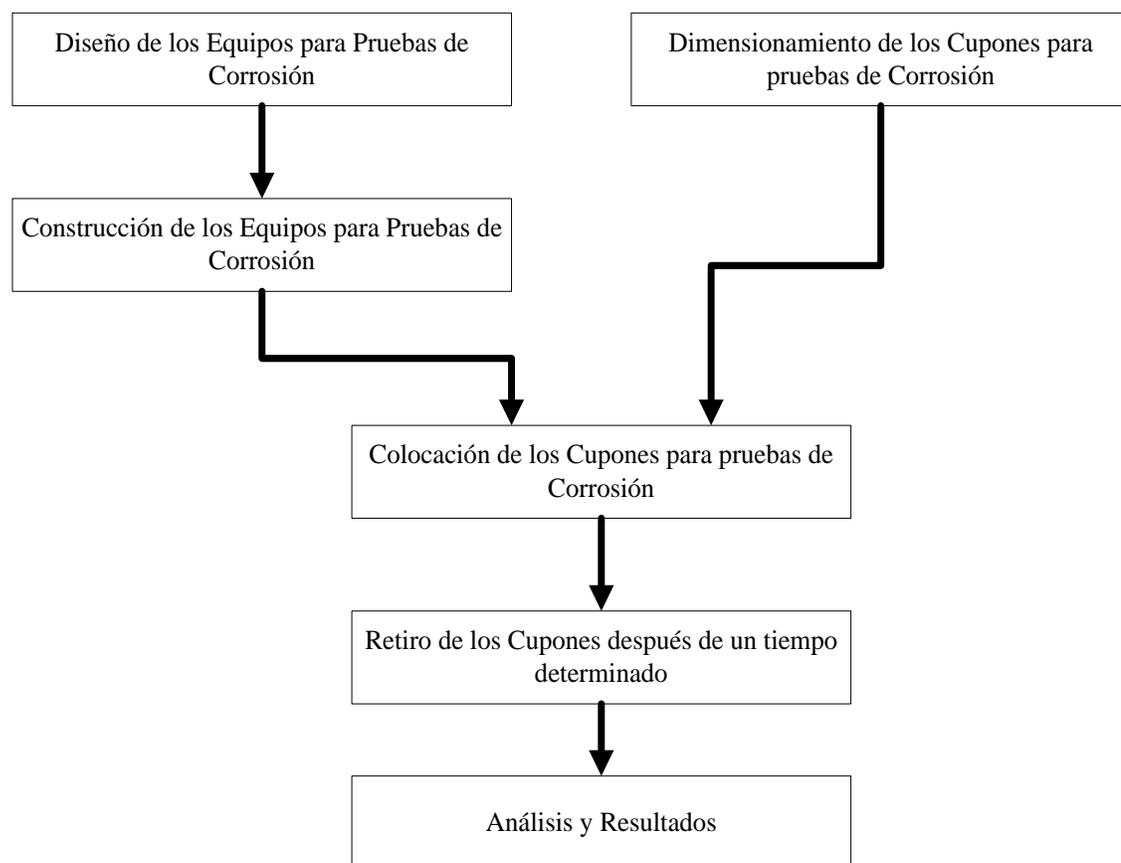


Fig. 40 Diagrama de flujo donde se presentan los pasos a seguir para el desarrollo de las pruebas de corrosión.

5.4 DESARROLLO DE PRUEBAS

A continuación se detalla la descripción del equipo a utilizar en pruebas de corrosión, el montaje de dicho equipo y el procedimiento de medición de las pruebas de corrosión.

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO PARA PRUEBAS DE CORROSIÓN

El equipo para pruebas de corrosión esta formado por los siguientes componentes:

a) Carcaza y Bridas:

Carcaza.....1

Bridas.....2

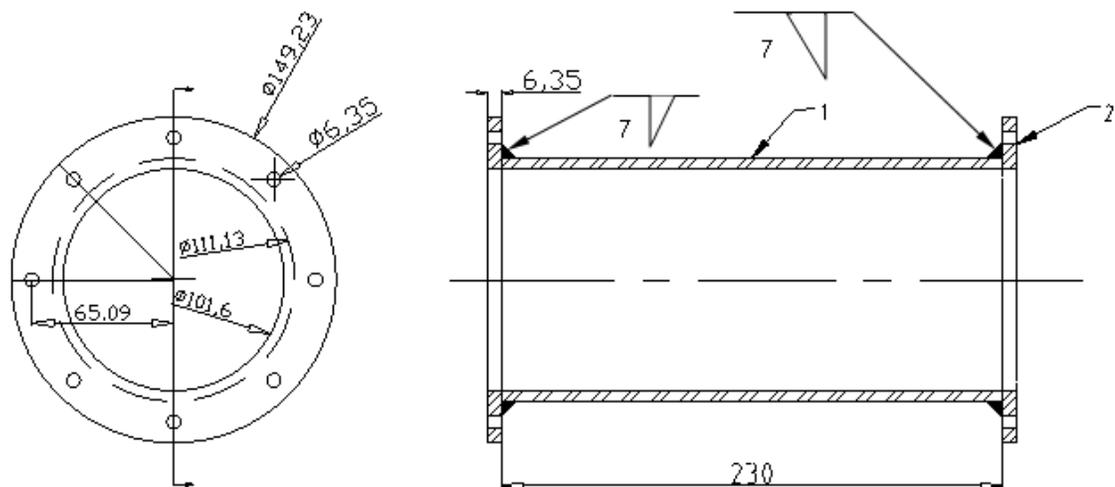


Fig. 41 Dimensiones de la carcaza y bridas en conjunto, según plano 7/7.

b) Porta cupones

1. Cupón
2. Arandela metálica
3. Porta cupón aislante
4. Arandela aislante
5. Perno roscado

- 6. Tuerca hexagonal
- 7. Platina perforada
- 8. Tapadera

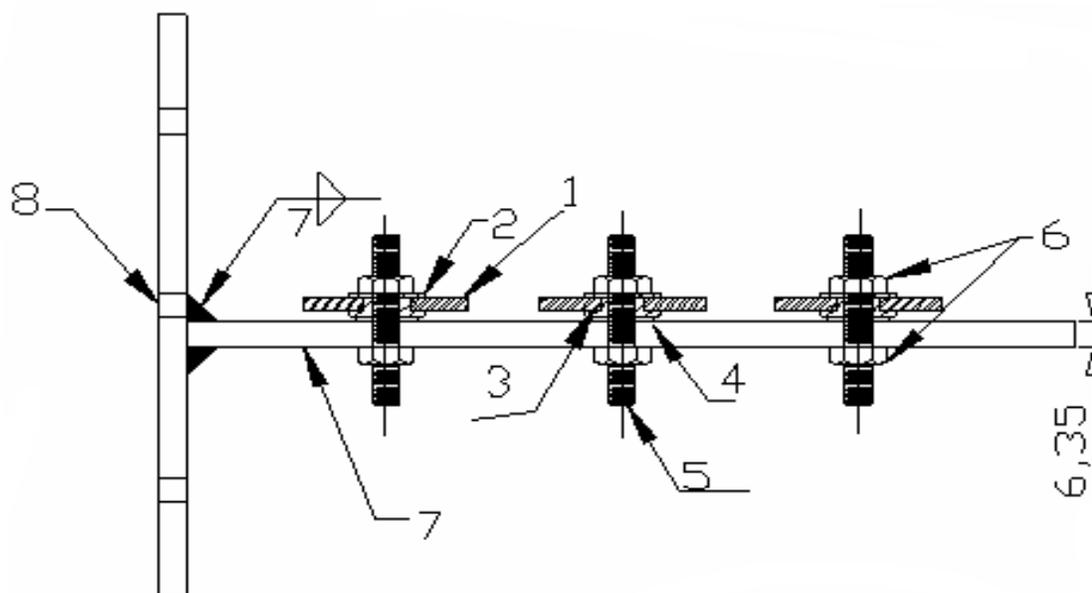


Fig. 42 Distribución de elementos que conforman el porta cupones,
según plano 2/7.

c) Tapadera de dren

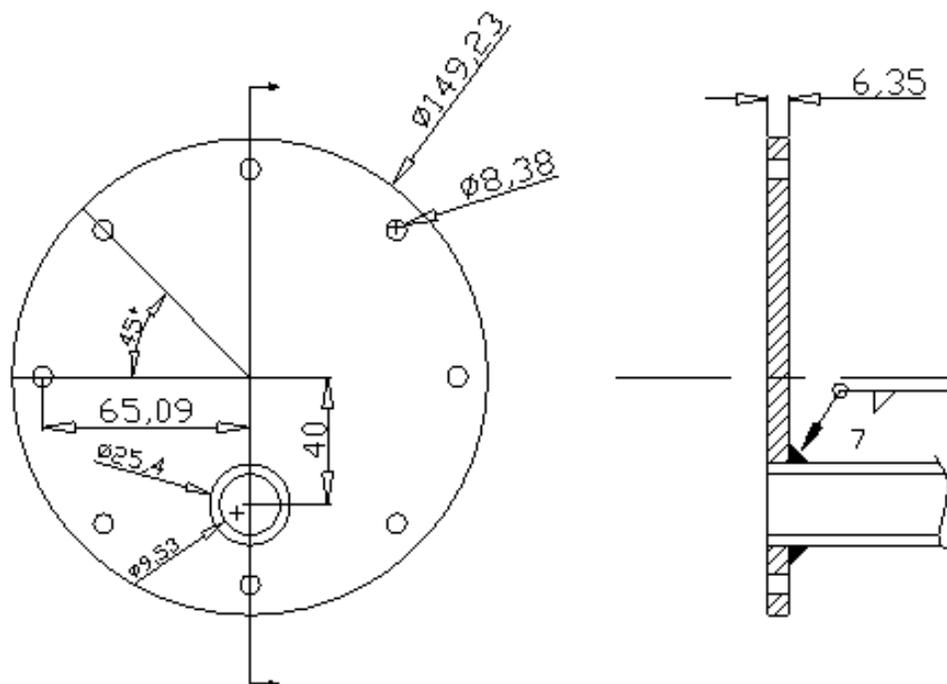


Fig. 43 Dimensiones de tapadera de dren

PROCEDIMIENTO DE MONTAJE DEL EQUIPO PARA PRUEBAS DE CORROSIÓN

Una vez verificadas las partes del equipo se procede al montaje y armado del mismo de la siguiente manera:

- a) Sellar con pegamento para tubería las tapaderas de la carcaza y asegurar los pernos de las tapaderas.
- b) Acoplar el equipo al banco de pruebas del campo geotérmico de Ahuachapán.
- c) Verificar que no hallan fugas en sellos y partes soldadas.
- d) Sellar fugas, si las hay.
- e) Instalar mangueras para drenar la salmuera de prueba a las canaletas.
- f) Iniciar pruebas de equipo para verificar su funcionamiento.
- g) Iniciar pruebas de Corrosión.

Una vez iniciadas las pruebas, el sistema puede observarse en la fotografía de la Figura 44:

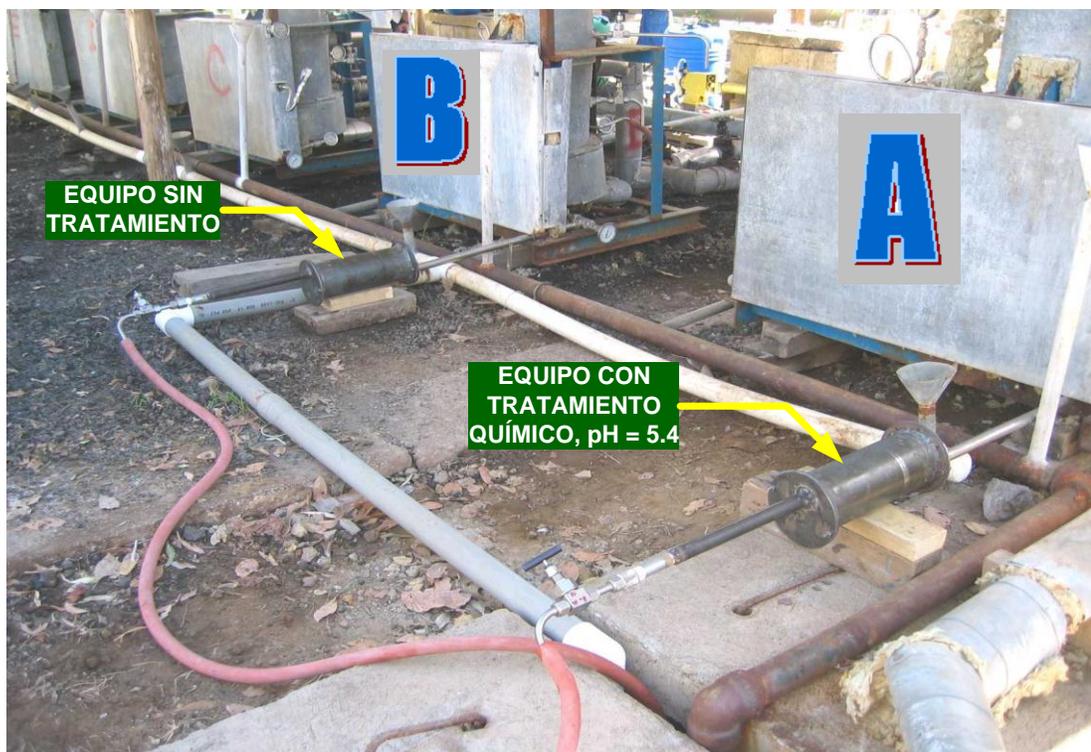


Fig. 44 Fotografía en donde se presenta la instalación de los equipos, para pruebas de corrosión

PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN DURANTE LAS PRUEBAS

- a) Verificar presiones y temperaturas de acuerdo a condiciones especificadas.
- b) Efectuar mediciones de caudales cada hora.
- c) Al final de la jornada (7:00 h – 17:00 h) dejar equipos en condiciones de control (temperatura y presión) durante la noche, sin medición de caudal, hasta el día siguiente regular al punto de control.
- d) Las pruebas se realizaron durante 5.74 días (del 17 al 23 de Diciembre del 2004).
- e) Del 27 al 31 de diciembre del 2004 se desmontaron los equipos para pruebas de Corrosión.

5.5 RESULTADOS OBTENIDOS EN PRUEBAS DE CORROSIÓN

Durante los días 16 y 17 de diciembre de 2004 se llevó a cabo el montaje del equipo para pruebas de corrosión, en la cual se utilizaron cupones diseñados bajo la norma ASTM G-4 (placas metálicas) para el monitorear el efecto corrosivo.

Dicha prueba se efectuó en el período del 17 al 23 de diciembre de 2004 en la cual se trató de evaluar el efecto corrosivo del fluido geotérmico enfriado a 90 °C y con aplicación de ácido clorhídrico, alcanzando un pH de 5.4. Paralelamente, se monitoreó la corrosión del fluido a 90 °C sin tratamiento químico.

Al término de los 5.74 días de prueba, la corrosión observada fue prácticamente despreciable y no fue posible detectar pérdida de peso de los cupones.

En la Tabla 17 se presentan los resultados obtenidos en dichas pruebas.

Tabla 17. Resultados de las Pruebas de Corrosión

Cupón N°	Descripción	Peso antes, gr	Peso después gra	Pérdida de peso gra
Sin tratamiento				
1	Tipo 1020	26.37	26.3835	-0.0135
2	Tipo 1045	23.86	23.8906	-0.0306
3	Fundición	23.01	23.0112	-0.0012
Tratamiento pH = 5.4				
1	Tipo 1020	26.27	26.2768	-0.0068
2	Tipo 1045	24.74	24.7417	-0.0017
3	Fundición	23.42	23.4209	-0.0009

Los cupones que estuvieron inmersos en el fluido acidificado (pH=5.4), salieron limpios después de los 5.74 días de operación (Figura 45). En cambio los que se sometieron a un fluido sin tratamiento, presentaron un depósito pastoso (sílice amorfa) fácilmente removible (Figura 46). Del 27 al 31 de diciembre de 2004 se trabajó en el desmontaje y movilización del equipo para pruebas, resguardo de equipos para pruebas y devolución de herramientas.

Final mente se recomienda que se realicen pruebas con un tiempo de inmersión más prolongado; de acuerdo a la norma ASTM G-4 puede ser de 1 a 3 meses. Además utilizar cupones de otros tipos de aceros, como también distintos inhibidores a diferente pH y variar los valores de temperatura y flujo másico.

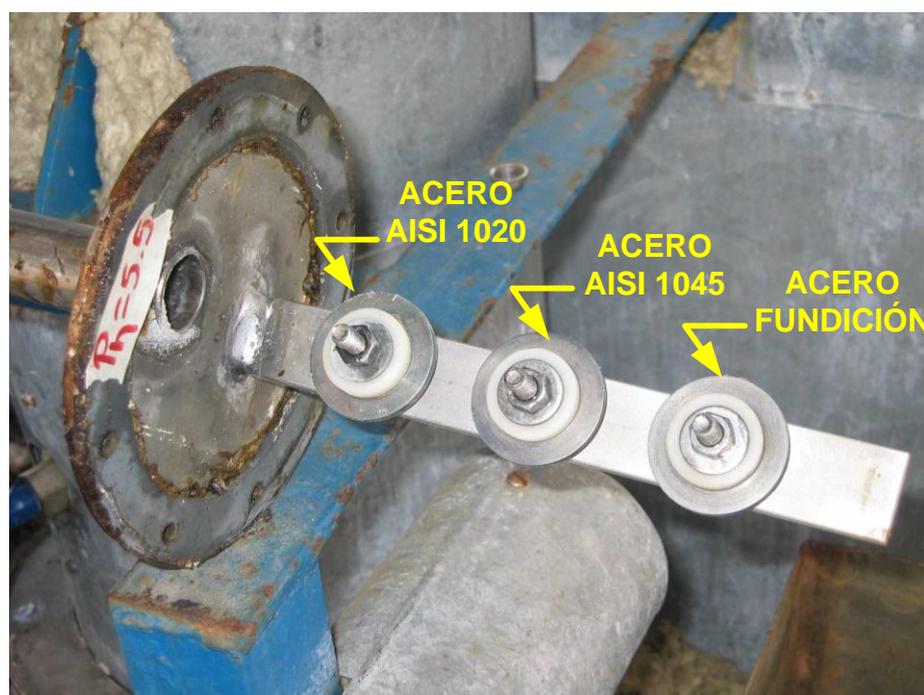


Fig. 45 Fotografía donde se presentan los cupones que fueron sometidos en salmuera con inhibidor a un pH de 5.4

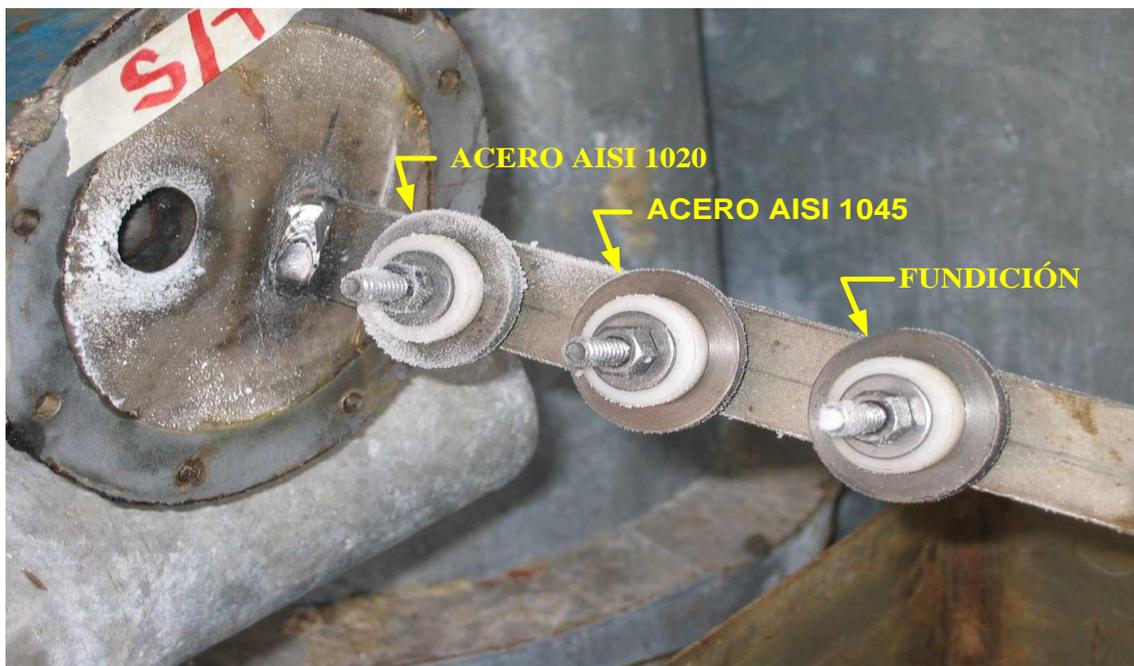


Fig. 46 Fotografía donde se presentan los cupones que fueron sometidos en salmuera sin inhibidor

6. ESTUDIO ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

El siguiente estudio se refiere a los aspectos económicos y evaluación financiera del proyecto de implementación de una planta de ciclo binario en el campo geotérmico de Berlín, Usulután. Entre los contenidos a desarrollar tenemos: inversión inicial, determinación de costos, costos fijos y variables, costo total global y unitario, presupuesto de ingresos y egresos, punto de equilibrio, estado financiero pro forma, así como la evaluación financiera que trata la determinación de TMAR, VAN y TIR.

El contenido de inversión inicial esta basado en la información bibliográfica y de paginas web consultadas ^[21, 23]. En la determinación de costos se han asumido tres tipos de costos: producción, administración y ventas, y sus cálculos a partir de los datos obtenidos en el capítulo de diseño de la planta, específicamente de la potencia neta (7.14 MW). Para la evaluación financiera se ha hecho la asunción que la TMAR es una tasa tomada arbitrariamente, siendo del 10% mas un porcentaje inflacionario promedio de los últimos 9 años, del 3.55% (de 1996 a 2004, Dirección General de Estadísticas y Censos-DIGESTYC-, ver anexo 2). Cabe mencionar que para el cálculo de la TIR se ha hecho considerando producción constante, considerando inflación y sin financiamiento (crédito).

6.1 INVERSIÓN TOTAL INICIAL

La inversión inicial comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones de la empresa.

6.1.1 INVERSIÓN FIJA O TANGIBLE

Son todos aquellos recursos financieros que se requieren para la adquisición de bienes y servicios; es decir, recursos necesarios para poder concretar el proyecto, entre

estos los bienes propiedad de la empresa, como terrenos, edificios, maquinaria, equipo, mobiliario, vehículos de transporte, herramientas y otros.^[21]

Para el estudio en cuestión la inversión fija se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 18. Inversión Fija del Proyecto

Concepto	Costo total (\$)^{[23] [24]}	Valor de recupera- ción (L) ^[22] (\$)	Vida útil (Años)	Deprecia- ción Anual ^[21] (\$)
Bomba de Geotermia (GHP)	170000	44523.81	20	6273.81
Condensadores	200000	52380.95	20	7380.95
Compresor Centrifugo	30000	7857.14	20	1107.14
Generador	270000	70714.29	20	9964.29
Turbina	140000	36666.67	20	5166.67
Tuberías y accesorios	1000000	261904.76	20	36904.76
Aislamiento térmico	500000	130952.38	20	18452.38
Tanques sometidos a presión	500000	130952.38	20	18452.38
Tratamiento de superficies	200000	52380.95	20	7380.95
Sistemas de instrumentación	1000000	261904.76	20	36904.76
Sistema eléctrico y de control	800000	209523.81	20	29523.81
Equipo de generación en mediana tensión	700000	183333.33	20	25833.33

Continuación de Tabla 18, Inversión Fija del Proyecto

Sistema de transferencia y almacenaje de hidrocarburos	1500000	392857.14	20	55357.14
Bombas de alimentación de hidrocarburos	150000	39285.71	20	5535.71
Sistema de dosificación química	50000	13095.24	20	1845.24
Terreno	5000000	-	-	-
TOTAL	12210000.00	1888333.33		266083.33

El valor de recuperación se calcula por la ecuación:

$$L = P * \frac{(N - t) * (N - t + 1)}{N * (N + 1)} \quad 5.1$$

Donde:

L : valor de recuperación

N : vida útil

t : vida económica, para la cual se calcula el valor de recuperación

P : valor actual del equipo

La depreciación se calcula por la ecuación:

$$D = \frac{P - L}{N} \quad 5.2$$

Donde:

D : depreciación

P : Costo actual del equipo y maquinaria

*L : Valor de recuperación de maquinaria y equipo,
en base a la vida económica de maquinaria y equipo (10 años)*

N : Vida útil del proyecto (20 años)

6.1.2 INVERSIÓN DIFERIDA O INTANGIBLE

Son el conjunto de bienes propiedad de la empresa necesarios para su funcionamiento, y que incluyen: patentes de invención, marcas, diseños comerciales o industriales, nombres comerciales, asistencia técnica o transferencia tecnológica, gastos preoperativos, de instalación y puesta en marcha, estudios que tiendan a mejorar en el presente o futuro el funcionamiento de la empresa, capacitación de personal, etc.^[21]

La inversión diferida o intangible se divide en los rubros de Estudio de Prefactibilidad y Asuntos Legales, los cuales se amortizan durante veinte años y se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 19. Inversión Diferida del Proyecto

Concepto	Inversión , \$	Amortización Anual , \$
Estudio de Prefactibilidad	15000.00	750.00
Asuntos Legales	10000.00	500.00
TOTAL	25000.00	1250.00

La inversión fija del proyecto es de \$ 12210000.00 y la inversión diferida es de \$25000.00, por lo tanto la inversión total inicial del proyecto es de \$ 12235000.00, que se presenta en la Tabla 20.

Tabla 20. Inversión Total Inicial del Proyecto

Inversión fija, \$	12210000.00
Inversión diferida , \$	25000.00
INVERSIÓN TOTAL INICIAL, \$	12235000.00

6.2 DETERMINACIÓN DE COSTOS

Los costos del proyecto son desembolsos en efectivo o en especie, realizados con el pasado, presente o futuro.

Los rubros considerados para los costos del proyecto se mencionan a continuación:

- Costos de Producción
- Costos de Administración
- Costos de Venta

6.2.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Son el reflejo de las fijaciones del proceso de producción. Los rubros considerados para cuantificar los costos de producción son:

- Mano de obra directa e indirecta
- Costos de mantenimiento
- Costos por depreciación

6.2.1.1 MANO DE OBRA

Hay que dividir la mano de obra del proceso en directa e indirecta. La mano de obra directa es aquella que interviene personalmente en el proceso de producción, específicamente se refiere a los obreros. La mano de obra indirecta se refiere a quienes aun estando en producción no son obreros, tales como supervisores, jefes de turno, gerente de producción, etcétera. A todo cálculo de mano de obra, ya sea directa o indirecta, se debe agregar al menos un 35% en costos adicionales.^[21]

La mano de obra directa utilizada par el proceso de generación de electricidad es de 32 personas, los cuales trabajaran jornadas de 8 horas diarias, en tres turnos rotativos,

durante los 365 días del año, con un sueldo de \$550.00 mensuales, haciendo un total mensual de mano de obra directa de \$ 17600.00, que se presentan en la Tabla 21.

Tabla 21. Mano de Obra Directa

Área	Plaza	N° de empleados	Nivel de educación	Sueldo por persona, \$
Operación	Controles	4	Técnico	550
	Planta	8	Técnico	550
Mantenimiento	Mecánico	12	Técnico	550
	Eléctrico	8	Técnico	550
Total de mano de obra directa		32		17600

La mano de obra indirecta utilizada para el proceso de generación de electricidad es de 13 personas distribuidas de la siguiente manera:

Tabla 22. Mano de Obra Indirecta

Área	Plaza	N° de empleados	Nivel de educación	Sueldo por persona \$
Operación	Jefe operación	1	Ingeniero	800
Mantenimiento	Jefe mtto. Mecánico	1	Ingeniero	800
	Jefe mtto. Eléctrico	1	Ingeniero	800
Limpieza planta	Limpiador	8	Bachiller	350
Oficios varios	Ordenanza	2	Bachiller	350
Total mano de obra indirecta:		13		5900

El costo mensual de mano de obra es la suma de los totales de mano de obra directa e indirecta más un 35%^[21] en concepto de horas extras, aguinaldos, bonificaciones, vacaciones, etc., que se resume en la Tabla 23:

Tabla 23. Costo Mensual de Mano de Obra

Costo total mano de obra directa mensual, \$	17600
Costo total mano de obra indirecta mensual, \$	5900
35% adicional, \$	8225
Costo total mensual de mano de obra, \$	31725

Los costos de mano de obra directa e indirecta en un año serán:

$$\text{COSTO TOTAL MENSUAL DE MANO DE OBRA} \times 12 = \text{COSTO TOTAL ANUAL DE MANO DE OBRA}$$

$$\text{COSTO TOTAL MENSUAL DE MANO DE OBRA} = \$ 31725.0$$

$$31725 \times 12 = \$ 380700.00$$

El costo total anual de mano de obra estimado durante el primer año es de \$ 380700.00. Considerando una vida útil de la planta de veinte años y un incremento del 3.55% anual, en la Tabla 24 se estiman los costos anuales totales de mano de obra para la vida útil de la planta:

Tabla 24. Costos Anuales de Mano de Obra

Años	Costos, \$
Año 1	380700.00
Año 2	394214.85
Año 3	408209.48
Año 4	422700.91
Año 5	437706.80
Año 6	453245.39
Año 7	469335.60
Año 8	485997.01
Año 9	503249.91
Año 10	521115.28
Año 11	539614.87
Año 12	558771.20
Año 13	578607.58
Año 14	599148.14
Año 15	620417.90
Año 16	642442.74
Año 17	665249.46
Año 18	688865.81
Año 19	713320.55
Año 20	738643.43

6.2.1.2 COSTOS DE MANTENIMIENTO

Son los costos que se atribuyen a la conservación de la maquinaria y equipo en el área de generación, para prolongar la vida útil de estos.

Los costos de mantenimiento se dividen en:

- Costo total en Mantenimiento Correctivo
- Costo total en Mantenimiento Preventivo
- Costo total en Mantenimiento Predictivo

Costo total en mantenimiento correctivo

Los costos totales en mantenimiento correctivo se estiman en 0.5% del precio del MW-h. En el año de 2004 el precio promedio simple del MW-h fue de \$ 65.13^[23]; por lo tanto, el costo en mantenimiento correctivo por MW-h es de \$ 0.33. La planta generara 7.14 MW-h, siendo estos de \$2.36, por día \$ 56.55 y en el año \$ 20640.31

Costo total en mantenimiento preventivo

Los costos totales en mantenimiento preventivo se estiman en 2.5% del precio del MW-h. En el año de 2004 el precio promedio simple del MW-h fue de \$65.13; por lo tanto, el costo en mantenimiento preventivo por MW-h es de \$1.63. La planta generara 7.14 MW-h, siendo estos de \$ 11.64, por día \$ 279.32 y en el año \$ 101950.63

Costo total en mantenimiento predictivo

Los costos totales en mantenimiento predictivo se estiman en 2.0% del precio del MW-h. En el año de 2004 el precio promedio simple del MW-h fue de \$ 65.13; por lo tanto, el costo en mantenimiento predictivo por MW-h es de \$ 1.30. La planta generara 7.14 MW-h, siendo estos de \$ 9.28, por día \$ 222.77 y en el año \$ 81310.32

Los costos totales en mantenimiento en el primer año se resumen en la Tabla 25:

Tabla 25. Costos Totales en Mantenimiento

Tipo de mantenimiento	Costos Anuales en Mantenimiento, \$
Mantenimiento correctivo	20640.31
Mantenimiento preventivo	101950.63
Mantenimiento predictivo	81310.32
Costos totales en mantenimiento	203901.26

El costo total anual de mantenimiento estimado durante el primer año es de \$ 203901.26; considerando una vida útil de la planta de veinte años y un incremento del 3.55% anual, en la Tabla 26 se presentan los costos anuales totales de mantenimiento para la vida útil de la planta:

Tabla 26. Costos Anuales en Mantenimiento

Años	Costos, \$
Año1	203901.26
Año2	211139.75
Año3	218635.22
Año4	226396.77
Año5	234433.85
Año6	242756.25
Año7	251374.10
Año8	260297.88
Año9	269538.46
Año10	279107.07
Año11	289015.37
Año12	299275.42
Año13	309899.69

Continuación Tabla 26, Costos Anuales en Mantenimiento

Año14	320901.13
Año15	332293.12
Año16	344089.53
Año17	356304.71
Año18	368953.53
Año19	382051.38
Año20	395614.20

6.2.1.3 COSTOS POR DEPRECIACIÓN

Es un costo virtual, es decir, se trata y tiene el efecto de un costo, sin serlo. El cargo de depreciación, además de reducir el monto de los impuestos, permite la recuperación de la inversión por el mecanismo fiscal que la propia ley tributaria ha fijado.^[21]

El método utilizado para depreciar la maquinaria y equipo será el de la línea recta,^[21] la cual se calcula a través de la ecuación 5.2:

$$D = \frac{P - L}{N}$$

Donde:

D : depreciación

P : Costo actual del equipo y maquinaria

L : Valor de recuperación de maquinaria y equipo,
en base a la vida económica de maquinaria y equipo (10 años)

N : Vida útil del proyecto (20 años)

El total del costo por depreciación anual es de \$ 266083.33 (ver tabla 18).

Los costos totales de producción son la suma de los costos de mano de obra directa e indirecta, costos de mantenimiento y los costos por depreciación y se presentan en la Tabla 27:

Tabla 27. Costos Anuales de Producción

Años	Costos, \$
Año 1	850684.59
Año 2	871437.93
Año 3	892928.02
Año 4	915181.01
Año 5	938223.98
Año 6	962084.97
Año 7	986793.03
Año 8	1012378.22
Año 9	1038871.69
Año 10	1066305.68
Año 11	1094713.57
Año 12	1124129.95
Año 13	1154590.60
Año 14	1186132.61
Año 15	1218794.36
Año 16	1252615.60
Año 17	1287637.49
Año 18	1323902.67
Año 19	1361455.25
Año 20	1400340.96

6.2.2 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN

Estos costos están constituidos por los desembolsos para realizar la función administrativa de la empresa; además, de esto se incluyen los correspondientes costos por amortización.

Los rubros considerados para determinar los costos de administración son:

- Salarios de personal de administración
- Amortización

6.2.2.1 SALARIOS DE PERSONAL DE ADMINISTRACIÓN

Son los costos que provienen para realizar la función de administración en la empresa. En un sentido amplio, estos son: sueldos de gerentes, contadores, secretarias, planeación, investigación y desarrollo, recursos humanos e ingeniería.^[21]

En la Tabla 28 se desglosan los costos de salarios de personal de administración:

Tabla 28. Costos de Salarios de Personal de Administración

Área	Salario mensual , \$	Salario anual, \$
Gerente	4000.00	48000.00
Gerente de mtto.	2000.00	24000.00
Contador	500.00	6000.00
Secretaria	400.00	4800.00
Representante legal	400.00	4800.00
Depto. Planeación	700.00	8400.00
Investigación y desarrollo	700.00	8400.00
Recursos humanos	700.00	8400.00
Ingeniería	700.00	8400.00
Subtotal	10100.00	121200.00
35% (aguinaldos, bonificaciones, vacaciones, etc.)	3535.00	42420.00
TOTAL	13635.00	163620.00

6.2.2.2 AMORTIZACIÓN

Es un costo virtual, es decir, se trata y tiene el efecto de un costo, sin serlo. El cargo por amortización, además de reducir el monto de los impuestos, permite la recuperación de la inversión por el mecanismo fiscal que la propia ley tributaria ha fijado.^[21]

De la tabla 19 se obtiene el valor de amortización de la inversión diferida que es de \$ 1250.00 más el valor de amortización del terreno que asciende a \$ 250000.00, el tiempo de amortización es de veinte años. Así la amortización se presenta en la Tabla 29:

Tabla 29. Amortización Anual

Tipo de Amortización	Costo, \$
Amortización de estudio de prefactibilidad y asuntos legales	1250.00
Amortización de terreno	250000.00
Total de amortización	251250.00

Los costos totales de administración anuales son la suma de salarios de personal de administración más la amortización. Los salarios de personal de administración se incrementarán en un 3.55% anualmente durante la vida útil de la planta.

Los costos anuales de administración durante veinte años se resumen en la Tabla 30:

Tabla 30. Costos Totales de Administración

Años	Salarios de personal de Admón, \$	Amortización, \$	Costos total, \$
1	163620.00	251250.00	414870.00
2	169428.51	251250.00	420678.51
3	175443.22	251250.00	426693.22

Continuación Tabla 30, Costos Totales de Administración

4	181671.46	251250.00	432921.46
5	188120.79	251250.00	439370.79
6	194799.08	251250.00	446049.08
7	201714.45	251250.00	452964.45
8	208875.31	251250.00	460125.31
9	216290.39	251250.00	467540.39
10	223968.69	251250.00	475218.69
11	231919.58	251250.00	483169.58
12	240152.73	251250.00	491402.73
13	248678.15	251250.00	499928.15
14	257506.22	251250.00	508756.22
15	266647.69	251250.00	517897.69
16	276113.69	251250.00	527363.69
17	285915.72	251250.00	537165.72
18	296065.73	251250.00	547315.73
19	306576.07	251250.00	557826.07
20	317459.52	251250.00	568709.52

6.2.3 COSTOS DE VENTA

Son los costos atribuibles a los cargos necesarios en el proceso de venta de energía a través del sistema. Estos costos se desglosan a continuación:

- Cargo por uso de red
- Administración de UT
- Pago SIGET
- Reserva Primaria y Secundaria
- Arranque en Negro (Cero Voltaje)
- Pérdidas de Transmisión
- Cargos de Generación Obligada

- Reserva Fría por Confiabilidad (RFC)
- Costos Adicionales

Los costos de venta por MW-h son de \$ 10.00. Si la planta generará 7.14 MW-h los costos de venta serán de \$ 71.40. Diariamente \$ 1713.60, y en el año \$ 625464.00.

Estimando un incremento del 3.55% anual, para la vida útil del proyecto (20 años), se presentan en la Tabla 31 los costos de venta:

Tabla 31: Costos Totales de Venta

Años	Costos, \$
1	625464.00
2	647667.97
3	670660.19
4	694468.62
5	719122.26
6	744651.10
7	771086.21
8	798459.77
9	826805.09
10	856156.68
11	886550.24
12	918022.77
13	950612.58
14	984359.33
15	1019304.08
16	1055489.38
17	1092959.25
18	1131759.30
19	1171936.76
20	1213540.51

Los costos totales son la suma de costos de producción, costos de administración y costos de ventas. Se detallan para el primer año en la Tabla 32:

Tabla 32. Costo Total Anual

Tipo de Costo	COSTO, \$
Producción	850684.59
Administración	414870.00
Ventas	625464.00
TOTAL	1891018.59

6.3 COSTOS FIJOS Y COSTOS VARIABLES

Los costos de un proyecto se descomponen en costos fijos y costos variables. Los costos fijos permanecen constantes independientemente del volumen de generación; en tanto, que los costos variables guardan relación directa con el volumen de producción. Además son necesarios para el cálculo del punto de equilibrio.

La clasificación de los costos del proyecto para el primer año se presenta en la Tabla 33:

Tabla 33. Costos Fijos y Variables

Descripción	Costos fijos, \$	Costos variables, \$
COSTOS DE PRODUCCIÓN		
Mano de obra	380700.00	
Mantenimiento		203901.26
Depreciación	266083.33	
COSTOS DE ADMINISTRACIÓN		
Salario de personal de Administración	163620.00	
Amortización	251250.00	
COSTOS DE VENTA		625464.00
TOTAL	1061653.33	829365.26

6.4 COSTO TOTAL GLOBAL Y UNITARIO

COSTO TOTAL GLOBAL

El costo total global es la suma del costo total fijo, más el costo total variable. En la Tabla 34 se presentan los costos fijos, costos variables y costos globales durante la vida económica de la planta:

Tabla 34. Costo Total Global

Años	Costos fijos, \$	Costos variables, \$	Costo total global, \$
1	1061653.33	829365.26	1891018.59
2	1080976.69	858807.73	1939784.42
3	1100986.03	889295.40	1990281.43
4	1121705.70	920865.39	2042571.09
5	1143160.92	953556.11	2096717.03
6	1165377.80	987407.35	2152785.15
7	1188383.38	1022460.31	2210843.69
8	1212205.65	1058757.65	2270963.31
9	1236873.62	1096343.55	2333217.17
10	1262417.30	1135263.75	2397681.05
11	1288867.78	1175565.61	2464433.39
12	1316257.26	1217298.19	2533555.44
13	1344619.06	1260512.27	2605131.33
14	1373987.70	1305260.46	2679248.16
15	1404398.93	1351597.21	2755996.13
16	1435889.76	1399578.91	2835468.66
17	1468498.51	1449263.96	2917762.47
18	1502264.87	1500712.83	3002977.70
19	1537229.94	1553988.13	3091218.08
20	1573436.27	1609154.71	3182590.99

COSTO TOTAL UNITARIO

El costo total unitario es la suma del costo fijo unitario más el costo variable unitario. La capacidad de generación de la planta es de 7.14 MW.

A continuación se presenta el cálculo del costo total unitario para el proyecto en estudio.

Potencia generada por hora = 7.14 MW-h

Potencia generada por año = 62546.40 MW-año

$$CT_U = \frac{CF}{Q} + \frac{CV}{Q} = CF_U + CV_U \quad 5.3$$

Donde:

CT_U : Costo Total Unitario (\$-MW)

CF: Costos Fijos (\$-año)

CV: Costos Variables (\$-año)

Q: Unidades Producidas (MW-año)

CF_U : Costos Fijos Unitarios (\$-MW)

CV_U : Costos Variables Unitarios (\$-MW)

Para el primer año:

$$CT_U = \frac{1061653.33}{62546.40} + \frac{829365.26}{62546.40}$$

$$CT_U = \$ 30.23 \text{ por MW}$$

En la Tabla 35 se presentan los resultados para la vida útil de la planta:

Tabla 35. Costos Total Unitario

Año	CF_U (\$-MW)	CV_U (\$-MW)	Ct_U (\$-MW)
1	16.97	13.26	30.23
2	17.28	13.73	31.01
3	17.60	14.22	31.82
4	17.93	14.72	32.66
5	18.28	15.25	33.52
6	18.63	15.79	34.42
7	19.00	16.35	35.35

Continuación Tabla 35 Costos Total Unitario

8	19.38	16.93	36.31
9	19.78	17.53	37.30
10	20.18	18.15	38.33
11	20.61	18.80	39.40
12	21.04	19.46	40.51
13	21.50	20.15	41.65
14	21.97	20.87	42.84
15	22.45	21.61	44.06
16	22.96	22.38	45.33
17	23.48	23.17	46.65
18	24.02	23.99	48.01
19	24.58	24.85	49.42
20	25.16	25.73	50.88

6.5 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y EGRESOS

PRESUPUESTO DE INGRESOS

Los ingresos del proyecto se determinan considerando la capacidad de generación de energía eléctrica de la planta que es 7.14 MW-h y el precio promedio simple del MW-h en el 2004 fue de \$ 65.13. Así los ingresos totales durante el primer año son:

$$7.14 \text{ MW} - \text{h} \times 65.13 = \$ 465.03 \text{ por hora}$$

$$\$ 465.03 \times 24 = \$ 11160.68 \text{ por día}$$

$$\$ 11160.68 \times 365 = \$ 4073647.03 \text{ por año}$$

Los ingresos a lo largo de la vida útil de la planta, se presentan en la Tabla 36, con un incremento del 3.55% anual en los ingresos:

Tabla 36. Ingresos Anuales

Años	Ingresos, \$
1	4073647.03
2	4218261.50
3	4368009.78
4	4523074.13
5	4683643.26
6	4849912.60
7	5022084.49
8	5200368.49
9	5384981.58
10	5576148.42
11	5774101.69
12	5979082.30
13	6191339.72
14	6411132.28
15	6638727.48
16	6874402.30
17	7118443.59
18	7371148.33
19	7632824.10
20	7903789.35

PRESUPUESTO DE EGRESOS

En este se representan todas las salidas de efectivo en que incurre la empresa, ya sean estos fijos o variables; el presupuesto de egresos para la vida útil de la planta se presenta en la Tabla 37

Tabla 37. Egresos Anuales

Años	Costos fijos, \$	Costos variables, \$	Egresos totales,\$
1	1061653.33	829365.26	1891018.59
2	1080976.69	858807.73	1939784.42
3	1100986.03	889295.40	1990281.43
4	1121705.70	920865.39	2042571.09
5	1143160.92	953556.11	2096717.03
6	1165377.80	987407.35	2152785.15
7	1188383.38	1022460.31	2210843.69
8	1212205.65	1058757.65	2270963.31
9	1236873.62	1096343.55	2333217.17
10	1262417.30	1135263.75	2397681.05
11	1288867.78	1175565.61	2464433.39
12	1316257.26	1217298.19	2533555.44
13	1344619.06	1260512.27	2605131.33
14	1373987.70	1305260.46	2679248.16
15	1404398.93	1351597.21	2755996.13
16	1435889.76	1399578.91	2835468.66
17	1468498.51	1449263.96	2917762.47
18	1502264.87	1500712.83	3002977.70
19	1537229.94	1553988.13	3091218.08
20	1573436.27	1609154.71	3182590.99

6.6 PUNTO DE EQUILIBRIO

El análisis del punto de equilibrio es una técnica útil para estudiar las relaciones entre los costos fijos, los costos variables y los beneficios. El punto de equilibrio es el nivel de producción en el que los beneficios por ventas son exactamente iguales a la suma de los costos fijos y los variables.

El punto de equilibrio se realiza para determinar los niveles más bajo de producción o ventas a las cuales puede funcionar un proyecto sin poner en peligro la viabilidad financiera; es decir, la situación de equilibrio se utiliza para designar un nivel de operaciones al cual un proyecto no deja ni pérdidas, ni ganancias. El análisis del punto de equilibrio puede hacerse por dos métodos: el gráfico y el algebraico. Estos dos métodos se describen a continuación.

Método Gráfico^[21]

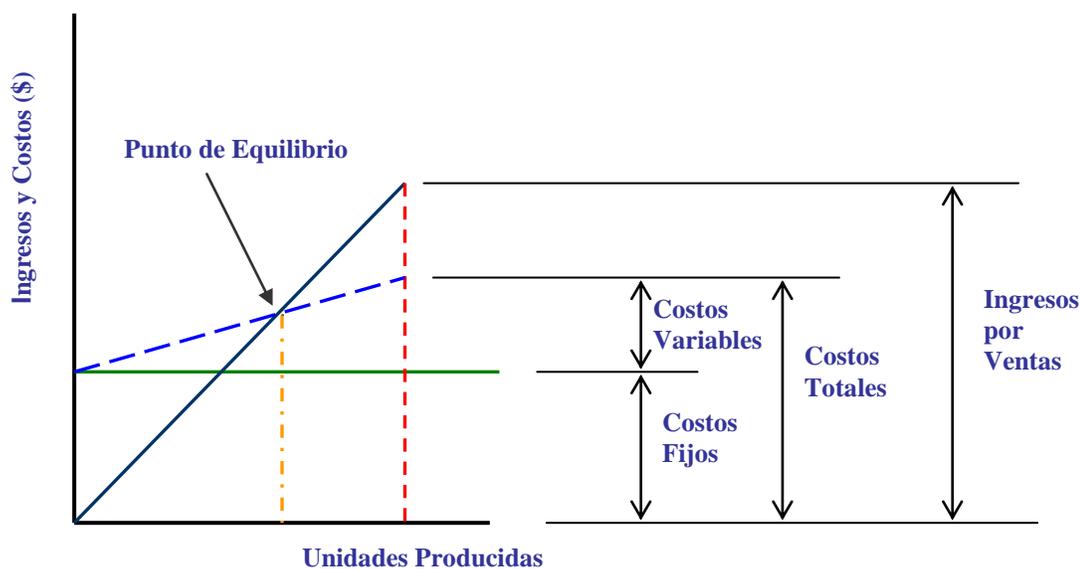


Fig. 47 Figura que muestra la determinación del punto de equilibrio gráficamente.

En la Figura 47 se observa que para determinar el punto de equilibrio gráficamente se traza una línea paralela al eje horizontal; esta línea paralela representa los costos fijos.

Del origen se traza una línea diagonal, que debe intersectarse en el punto de ingresos por ventas y unidades producidas.

Finalmente se traza una línea diagonal segmentada que parte del origen de costos fijos y termina en el punto de costos totales y unidades producidas.

El punto donde las dos diagonales se cruzan determina el punto de equilibrio, obteniéndose el valor de unidades de equilibrio.

Método Algebraico^[21]

La determinación del punto de equilibrio algebraicamente se efectúa a través de las siguientes ecuaciones ^[1]:

$$IT = P * Q \quad 5.4$$

Donde:

IT: Ingresos Totales (\$-año)

P: Precio del MW (\$)

Q: Unidades Producidas por año

$$CT = CF + CV \quad 5.5$$

Donde:

CT: Costos Totales (\$)

CF: Costos Fijos (\$-año)

CV: Costos Variables (\$-año)

Cuando:

$$IT = CT \quad 5.6$$

$$P * Q = CF + CV \quad 5.7$$

Despejando P:

$$P = \frac{CF}{Q} + \frac{CV}{Q} = \frac{CF}{Q} + CV_U ; \text{ luego:}$$

$$\frac{CF}{Q} = P - CV_U$$

Despejando Q para obtener las unidades de equilibrio:

$$Q_e = \frac{CF}{(P - CV_U)} \quad 5.8$$

Donde:

Q_e : Unidades de Equilibrio

CF : Costos Fijos

P : Precio

CV_U : Costo variable unitario

Determinación del Punto de Equilibrio

El método a utilizar para determinar el punto de equilibrio es el algebraico, el cual se presenta a continuación:

$$CF = \$1061653.33$$

$$P = \$65.13$$

$$CV_U = \$13.26$$

Unidades de Equilibrio:

$$Q_e = \frac{CF}{(P - CV_U)}$$

$$Q_e = \frac{1061653.33}{(65.13 - 13.32)}$$

$$Q_e = 20467.58 \text{ Mw al año}$$

6.7 ESTADO FINANCIERO PROFORMA

La finalidad del análisis financiero es calcular la utilidad neta o flujos netos de efectivo del proyecto, que son, el beneficio real de la operación de la planta, que se obtiene restando al total de los ingresos todos los costos en que incurre la planta, y los impuestos que esta debe pagar.

A continuación se detalla el cálculo de la utilidad neta o flujo neto de efectivo del primer año:

FLUJO NETO DE EFECTIVO	
Ventas	\$ 4073647.03
- Costos de producción	
Mano de obra directa e indirecta	\$ 380700.00
Mantenimiento	\$ 203901.26
Depreciación	\$ 266083.33
= UTILIDAD BRUTA	\$ 3222962.44
- Costos administrativos	
Salario de personal administrativo	\$ 163620.00
Amortización	\$ 251250.00
- Costos de venta	\$ 625464.00
= UTILIDAD OPERACIONAL	\$ 2182628.44
- Gastos de impuestos (13%)	\$ 283741.70
= UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	\$ 1898886.74
+ DEPRECIACIÓN	\$ 266083.33
= FLUJO NETO DE EFECTIVO	\$ 2164970.07

De la misma forma se calcula el flujo neto de efectivo o utilidad neta para la vida útil del proyecto, lo cual se muestra en la Tabla 38

Tabla 38. Flujo Neto de Efectivo

Años	Ventas (\$)	Utilidad operacional = (ventas – costos) (\$)	Utilidad después de impuestos = (UO – Imp.) (\$)	Depreciación (\$)	Flujos netos de efectivo (UDI + D) (\$)
1	4073647.03	2182628.44	1898886.74	266083.33	2164970.07
2	4218261.50	2278477.08	1982275.06	266083.33	2248358.39
3	4368009.78	2377728.35	2068623.67	266083.33	2334707.00
4	4523074.13	2480503.04	2158037.64	266083.33	2424120.97
5	4683643.26	2586926.23	2250625.82	266083.33	2516709.15
6	4849912.60	2697127.45	2346500.88	266083.33	2612584.21
7	5022084.49	2811240.80	2445779.50	266083.33	2711862.83
8	5200368.49	2929405.18	2548582.51	266083.33	2814665.84
9	5384981.58	3051764.41	2655035.03	266083.33	2921118.36
10	5576148.42	3178467.37	2765266.61	266083.33	3031349.94
11	5774101.69	3309668.30	2879411.42	266083.33	3145494.75
12	5979082.30	3445526.86	2997608.37	266083.33	3263691.70
13	6191339.72	3586208.39	3120001.30	266083.33	3386084.63
14	6411132.28	3731884.12	3246739.19	266083.33	3512822.52
15	6638727.48	3882731.35	3377976.27	266083.33	3644059.60
16	6874402.30	4038933.64	3513872.27	266083.33	3779955.60
17	7118443.59	4200681.12	3654592.57	266083.33	3920675.90
18	7371148.33	4368170.63	3800308.45	266083.33	4066391.78
19	7632824.10	4541606.02	3951197.24	266083.33	4217280.57
20	7903789.35	4721198.36	4107442.58	266083.33	4373525.91

6.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica del proyecto se analiza considerando el valor del dinero a través del tiempo.

En la determinación de la TMAR, a demás del valor que se asume arbitrariamente, el valor porcentual de la inflación es tomado en cuenta, obteniéndose una TMAR con inflación. Para el cálculo del Valor Actual Neto se considera la TMAR con inflación.

La TIR se determina considerando producción constante, considerando inflación y sin financiamiento.

DETERMINACIÓN DE LA TASA MÍNIMA ATRACTIVA DE RETORNO (TMAR)

La TMAR es una tasa del premio al riesgo. De acuerdo a referencias bibliográficas de consulta^[21], la TMAR puede determinarse de acuerdo a la tasa de interés ofrecida en las instituciones bancarias, intereses ganados por compra de acciones de empresas o de acuerdo a ganancias obtenidas por empresas similares al proyecto y en última instancia al deseo del inversionista con que porcentaje desea obtener utilidades. En este sentido la tasa elegida, arbitrariamente, por premio al riesgo para el proyecto es de 10% (TMAR sin inflación o tasa de premio al riesgo).

Considerando una inflación anual del 3.55%, la TMAR con inflación a determinar se calcula por la ecuación^[21]:

$$TMAR = i + f + if \quad 5.9$$

Donde:

i : tasa sin inflación (TMAR sin inflación)

f : tasa inflacionaria anualmente

$$TMAR = 0.10 + 0.0355 + 0.10 * 0.0355$$

$$TMAR = 0.13905$$

$$TMAR = 13.905\%$$

DETERMINACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es el valor monetario presente, que resulta de restar de la suma de los flujos netos de efectivo la inversión inicial del proyecto, a una tasa de interés fija y predeterminada. La tasa del proyecto es la TMAR con inflación.

El criterio de decisión si se acepta o no el proyecto por medio del análisis del valor actual neto es:

$VAN > 0$, se acepta el proyecto, ya que es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayor que los desembolsos o inversión inicial, lo cual dará por resultado que la VAN sea mayor que cero, pudiendo recuperar la inversión inicial.

$VAN = 0$, se acepta el proyecto; no se aumenta el patrimonio de la empresa durante la vida útil del proyecto, si el premio al riesgo o TMAR es igual al promedio de la tasa inflacionaria durante la vida útil, aunque mantendría el valor adquisitivo real de la empresa que esta tenia en el año cero, siempre y cuando se reinviertan todas las ganancias. Pero aunque $VAN = 0$ habrá un aumento en el patrimonio de la empresa si la TMAR aplicada para calcularla fuera superior a la tasa inflacionaria promedio

$VAN < 0$, No se acepta el proyecto, en este caso la inversión se rechaza ya que la inversión inicial supera las ganancias, implicando no poder recuperar la inversión inicial.

Como conclusiones generales acerca del uso de la VAN como método de análisis es posible enunciar lo siguiente:

- a) Se interpreta fácilmente su resultado en términos monetarios.
- b) Supone una reinversión total de todas las ganancias anuales, lo cual no sucede en la mayoría de las empresas.
- c) Su valor depende exclusivamente de la i aplicada. Como esta i es la TMAR, su valor lo determina el evaluador.
- d) Los criterios de evaluación son: si $VAN \geq 0$ acepte la inversión, si $VAN < 0$, rechazar la inversión.

A continuación se calcula el valor actual neto del proyecto, utilizando la siguiente ecuación ^[21]:

$$VAN = \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE^{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{FNE_n + VS}{(1+i)^n} \quad 5.10$$

Donde:

P : valor actual de la inversión

FNE : flujo neto de efectivo de cada año (ver tabla 33)

i : tasa de porcentaje, en este caso TMAR con inflación

n : vida útil del proyecto

VS : valor de salvamento

L : valor de recuperación

$$VS = L(1.0355)^{20} = \$ 3793854.96$$

$$VAN = \$ 9773787.44$$

Mediante la evaluación por el método de la VAN el proyecto se acepta, ya que el valor es mayor que cero.

DETERMINACIÓN DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es aquella que iguala la VAN a cero, es decir, iguala los flujos netos de efectivo a la inversión inicial, suponiendo que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad

El criterio de decisión sobre la aceptación o rechazo a través de la tasa interna de retorno es:

Si $TIR \geq TMAR$, se acepta el proyecto, es decir, si el rendimiento de la empresa es mayor que el mínimo fijado como aceptable, la inversión es económicamente rentable.

Si $TIR < TMAR$, se rechaza el proyecto, es decir la inversión no es rentable.

Las condiciones para evaluar por medio de la TIR, con y sin inflación, son:

- a) Para evaluar no se toma en cuenta el capital de trabajo.
- b) En ambos métodos debe mantenerse constante el nivel de producción del primer año.

- c) Si se esta considerando el método de FNE constantes, no se debe incluir el financiamiento.
- d) El VS también debe sufrir el efecto de la inflación.

Tomando en cuenta los literales anteriores y haciendo uso de la ecuación 5.10 e igualando VAN a cero tenemos:

$$0 = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE^{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{FNE_n + VS}{(1+i)^n}$$

$$P = + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE^{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{FNE_n + VS}{(1+i)^n},$$

Utilizando los flujos netos de efectivo de la Tabla 33, la TIR correspondiente es de:

TIR = 33.60% que es mayor que la TMAR, se acepta el proyecto.

CONCLUSIONES

De acuerdo al estudio técnico-económico para la implementación de la Planta de Ciclo Binario en el Campo Geotérmico de Berlín, Usulután, es factible por que se cuenta con los recursos energéticos, técnicos y económicos para ejecutar dicho proyecto.

Con los equipos construidos bajo la norma ASTM G-4, para pruebas de corrosión en las líneas de descarga de salmuera; se realizó un arreglo de los equipos funcionando simultáneamente con las mismas condiciones del fluido (temperatura, caudal y tiempo de operación), uno con inhibidor y el otro sin inhibidor. Por lo que se determinó que con la presencia de un inhibidor (ácido clorhídrico, HCl) reduce la generación de sílice polimérica y la corrosión.

RECOMENDACIONES

Para obtener mejores resultados en pruebas de corrosión e incrustación usando los equipos construidos según la norma ASTM G-4, es necesario que los cupones estén expuestos de 1 a 3 meses, para tener mayores cambios y comparar con otros cupones expuestos a diferentes concentraciones de inhibidores.

Realizar inspecciones en las uniones soldadas de cada equipo que serán puestos en las líneas de salmuera de la planta; para reducir riesgos de fallas en los mismos.

REFERENCIAS

- [1] Geothermal Binary Plant Operation and Maintenance Systems with Svartsengi Power Plant as a Case Study.
Geothermal Training Programme Reports 2002
Orkustofnun, Grensásvegur 9, Number 15
IS-108 Reykjavík, Iceland
- [2] Medium Steam Turbine Dept.
J. H. Eskesen
General Electric Co.
- [3] “Small Geothermal Power Plants: Design, Performance and Economics,”
DiPippo, R., 1999.
Geo-Heat Center Quarterly Bulletin, Vol. 20, No. 2, June, Klamath Falls, OR.
- [4] A Study on Desing Criteria and Matching of Turbo-machines: Part A-Similarity Relations and Desing Criteria of Turbine, *J. Of Eng. For Power*, pp. 83-102.
Balje, O. E., 1962.
- [5] “Analysis of Binary Vapor Turbines,”
Bliss, R. W., Boehm, R. F., and Jacobs, H. R., 1976.
University of Utah. DOE Report IDO/1549-7
- [6] “Electrical Production from Moderate Temperatura Geotermal Brines,”
Jacobs, H. R. And Boehm, R. F.,1978.
Emergin Energy Technologies-1978
ASME, New York, pp. 11-18
- [7] Enciclopedia de Tecnología Química;
Tomo V, 1er Edición en Español;
Unión Tipográfica Editorial Hispano-Americana.

- [8] Introducción a la Metalurgia Física;
Sydney H. Avner.
Editorial Mc. Graw Hill;
- [9] Metal Handbook, Corrosión;
Volumen 13, 9na Edición;
ASM International.
- [10] A Corrosivity Classification System for Geothermal Resources;
Marshall F. Conover / Peter Ellis.
Radian Corporation, Austin Texas, (1983);
- [11] A Geothermal Corrosivity Classification System;
Peter Ellis / Marshall F. Conover.
Radian Corporation, Austin Texas, (1981);
- [12] Geoquímica Aplicada al Manejo de Fluidos Geotérmicos;
Roberto Hurtado Jiménez.
I Curso Latinoamericano de Capacitación en Geoquímica (O.L.A.D.E.), Agosto de
1985, San Salvador;
- [13] Working Notes on Geothermal Corrosion
K. A. Lichti and P. T. Wilson
Geothermal Institute, university of Auckland.
- [14] Scaling and Corrosion Potential of Selected Geothermal Waters in Serbia
Petar Papic.
UNU Geothermal Training Programme Reyjavik, Iceland, 1991;

- [15] External Corrosion and Deposits-Boilers and Gas Turbines, American Reid, William T.
Elsevier Publishing Co., Inc., New York, 1971.
- [16] Case Histories in Failure Analysis,
American Society for Metals, Metals Park, Ohio.
- [17] Joseph E. Shigley
Diseño de Ingeniería Mecánica
Cuarta edición en español, 1990
McGraw-Hill
- [18] Donal Kern
Procesos de Transferencia de Calor
Segunda edición en español, 1990
McGraw-Hill
- [19] Boletín Informativo SIGET, Enero a Junio 2004
- [20] Anual Unidad de Transacciones 2003
- [21] Evaluación de Proyectos
Gabriel Baca Urbina
3ª Ed., 1995
Editorial McGraw-Hill
- [22] Ingeniería Económica
George A. Taylor
2ª Ed., 1985
Editorial LIMUSA

[23] www.lageo.com

[24] www.geotermia.com

ANEXOS

Anexo1

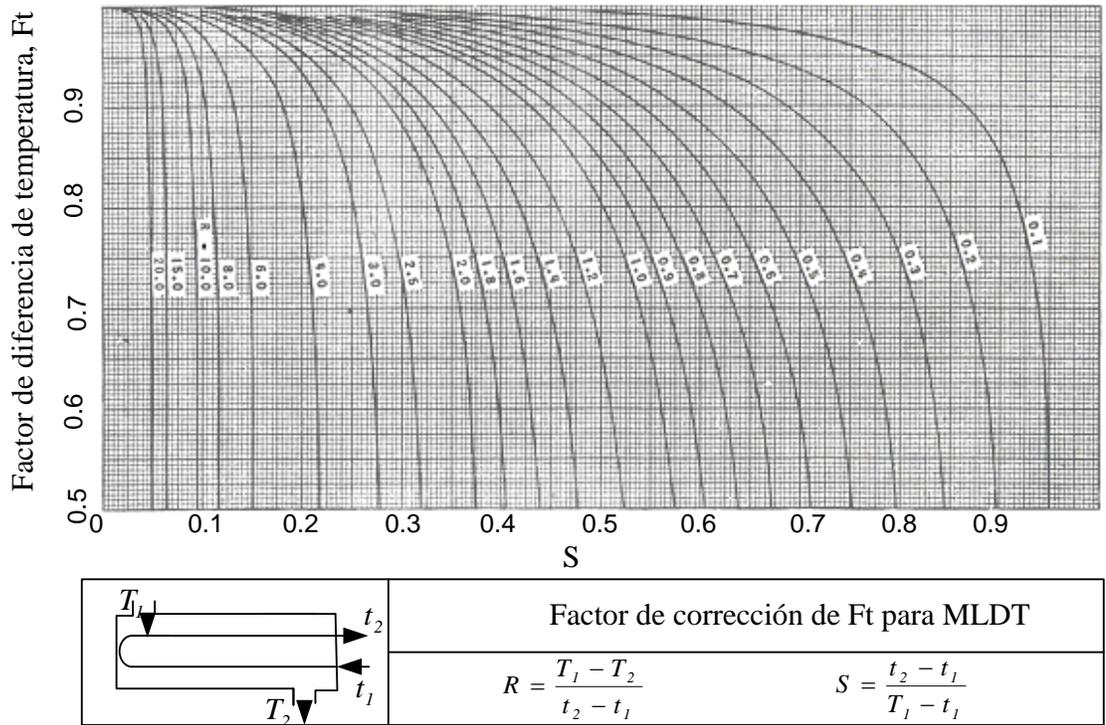


Fig. A-1. Factores de corrección de temperatura, F_T

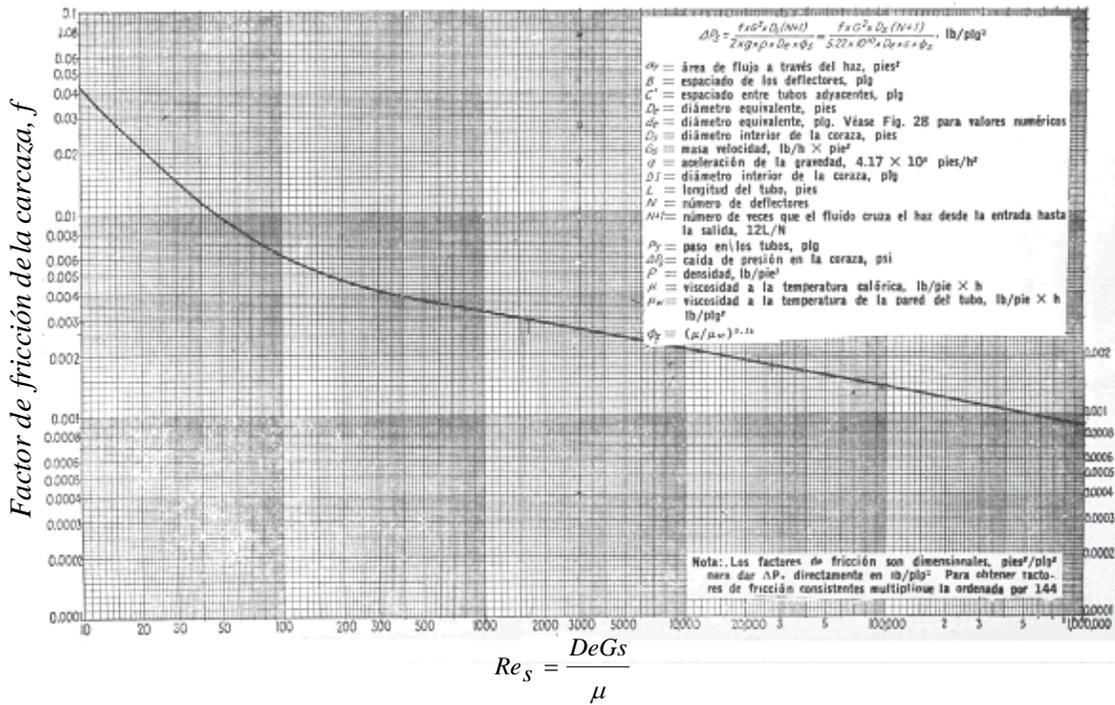


Fig. B-1. Factor de fricción del lado de la carcaza

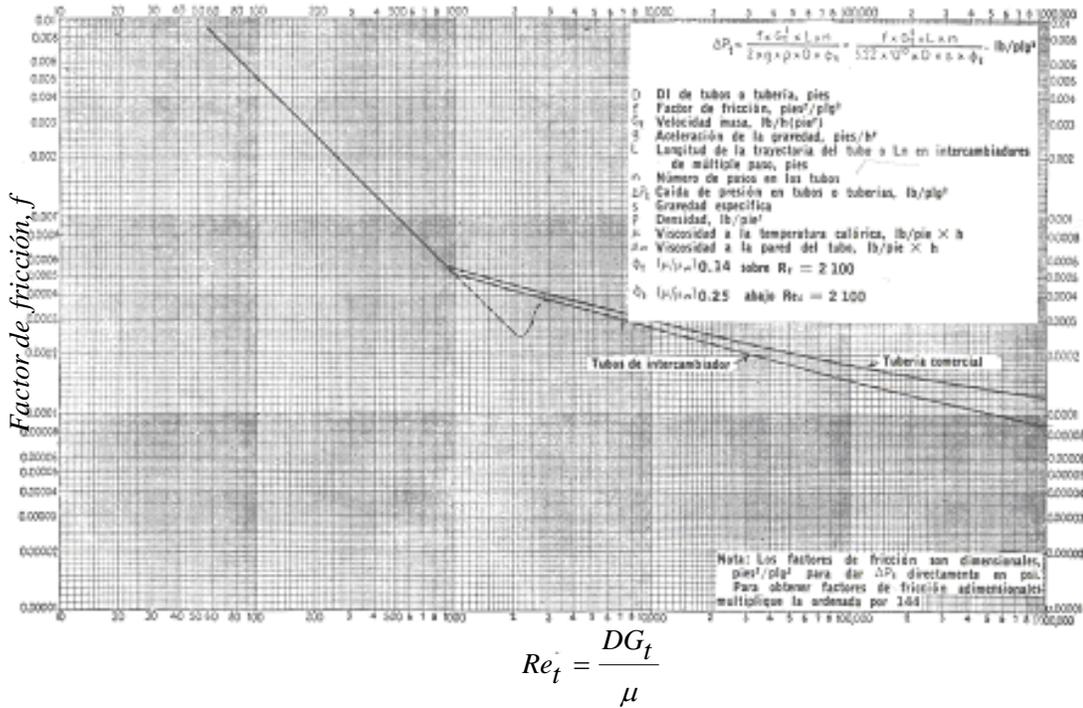


Fig. D-1. Factores de fricción, para el lado de los tubos

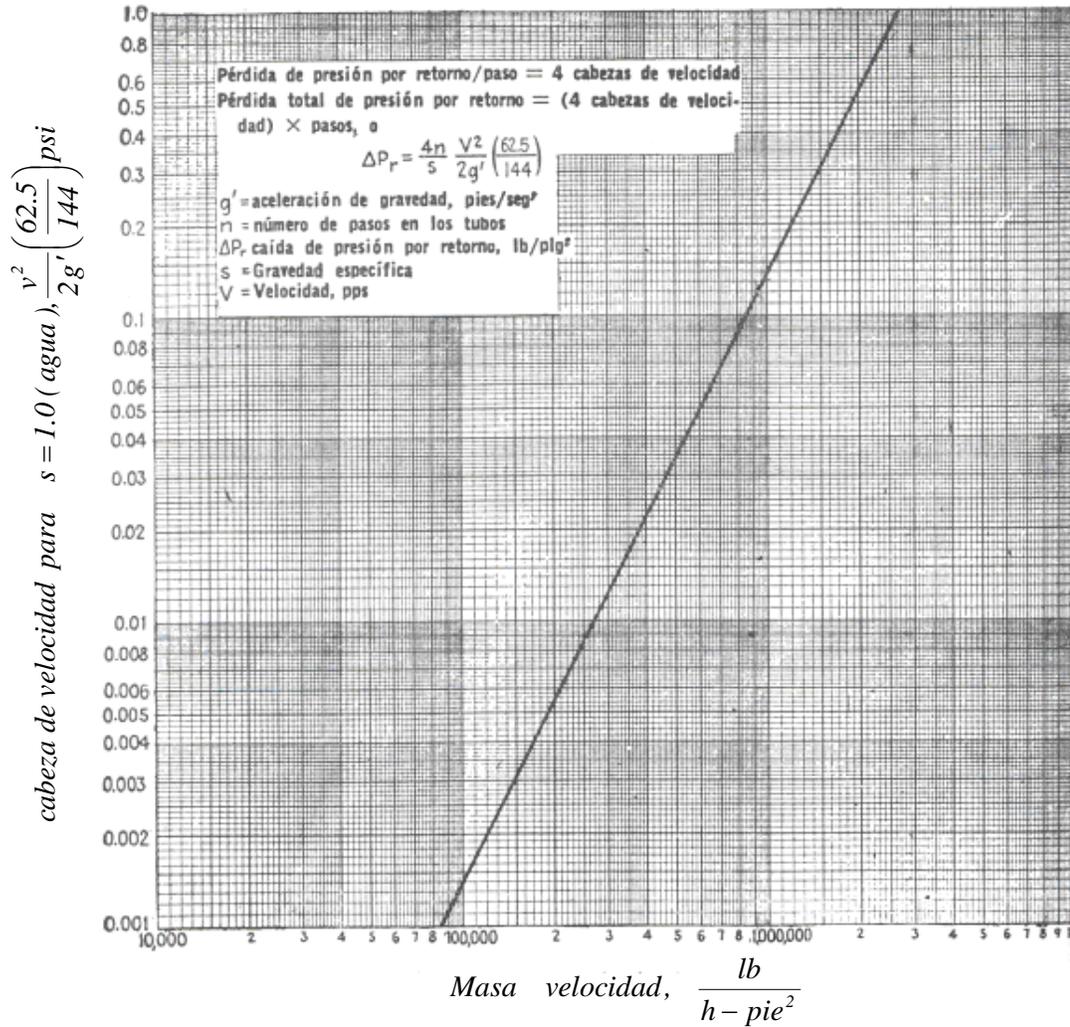


Fig. E-1. Pérdida de presión por retorno al lado de los tubos

Anexo 2

INFLACIÓN: ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR 1/										
Base Diciembre de 1992 = 100										
Variación Anual										
MESES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	12.2	7.5	1.5	3.1	-0.5	5.5	0.9	2.8	2.4	5.7
Febrero	11.2	7.8	1.3	2.6	0.2	4.8	1.4	2.7	2.6	5.3
Marzo	10.6	7.4	1.5	2.0	0.5	4.9	1.7	2.4	3.0	4.8
Abril	10.3	7.1	2.7	0.1	1.1	5.0	2.0	2.0	3.9	4.4
Mayo	10.3	6.1	3.5	-1.0	2.4	4.5	1.8	1.9	4.8	4.4
Junio	11.1	4.9	3.2	-1.2	3.6	3.5	2.3	1.6	4.6	4.3
Julio	10.0	4.0	2.8	-1.1	2.9	3.6	2.5	1.0	5.3	
Agosto	10.8	1.8	2.2	0.1	3.4	3.5	1.8	1.7	5.2	
Septiembre	8.7	2.1	1.5	1.5	3.3	3.3	1.4	2.1	5.4	
Octubre	8.3	1.7	1.9	2.0	2.7	2.3	2.5	2.3	5.5	
Noviembre	7.2	2.2	4.3	-0.7	3.4	3.0	1.4	2.6	5.4	
Diciembre	7.4	1.9	4.2	-1.0	4.3	1.4	2.8	2.5	5.4	

1/ Relación del mes en estudio con respecto al mismo mes del año anterior (punto a punto)

Fuente: Dirección General de Estadísticas y Censos - DIGESTYC

Anexo 3

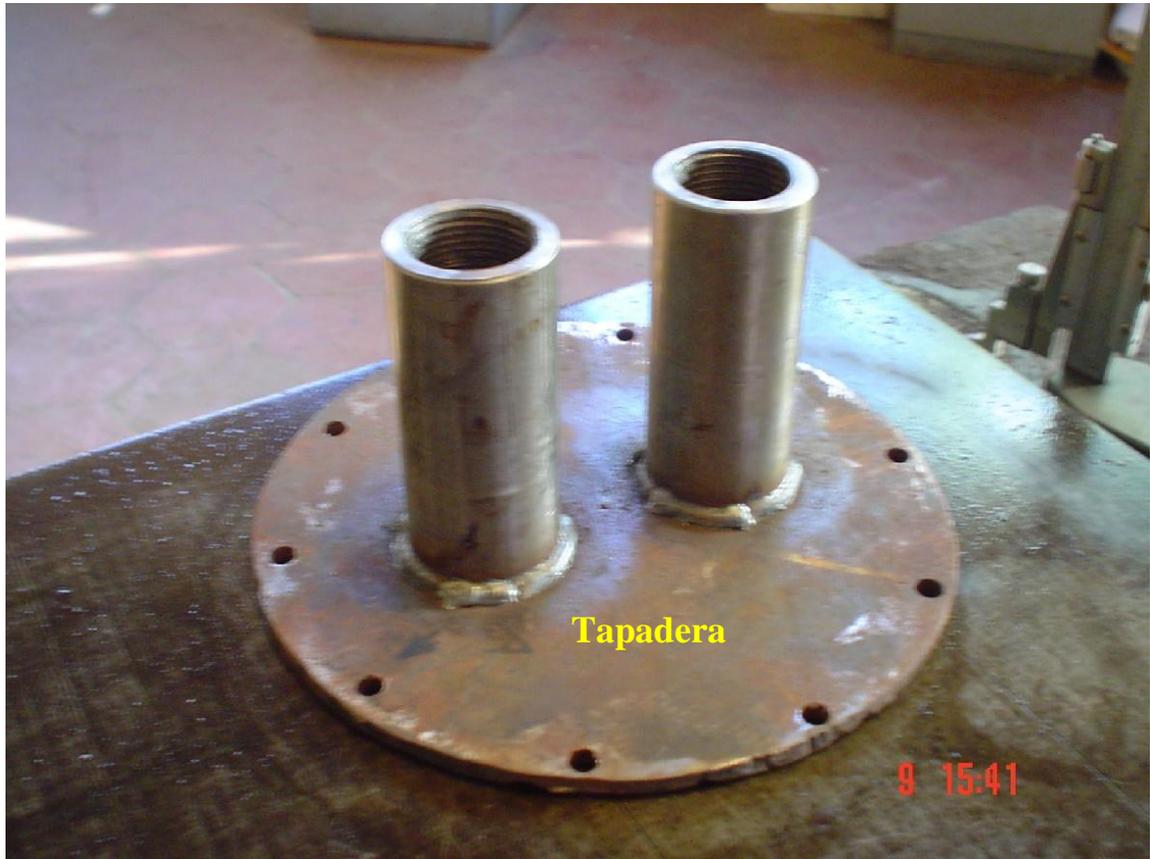
Anexo 3-A

NOMBRE	N° DE PIEZAS	MEDIDAS	MATERIAL	HERRAMIENTAS	MANUFACTURA
CARCAZA	1	LARGO: 20 ¹ / ₁₆ pulg. DIAMETRO: 6 pulg. t = ¼ pulg.	ACERO AL CARBONO	SIERRA ELECTRICA TORNO CINTA METRICA	1° CORTE DE TUBO 2° AJUSTE DE MEDIDAS EN EL TORNO
BRIDAS	2	DIAMETRO INTERIOR: 6 pulg. DIAMETRO EXTERIOR: 7 ³ / ₄ pulg. t = ¼ pulg. DIAMETRO DE PERNOS: ¼ pulg.	ACERO AL CARBONO	EQUIPO DE OXICORTE PUNZON COMPAS CINTA METRICA TORNO TALADRO BROCAS	1° EN LAMINA DE ¼ TRAZAR MEDIDAS 2° CORTAR CON OXICORTE 3° AJUSTAR MEDIDAS EN TORNO 4° AGUJEREAR A ¼ PARA PERNOS
TAPADERA POSTERIOR	1	DIAMETRO DE PERNOS: ¼ pulg. DIAMETRO: 7 ³ / ₄ pulg. t = ¼ pulg.	ACERO AL CARBONO	EQUIPO PARA OXICORTE PUNZONES COMPAS CINTA METRICA	1° EN LAMINA DE ¼ TRAZAR MEDIDAS 2° CORTAR CON OXICORTE

				TORNO TALADRO BROCAS	3° AJUSTAR MEDIDAS EN TORNO 4° AGUJEREAR A ¼ PARA PERNOS
TAPADERA ANTERIOR	1	DIAMETRO: 7 ³ / ₄ pulg. DIAMETRO DE ENTRADA Y SALIDA DE SALMUERA: 1 pulg. DIAMETRO DE PERNOS: ¼ pulg. t = ¼ pulg.	ACERO AL CARBONO	EQUIPO PARA OXICORTE PUNZONES COMPAS CINTA METRICA TORNO TALADRO BROCAS	1° EN LAMINA DE ¼ TRAZAR MEDIDAS 2° CORTAR CON OXICORTE DIAMETRO EXTERIOR 3° AJUSTAR MEDIDAS EN TORNO 4° AGUJEREAR ENTRADA Y SALIDA DE SALMUERA A 1 PULG. DE DIAMETRO 5° AGUJEREAR PARA PERNOS DE ¼
ENTRADA Y SALIDA DE SALMUERA	2	DIAMETRO EXTERIOR: 1 ¹ / ₂ pulg. DIAMETRO INTERIOR: 1 pulg. ROSCA DE CAÑERIA LARGO: 4¼ pulg.	ACERO AL CARBONO N	SIERRA ELECTRICA TORNO MACHUELOS BROCAS	1° CORTE DE BARRA 2° AJUSTE DE MEDIDAS 3° PERFORACION DE BARRA 4° HECHURA DE ROSCA
TAPADERAS DE SOPORTE PARA TUBOS	2	DIAMETRO EXTERIOR: 6 pulg. DIAMETRO DE ORIFICIOS	ACERO AL CARBONO	EQUIPO DE OXICORTE PUNZONES	1° EN LAMINA DE ¼ TRAZAR MEDIDAS

		PARA TUBOS: 1 ¹ / ₁₆ pulg. t = 1/4		COMPAS CINTA METRICA TORNO TALADRO BROCAS	2° CORTAR DIAMETRO EXTERIOR 3° AJUSTAR MEDIDAS EN TORNO 4° AGUJEREAR LOS ORIFICIOS PARA TUBOS DE 1 ¹ / ₁₆ PULG.
DEFLECTORES	4	DIAMETRO: 6 pulg. DIAMETRO DE ORIFICIOS PARA TUBOS: 1 ¹ / ₁₆ pulg. CORTE L A 3/4 DEL DIAMETRO	ACERO AL CARBONO	EQUIPO DE OXICORTE PUNZON COMPAS CINTA METRICA TORNO TALADRO BROCAS MAQUINA FRESADORA	1° EN LAMINA DE 1/4 TRAZAR MEDIDAS 2° CORTAR DIAMETRO EXTERIOR 3° AJUSTAR MEDIDAS EN TORNO 4° HACER ORIFICIOS PARA TUBOS DE 1 ¹ / ₁₆ PULG. 5° HACER CORTE L EN MAQUINA FRESADORA

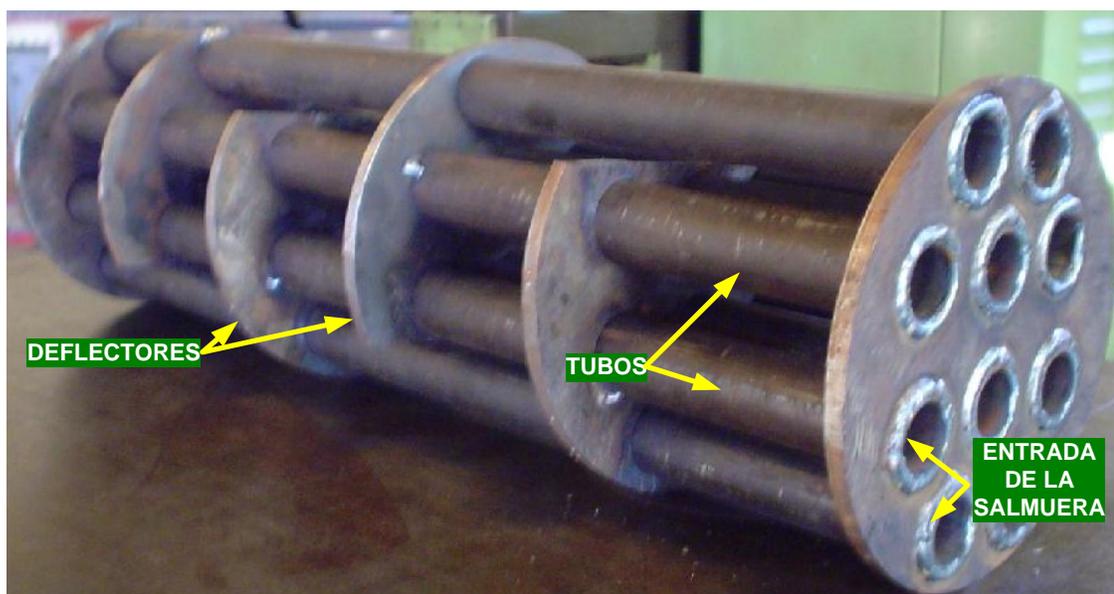
Anexo 3-B



Anexo 3-C



Anexo 3-D



ANEXO 4

NORMA ASTM G-4

1. Scope

1.1 This guide covers procedures for conducting corrosion tests in plant equipment or systems under operating conditions to evaluate the corrosion resistance of engineering materials. It does not cover electrochemical methods for determining corrosion rates.

1.1.1 While intended primarily for immersion tests, general guidelines provided can be applicable for exposure of test specimens in plant atmospheres, provided that placement and orientation of the test specimens is non-restrictive to air circulation.

• 1.2 The values stated in SI units are to be regarded as the standard. The values given in parentheses are for information only.

1.3 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if an', associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.* See also 10.4.2.

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

- A 262 Practices for Detecting Susceptibility to Intergranular Attack in Austenitic Stainless Steels²
- E 3 Practice for Preparation of Metallographic Specimens³
- G I Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens⁴
- G 15 Terminology Relating to Corrosion and Corrosion Testing⁴
- G 16 Guide for Applying Statistics to Analysis of Corrosion Data⁴
- G 30 Practice for Making and Using U-Bend Stress Corrosion Test Specimens⁴
- G 36 Practice for Evaluating Stress-Corrosion-Cracking Resistance of Metals and Alloys in a Boiling Magnesium Chloride Solution⁴

This guide is under the jurisdiction of ASTM Committee 001 on Corrosion of Metals and is the direct responsibility of Subcommittee G01.12 on In-Plant Corrosion Tests.

Current edition approved Oct. 10, 2001. Published December 2001. Originally issued as A224.39. Last previous edition **G4-95**.

²Annual Book of ASTM Standards, Vol 01.03.

Annual Book of ASTM Standards, Vol 03.01.

⁴Annual Book of ASTM Standards, Vol 03.02.

Cooling the liquid. In certain services, the corrosion of heatchanger tubes may be quite different from that of the shell or heads. This phenomenon also occurs on specimens exposed in gas streams from which water or other corrodents condense on cool surfaces. Such factors must be considered in both design and interpretation of plant tests.

4.2 Effects caused by high velocity, abrasive ingredients, etc. (which may be emphasized in pipe elbows, pumps, etc.) may not be easily reproduced in simple corrosion tests.

4.3 The behavior of certain metals and alloys may be profoundly influenced by the presence of dissolved oxygen. It is essential that the test specimens be placed in locations representative of the degree of aeration normally encountered in the process.

4.4 Corrosion products from the test specimens may have undesirable effects on the process stream and should be evaluated before the test.

4.5 Corrosion products from the plant equipment may influence the corrosion of one or more of the test metals. For example, when aluminum specimens are exposed in copper-containing systems, corroding copper will exert an adverse effect on the corrosion of the aluminum. On the contrary, stainless steel specimens may have their corrosion resistance enhanced by the presence of the oxidizing cupric ions.

4.6 The accumulation of corrosion products can sometimes have harmful effects. For example, copper corroding in intermediate strengths of sulfuric acid will have its corrosion rate increased as the cupric ion concentration in the acid increases.

4.7 Tests covered by this guide are predominantly designed to investigate general corrosion; however, other forms of corrosion may be evaluated.

4.7.1 Galvanic corrosion may be investigated by special devices that couple one specimen to another in electrical contact. It should be observed, however, that galvanic corrosion can be greatly affected by the area ratios of the respective metals.

4.7.2 Crevice or concentration cell corrosion may occur when the metal surface is partially blocked from the bulk liquid, as under a spacer. An accumulation of bulky corrosion products between specimens can promote localized corrosion of some alloys or affect the general corrosion rates of others. Such accumulation should be reported.

4.7.3 Selective corrosion at the grain boundaries (for example, intergranular corrosion of sensitized austenitic stainless Steels) will not be readily observable in mass loss measurements and often requires microscopic examination of the Specimens after exposure.

4.7.4 Parting or dealloying is a condition in which one constituent is selectively removed from an alloy, as in the dezincification of brass or the graphitic corrosion of cast iron. Close attention and a more sophisticated evaluation than a simple mass loss measurement are required to detect this Phenomenon.

4.7.5 Pitting corrosion cannot be evaluated by mass loss. It is possible to miss the phenomenon altogether when using

small test specimens since the occurrence of pitting is often a statistical phenomenon and its incidence can be directly related to the area of metal exposed.

4.7.6 Stress-corrosion cracking (SCC) may occur under conditions of tensile stress and it may or may not be visible to the naked eye or on casual inspection. A metallographic examination (Practice E 3) will confirm this mechanism of attack. SCC usually occurs with no significant loss in mass of the test specimen, except in some refractory metals.

4.7.7 A number of reactive metals, most notably titanium and zirconium, develop strongly adherent corrosion product films in corrosive environments. In many cases, there is no acceptable method to remove the film without removing significant uncorroded metal. In these cases, the extent of corrosion can best be measured as a mass gain rather than mass loss.

4.7.8 Some materials may suffer accelerated corrosion at liquid to atmospheric transition zones. The use of small test specimens may not adequately cover this region.

5. Test Specimen Design

5.1 Before the size, shape, and finish of test specimens are specified, the objectives of the test program should be determined, taking into consideration any restrictions that might dictate fabrication requirements. The duration, cost, confidence level, and expected results affect the choice of the shape, finish, and cost of the specimen.

5.1.1 Test specimens are generally fabricated into disks or rectangular shapes. Other shapes such as balls, cylinders, and tubes are used, but to a much lesser extent.

5.1.2 Disks are normally made by one of three methods: (1) by punching from sheet material, (2) by slicing from a bar, or (3) by trepanning by a lathe or mill. Punched disks are by far the least expensive and should be considered if material thickness is not a limitation. Some of the positive characteristics of disks are: (1) the surface area can be minimized where there is restricted space, such as in pipeline applications, (2) disks can be made inexpensively if a polished or machined surface finish is not required, and (3) edge effects are minimized for a given total surface area. Some negative characteristics are: (1) disks are very costly to fabricate if a ground finish and machined edges are required, (2) disks fabricated from sheet material result in a considerable amount of scrap material, and (3) disks sliced from a bar present a surface orientation that can result in extensive end-grain attack. Using a bar is undesirable unless end-grain effects are to be evaluated.

5.2 Rectangular specimens are fabricated by either punching, shearing, or saw cutting. Punched disk shaped specimens are the most economical if the quantity is sufficiently high to justify the initial die cost.

Fabrication is more cost-effective for rectangular specimens than for disks when ground finished and machined sides are required, and they can be made using very few shop tools. In some cases, rectangular specimens are more awkward to mount.

5.3 Material availability and machinability also affect the cost of producing all types of specimens. Before the shape and size are specified, the corrosion engineer should determine the characteristics of the proposed materials.

6. Test Specimens

6.1 The size and shape of test specimens are influenced by several factors and cannot be rigidly defined. Sufficient thickness should be employed to minimize the possibility of perforation of the specimen during the test exposure. The size of the specimen should be as large as can be conveniently handled, the limitation being imposed by the capacity of the available analytical balance and by the problem of effecting entry into operating equipment.

6.2 A convenient size for a standard corrosion disk shaped specimen is 38 mm (1.5 in.) in diameter and 3 mm (0.125 in.) in thickness with an 11 mm (0.438 in.) hole in the center of the round specimen. This size was arrived at as being the maximum size that could easily effect entry through a normal 38 mm nozzle. However, it is also convenient for larger size nozzle entries as well as for laboratory corrosion testing. A convenient standard specimen for spool-type racks measures 25 by 50 by 3 mm (1 by 2 by 0.125 in.) or 50 by 50 by 3 mm (2 by 2 by 0.125 in.). A round specimen of 53 by 3 mm (2 by 0.125 in.) or 55 by 1.5 mm (2 by 0.062 in.) is sometimes employed. These last three measure about 0.005 dm^2 in surface area.

6.3 Other sizes, shapes, and thicknesses of specimens can be used for special purposes or to comply with the design of a special type of corrosion rack. Special designs should be reduced to a few in number in preliminary tests; special designs should be employed to consider the effect of such factors of equipment construction and assembly as heat treatment, welding, soldering, and cold-working or other mechanical stressing.

6.4 Since welding is a principal method of fabricating equipment, welded specimens should be included as much as possible in the test programs.

6.4.1 Aside from the effects of residual stresses, the main items of interest in a welded specimen are the corrosion resistance of the weld bead and the heat affected zone. Galvanic effects between weld metal and base metal can also be evaluated. The weld and heat affected zone regions are relatively small; therefore, welded specimens should be made slightly larger than the normal non-welded specimens when possible, for example, 50 mm by 75 mm (2 in. by 3 in.). The optimum method of welding corrosion test specimens is to join the two halves using a single vee or double vee-groove with full penetration and multiple passes. Double vee joint preparation is used for very thick samples. Machining the weld flush is optional, depending on how closely the sample will be examined afterward (see practice G58).

6.4.2 The welding process and number of passes influence the heat input and, consequently, the width and location of the heat affected zone. For example, gas tungsten arc welding has lower heat input than oxygen fuel welding and causes a narrower heat affected zone, which is also closer to the weld bead.

7. Preparation of Test Specimens

7.1 Controversy exists as to whether the test specimen edges should be machined. The cold-worked area caused by shearing or punching operations can provide valuable information on alloy susceptibility to stress corrosion cracking. Also, the

ability to compare information among specimens of different materials can be affected by the amount of cold work per. formed on the material. Therefore, the decision to machine and to test specimens with/without the residual stresses associated with cold work should be made on a case-to-case basis.

7.1.1 The depth of cold work associated with punching and shearing operations typically extends back from the cut edge to a distance equal to the specimen thickness. Removal of the cold worked areas can be performed by grinding or careful machining the specimen edges.

7.1.2 Ideally, the surface finish of the specimen should replicate that of the surface finish of the material to be used for equipment fabrication. However, this is often difficult because the finish on materials varies between mills, between sheet and plate and even between heat treatments. The mill scale and the amount of oxides on the surface can vary as well. Also, surface finishes are difficult to apply to

edges that have been distorted by punching or shearing. Since the primary requirement is usually to determine the corrosion resistance of the material itself, a clean metal surface is most often used. The purpose of the test dictates the required finish of the specimen. For instance, for water treating applications, relative changes of weights of specimens are usually compared to optimize inhibitor additions. The specimens are generally punched or sheared and finished by blasts with glass beads. This is one of the most economical ways of preparing corrosion test specimens. Manufacturing variables in specimen preparation that can be removed reasonably should be eliminated. A standard surface finish facilitates the comparison of results among test samples.

7.2 Some of the available finishes are:

7.2.1 Mill finish (pickled, bright annealed, or shot blasted),

7.2.2 Electrolytic polished, (Note that electrolytic polishing can produce a surface layer enriched in some alloying elements while depleted in others. For example, chromium is enriched on stainless surfaces and sulfur is depleted.)

7.2.3 Blasted with sand or steel shot, (Note that blasting many metals with sand can cause embedded sand particles and steel shot can cause surface contamination with iron or iron oxide. Glass beads are better, but not if broken pieces are allowed to be used in the blasting.)

7.2.4 Sanded with abrasive cloth or paper, for example, SiC.

7.2.5 Machine finished, and

7.2.6 Passivation of stainless steel with nitric acid to remove surface iron contamination and other chemical cleaning methods used, for example, after welding.

7.3 The surface finish most widely used is produced by sanding with an abrasive cloth or paper. Sanding removes the mill scale and oxides as well as other defects in the material such as scratches, pits, etc., that could produce misleading results when the data are being analyzed.

7.3.1 A 120 grit finish is generally acceptable and is readily produced without the need for specialized equipment. Other surface finishes may be obtained through the appropriate use of abrasive papers and cloth. In order to prevent metallurgical changes that could affect the corrosion resistance, the test sample should be cooled during fabrication. Wet sanding is *one* method of preventing specimens from heating up. In man)

cases, it is necessary to begin sanding with coarse abrasives and progressively move to finer abrasives.

7.3.2 Clean polishing belts should be used to avoid contamination of the metal surface, particularly when widely dissimilar metals are being finished. For example, a belt used to sand brass should not be used to sand aluminum. Particles of one metal could become imbedded in the other, resulting in erroneous data.

7.4 Test specimens should be cleaned and the initial mass determined (see Practice G 1).

7.5 A pre-exposure inspection of test specimens should be conducted in order to identify any pits, mechanical scratches, or residual surface treatment artifacts that could influence the corrosion behavior of the specimen.

8. Number of Test Specimens

8.1 In general, at least duplicate specimens should be tested. If possible, in cases in which confidence limits are required for corrosion rate measurement, then somewhere between 5 and 10 replicates should be run, depending on the scope of the program. The confidence level can be established by the procedures shown in Guide G 16. The duplicate samples should be widely separated on the test rack rather than adjacent to one another. The results for the samples should also be reported separately.

9. Identification of Test Specimens

9.1 Although it may be necessary in special instances to notch the edge of the specimens for identification, it is preferable that they be stamped with a code number. The stamped number has an additional advantage in that, should a specimen show a preferential attack at the stamped area, a warning is given that the material is susceptible to corrosion when cold worked. It is also possible in some instances to detect stress-corrosion cracking emanating from the stamped areas. Note, however, that

although the presence of such localized attacks is a positive indication, absence of attack is not a guarantee of immunity from attack in operating equipment.

9.1.1 A map sheet identifying the location of the test specimens on the test rack described below is useful.

10. Test Rack Design and Test Location

10.1 The purpose of the rack is to support test specimens in the process environment at the proper location and orientation.

To accomplish this, the corrosion engineer should first determine the number, size, and spacing of the specimens to be tested and then establish the proper location and orientation of the rack. With this accomplished, the type of rack can be selected.

10.1.1 Specimens are usually electrically isolated from one another and the rack unless special effects, such as galvanic corrosion, are under study. Insulation is achieved by sleeving all metal parts in contact with the specimens and separating them with washers. The sleeves and washers should be made from a nonconductive material such as polytetrafluoroethylene (PTFE) fluorocarbon or ceramic material.

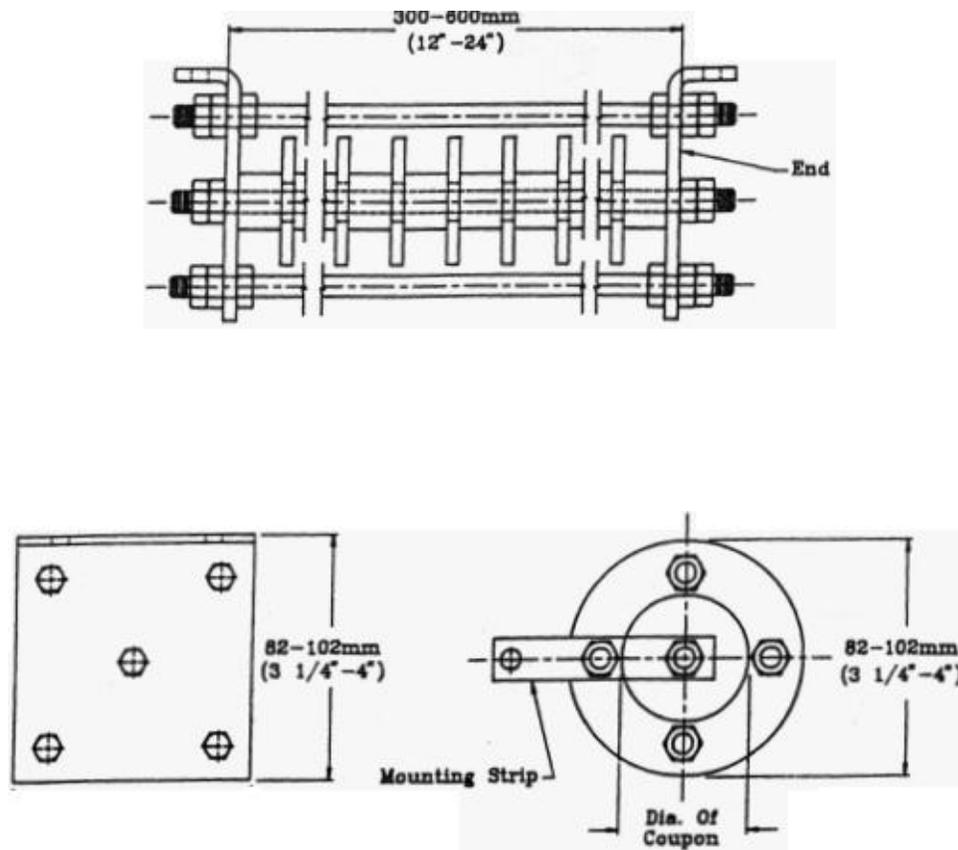
10.2 The rack should be as simple as possible, but it also should be sturdy and constructed of materials resistant to the test environment. Bolts should be spot welded or double nuts used to prevent loosening during exposure. Occasionally an insulated bolt is all that is necessary to suspend the test specimens. Handling this assembly requires a few more precautions than some other mounting systems but is cost effective in many instances. Another method is to suspend the test specimens by an insulated wire. This system can be used in a storage tank or other nonagitated vessels; for example, as used in chemical cleaning operations.

10.2.1 A flat bar rack is usually made of rigid material, such as 6 mm (.0250 in.) thick plate, and is approximately 25 mm (1 in.) wide by 305 mm (12 in.) long. With a few mounting holes at one end, a flat bar rack is capable of supporting several specimens. The other end is attached in the process location either by welding, bolting, or clamping. See Fig. 1.

10.2.2 Typical racks are approximately 305 mm (12 in.) long with 15 mm (0.625 in.) spacing between specimens. A spool rack, with adjustable plates, can be used to mount up to 36 specimens. With the support bars on the sides, the rack can be handled without touching the specimens. The rack can be easily mounted by strips that are attached to the top and bottom. These strips can be welded, bolted, or clamped in place. See Fig. 2.

10.2.3 A pipeline rack is designed to fit between the flanges in a pipeline. It can also be used at a nozzle. Because of the cantilever support and pipe diameter, the number of specimens that can be mounted on this system is restricted. Design modification can be made in order to increase the number of specimens. A potential problem with the pipeline rack is the flow restriction in the pipeline. See Fig. 3.

10.3 One of the most common reasons for the failure of test racks is selecting fasteners that do not resist the environment. Since the bolting hardware is usually highly stressed and contains crevices, corrosive attack on fasteners can occur



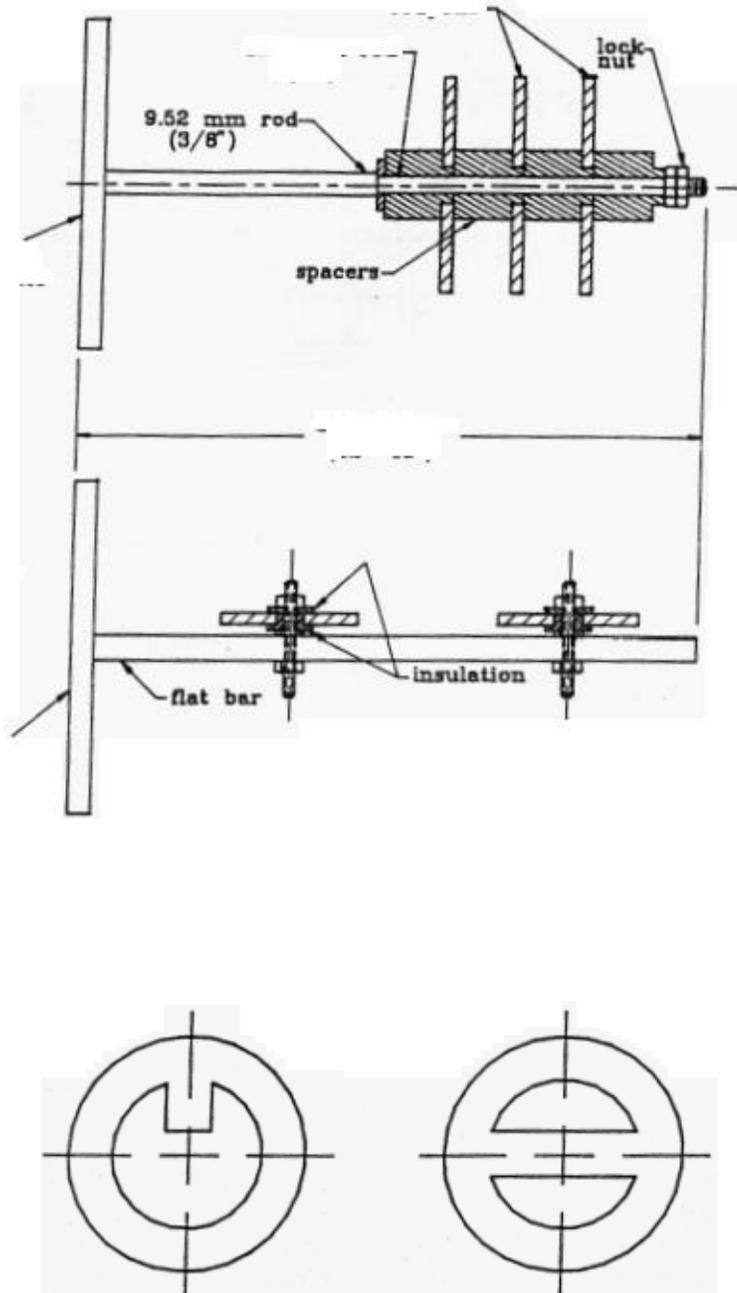
rapidly. Another common reason for failure is defective welding of the test rack components or of the test rack to the vessel. Full-penetration welds should be used, and the area to be welded should be thoroughly cleaned. Fatigue failures caused by equipment vibration or high flow rates is another leading cause of rack failures. With proper design, a rack can be built that will eliminate these failures.

10.3.1 Problems caused by failure of a mounting system also should be considered in designing the test rack. In many cases, such as with agitated vessels, pumps, etc., a loose test rack could do extensive damage. (Test racks should be inserted after the pumps to prevent damage to the impeller in case of rack failure.)

10.4 Retractable specimen holders overcome the greatest limitation of most forms of in-plant testing, which is the need to shut down in order to remove the test rack from the process. The arrangement consists of a 50 mm (2 in.) or larger nozzle that is fitted with a fully opening gate or plug valve. The rod-shaped specimen holder is contained in a retraction chamber, which is flanged to the valve, and is fitted additionally with a drain valve (see Fig. 3). The other end of the retraction chamber contains a packing gland through which the specimen holder passes. The test specimens are mounted on the rod in the extended position and are then drawn into the retraction chamber. The chamber is bolted to the gate or plug valve, which is then opened up to allow the specimens to be moved into the operating environment. The sequence is reversed to remove the specimens and the process is cleared from the retraction chamber before disconnecting it to access the specimens, see Fig. 4.

10.4.1 All components of retractable specimen holders must be suitably corrosion resistant and fabricated to standards that comply with the equipment design code. The consequences of a process leak must be carefully considered. Retractable specimen holders are best considered in low pressure systems, that is, 1 MPa (about 150 psi) or less. However, commercially available probes and retrieval tools are available for service in systems up to 20 MPa (3000 psi).

Nom 1—Caution: In using retractable specimen holders on-line with either hot, pressurized fluids or hazardous fluids, or both, the possibility of a serious leak (or blowout) at the packing gland must be considered and appropriate precautions taken. Provisions should be made to purge and dispose of the process fluid from the cavity where the specimens are held before they are removed from the system. Restraining devices must be



d when removing specimens while the internal system is pressurized.

10.5 Selection of the process location is critical to obtaining meaningful data. The three basic process locations are (see Fig.

(1) immersed stagnant, for example, the bottom of the filter where deaerated conditions, solid settlements prevail, (2) immersed flowing, for example, in piping where aeration, gas and solids entrainment, and turbulence or velocity exert effects,

splash, waterline, or liquid level where the conditions include partial immersion or spray. When calculating corrosion rates, the test time is not reduced to compensate for partial immersion conditions.

10.6 In certain situations, process conditions (in addition to three basic locations) must be considered. For example:

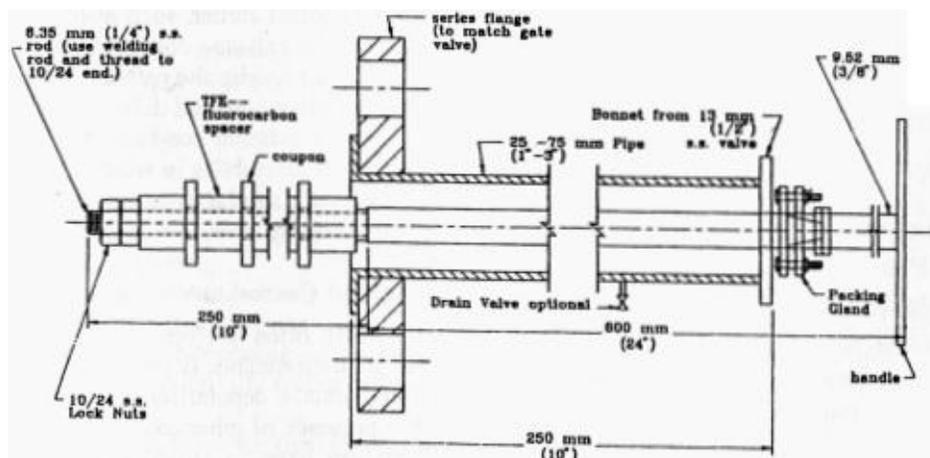
10.6.1 Velocity effects should be considered if the specimens are laid out flat and parallel to the flow. If the specimens are arranged any other way, they tend to shield one another from the turbulence. The location of the specimens is critical in simulating the turbulence experienced, for example, at a pipe wall.

10.6.2 Condensation (dew point or *cold finger*) effects should be considered. The test specimens represent a different mass effect from a pipe, vessel wall, tube sheet, tube, etc. It may be necessary to expose several sets of specimens in a line to determine the optimum condition that duplicates condensation in the equipment.

10.6.3 The effects of heat transfer (for example, when the tube wall is heated) are impossible to duplicate with conventional specimens.

11. Selection of Materials for Evaluation

11.1 The following materials, at least, should be considered for inclusion as controls:



11.1.1 The material currently used in the process equipment in which the test is being run or in the equipment of interest.

11.1.2 A material that would be expected to incur the type of corrosion of immediate concern, for example, stress corrosion, cracking, pitting, crevice corrosion, and

11.1.3 One or more materials likely to be resistant to the environment.

12. Initial Specimen Measurements

12.1 After the specimen has been cut to size and the final surface finish applied (if other than mill finish), it should be cleaned in an organic solvent and the mass determined to the nearest 0.1 mg on an analytical balance. The total surface area is also determined to an accuracy of $\pm 1\%$. These measurements are filed for later use in the corrosion rate calculations.

12.2 During fabrication, each specimen should be stamped with a code number for identification. The record of the details of the test exposure (dimensions, weight, location, method of mounting, location on

rack, etc.) should be kept in a permanent, bound log book. Responsibility for properly maintaining the records in this log book throughout the test should be specifically assigned to one individual.

12.3 For specimens of materials that cannot be stamped (for example, too hard or brittle), a system of notches can be used to identify individual specimens. Notches may be formed by filing or grinding.

13. Installation of Specimen Holder

13.1 The location of the test specimens in the operating equipment will be governed by the information that is desired. This may require tests at more than one location in the same piece of equipment, such as below the level of the test liquid, at the level of the liquid, or in the vapor phase.

13.2 It is desirable to have the specimen holder securely fixed in place. The preferred position of the holder is with the long axis horizontal so as to prevent drippage of corrosion products from one specimen to the other. Preferably, the specimen should be so placed that any flow of liquid will be against the edges of the specimens. agitation of the liquid should then specimens.

14. Duration of Exposure

14.1 The duration of exposure may be based on known rates of deterioration of the materials in use. More often, it is governed by the convenience with which plant operations may be interrupted to introduce and remove test specimens. In many tests, some materials may show little or no attack while other materials may be completely destroyed. In general, the duration of the test should be as long as possible, commensurate with the resistance of the materials under test. In special cases, the duration may be established in regard to some specific phase of the operation, for example, to study corrosion in one step of a batch process. Possible changes in the rate of corrosion may be studied either by successive exposures or by the installation of several sets of specimens at the same time, which can be removed one set at a time at different intervals. The minimum duration of the test in hours is approximately 50, divided by the expected corrosion rate expressed in millimetres per year (or 2000 divided by the corrosion rate in mils per year). It is desirable to run the test with various time intervals so that the changes in corrosion rate with exposure time can be evaluated.

15. Removal of Specimens from Test

15.1 The condition and appearance of the holder and specimens after removal from equipment should be noted and recorded. In removing the specimens from the holder, exercise care to keep them in proper sequence relative to each other so that any specimen may be identified from the original record of its position on the holder. That is important if corrosion has been so severe that identification marks have been removed.

15.2 A record should be made of the appearance and adhesion of any coatings or films on the surface of the specimens after washing. It may be desirable to photograph the

specimens. Color photographs may be of value. Samples of any products or films resulting from corrosion may be preserved for future study.

16 Cleaning and Weighing of Test Specimens

16.1 Specimens should be cleaned as soon as possible after removal from test.

16.2 The procedures for cleaning and weighing specimens are described in Practice G 1.

ii. Examination of Specimen Surface

17.1 The specimen should be carefully examined using low-power magnification as needed for type and uniformity of surface attack such as etching, pitting, dealloying or parting, tarnishing, filming, scaling, etc. If pitting is observed, the number, size and distribution, and the general shape and Uniformity of the pits should be noted (see Guide G 46). The maximum and minimum depth of the pits can be measured with a calibrated microscope or by the use of the depth gage. Photographs of the cleaned specimens will serve as an excellent record of the surface appearance.

17.2 Detection of certain effects, such as stress corrosion cracking, dealloying, or intergranular attack, will require low-power microscopic examination. However, in some cases, higher resolution and magnification examinations may be necessary. This could include, but is not limited to, scanning electron microscopy or high-power optical microscopy, or both, of metallographically prepared specimens. Mass loss is often used to evaluate intergranular corrosion (see Practices A 262).

17.3 A distinction should be made between localized corrosion occurring under the insulating spacers and occurring on the boldly exposed surface. As previously noted, corrosion at or under the insulating spacers is an indication of susceptibility of the material to crevice corrosion (see Guide G 78) in the specific environment. Pitting on the surface is indicative of the pitting tendency of the environment on the boldly exposed surfaces of the specific alloy and specimens to be evaluated.

17.4 In the case of pitting of the specimen, the mass loss is of little value and the study of the number, size, and distribution of the pits will be of much more importance. Sometimes pitting is initiated but is self-healing and stops. (Additional information is provided in Guide G 46.)

17.5 If an alloy is known to be susceptible to localized COrrOsion on a microscale, such as the phenomenon of inter-granular corrosion in stainless steel, dezincification in brass, or stress-corrosion cracking of any kind, the specimen should be bent after the previously outlined examination is completed, and any cracks that develop on the surface noted. Use caution When bending materials susceptible to hydrogen embttlefuent. The results should be compared with those obtained on Similar bend tests on unexposed specimens from the same lot of material. Metallographic examination (Practice E 3) is also a useful means of characterizing these phenomena.

17.6 The behavior of the individual specimens in galvanic Couples can be compared with that of corresponding insulated specimens exposed at the same time, and any galvanic effects Can be observed. In a galvanic couple, the corrosion on one ⁵Pecimen will be accelerated while the other will be decelerated. As mentioned earlier, such tests are only qualitative, as the extent of the galvanic corrosion is influenced by the area ratio between the anodic and cathodic members of the galvanic couple, the relative potential difference between the dissimilar metals, and the solution conductivity. The results will apply directly only to assemblies in which the ratio of areas used in making the tests is similar to the ratio of areas anticipated in the fabricated assembly.

18. Localized Corrosion

18.1 Metals often perform differently in aerated versus nonaerated environments, depending on how strongly oxygen reduction (cathodic depolarization) controls the cathodic reaction. The presence of other oxidizers, such as ferric or cupric ions, also can have an effect. Other factors that can affect crevice corrosion behavior include, for example, crevice former material and size, the resulting gap produced by tightening, and the area ratio of the shield to exposed surfaces. Some variables influence the initiation of attack while others may impact both initiation and propagation. In process equipment containing crevices, such as under gaskets or scale deposits, variable corrosion behavior may occur.

18.2 Several types of crevice corrosion spacers can be substituted for the normal flat washer to study crevice corrosion in more detail (see Guide G 78). Test specimens should be photographed to document the location and overall affected area of crevice attack. Although the presence of crevice corrosion on test specimens is a positive indication, its absence does not guarantee the immunity of equipment to failure.

18.3 Pitting can occur on an unshielded metal surface and can lead to failure of equipment displaying a low general corrosion rate. Pitting can occur in passive type materials such as some grades of aluminum and stainless steel; it may also affect some copper base and nickel base alloys. The environment usually contains an aggressive ion, such as chloride, which is made more aggressive if the conditions are oxidizing. Pitting can occur on usually nonpassive metals, such as steel, if, for example, a filming inhibitor breaks down locally.

18.3.1 Pitting test data should include a measurement of the maximum pit depth during the test period and it should encompass a description of the following characteristics of the pit: (1) shape—jagged, circular, elongated, (2) section— shallow, deep, rounded, conical, undercut, and (3) amount— superficial, scattered, profuse, isolated.

18.4 Guidelines for evaluating pitting are contained in Guide G 46. The statistical nature of pitting indicates that it is more likely to occur within large specimens and is dependent on the surface finish of the

test specimen. Therefore, evaluation of pitting must use the largest practical size specimen and a standardized surface finish and preparation technique.

18.5 Properly conceived laboratory tests (see, for example, Practices G 30, G 36, G 37, G 41, G 44, and Test Method G 47, etc.) are valuable tools for investigating factors affecting stress corrosion cracking of engineering alloys. However, in-plant corrosion tests for stress corrosion cracking susceptibility come closer to representing the environmental variables that could affect alloy behavior in service. The limitations of both laboratory tests and in-plant corrosion should be recognized.

For example, simple exposure of stressed specimens in an operating flow stream may not take heat transfer, if present in service, into account.

19. Report

19.1 In reporting results of corrosion tests, the conditions of the test should be described in complete detail with special attention being given to the following:

- 19.1.1 Corrosive medium and concentration,
- 19.1.2 Type of equipment in which test was made,
- 19.1.3 Process carried out in the operating equipment,
- 19.1.4 Location and configuration of specimens in the operating equipment,
- 19.1.5 Temperature of corrosive media (maximum, minimum, or average),
- 19.1.6 Oxidizing or reducing nature of corrosive media,
- 19.1.7 Amount and nature of aeration and agitation of corrosive media,
- 19.1.8 Duration and type of test (if equipment was operated intermittently during the tests, the actual hours of operation should be stated as well as the total time of the test),
- 19.1.9 Surface condition of specimen (mill finished, polished, machined, pickled, 120 grit, etc.)

19.2 The form of corrosion that is documented should be reported, together with any observations on corrosion products or scales. The extent of each corrosive form should be quantified as described in 16.

19.2.1 Penetration damage should be expressed in millimetres and corrosion rates in millimetres per year (mm/y) for uniform or general corrosion (see Practice G 1). An evaluation based on mass loss is also sometimes used when corrosion has been substantially uniform in distribution over the surface of specimens; it is expressed as mass loss per square meter per day ($\text{g/m}^2/\text{day}$). The use of mass loss data to estimate corrosion

penetration will be subject to error to the extent to which nonuniform distribution of corrosion and changes of corrosion rate with time occur.

19.2.2 The depth of pitting or crevice corrosion should be reported to the nearest 0.01 mm (0.0005 in.) for the test period and not interpolated or extrapolated to thousandths of an inch per year or any arbitrary period. The size, shape, and distribution of the pits should be noted. The surface area of the specimen and the area of the crevices should be recorded if crevice corrosion occurs. The maximum depth of crevice corrosion that exists beneath the specimen spacer must be reported.

20. Accuracy of Results

20.1 The reproducibility of plant corrosion tests is dependent on a number of factors, including the alloys tested, the variability of the environment, and the nature of the corrosion process. Accordingly, it is impossible to provide a general statement that will apply to all circumstances. In general, however, a variation of $\pm 20\%$ from the mean would be considered normal, while a variation of $\pm 50\%$ might be expected in some circumstances.

20.2 The ability of corrosion test specimens to simulate the performance of the materials of construction of a process plant is largely dependent on the design of the program and the understanding of the corrosive process involved. A well-designed test program should give results that correlate to the existing materials of construction within the limits mentioned in 20.1.

21. Keywords

21.1 corrosive test specimens; forms of corrosion; general corrosion rate; in-plant exposures; localized attack; specific size and surface conditions; test duration; test racks

ASTM International takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM International Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, at the address shown below

This standard is copyrighted by ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959, United States. Individual reprints (single or multiple copies) of this standard may be obtained by contacting ASTM at the above address or at 610-832-9585 (phone), 610.832-9555 (fax), or service@astm.org (e-mail); or through the ASTM website (www.astm.org).

