

DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS

Fecha	Duración	Tema	Profesor
19 Abril	18 a 21 h	Los principios de la Ingeniería Térmica	Ing. Lubín Martínez Hernández
21 "	18 a 21 h	Sistemas Termodinámicos	Ing. Lubín Martínez Hernández
26 "	18 a 21 h	Teoría Actual de la Transferencia de Calor	M. en I. Alejandro F. Romero López
28 "	18 a 21 h	Transferencia de Calor en Evaporadores (calderas)	M. en I. Alejandro F. Romero López
3 Mayo	18 a 21 h	Transferencia de Calor en Condensadores	M. en I. Alejandro F. Romero López
5 "	18 a 21 h	Fallas en Calderas y Equipo Térmico	M. en C. José Ludlow Landero
10 "	18 a 21 h	Pruebas no destructivas en Construcción y Mantenimiento	M. en C. José Ludlow Landero
12 "	18 a 21 h	Operación.- Arranque Inicial.- Pruebas de un Equipo Térmico	Ing. Jorge Raúl Vizcaino
17 "	18 a 21 h	Límites de Operación y Control de Parámetros	Ing. Jorge Raúl Vizcaino
19 "	18 a 21 h	Control Químico de los Sistemas de Agua y de Combustibles	Ing. Evencio Gómez Gómez
24 "	18 a 21 h	Mantenimiento Químico de Calderas y Equipo Auxiliar	Ing. Evencio Gómez Gómez
26 "	18 a 21 h	Contaminación Ambiental, su Control	Ing. Evencio Gómez Gómez
31 "	18 a 21 h	Teoría de la Corrosión su Control Interno	Ing. David Gulling Cabrera
2 Junio	18 a 21 h	Protección Anticorrosiva Externa	Ing. David Gulling Cabrera



2

DIRECTORIO DE PROFESORES DEL CURSO ·

DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS

ING. EVENCIO GOMEZ GOMEZ
Supervisor Químico de Plantas Termoeléctricas
C. F. E.
Atoyac No. 97-3° Desp. 316
México 5, D.F.
Tel. 553.16.27

ING. DAVID GUILLING CABRERA
Jefe de Ingeniería de Corrosión
Gerencia de Explotación
P E M E X
Marina Nal. 329 Edif. 1857 - 7 °
México 17, D.F.
Tel. 5 45.74.60 Ext. 3069

M. EN C. JOSE LUDLOW LANDERO
Director
SERVICIOS METALURGICOS, S.A.
Ensenada 43
México 11, D.F.
Tel. 553.23.00

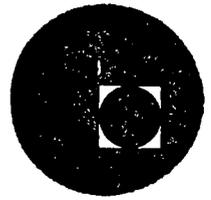
ING. LUBIN MARTINEZ HERNANDEZ
Jefe del Laboratorio para el Desarrollo de Seminarios
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM
Tel. 548.65.60 Ext. 609

M. EN I. ALEJANDRO F. ROMERO LOPEZ
Jefe de la Sección de Ingeniería de Fluidos y Térmica
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM
TEL. 548.65.60 Ext. 609

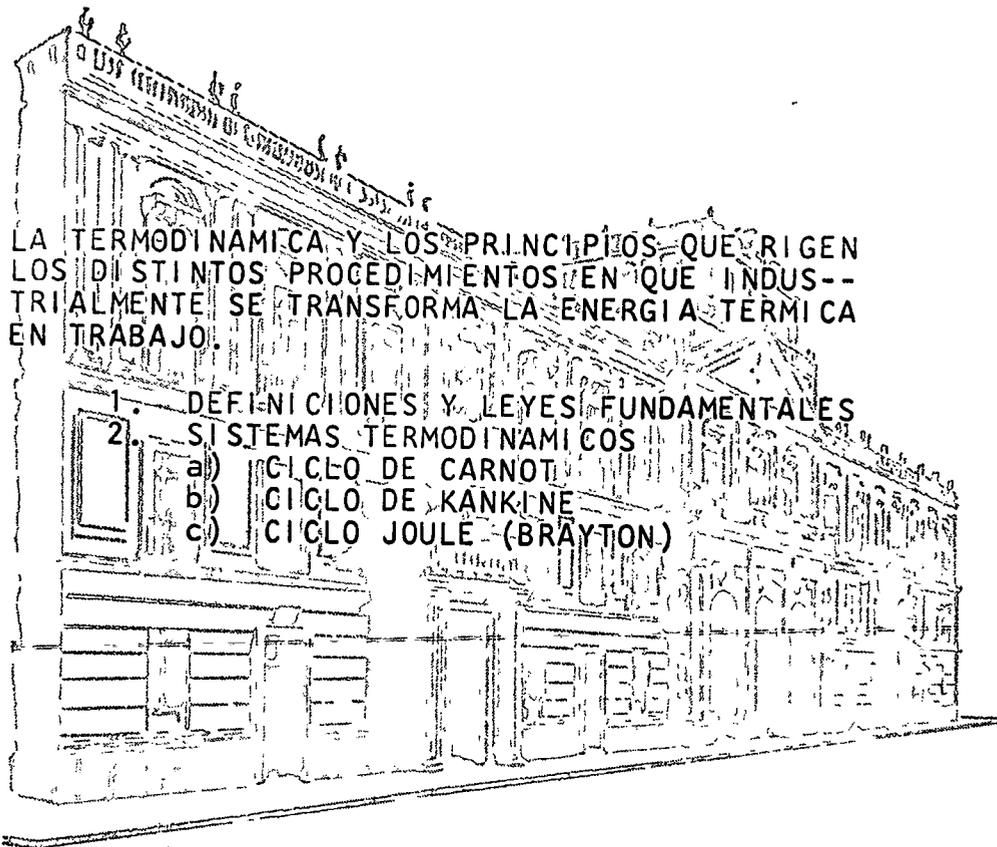
ING. JORGE RAUL VIZCAINO
Gerente
Departamento de Montaje
BABCOCK & WILCOX DE MEXICO, S.A.
Carr. México Laredo
Cerro Gordo, Edo. de Méx.
Tel. 569.34.00 Ext. 127



centro de educación continua
división de estudios superiores
facultad de ingeniería, unam



DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS



ING LUBIN MARTINEZ HERNANDEZ

ABRIL DE 1977

CURSO: "Diseño, Operación y Mantenimiento de Calderas y
Recipientes a Presión"

La Termodinámica y los principios que rigen los distintos procedimientos en que industrialmente se transforma la energía térmica en trabajo.

1.- Definiciones y Leyes fundamentales.

2.- Sistemas Termodinámicos.

- a) Ciclo de Carnot
- b) Ciclo Rankine
- c) Ciclo Brayton (Joule)
- d) Determinación de las condiciones Económicas de Operación de una Planta Térmica.

Definiciones: A efecto de optimizar la comunicación y como un recordatorio útil se dan a continuación algunas definiciones pertinentes.

Sistema: Conjunto de muchas partículas (más de mil) de diversos tipos tales como: moléculas, átomos, electrones, fotones, etc. Para nuestro caso, por simplificación tanto el número como el tipo de partículas será el mismo en cada sistema el cual - además debe ser: homogéneo, neutro, isotrópico, etc

Energía Interna.- La constituyen las diferentes formas de energía no observables, tales como la energía de traslación, rotación y vibración de las moléculas; así como las fuerzas de enlace y la energía de los electrones, ó dicho de otra manera es la energía que posee la materia en virtud de la velocidad y la posición relativa (estados cuánticos) de sus moléculas.- y la vamos a representar por U.- así tenemos que la energía interna media de una molécula U será

$$\bar{U} = \frac{U}{N_0} = \frac{3}{2} KT = \frac{1}{2} \frac{m V_{cm}^2}{g_c} \quad (\text{gases monoatómicos})$$

$$N_0 = 6.0225 \times 10^{23} \text{ moléculas/mol}$$

$$K = \frac{\bar{R}}{N_0} = 1.3805 \times 10^{-16} \frac{\text{erg}}{\text{grado K}} = \frac{8.3143 \times 10^7 \frac{\text{erg}}{\text{gmol} \cdot \text{°K}}}{6.0225 \times 10^{23} \frac{\text{moléculas}}{\text{gr mol}}} \quad (\text{constante de Boltzmann})$$

\bar{R} = Constante universal

$$\bar{R} = 1.986 \frac{\text{kcal}}{\text{kgmol} \cdot \text{°K}} = 1.986 \frac{\text{Btu}}{\text{lbmol} \cdot \text{°R}}$$

V_{cm} = Velocidad cuadrática media = $\langle V^2 \rangle^{1/2} = 1.2248 V_{mp}$
 V_{mp} = Velocidad más probable.

Trabajo: Es el primer procedimiento mediante el cual puede variar la energía interna de un sistema. Si el cambio de energía interna de un sistema, solo es consecuencia de la acción de trabajo, entonces a este trabajo se le llama "Trabajo Adiabático".

$$U_f - U_i = -W_{if} \text{ (adiabático)} \quad (1)$$

En donde el signo es tal que si el sistema da trabajo, su energía disminuye.

Calor: Es el segundo procedimiento mediante el cual se puede variar la energía interna. Así tenemos que

"Cuando un sistema contenido en paredes diatérmicas está rodeado por un medio a diferente temperatura y en el sistema se desarrolla un proceso que involucra un trabajo entonces a la diferencia entre el cambio de energía interna y el trabajo dado, se le llama Calor", esto es:

$$(U_f - U_i) - (-W) = Q$$

$$Q = U_f - U_i + W \quad (2)$$

o bien de la ecuación (1) tenemos :

$$U_f - U_i + W_{if} = 0$$

Cuando

$$U_f - U_i + W_{if} \neq 0$$

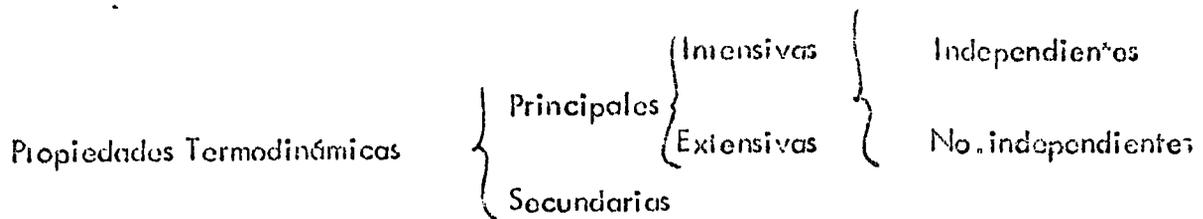
entonces W_{if} no es adiabático y podemos escribir.

$U_f - U_i + W = Q$ que es la misma ecuación (2), que no es otra cosa que la formulación de la 1ª. ley, la cual para recordar el signo la podemos escribir así $U_f - U_i = Q - W$ y podemos pensar que el sistema es un "banco" en el que $Q =$ depósitos y $W =$ retiros.

Propiedad Termodinámica.- A cada sistema le podemos asociar un conjunto de atributos macroscópicos susceptibles de medirse experimentalmente y a los cuales pueden asignarse valores numéricos a estos atributos se les llama comunmente variables, o más bien coordenadas o propiedades termodinámicas, tales como la temperatura, el volumen, la masa, la presión, el calor, etc.

La masa y la energía son comunes tanto a las partículas como a los sistemas; en tanto que el volumen, la presión y la temperatura son específicos de los sistemas, consecuentemente el calor y el trabajo no son propiedades termodinámicas.

Las propiedades termodinámicas se pueden clasificar como sigue:



Son propiedades principales aquellas que intervienen en la transmisión de energía; las propiedades Secundarias tales como el olor, la forma, etc. son las que no tienen ninguna relación importante en los procesos térmicos.

Las propiedades intensivas son las que son independientes de la masa (tamaño) del sistema y no son aditivas, tales como la presión, la densidad, la temperatura, etc.

Las propiedades extensivas son aquellas que son proporcionales a la masa (tamaño) del sistema, tales como el volumen, la energía interna, la entropía, etc.

Equilibrio Térmico.- Se dice que dos sistemas están en equilibrio térmico, cuando puestas en contacto a través de una pared diatérmica no existe transmisión de energía en forma de calor, durante un tiempo finito.

Temperatura Termodinámica.- Es una propiedad de la sustancia que viene a adquirir el mismo valor cuando dos sistemas alcanzan el equilibrio térmico.

Temperatura Empírica.- Es una escala arbitraria que se utiliza para cuantificar la propiedad anterior y es independiente de la naturaleza de la sustancia.

Estado Termodinámico.- El estado termodinámico sólo existe en el equilibrio y es aquella condición o punto en el espacio para la cual se conocen o se puede conocer el valor de sus propiedades (o sea que se le han asignado valores numéricos a sus "grados de libertad").

Proceso.- Es el mecanismo mediante el cual un sistema cambia de estado, este proceso se visualiza como una trayectoria entre dos puntos en el espacio y en particular si estos dos puntos coinciden, el proceso es un "ciclo". Los procesos pueden ser reversibles ó "cuasi estático" ó irreversible ó "no cuasi estáticos".

Sustancia ^{Pura} Simple.- Es aquella sustancia cuya composición química no cambia, cuando cambia de fase. En problemas de ingeniería al aire se le considera como sustancia simple, siempre que no cambie de fase; aun cuando es una mezcla de O_2 y N_2 los cuales vienen a 90.5 % y 77.0 °K, respectivamente.

Para toda sustancia simple existe una relación bien definida entre su presión y su temperatura de saturación, cuyos valores al graficarse nos dan una curva típica para cada sustancia.

Sustancia simple.- Es aquella cuyo estado Termodinámico se puede definir sólo por dos propiedades independientes.

Sustancia Pura Simple Compresible. - Esta sustancia que además de las características anteriores, su única forma importante de producir trabajo es por medio de su variación de volumen.

Ejemplos: - las propiedades que definen a las sustancias de estos tipos son:

Entalpia: $h \equiv u + Pv$

funcion de Helmholtz: $a \equiv u - Ts$

funcion de Gibbs: $g \equiv h - Ts$

Calor específico a Vol. cte. $C_v = \left(\frac{\partial u}{\partial T} \right)_v$

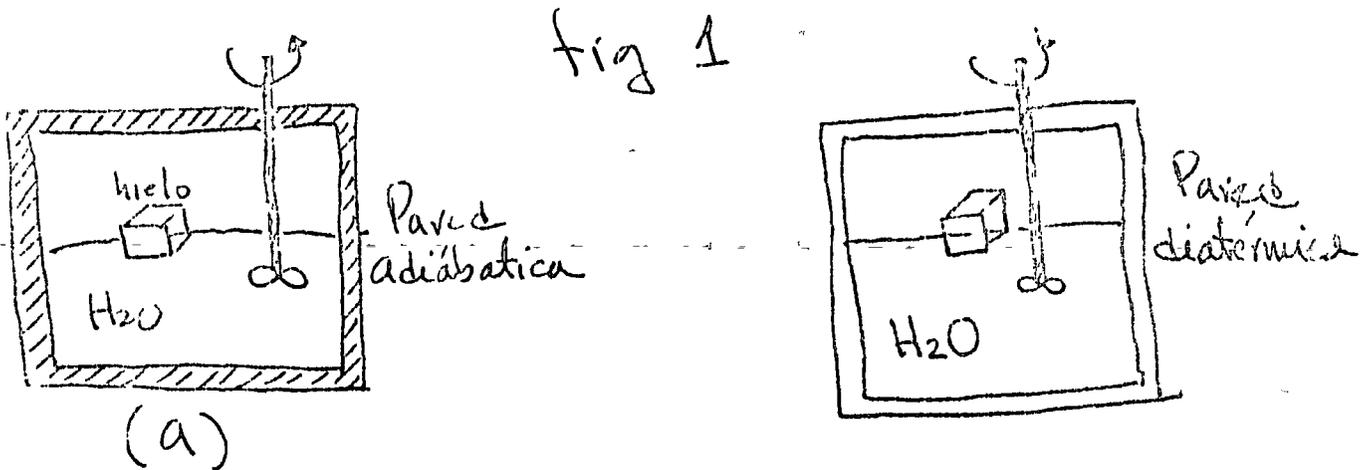
Calor específico a P = cte $C_p = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p$

1ª. Ley de la Termodinámica. - La demostración de la equivalencia entre el calor y el trabajo fue la última etapa para identificar el principio de la conservación de la energía conocido como la "1ª. Ley de la Termodinámica" que constituye una de las leyes fundamentales de la naturaleza.

Cuando hablamos de la definición de calor, establecimos la ecuación (2) diciendo que:

$$Q = U_f - U_i + W$$

era la formulación matemática de la 1ª. Ley de la Termodinámica.



En la figura 1-a, tenemos un sistema aislado por una pared adiabática y rígida y le modificamos la energía interna por medio de trabajo hasta que el cubito de hielo se funde y tenemos

$$Si \quad \Delta U = U_f - U_i$$

o bien $\Delta U = - \Delta W$ adiabático (trabajo adiabático)

$$\Delta U + \Delta W = 0 \quad (3)$$

Para el caso de una pared diatérmica Fig. 1-b tenemos :

$$\Delta U + \Delta W = \Delta Q \quad (4)$$

en la cual ΔQ representa a la energía transferida (Calor) "durante" el tiempo del proceso; ΔW , denota la energía transferida (trabajo) también "durante" el tiempo del proceso y la diferencia entre estas dos cantidades

$\Delta U = \Delta Q - \Delta W$ es el incremento de energía interna la cual representa fundamentalmente las energías cinéticas y Potencial de las partículas de la sustancia.

El incremento en la energía interna permanece almacenado en la propia sustancia al final del proceso por lo tanto constituye una "característica ó propiedad" de las partículas de la sustancia; en contraste con el calor y el trabajo que solo se significan "durante" el cambio.

Podemos complementar lo antes dicho escribiendo

$$\Delta Q = \Delta E + \Delta W \quad (5)$$

en la que :

$$\Delta E = (\Delta U + \Delta PE + \Delta KE)$$

$\Delta PE =$ incremento en la energía potencial

$\Delta KE =$ incremento en la energía cinética

sustituyendo

$$\text{queda:} \quad \Delta Q = (\Delta U + \Delta PE + \Delta KE) + \Delta W$$

ó bien

$$Q_{12} = E_2 - E_1 + W_2 \quad \dots (6)$$

La notación 1-2 para Q y W indica que esto ocurre "durante" el proceso. La energía almacenada es como dijimos antes, una propiedad y la diferencia $E_2 - E_1$ es "su" cambio durante el proceso.

O dicho de otra manera Q y W no son funciones de punto, o sea que solo dependen de la trayectoria, en cambio la E si es una función de punto.

La ecuación (6) es nuestra expresión matemática de la 1a. Ley.

Aplicando la 1a. Ley a un Sistema cualquiera cuyo balance de energía sea:

Flujo neto de calor agregado al sistema	-	Trabajo neto desarrollado por el sistema	+	Flujo de energía asociada con los m_i flujos de masa que entran al sistema.	-	Flujo de energía asociada con los m_e flujos de masa que salen del sistema.	=	Cambio de la energía almacenada en el sistema.
---	---	--	---	---	---	---	---	--

resultado es:

$$Q_{s.c.} - W_{s.c.} = \sum_i m_i \left(h_i + \frac{V_i^2}{2g_c} + Z_i \frac{g}{g_c} \right) - \sum_e m_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2g_c} + Z_e \frac{g}{g_c} \right) =$$
$$= \left[m_2 \left(u_2 + \frac{V_2^2}{2g_c} + Z_2 \frac{g}{g_c} \right) - m_1 \left(u_1 + \frac{V_1^2}{2g_c} + Z_1 \frac{g}{g_c} \right) \right] \text{ sistema}$$

en la que h = entalpía

u = Energía interna

V = Velocidad de las partículas

Z = Diferencia de alturas

g = aceleración de la gravedad

$$g_c = 9.81 \frac{\text{Kg} \cdot \text{m}}{\text{Kg} (\text{f}) \cdot \text{seg}^2}$$

Como es bien sabido, para que un fenómeno ^{sea} realice en la realidad no es suficiente que se cumpla solamente con la 1a. Ley de la Termodinámica sino que necesariamente, fatalmente, se debe cumplir, además, con la 2a. Ley de la Termodinámica.

Segunda Ley de la Termodinámica.

Para que un proceso termodinámico cumpla con la 1a. Ley, basta con que la variación de la energía interna del sistema que lo desarrolla sea igual a la suma algebraica de las cantidades de calor y de trabajo que este sistema intercambia con el medio que lo rodea, sin embargo no nos dice nada en cuanto a la dirección en que el proceso debe ocurrir y tampoco pone limitación alguna para que la energía se transforme de una de sus formas en otra ó dicho de otra manera; todo proceso cuyo único fin sea el de crear o destruir energía, es imposible.

Como sabemos la 1a. Ley nos da el concepto de energía el cual es fácilmente aceptado por nuestros sentidos, la 2a. Ley nos trae el concepto de entropía, este concepto que como veremos es una propiedad de la sustancia; en contra posición con la energía nuestros sentidos no la intuyen fácilmente, por lo que trataremos al menos en forma cualitativa, de lograr formarnos una idea precisa de su significado y del porqué es una propiedad termodinámica de la sustancia

Antes de proceder a exponer los conceptos que nos conduzcan al conocimiento de la entropía, debe quedar claro que para que un fenómeno sea realmente factible debe cumplir simultáneamente la 1a. y la 2a. Leyes de la Termodinámica, lo cual puede interpretarse como una restricción que la naturaleza impone al hombre para superarse en su afán de utilizar la energía que la misma naturaleza pone a su disposición en el universo.

Existen varias maneras de expresar la 2a. Ley de la Termodinámica desde un punto de

vista macroscópico, siendo los más comunes los siguientes debidos a los trabajos realizados por R. Clausius y W. Thomson (Lord Kelvin).

Kelvin - Planck - "Toda transformación cíclica cuyo único resultado final sea el de absorber calor de un cuerpo o fuente de calor a una temperatura dada y -- convertirlo íntegramente en trabajo, es imposible".

R. Clausius . "Toda transformación cíclica cuyo único resultado final sea el de transferir una cierta cantidad de calor de un cuerpo frío a uno caliente, es imposible".

La frase único resultado final significa que al completarse el ciclo y el sistema termodinámico adquiere los mismos valores iniciales en sus propiedades termodinámicas, permaneciendo inalterado el medio que lo rodea; obviamente ambos enunciados son equivalentes.

Entropía

El concepto de entropía fue introducido por primera vez en la física teórica por R. Clausius a mediados del Siglo XIX. La palabra "entropía" en griego significa - "cambio".

Postulado #2

"Existe una función llamada Entropía (S) de las propiedades extensivas de un sistema compuesto, definida para todos los estados de equilibrio, y con las siguientes propiedades. Los valores que toman las propiedades extensivas en la ausencia de restricciones internas, son precisamente aquellos que hacen máximo el valor de la entropía".

Postulado #3 "La entropía de un sistema es aditiva, es además una función continua, diferenciable e incremental su valor monótonamente cuando la energía aumenta."

Desde un punto de vista microscópico, a la Termodinámica clásica solo le interesa si el proceso es o no reversible o sea

$$S = \int_i^f \frac{\delta Q}{T} \gg 0$$

- $\Delta S > 0$ Proceso irreversible
- $\Delta S = 0$ Proceso reversible

Desde un punto de vista microscópico, a la entropía se le define como "una medida del desorden medio de las partículas a escala microscópica"

$$S = k \ln W$$

k = cte de Boltzman ya definida

w = macroestado {C.P.} de configuración Predominante

Esta ecuación constituye el "puente" entre la termodinámica clásica y la termodinámica estadística o entre el mundo macroscópico y el mundo microscópico; por lo que para lograr tener un concepto real de lo que es la entropía necesitamos incursionar en el MUNDO MICROSCOPICO aunque sea cualitativamente.

Según la teoría cuántica, existen niveles discretos de energía los cuales se pueden ocupar por las partículas microscópicas de un sistema. El estudio de la energía posible para cada partícula y la ocupación de las partículas en los distintos niveles de energía se puede obtener por medio de :

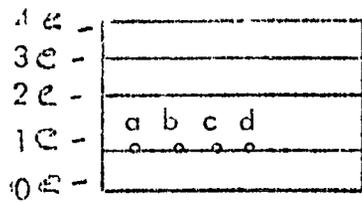
- a) La solución de la Ecuación de Schrödinger para un sistema de partículas
- b) La observación experimental de los espectros de emisión y de absorción.
- c) La aplicación de la mecánica estadística .

Aplicando la mecánica estadística, empezaremos por considerar un MODELO extremadamente simplificado con las siguientes condiciones:

- 1a. Sea un sistema de cuatro partículas distinguibles y localizables, a, b, c y d libres - para vibrar en cualquier dirección. (X, y, Z)
- 2a. Solo nos vamos a fijar en una dirección (porque todas son igualmente posibles)
- 3a. El sistema está aislado y con energía constante e igual a 4e.
- 4a. Los niveles de energía son equidistantes.
- 5a. Nuestro modelo es isotrópico (las propiedades son las mismas en cualquier dirección).

Las diferentes maneras en que la energía total (4e) se puede repartir entre las cuatro partículas serán:

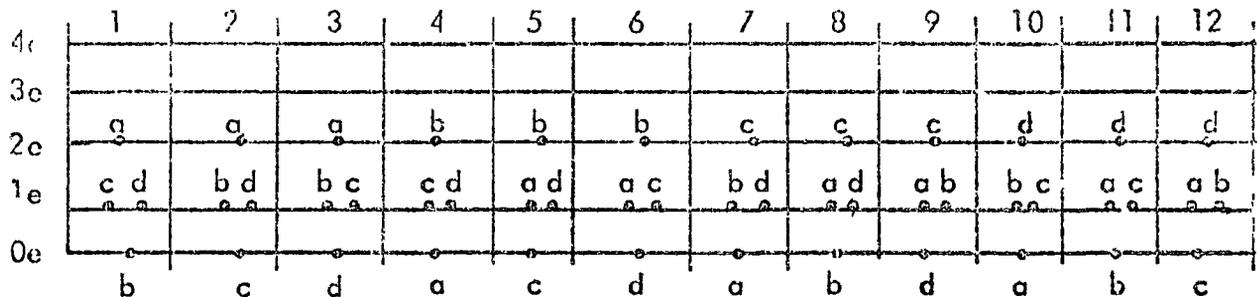
macroestado # 1, toda la energía se reparte por igual en cada partícula.



No. de microestados = 1

en este caso particular el macroestado es igual a su microestado.

Macroestado # 2; una partícula se transfiere al nivel 2e, consecuentemente otra se bajará al nivel 0e



No. de microestados = 12

Y así sucesivamente hasta que se agoten todas las maneras diferentes en que se pueden colocar las partículas en los niveles con la energía repartida en cada microestado y el resultado será:

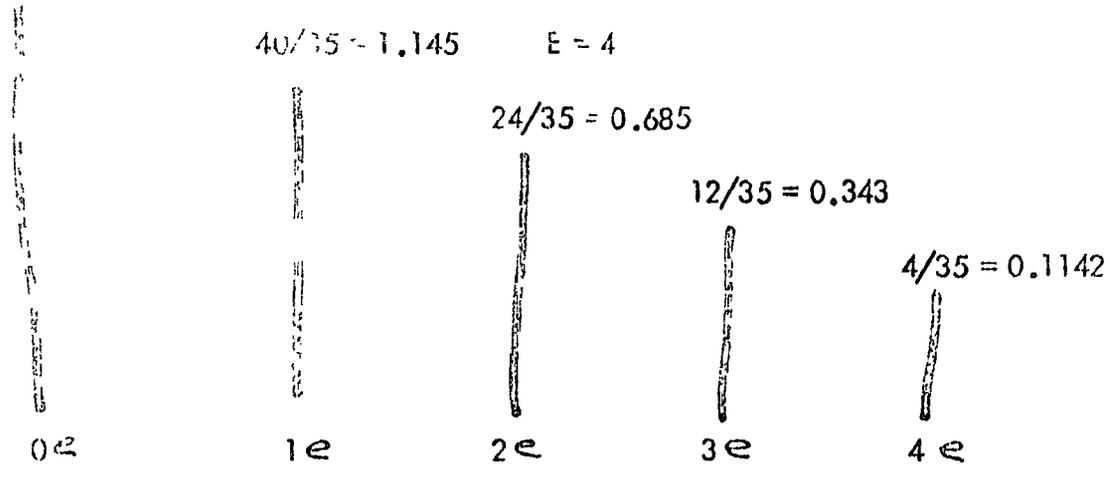
5 Macro estados

35 Micro estados

Las posiciones en cada microestado no están fijas sino que están cambiando constantemente de una distribución a otra de tal manera que ninguno de los niveles está ocupado todo el tiempo, no obstante en un período suficientemente grande cada microestado se repite tan a menudo como cualquier otro y estadísticamente podemos determinar el promedio de átomos ó partículas que están en cada nivel o estado cuántico y así encontramos que el nivel 4e (máxima - energía). Solo se ocupa cuatro veces durante una secuencia de 35 microestados; el nivel 3e, 12 veces, esto es:

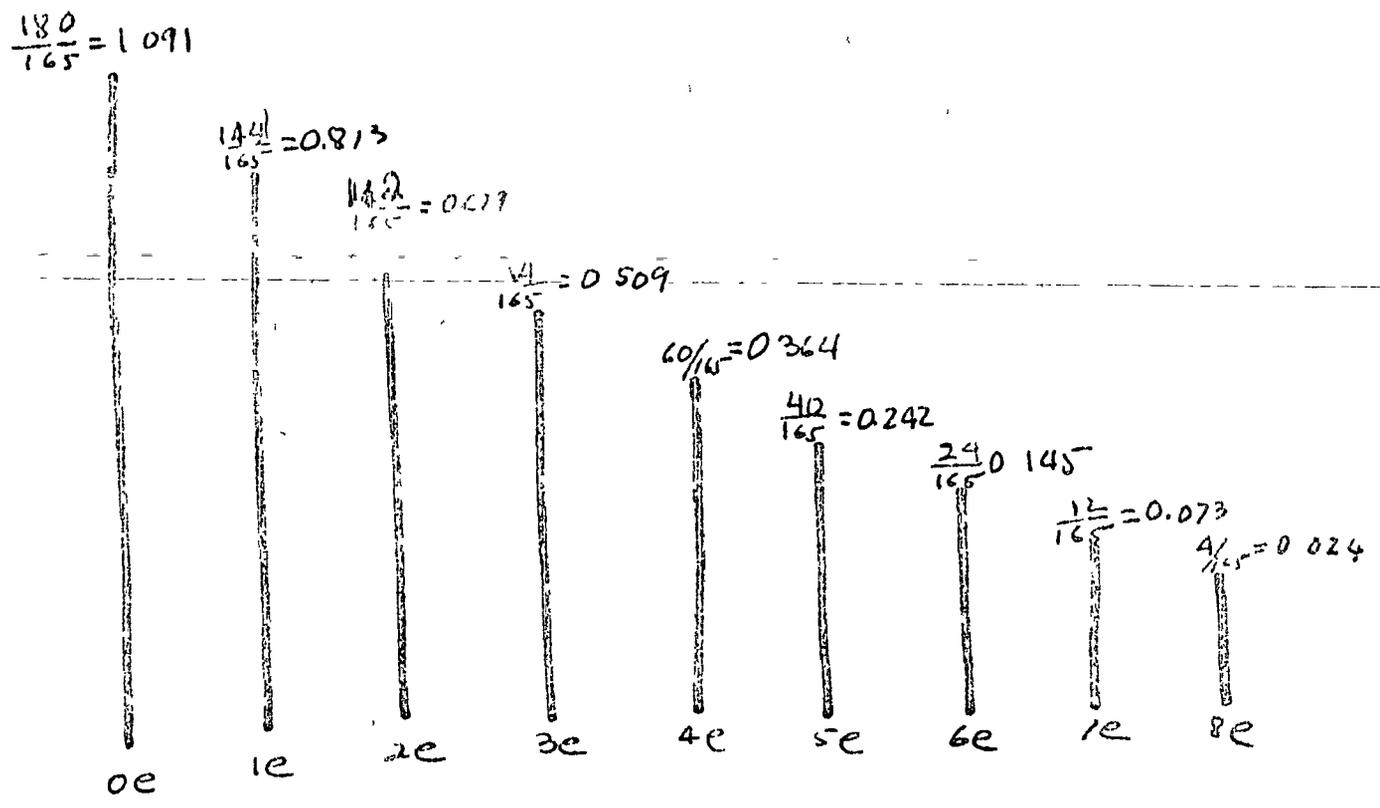
4 ————— 4e
 12 ————— 3e
 24 ————— 2e
 40 ————— 1e
 60 ————— 0e

$$60/35 = 1.73$$



Conclusión: Cuando la energía es fija solamente una minoría de átomos o partículas pueden ocupar niveles altos y la mayoría fatalmente debe ocupar los niveles bajos. (Análogamente como se reparte la riqueza en el mundo).

Si duplicamos la energía el número de macroestados aumentará a 15 y el de microestados ascenderá a 165, y la gráfica correspondiente será:



$$E = 8e$$

Antes de considerar sistemas con gran número de partículas se desarrollará un procedimiento para sistematizar el conteo del número de microestados para un macroestado dado, con energía total variable.

1er. Caso. Colocaremos nuestras cuatro partículas en cuatro diferentes niveles de energía; o sea que al arrojar nuestra 1a. partícula hacia los cuatro niveles ésta tendrá cuatro posiciones posibles; para la siguiente sólo quedan tres posiciones posibles, y así sucesivamente, hasta que para la última sólo quedará una posición, por lo tanto el número de arreglos posibles w_1 serán:

$$w_1 = 4 \times 3 \times 2 \times 1 = 4! = 24 \quad : \quad w_1 = \text{número de combinaciones de -}$$

uno en uno y para N partículas será:

$$w_1 = N(N-1)(N-2)\dots [N-(N-1)] = N!$$

2o. caso. Ahora tomaremos partículas de dos en dos y para nuestro caso el número de combinaciones será:

$$w_2 = \frac{4!}{2!} = 12 \quad \text{y en el caso de N partículas tendremos:}$$

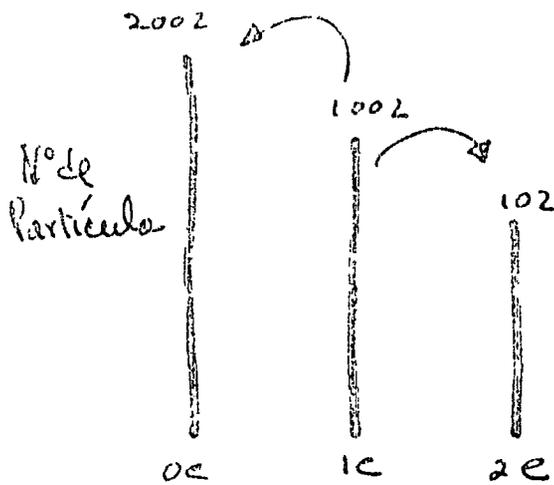
$$w_N = \frac{N!}{N_0! N_1! N_2! \dots} \quad : \quad \text{en donde } N_0, N_1, N_2, \dots \text{ son el número de partículas en los niveles } 1, 2, 3, \dots$$

y si seguimos aumentando tanto el número de niveles como el de partículas, el número total de los diferentes arreglos o combinaciones será

$$W = w_1 + w_2 + w_3 + \dots + w_z = \sum_{i=1}^z w_i,$$

Distribución más probable para un número dado de Partículas.

Cuando los sistemas contienen pocas partículas libres para moverse de uno a otro nivel de energía no se nota un hecho muy singular que consiste en que no todos los macroestados son igualmente probables sino que "algunos" son más probables que otros; pero con un gran número de partículas este hecho es evidente de tal manera que el sistema tiende a cambiar a un "macroestado más probable" esto se puede ver claro con el siguiente ejemplo: Consideremos un sistema con 3106 partículas distinguibles distribuidas originalmente en 3 niveles equidistantes.



$E = cte$
 Distribución encefal

El número de diferentes maneras en que esta distribución puede ocurrir es :

$$w = \frac{3106!}{2002! 1002! 102!}$$

Si transferimos una partícula del nivel $1e$ al $0e$, lo cual puede ocurrir solamente si otra partícula "salta", por ejemplo, del nivel $1e$ al $2e$ y tendremos $N_0 = 2003$, $N_1 = 1000$ y $N_2 = 103$ y el nuevo valor de w será $w^* = \frac{3106!}{2003! 1000! 103!}$

Relacionando estos dos valores tenemos :

$$\frac{w^*}{w} = \frac{2002! 1002! 102!}{2003! 1000! 103!} = \frac{(1002)(1001)}{(2003)(103)} = \frac{10^6}{0.2 \times 10^6} \approx 5$$

Esto significa que cambiando la localización solamente de 2 partículas, resulta un gran incremento en el número de maneras en que la nueva distribución puede ocurrir esto es que para nuestro número de microestados en el nuevo macroestado w^* es cinco veces el número de microestado en el macroestado inicial, si los rearrreglos se continúan de la relación $\frac{w^*}{w}$ disminuye lentamente hasta que se alcance la siguiente distribución :

$$N_0 = 2142, N_1 = 722, N_2 = 242$$

para lo que se tiene

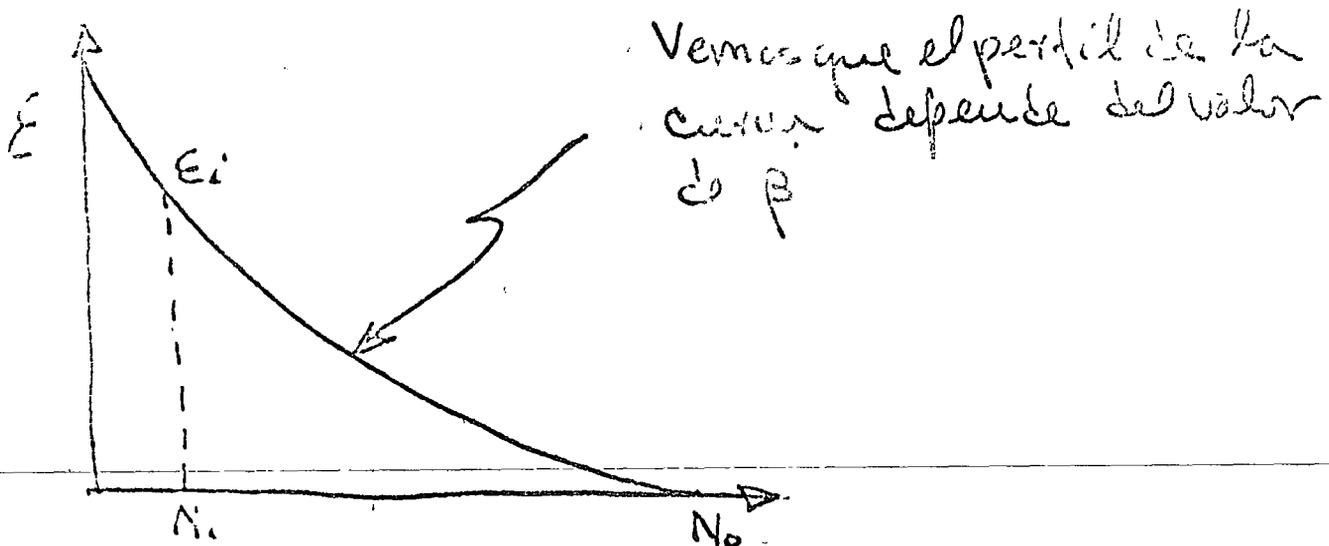
$$\frac{w^*}{w} = \frac{(722)(721)}{(2146)(243)} = 1$$

Esto implica que cuando la población de los tres niveles es próxima a la anterior el paso de partículas de un nivel a otro casi no tiene efectos sobre el número de diferentes maneras en que las partículas se pueden distribuir, este hecho se reconoce como un "máximo" de w para el caso de que la energía total E sea fija y se puede establecer que "Existe una tendencia natural para las partículas de un sistema de aproximarse y mantener esta distribución" ó en otras palabras la distribución para lo que w es menor que el máximo (w_{max}) es menos probable que ocurra . .

INTERPRETACION DE β

Cuando la energía E_i del sistema aumenta y tanto el volumen (número de estados de energía) como el número de partículas permanecen constantes, algunas partículas saltarán a niveles superiores disminuyendo en los de baja energía, pero como el número de niveles NO cambia lo que sucede es que existe una disminución en la población de los niveles bajos y consecuentemente en el valor de β , pero por otro lado sabemos que al aumentar la energía a volumen cto aumenta la temperatura lo que nos sugiere que β es inversamente proporcional a la Temperatura.

Si la gráfica de la Ley de Distribución de Boltzman es :



De hecho se puede demostrar fácilmente que

$$\beta = \frac{1}{kT} \quad k = \text{cto de Boltzman.}$$

Efecto de la adición de calor sobre el macroestado más probable.

Si los niveles de energía disponibles permanece constante durante la adición de calor, el incremento de la energía del sistema será

$$\Delta E = E_n - E_m \quad (\text{energía necesaria})$$

para elevar una partícula, del nivel E_m al E_n .)

Si se transfieren p partículas, la energía requerida será $p\Delta E$; las partículas se distribuirán conforme a la Ley de Boltzman

$$N_i = N_0 e^{-\beta(E_i - E_0)}$$

el cambio en el número de microestados en los macroestados inicial y final se puede demostrar que está dado por :

$$\frac{w^*}{w} = \frac{\binom{N_m}{N_n}}{\binom{N_m}{N_n}} = \frac{(N_0 e^{-\beta e_m})^p}{(N_0 e^{-\beta e_n})^p} \quad \text{o bien}$$

$$\frac{w^*}{w} = e^{\beta(e_n - e_m)p} = e^{\beta p \Delta e}$$

$$\boxed{\frac{w^*}{w} = e^{\beta p \Delta e}}$$

Si hacemos $p \Delta e = \delta Q$ y tomando logaritmos queda :

$$\ln w^* - \ln w = \Delta \ln W = \beta \delta Q$$

Como vimos se llegó a la ecuación anterior cuando p partículas se transfirieron del Nivel e_m al nivel e_n ó bien pudo ser del e_n al e_m en cuyo caso δQ será negativa, por lo tanto si los niveles e_m y e_n son arbitrarios se concluye que "Para un sistema de partículas que sigan la Ley de distribución Boltzman, el cambio que en el W se produzca al adicionar o quitar energía depende solamente de la cantidad de energía involucrada y NO del número de partículas involucrado ni de los niveles particulares entre los cuales se intercambia.

De todo lo anterior concluimos que para la distribución de la energía entre las partículas de un sistema existe una tendencia natural a adoptar aquella distribución para la cual el número de "diferentes maneras" en que la energía se puede distribuir es el máximo esto es el macroestado para el cual el número de microestados es el más grande a este hecho se le reconoce como una "Ley básica de la naturaleza" y constituye una característica importante o Propiedad de la sustancia y se le llama

Entropía S tal que

$$S = f(W)$$

por otra parte habíamos encontrado

$$\delta Q = \Delta \ln W$$

se puede demostrar fácilmente que si $ds = \frac{dQ}{T}$ y $\beta = \frac{1}{kT}$ resulta que :

$$\boxed{S = k \ln W}$$

Resumen :

Hemos demostrado que la distribución de la energía entre las partículas de un sistema obedece a la Ley de Boltzman, basados en el principio fundamental de la mecánica estadística ó "Postulado de probabilidades a priori iguales" que dice :

"La probabilidad de ocurrencia es la misma para todas las partículas" ó "todo microestado es igualmente probable"

La observación arroja una probabilidad enorme de encontrar al sistema en equilibrio en un macroestado de configuración predominante $\{C.P\}$, pero no se puede descartar la posibilidad de otras configuraciones y esto es lo que se conoce como "fluctuaciones - que son detectables" y que dan explicación al origen de los siguientes fenómenos:

- "Movimiento Browniano" en general y que para el caso del movimiento.
- Browniano de los electrones produce el llamado "Ruido de Jhonson"
- "El calor azul del cielo, etc."

Los rearrreglos entre configuraciones predominantes con los que no lo son producen resultados NO detectables (infinitesimales).

De lo que concluimos que para un observador sólo existirá una configuración la $\{C.P\}$ cuyas propiedades son idénticas a las propiedades medias del conjunto, lo que permite predecir con toda exactitud las propiedades macroscópicas del sistema a partir de las correspondientes a este macroestado de $\{C.P\}$

Bibliografía:

Thermophysics. - Warren Giedt

Van Nostrand - 1971

Thermodynamics. - William C. Reynolds 2nd Ed.

McGraw-Hill Book Company

Termodinámica José A. Maurique
Rafael S. Corderas
Harla, S.A. de C.V.

in the products of combustion—a further argument in favour of the practical superiority of the Rankine cycle. The regenerative cycle suffers from the same disadvantage as the Carnot cycle in this respect. If an economiser is added to the cycle shown in Fig. 11.19, the minimum temperature to which the combustion gases can be cooled is t_1 . When a large number of feed heaters is used, the feed water entering the boiler is nearly at boiling point and an economiser becomes superfluous.

An alternative method of reducing the temperature of the combustion gases, which can be used with all the cycles is known as *air-preheating*. The air-preheater is a bank of tubes in the chimney through which the combustion air passes before reaching the grate, Fig. 11.20b. The combustion gases are cooled while the temperature of the air is increased prior to combustion. Since the reactants start with a higher temperature, less fuel need be burnt to arrive at the same products temperature. The net result is an increase in combustion efficiency comparable to that obtained with an economiser. Air-preheating is often used in conjunction with an economiser in Rankine and reheat plants but the degree of preheating cannot be carried as far as in the regenerative plant where no economiser is fitted.

One practical consequence of cooling the combustion gases is that only a small amount of natural draught can be obtained in the chimney. The heat-exchanging banks of tubes, grate and chimney require a fair pressure gradient to maintain the necessary air flow for combustion. For this reason a forced draught, produced by a fan, is always used in modern boiler plant. The power expended on driving the fan is small compared with the advantage gained by improving the combustion efficiency.

Enough has been said to indicate that a complete evaluation of an external-combustion power cycle must take account of the interdependence between the combustion and cycle efficiencies. The adoption of means to improve one efficiency may easily lead to the reduction of the other. A formal analysis of the plant as a whole is possible using the concept of availability introduced in section 7.9, and Refs (12) and (13) of Part I provide a good introduction to this approach.

11.7 Binary vapour cycle

The greatest proportion of the heat supplied to the Rankine cycle is added during evaporation of the liquid, whereas the amount added to the feed water, and during superheating, is relatively small. Thus a major improvement in the cycle efficiency can only be achieved if the evaporation itself can be carried out at a temperature corresponding to the metallurgical limit of the turbine. The limitation imposed on the efficiency of a steam turbine plant is therefore not imposed so much by the type of cycle employed as by the properties of the fluid used. Steam has a relatively low critical temperature (374.15 °C) and the critical pressure is very high (221.2 bar). It is desirable to find a fluid whose critical temperature lies well above the metallurgical limit of about 600 °C, and whose vapour pressure is moderate at this temperature. Mercury satisfies these requirements fully. At a vapour temperature of 600 °C the saturation pressure is merely 23 bar.

222

Engineering thermodynamics
Work & Heat Transfer
Rogers & Mayhew

Longman
2nd edn 1970

The use of mercury by itself has the disadvantage that at the usual temperatures of heat rejection (25–30 °C) its vapour pressure is extremely low and its specific volume is enormous. This means that an impracticably high vacuum would have to be maintained in a condenser of impracticable size. A further disadvantage of mercury is its low latent heat (about one-eighth the latent heat of steam), implying a high specific mercury consumption.

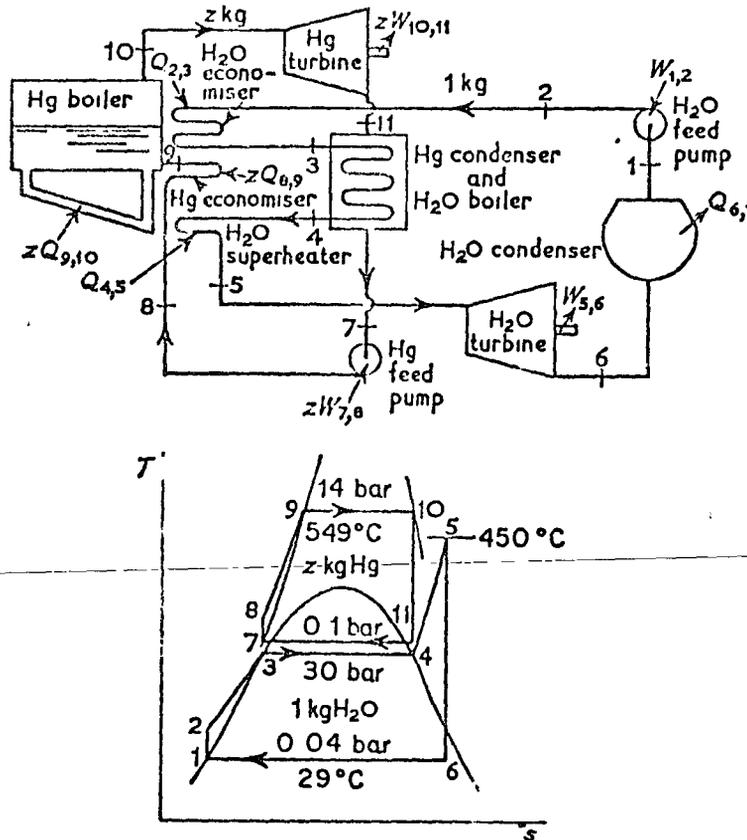


Fig 11 21 The binary vapour cycle

In order to use the whole temperature range, from the metallurgical limit down to atmospheric, mercury is always used in conjunction with steam in a two-stage or *binary cycle*. This is illustrated in Fig 11 21. Mercury is evaporated in the mercury boiler and is expanded to a pressure of about 0.1 bar, the mercury condenser performing the function of a steam boiler. Preheating of the feed water, and the superheating of the steam after evaporation, is done by the combustion gases of the main mercury boiler. The method of calculating the cycle efficiency is illustrated in the following example.

Example 11.7 Calculate the ideal efficiency of a binary vapour cycle. The steam cycle operates between pressures of 30 and 0.04 bar, and uses a superheat temperature of 450°C . The mercury cycle works between pressures of 14 and 0.1 bar, the mercury entering the turbine in a dry saturated condition (Fig. 11.21).

It is first necessary to calculate the heat and work transfers for each cycle per kg of respective fluid circulated. The enthalpies at the relevant points in the cycle are found in the usual way from steam and mercury tables.

H₂O Cycle Heat added to the steam cycle in the mercury condenser is

$$Q_{3-4} = h_4 - h_3 = 1795 \text{ kJ/kg}$$

Heat added from the external source is

$$\begin{aligned} Q_{2-3} + Q_{4-5} &= (h_3 - h_2) + (h_5 - h_4) \\ &= (1008 - 121) + (3343 - 2803) \\ &= 1427 \text{ kJ/kg} \end{aligned}$$

The heat rejected in the condenser is

$$Q_{6-1} = (h_1 - h_6) = (121 - 2133) = -2012 \text{ kJ/kg}$$

The turbine work is

$$W_{5-6} = -(h_6 - h_5) = -(2133 - 3343) = 1210 \text{ kJ/kg}$$

Hg Cycle The heat added to the cycle is

$$Q_{8-10} = (h_{10} - h_8) = (362.55 - 34.33) = 328.22 \text{ kJ/kg}$$

After isentropic expansion in the mercury turbine we find

$$x_{11} = 0.7286 \quad \text{and} \quad h_{11} = 248.93 \text{ kJ/kg}$$

The turbine work is

$$W_{10-11} = -(h_{11} - h_{10}) = 113.62 \text{ kJ/kg}$$

The heat rejected in the condenser is

$$Q_{11-7} = (h_7 - h_{11}) = -214.60 \text{ kJ/kg}$$

It is now possible to determine the correct flow of z kg of mercury per kg of steam. Writing down the energy equation for the 'mercury condenser/steam boiler', we have

$$z(h_7 - h_{11}) + 1(h_4 - h_3) = 0$$

Hence

$$z = \frac{1795}{214.60} = 8.364 \text{ kg Hg/kg H}_2\text{O}$$

Calculating the total energy transfers on the basis of 1 kg steam circulating, we get for the heat added from the external source

$$\begin{aligned} Q_{\text{ext}} &= zQ_{8-10} + 1(Q_{2-3} + Q_{4-5}) \\ &= 2745 + 1427 = 4172 \text{ kJ/kg H}_2\text{O} \end{aligned}$$

and the net work done, neglecting the feed pump terms, is

$$\begin{aligned} W &= 2W_{10-11} + 1W_{3-6} \\ &= 950 + 1210 = 2160 \text{ kJ/kg H}_2\text{O} \end{aligned}$$

(As a check, we can find the total heat rejected from

$$W - Q_A = 2160 - 4172 = -2012 \text{ kJ/kg H}_2\text{O}$$

This must be equal to the heat rejected in the steam condenser Q_{6-1})

The ideal cycle efficiency is

$$\eta = \frac{W}{Q_A} = \frac{2160}{4172} = 0.518$$

Although the efficiency in the foregoing example represents a marked improvement on that of any other ideal cycle we have considered, only few binary vapour plants have been built. Mercury is highly poisonous and attacks many metals in common use. Moreover, its inability to 'wet' boiler and condenser surfaces leads to difficulties in the design of these components. With the use of remote controls, welded construction, special alloys, and 'wetting agents', these difficulties have been largely solved. There remains, however, the almost prohibitive cost of the necessary quantity of mercury.

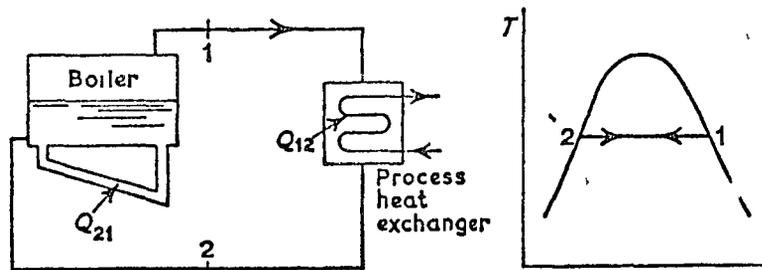


Fig 11.22 A simple heating plant

11.8 Back-pressure and extraction turbines

In many industrial processes, as well as in central heating, heat has to be supplied at a moderately low temperature. A common method of supplying such heat is to evaporate water at the appropriate temperature and pressure, transfer the heat to the process fluid by condensing the steam in a heat exchanger, and then return the condensate to the boiler. This is illustrated in Fig 11.22.

In all such plants, coal or oil is used as the source of energy, and the energy is made available at a temperature far in excess of that of the process steam. To adopt such a scheme is very wasteful from the thermodynamic point of view, because the large temperature difference between the products of combustion and the process steam is not used to produce work. In most industrial plants requiring process heat, electrical or

mechanical power is required at the same time. It is more economical, therefore, to utilise the temperature difference between the metallurgical limit and the process steam temperature for the production of work, and obtain the process heat from the

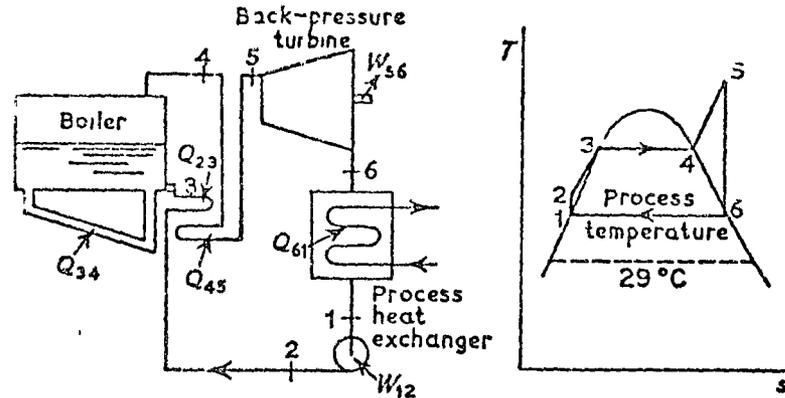


Fig 11 23 A back-pressure turbine plant

heat rejected in the steam condenser. Such a plant is illustrated in Fig 11 23. A turbine exhausting into a condenser at a relatively high pressure, in which the rejected heat is employed usefully, is called a *back-pressure turbine*.

It is clear that, apart from the thermodynamic economy achieved in combining the power and heating plant, the capital cost is also reduced. A single boiler serves two

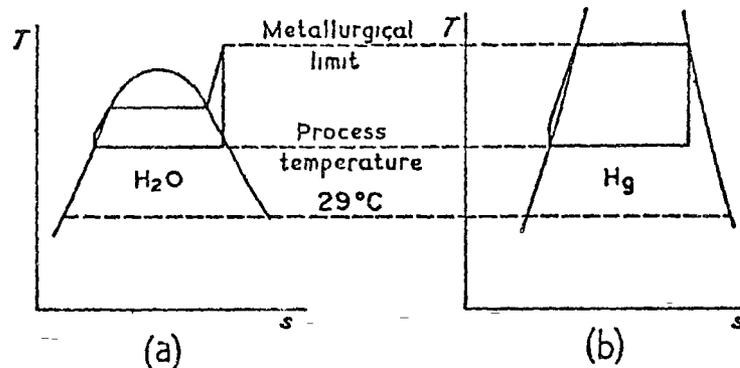


Fig 11 24 Comparison of a steam and mercury back-pressure cycle for a high process temperature

purposes, and the usual condenser of the power plant becomes superfluous as it is replaced by the process heat exchanger.

If the process temperature is fairly high, it may not be worthwhile to use a back-pressure turbine, because the power produced is then very small [Fig. 11 24a]. In such a case it may still be worthwhile to use a mercury back-pressure turbine, the advantage of the latter becoming obvious when Figs 11.24a and b are compared.

The use of a back-pressure turbine is practical if the power and heat requirements are fairly steady and well matched. If the power requirements are larger than those that can be obtained from a simple back-pressure turbine, an *extraction, or pass-out, turbine* can be used. In this alternative scheme some of the steam is expanded to the lowest possible temperature of about 29°C , the remainder being extracted from the turbine at the correct intermediate temperature (Fig. 11.25). The extracted steam is condensed in the process heat exchanger and finally returned to the boiler. This scheme enables variations in power and heat requirements to be easily accommodated by controlling the amount of extracted steam.

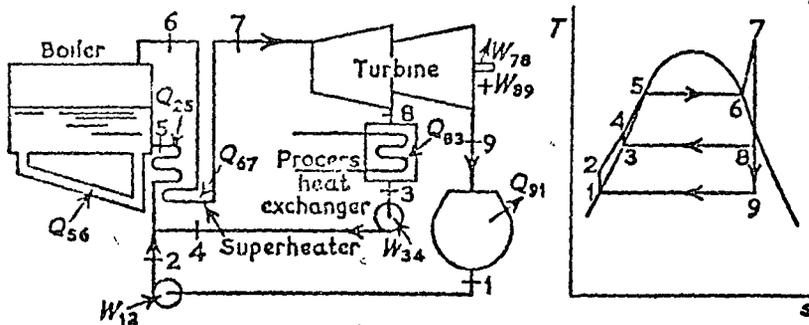


Fig. 11.25 A pass-out or extraction turbine plant

11.9 Steam cycles for nuclear power plant

Nuclear power plant has been developed mainly on what can be called conventional lines, by using the nuclear reactor as a source of heat for a steam cycle. Some effort is being directed towards the direct conversion of nuclear energy into electrical energy, e.g. via the magnetohydrodynamic generator briefly described in Chapter 20, but these efforts still have to bear fruit. Here we shall discuss briefly some of the consequences arising from the application of nuclear energy sources to steam cycles. Although the principles discussed in the preceding sections apply also to nuclear plant, there exist a number of difficulties peculiar to such plant. They arise largely from present restrictions on the maximum permissible temperature which 'fuel' elements in a reactor are allowed to reach, and from the use of a secondary fluid to transfer energy from them to the steam. There is every prospect that further development of reactor materials will ease these restrictions and therefore remove at least some of these peculiar difficulties.

Fig. 11.26a shows diagrammatically a simple scheme employing a secondary fluid which circulates through the reactor and transfers heat to the steam boiler. In early reactors the permissible maximum temperature T_{max} of the secondary fluid leaving the reactor was below the critical temperature of steam, and it might appear that the cycle shown in Fig. 11.26b would have been the obvious choice. However, quite apart from the difficulty of excessive moisture in the turbine which such a choice

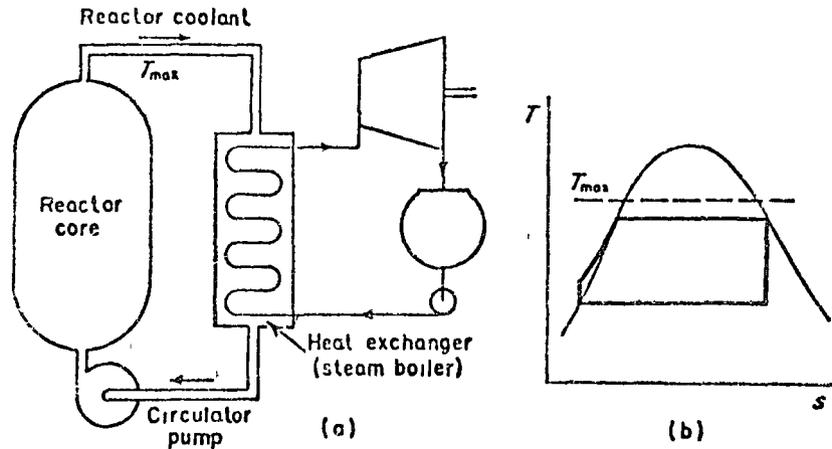


Fig 11 26 Simple nuclear power plant

would entail, it should be remembered that the secondary fluid falls in temperature as it flows through the heat exchanger, and therefore the saturation temperature of the steam must be well below T_{max} . This is most easily appreciated on the $T-H$ diagram of Fig 11 27a, where H is the product of mass flow and specific enthalpy of the respective fluids. ΔH must be the same for the two curves, it being equal to the total quantity of heat transferred. The saturation temperature is chosen so that at

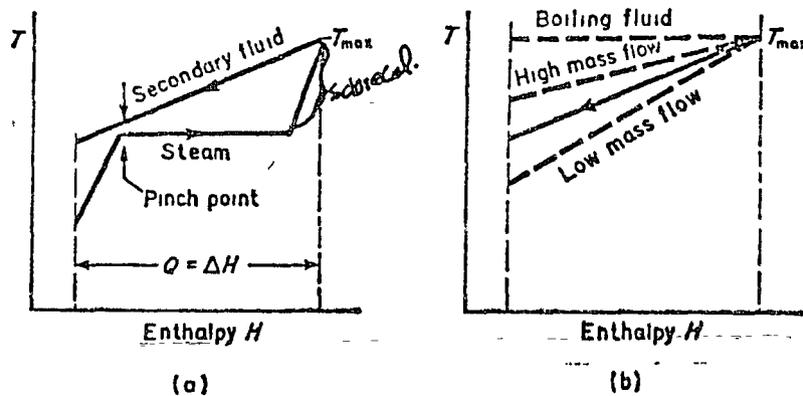


Fig 11 27

the so-called *pinch point* the secondary fluid temperature is marginally higher than the saturation temperature, and it can be seen that under these conditions a certain amount of superheating is possible.

The secondary fluid temperature drop, for a specified heat transfer, can be varied by varying the mass flow as indicated in Fig. 11 27b. A higher mass flow enables a higher saturation temperature to be used for the power cycle, and thus a higher steam-cycle efficiency to be obtained, but it also entails a higher circulating pump

power and it is the net (turbine — pump) work which is important. It is obvious that the steam conditions cannot be optimised on the basis of steam-cycle efficiency alone, but must be considered in conjunction with the pumping power of the secondary fluid circuit. An analogous interaction of cycle and combustion efficiency was discussed in section 11.6, but such interactions are not nearly as critical as those in the nuclear reactor. In all British plant of commercial size the secondary fluid chosen has been a gas, namely compressed CO_2 , and for a gas the pumping power is large and increases rapidly with rate of mass flow. A liquid metal would require much less pumping power and have very good heat transfer properties, but would raise numerous difficulties with regard to operational safety and capital cost. It should be appreciated that the number of possible secondary fluids is limited because, as with any material in the reactor core, the nuclear characteristics play an overriding role.

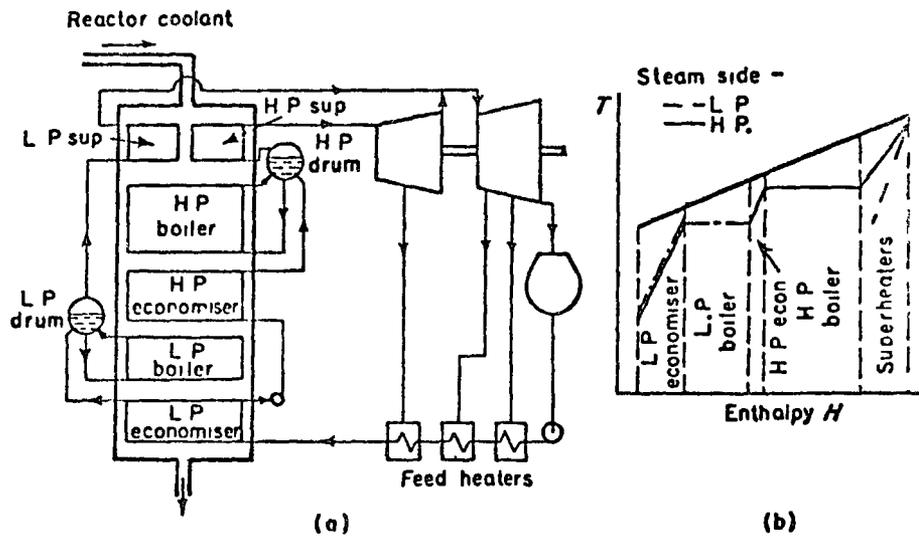


Fig 11.28 Dual-pressure cycle

A secondary fluid which changes phase (e.g. boiling water) undergoes no temperature drop as it condenses in the heat exchanger and would enable the highest possible saturation temperature to be used for the steam cycle. But it carries the risk of 'burn-out' of the reactor fuel elements [see section 22.8 (ii)] and it requires from the designer a precise knowledge of boiling heat transfer which until recently has been lacking. A further difficulty which arises with a boiling fluid in a reactor derives from the fact that the nuclear reactions in the fuel elements are appreciably affected by the ratio of vapour to liquid surrounding the elements, and very close control of the boiling process is essential. One attraction of using boiling heat transfer to steam is that the secondary fluid circuit can be dispensed with by passing the steam directly into the turbine, although care has to be taken to avoid steam leakage from any part of the circuit because it may be contaminated with radioactivity.

Nothing very final can be said about the best choice of cycle, because reactor materials and metallurgical limits are still changing rapidly. At present, British practice is to use a *dual-pressure* cycle, a simplified version of which is shown in Fig 11 28. It is seen to incorporate regenerative feed heating to improve cycle efficiency, and other refinements (not shown) are mainly concerned with the reduction of moisture by reheating, moisture extraction or some method of steam drying. Comparing Figs 11 27a and 11 28b, it can be seen that the dual-pressure cycle improves the cycle efficiency by reducing the average temperature difference between the secondary fluid and steam, or in other words by increasing the average temperature at which heat is supplied to the working fluid in the cycle. Further information on steam cycles for nuclear power plant can be found in Ref (35).

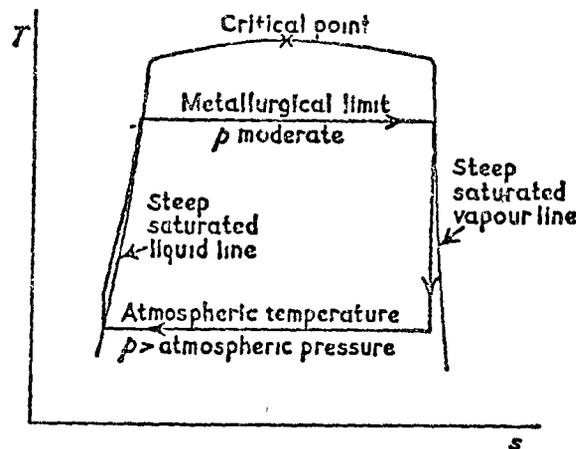


Fig 11 29 The ideal fluid for a vapour power cycle

11 10 The ideal working fluid

Apart from the Carnot cycle, which was shown to be impractical, all the cycles discussed in this chapter have efficiencies and specific consumptions which are dependent upon the properties of the working fluid. Although for reasons of cost and chemical stability steam is almost always used as the working fluid in vapour cycles, its behaviour is far from ideal. It is worth considering briefly the characteristics that would be desirable in an ideal working fluid. A T - s diagram for such a fluid is sketched in Fig 11 29, and its main features are as follows

- (a) The critical temperature is well above the metallurgical limit. Superheating is therefore superfluous and most of the heat can be added at the upper temperature. The saturation pressure at the metallurgical limit is moderate to reduce the capital and maintenance costs of the plant.
- (b) The specific heat of the liquid is small, i.e. the saturation line is steep. The heat required to bring the liquid to boiling point is then also small, again increasing the proportion added at the upper temperature.

- (c) The latent heat is high, implying a low specific consumption and therefore smaller plant for a given power output. The size of plant is also reduced if the fluid has a high density
- (d) The saturated vapour line is very steep, so that the dryness fraction after the expansion can be maintained above 0.9 without recourse to superheating
- (e) The saturation pressure at the lower temperature of about 29 °C is slightly higher than atmospheric, so that no vacuum is needed in the condenser. This avoids leakage of air into the system, the undesirability of which is discussed in sections 14.4 and 22.8 (i)

No single fluid has been found which possesses all these desirable thermodynamic characteristics, and yet at the same time is cheap, chemically stable, non-toxic, and non-corrosive

12 Gas Power Cycles

This chapter is concerned with cycles which form the basis of power plant in which the working fluid is a gas. The gas is normally air, or the products of combustion of fuel and air. Such power plant may be classified into two main groups—gas turbine engines and reciprocating engines. The former are analogous to steam plant in that the individual processes are steady-flow processes carried out in separate components. The latter involve non-flow processes accomplished in a cylinder fitted with a reciprocating piston.

With few exceptions, only the ideal cycles which form the basis of these engines will be discussed in this chapter. Gas turbine cycles follow on naturally from the previous discussion of vapour power cycles, they are therefore considered first, although in a historical survey the order of presentation would be reversed.

12.1 Internal-combustion engines and air-standard cycles

In the previous chapter it was seen that a practical vapour power cycle can be devised consisting of two isentropic processes and two constant pressure processes, i.e. the Rankine cycle. This cycle has a good ideal efficiency, since most of the heat supplied is transferred at the upper temperature and the whole of the heat rejected is transferred at the lower temperature. Furthermore, the work ratio is very near unity, and therefore the efficiency is not greatly affected by irreversibilities. Let us now consider the probable effect on the performance of the cycle of using a gas as the working fluid; the cycle is then known as the *Joule* (or *Brayton*) cycle. The p - v and T - s diagrams for the cycle appear as in Fig. 12.1. A diagrammatic sketch of the plant—known as a closed cycle gas turbine—is also shown. The steady-flow constant pressure processes during which heat is transferred are no longer constant temperature processes and the ideal efficiency must therefore be appreciably less than the Carnot efficiency based upon the maximum and minimum temperatures of the cycle, i.e. $\eta < (T_3 - T_1)/T_3$. Also, the negative compressor work, $c_p(T_2 - T_1)$, is an appreciable proportion of the positive expansion work, $c_p(T_3 - T_4)$, so that the work ratio is considerably less than unity. The cycle has therefore a poorer efficiency than the Rankine cycle and it is much more susceptible to irreversibilities. Clearly, if such a cycle is to find favour it must do so on other grounds.

Bearing in mind the fact that the source of energy is normally provided by the combustion of fuel in air, it can be seen that there is an advantage to be gained by using

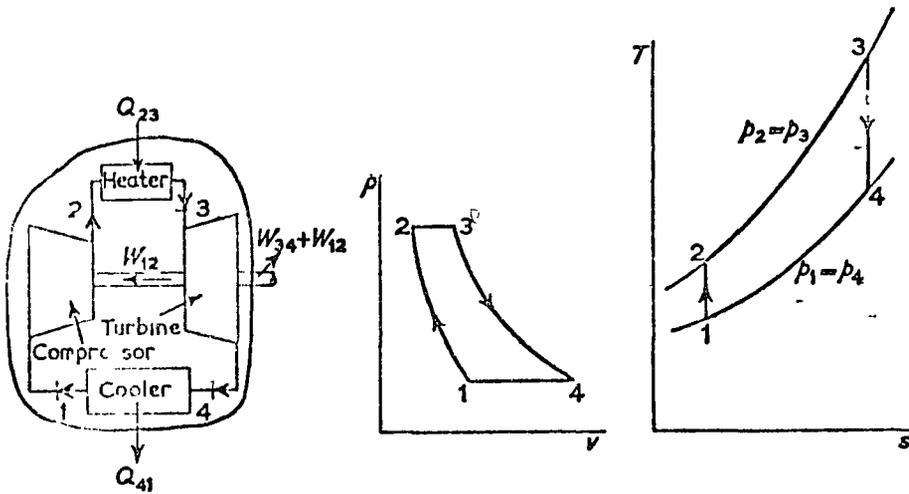


Fig 12 1 The Joule cycle applied to the closed cycle gas turbine plant

gas cycle if the gas is air, since the fuel can be burnt directly in the working fluid. This idea of *internal combustion* leads to the open-cycle gas turbine plant of Fig 12 2, in which the heater of the closed cycle is replaced by an internal-combustion chamber, and the cooler becomes superfluous because the turbine exhaust gases are rejected

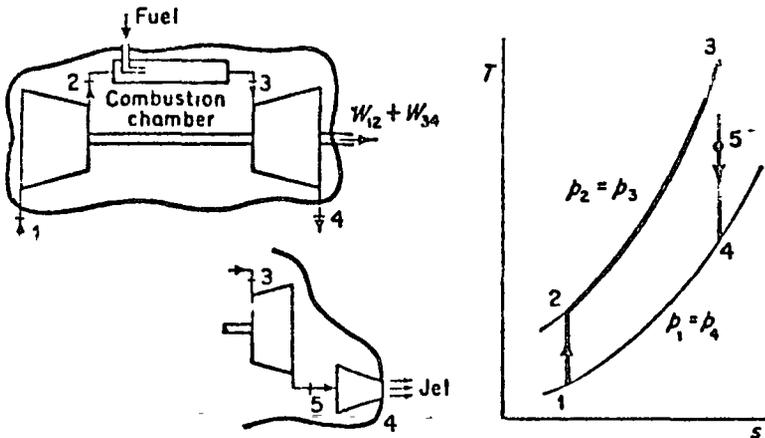


Fig 12 2 The internal-combustion gas turbine

to the atmosphere. The plant is thus much less bulky and expensive than an equivalent vapour plant with its large boiler and condenser. These are very important advantages in the case of power plant for transport, where small size and low weight are important requirements, or for peak-load generating sets where the capital cost is more important than the running cost.

The internal-combustion turbine is particularly suitable for aircraft propulsion.

W E D S

29

applications of gas turbines a somewhat shorter working life is acceptable and it is possible to employ alloys which are too expensive to use in a large boiler

Having fixed T_1 and T_3 , the maximum pressure ratio theoretically possible is given by

$$(r_p)_{\text{max}} = \left(\frac{T_3}{T_1}\right)^{1/(\gamma-1)} \quad (12.4)$$

A glance at Fig 12.4 shows that this is not a practical value, because at this pressure ratio the compressor and turbine works are equal and there is no net work output

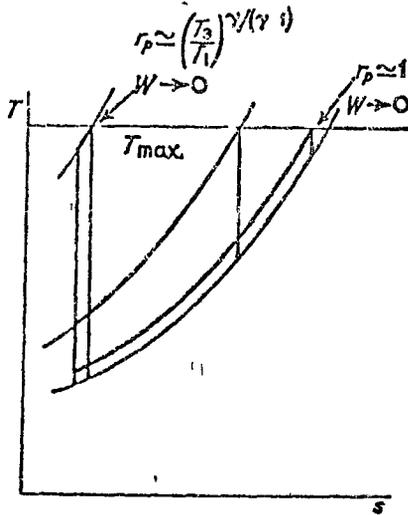


Fig 12.4

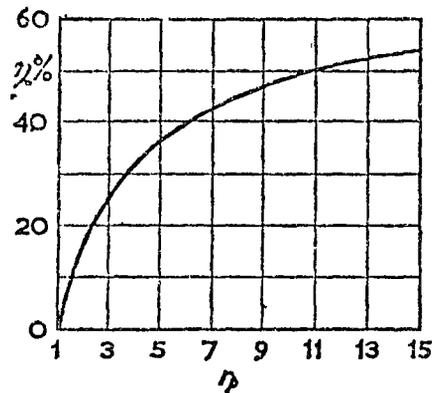


Fig 12.5

The net output is also zero at a pressure ratio of unity, so that there will be some intermediate pressure ratio at which the work output is a maximum. The net output per unit mass flow, i.e. the *specific work output*,* is given by

$$\begin{aligned} W &= -c_p(T_2 - T_1) - c_p(T_4 - T_3) \\ &= -c_p T_1 \left\{ r_p^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right\} - c_p T_3 \left\{ \frac{1}{r_p^{(\gamma-1)/\gamma}} - 1 \right\} \end{aligned} \quad (12.5)$$

Treating T_1 and T_3 as constant, differentiating with respect to r_p , and equating dW/dr_p to zero, it can be shown that for maximum work output

$$r_p = \left(\frac{T_3}{T_1}\right)^{1/2(\gamma-1)}, \text{ or } r_p = \sqrt{(r_p)_{\text{max}}} \quad (12.6)$$

With T_1 at 288 °K and T_3 at 1000 °K, the optimum pressure ratio is 8.8, and with this value the mass flow of air for a given work output, and hence the size of plant, becomes a minimum. Fig 12.5 shows the variation of ideal efficiency with pressure ratio

*In gas turbine practice it is usual to use the specific work output as a criterion of plant size rather than its reciprocal which would be the equivalent of the specific steam consumption used in the previous chapter

obtained from equation (12.2). Evidently the gain in efficiency obtained by using a pressure ratio greater than 8.8 is not very large, and would probably not be worth the accompanying increase in size of plant.

As soon as compressor and turbine inefficiencies are introduced, as indicated in Fig. 12.6, the importance of a high work ratio becomes obvious. With a low value of T_3 , the difference between the turbine work and compressor work becomes very small, and a slight decrease in the former and increase in the latter is sufficient to reduce the work output, and cycle efficiency, to zero. General expressions for cycle efficiency and specific work output become rather unwieldy when isentropic component efficiencies are taken into account, and to show the effect of variation of r_p and T_3 on the performance it is easier to make a series of calculations of the type shown in the following example.

Example 12.1 Calculate the efficiency and specific work output of a simple gas turbine plant operating on the Joule cycle. The maximum and minimum temperatures of the cycle are 1000°K and 288°K respectively, the pressure ratio is 6, and the isentropic efficiencies of the compressor and turbine are 85 and 90 per cent respectively.

The isentropic temperature changes in the compressor and turbine are found from

$$T'_2 = 288 \times 6^{0.4/1.4} = 288 \times 1.6685 = 481^\circ\text{K}$$

and

$$T'_4 = \frac{1000}{6^{0.4/1.4}} = \frac{1000}{1.6685} = 599^\circ\text{K}$$

Hence the actual temperature after compression is given by

$$T_2 - T_1 = \frac{T'_2 - T_1}{\eta_c} = \frac{481 - 288}{0.85} = 227^\circ\text{K}$$

or

$$T_2 = 515^\circ\text{K}$$

the actual temperature after expansion is given by

$$T_3 - T_4 = \eta_t (T_3 - T'_4) = 0.90(1000 - 599) = 361^\circ\text{K}$$

or

$$T_4 = 639^\circ\text{K}$$

The compressor and turbine works are

$$W_{12} = -c_p(T_2 - T_1) = -1.005(515 - 288) = -228 \text{ kJ/kg}$$

$$W_{34} = -c_p(T_4 - T_3) = -1.005(639 - 1000) = 363 \text{ kJ/kg}$$

and the heat added is

$$Q_{21} = c_p(T_3 - T_2) = 1.005(1000 - 515) = 487 \text{ kJ/kg}$$

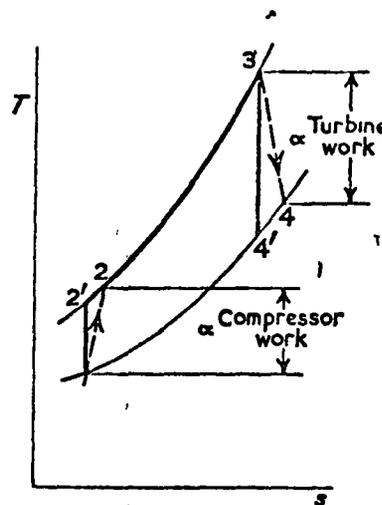


Fig. 12.6

Therefore the cycle efficiency is

$$\eta = \frac{W_{12} + W_{34}}{Q_{23}} = \frac{135}{487} = 0.277$$

and the specific work output is

$$W = W_{12} + W_{34} = 135 \text{ kJ/kg or kW per kg/s of air}$$

The results of calculations similar to the foregoing, but for different values of r_p and T_3 , are given in Fig. 12.7. The efficiency of the irreversible cycle is not only a function of r_p , but also of T_3 . There is an optimum pressure ratio for maximum cycle efficiency as well as an optimum pressure ratio for maximum specific work output.

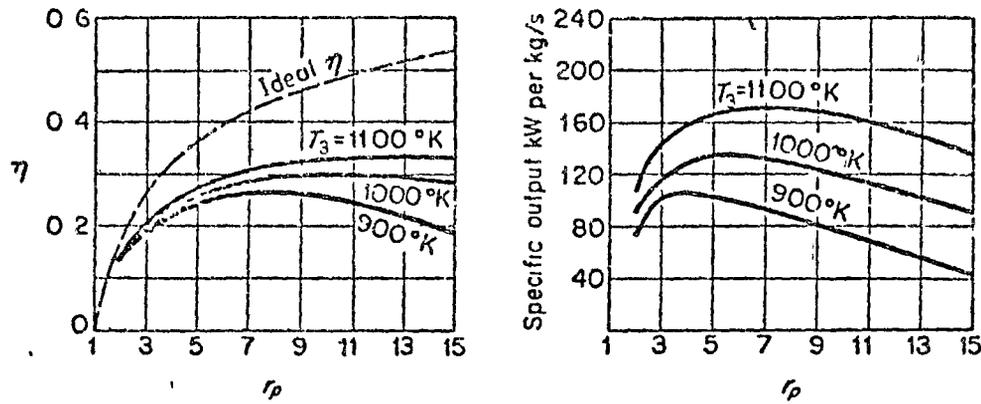


Fig. 12.7 The simple cycle with $T_1 = 288 \text{ K}$, $\eta_c = 0.85$, $\eta_t = 0.90$

(although these optimum pressure ratios are not the same) The latter pressure ratio would probably be adopted in an actual plant, because it results in the smallest plant and the efficiency curve is fairly flat in this region. The ideal efficiency curve is also shown in Fig. 12.7, to emphasise the marked reduction in efficiency caused by irreversibilities in the compressor and turbine. The following section deals with the more important modifications to the simple cycle which may be adopted to improve both the ideal efficiency and work ratio.

12.3 Gas turbine cycles with heat exchange, intercooling and reheating

(i) Simple cycle with heat exchange

With normal values of the pressure ratio and turbine inlet temperature, the turbine outlet temperature is always above the compressor outlet temperature. An improvement in performance can therefore be effected by the addition of a *heat exchanger* which transfers heat from the gases leaving the turbine to the air before it enters the

combustion chamber. The equivalent air standard cycle then appears as in Fig 12 8. By arranging for the heat exchange to occur in a counter-flow heat exchanger (see section 24 1), it is theoretically possible for the temperature of the compressed air to be raised from T_2 to $T_x = T_4$, while the gas leaving the turbine is cooled from T_4 to $T_y = T_2$. At each point in the heat exchange process the heat is being transferred over an infinitesimal temperature difference, so that the process can be regarded as reversible and the cycle as ideal.

The effect of the heat exchanger is to reduce the amount of heat required from an external source to

$$Q_{23} = c_p(T_3 - T_4) \tag{12 7}$$

The net work output and work ratio are unchanged, but it can easily be shown that the ideal air-standard efficiency now becomes

$$\eta = 1 - \frac{T_1}{T_3} r_p^{(\gamma-1)/\gamma} \tag{12 8}$$

In this case, the lower the pressure ratio the higher the efficiency, the maximum value being $(T_3 - T_1)/T_3$ when $r_p = 1$. This is the Carnot efficiency based upon the maximum and minimum temperatures of the cycle. This result is not surprising because, as r_p is reduced to unity, the external heat transfers tend to take place more nearly at the upper and lower temperatures (see Fig. 12 4). The efficiency curves, shown in Fig 12 9a, meet the curve for the simple cycle where the pressure ratio is such

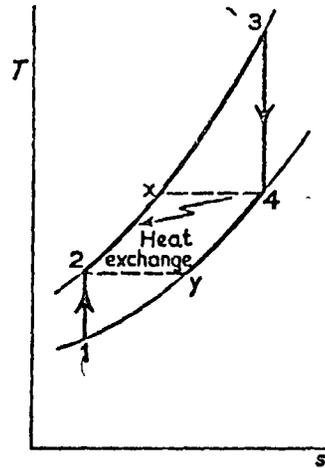


Fig 12 8

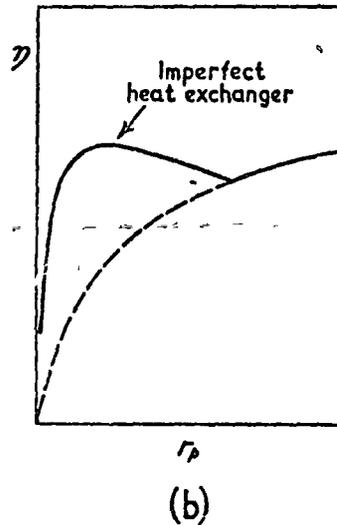
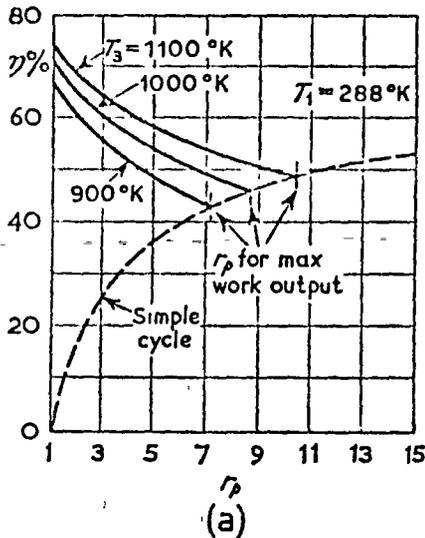


Fig 12 9 Effect of heat exchange

that $T_2 = T_4$, because at this point the heat exchanger becomes superfluous. Equating equations (12.8) and (12.2), it is apparent that this occurs when

$$r_p = \left(\frac{T_3}{T_1}\right)^{1/2(\gamma-1)}$$

i.e. at the optimum pressure ratio for maximum work output, see equation (12.6). Clearly, if a heat exchanger is to be used, a pressure ratio somewhat less than the optimum must be adopted. Fig. 12.9a emphasises a fact which is obvious from the T - s diagram, i.e. that the higher the value of T_3 , the greater is the advantage to be obtained from the addition of a heat exchanger.

In practice the heat exchanger is never 'perfect', and the actual temperature T_4 reached by the compressed air is always less than T_4 . This results in a major change in the shape of the efficiency curves because, as r_p tends to unity and the net work output tends to zero, the external heat supplied no longer tends to zero. The result is that at $r_p = 1$ the efficiency has a value of zero, instead of the Carnot efficiency as with the ideal heat exchanger. An actual efficiency curve therefore appears as shown in Fig. 12.9b.

(ii) Intercooling and reheating

The addition of a heat exchanger improves the ideal efficiency but does not improve the work ratio. The latter may be increased by either reducing the compressor work or increasing the turbine work.

Consider the compression work first. The curvature of the constant pressure lines on the T - s diagram is such that the vertical distance between them decreases in the direction of the arrow in Fig. 12.10. Therefore the further to the left the compression 1-2 takes place, the smaller is the work required to drive the compressor. State 1 is determined by the atmospheric pressure and temperature, but if the compression is carried out in two stages, 1-3 and 4-5, with the air cooled at constant pressure p_i between the stages, some reduction in compression work can be obtained. The sum of the temperature rises $(T_3 - T_1)$ and $(T_5 - T_4)$ is clearly less than the temperature rise $(T_2 - T_1)$.

Ideally, it is possible to cool the air to atmospheric temperature, i.e. $T_4 = T_1$, and in this case the intercooling is said to be *complete*. With isentropic compression and complete intercooling the compression work is

$$\begin{aligned} W &= -c_p(T_3 - T_1) - c_p(T_5 - T_4) \\ &= -c_p T_1 \left\{ \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right\} - c_p T_1 \left\{ \left(\frac{p_2}{p_i}\right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right\} \end{aligned}$$

The saving in work will depend on the choice of the intercooling pressure p_i . By equating dW/dp_i to zero, the condition for minimum work is found to be

$$p_i = \sqrt{p_1 p_2} \tag{12 9}$$

Hence

$$\frac{p_i}{p_1} = \frac{p_2}{p_i} = r_{pi}$$

and

$$r_{pi} = \sqrt{\left(\frac{p_2}{p_1}\right)} = \sqrt{r_p} \tag{12 10}$$

Thus for minimum compressor work, the compression ratios and work inputs for the two stages are equal

The compression work can be reduced further by increasing the number of stages and intercoolers, but the additional complexity and cost make more than two or three stages uneconomic. It is possible to generalise the expression for the minimum compression work to cover n stages and show that the pressure ratios in all stages must be equal

From here it is only a small step to the idea of *reheating* during the expansion. The principle of reheating has been mentioned previously in section 11 4, but there the main object was to avoid excessive moisture in the steam turbine, and the work ratio, already near unity in the Rankine cycle, is practically unaffected. Reheating is employed in gas turbine plant principally to increase the work ratio, and so increase the specific work output and decrease the effect of component losses. Fig 12 11 illustrates the relevant part of the cycle showing an expansion in two stages with reheating to the metallurgical limit, i.e. $T_9 = T_8$. The turbine work is increased from W_{67} to

$$W_{68} + W_{910} = -c_p(T_8 - T_6) - c_p(T_{10} - T_9)$$

It is possible to show that with isentropic expansion the optimum intermediate pressure, this time for *maximum* work, is given by

$$p_i = \sqrt{p_6 p_7} \quad \text{or} \quad r_{pi} = \sqrt{r_p} \tag{12 11}$$

Reheating can also be extended to more than two stages, although this is seldom done in practice and with open-cycle plant a limit is set by the oxygen available for combustion

Although intercoolers and reheaters improve the work ratio, these devices by themselves can lead to a decrease of ideal cycle efficiency. This is because the heat supplied is increased as well as the net work output. The full advantage is only reaped if a heat exchanger is also included in the plant, as shown in Fig 12 12. The additional heat required for the colder air leaving the compressor can then be obtained from the hotter exhaust gases, and there is a gain in ideal cycle efficiency as well as work ratio.

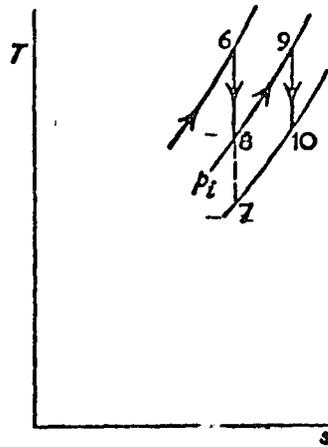


Fig 12 11

It is worth considering briefly what happens if the idea of multi-stage compression and expansion, with intercooling, reheating and heat exchange, is carried to its logical conclusion. Fig 12 13 shows a cycle with a large number of such stages. It is evident that with an infinite number of stages this cycle would have all its heat addition at the

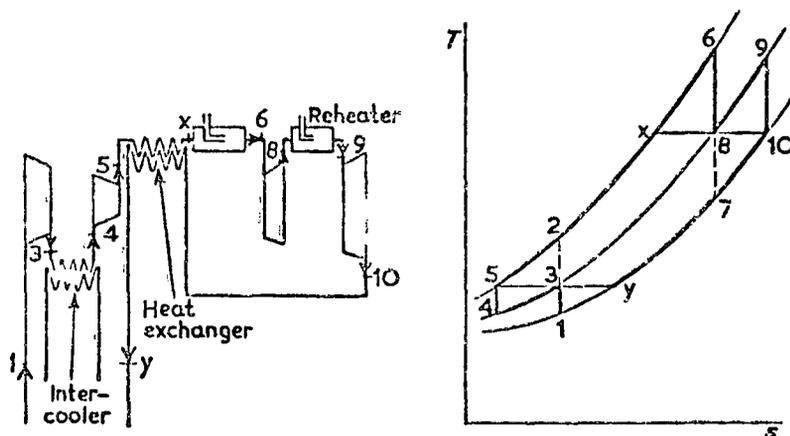


Fig 12 12 The gas turbine plant with intercooling, heat exchange and reheating

upper temperature T_3 , and all the heat rejection at its lower temperature T_1 . The compression and expansion processes become isothermal, as shown by the dotted lines, and the efficiency of the cycle must be equal to the Carnot efficiency, i.e. $(T_3 - T_1)/T_3$. This cycle is called the *Ericsson cycle*.

12.4 Closed cycle gas turbine

In section 12 1 it was implied that a gas turbine working on the closed cycle (Fig 12 1) had little to recommend it in comparison with the equivalent steam plant. Nevertheless one or two closed cycle plants have been constructed and this type deserves a brief mention here. It appears that it will not be long before nuclear reactors (section 11 9) are capable of operating at the high temperatures required for gas turbine cycles. When considering the use of a nuclear reactor in conjunction with a gas turbine, it would seem desirable to pass the gas from the compressor directly through the reactor and thus avoid the complication of a secondary fluid circuit and additional heat exchangers. If so, however, it is essential to think in terms of a closed cycle,

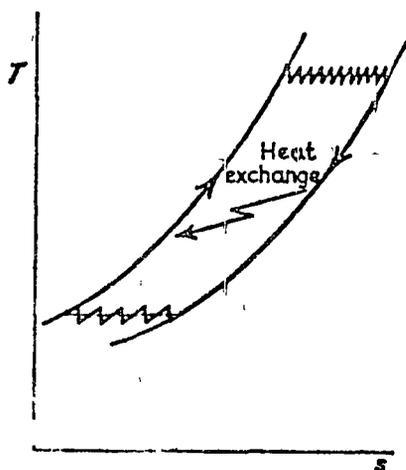


Fig 12 13 The Ericsson cycle

because it would be dangerous to reject continuously into the atmosphere gas which may have been contaminated by radioactivity. There are several attractive possibilities peculiar to the closed cycle gas turbine which, if realised in practice, may make it a serious competitor of steam plant for nuclear power stations. These possibilities may be summarised as follows:

- 1 The system may be pressurised, i.e. the general pressure level of the cycle may be raised, so that the size of all the components can be reduced for the same mass flow.
- 2 It is possible to use a gas having more favourable properties than air. A simple calculation with the aid of equation (12.2) shows that the cycle efficiency is markedly improved if the value of γ is increased from 1.4 to 1.67, which is the value for all monatomic gases such as helium and argon. Helium has the further attraction of a much higher thermal conductivity than air, resulting in the use of smaller heat exchangers.
- 3 With a pressurised system it is possible to accommodate changes in load by varying the mass flow of fluid in the circuit instead of by reducing the turbine inlet temperature as in the open cycle plant. The efficiency at part load will then be closer to the value obtained when running at the design condition.

Before leaving the subject of gas turbines it is worth emphasising that the processes are carried out in separate components which can be multiplied and linked together in a very wide variety of ways to suit different applications. No attempt has been made here to indicate the actual diversity which is possible. For this kind of information, and for methods of estimating the performance of actual gas turbine plant as opposed to air-standard cycles, the reader is referred to more specialised books, e.g. Refs (3) and (10). The remaining sections in this chapter will be devoted to a survey of the air-standard cycles which form the basis of reciprocating internal-combustion engines.

12.5 Reciprocating engine cycles

So far in the discussion of vapour and gas power cycles we have thought of the cycle as a series of steady-flow processes, each being carried out in a separate component. The turbine has therefore always been regarded as the natural power producing component. As will be seen in Chapter 19, the turbine becomes very small for low power outputs, i.e. for small mass flows of working fluid, and the effect of viscous friction becomes relatively great. Consequently, for a small plant the process efficiency of the turbine is very low. It is usually only practicable to think in terms of a turbine plant if the power required is at least several hundred kilowatts.

The combination of steady-flow components into a power plant is not the only method of obtaining mechanical power from the combustion of fuel. For small powers it is usually preferable to employ a cycle consisting of a succession of non-flow processes. A given mass of working fluid can be taken through a series of processes in a cylinder fitted with a reciprocating piston. Such non-flow processes are much more

nearly reversible than the rapid flow processes occurring in a turbine or rotary compressor [see section 5 4 (i)]

A second advantage of the reciprocating engine is that the maximum permissible temperature of the working fluid is much higher than it is in a turbine plant ($\approx 2800^\circ\text{K}$ compared with $\approx 1000^\circ\text{K}$ in a gas turbine). This is because the cylinder of the intermittently working reciprocating engine is only exposed to the peak temperature of the fluid for a small fraction of the duration of a complete cycle. The cylinder temperature therefore never even approaches this peak value. It follows that metallurgical considerations are much less stringent in a reciprocating engine. The chief disadvantage of a reciprocating engine is the comparatively low rate at which it can handle the working fluid. This feature makes it excessively bulky and heavy when large power outputs are required. There is of course a range of power output where reciprocating and turbine plant are competitive, and their relative merits will be more fully appreciated after a reading of Chapters 17 and 19.

Like the normal type of gas turbine plant, the practical reciprocating engine does not use an external heat source or employ a true thermodynamic cycle, but derives its energy from the direct combustion of fuel in the working fluid. The engine takes in air and fuel and rejects products of combustion as depicted in Fig 12 3. The actual processes occurring in reciprocating engines will be described in Chapter 17, and here we shall only consider the equivalent air-standard cycles with external heat addition and rejection taking the place of internal combustion and rejection of hot exhaust gases. There are three important air-standard cycles which form the basis of all practical reciprocating engines, they are the *Otto*, *Diesel*, and *dual* or *mixed* cycles. A few other cycles have been used and will be mentioned briefly, but so far they have not attained any importance.

12 6 The Otto, Diesel and mixed cycles

The *Otto cycle* forms the basis of spark-ignition and high speed compression-ignition engines. The four non-flow processes comprising a complete cycle are shown in Fig 12 14. They may be imagined to occur in a cylinder fitted with a reciprocating piston having a swept volume equal to $m(v_1 - v_2)$, where m is the mass of fluid in the cylinder. The processes are as follows.

- 1-2 Air is compressed isentropically through a volume ratio v_1/v_2 , known as the *compression ratio* r_v .
- 2-3 A quantity of heat Q_{23} is added at constant volume until the air is in state 3.
- 3-4 The air is expanded isentropically to the original volume.
- 4-1 Heat Q_{41} is rejected at constant volume until the cycle is completed.

The efficiency of the cycle is

$$\eta = \frac{W}{Q_{23}} = \frac{Q_{23} + Q_{41}}{Q_{23}}$$

Assuming constant specific heats for the air, and considering unit mass of fluid, the heat transfers are

$$Q_{23} = c_v(T_3 - T_2)$$

$$Q_{41} = c_v(T_1 - T_4)$$

Consequently

$$\eta = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2}$$

For the two isentropic processes,

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{T_3}{T_4} = r_v^{\gamma-1}$$

By algebraic manipulation we then have

$$1 - \frac{T_2}{T_3} = 1 - \frac{T_1}{T_4}, \text{ or } \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} = \frac{T_4}{T_3}$$

Hence the ideal cycle efficiency becomes

$$\eta = \frac{T_3 - T_4}{T_3} \quad (12.12)$$

or in terms of the compression ratio,

$$\eta = 1 - \frac{1}{r_v^{\gamma-1}} \quad (12.13)$$

The maximum possible efficiency based upon the maximum and minimum temperatures of the cycle, i.e. the Carnot efficiency, is $(T_3 - T_1)/T_3$. Equation (12.12) indicates that the cycle efficiency is less than this, since $T_4 > T_1$. This result is to be expected since the heat addition and rejection do not take place at the upper and lower temperatures. Equation (12.13) emphasises the important fact that the efficiency depends only on the compression ratio and not upon the peak temperature T_3 . The specific work output, on the other hand, does increase with increase of T_3 .

In the *Diesel cycle** the heat addition occurs at constant pressure instead of constant volume. The cycle is shown in Fig. 12.15 and consists of the following processes.

- 1-2 Air is compressed isentropically through the compression ratio $r_c = v_1/v_2$
- 2-3 Heat Q_{23} is added while the air expands at constant pressure to volume v_3 . At state 3 the heat supply is cut off and the volume ratio v_3/v_2 may conveniently be called the *cut-off ratio* r_c .

*The name is strictly speaking a misnomer because Diesel's efforts were originally directed towards building an engine which would have the Carnot cycle as its equivalent air-standard cycle. Ackroyd Stuart was the first to build a successful engine working on the so-called Diesel cycle.

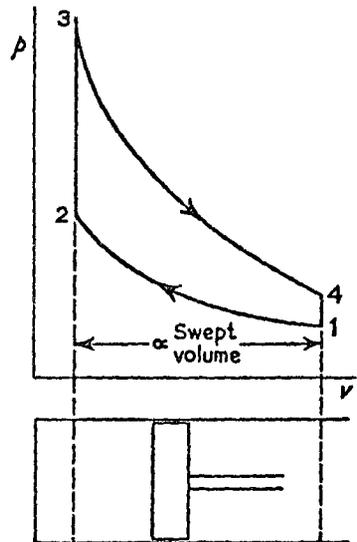


Fig. 12.14 The Otto cycle

3-4. The air is expanded isentropically to the original volume.

4-1 Heat Q_{41} is rejected at constant volume until the cycle is completed.

The heat transfers in this cycle are

$$Q_{23} = c_p(T_3 - T_2)$$

$$Q_{41} = c_v(T_1 - T_4)$$

Hence the efficiency is

$$\eta = \frac{Q_{23} + Q_{41}}{Q_{23}} = 1 - \frac{T_4 - T_1}{\gamma(T_3 - T_2)}$$

The efficiency can be expressed in terms of r_v and r_c in the following way.

$$\frac{T_2}{T_1} = r_v^{\gamma-1}, \text{ and hence } T_1 = T_2 \left(\frac{1}{r_v}\right)^{\gamma-1}.$$

For the constant pressure process

$$\frac{T_3}{T_2} = r_c, \text{ and hence } T_3 = T_2 r_c$$

Also

$$\frac{T_4}{T_3} = \left(\frac{v_3}{v_4}\right)^{\gamma-1} = \left(\frac{v_3 v_2}{v_3 v_4}\right)^{\gamma-1} = \left(\frac{r_c}{r_v}\right)^{\gamma-1}$$

and hence

$$T_4 = T_2 r_c \left(\frac{r_c}{r_v}\right)^{\gamma-1}$$

Substituting for T_1 , T_3 and T_4 in the expression for the efficiency, we have:

$$\eta = 1 - \frac{1}{r_v^{\gamma-1}} \left(\frac{r_c^\gamma - 1}{\gamma(r_c - 1)} \right) \quad (12.14)$$

Evidently the efficiency of the Diesel cycle depends upon r_c , and hence upon the quantity of heat added, as well as on the compression ratio r_v . Since the term in brackets is always greater than unity (except for the trivial case where $r_c = 1$ and there is no heat addition), the Diesel cycle always has a lower efficiency than the Otto cycle of the same compression ratio (Fig. 12.16). This is not a very significant result because, as will be explained in Chapter 17, practical engines based upon the Diesel cycle can employ higher compression ratios than those based on the Otto cycle.

The behaviour of many reciprocating engines is more adequately represented by the

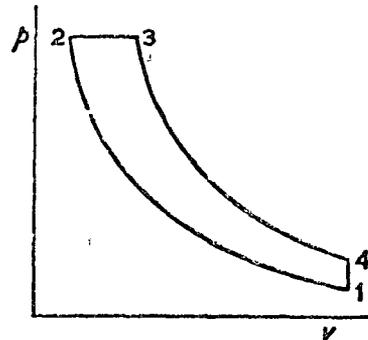


Fig. 12.15 The Diesel cycle

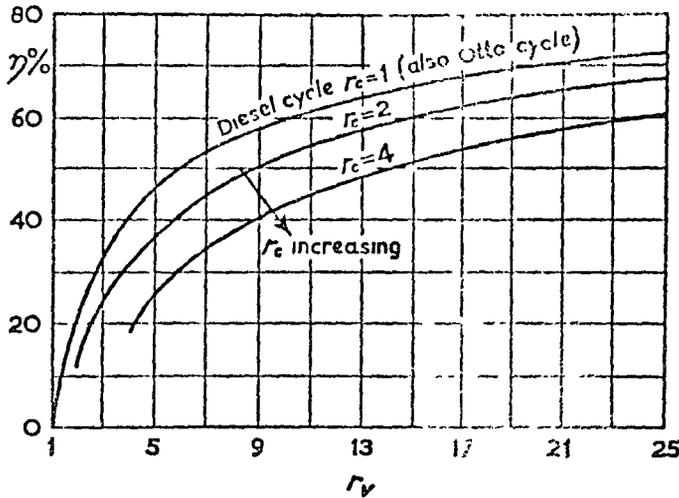


Fig 12 16 Efficiency of the Diesel cycle for various cut off ratios

dual or mixed cycle shown in Fig 12 17 In this cycle part of the heat addition occurs during a constant volume process and the remainder during a constant pressure process Writing $r_v = v_1/v_2$, $r_o = v_3/v_3$ and $r_p = p_3/p_2$, it is possible to show that the efficiency is given by

$$\eta = 1 - \frac{1}{r_o^{r-1}} \frac{r_p r_o^r - 1}{(r_p - 1) + \gamma r_p (r_o - 1)} \tag{12.15}$$

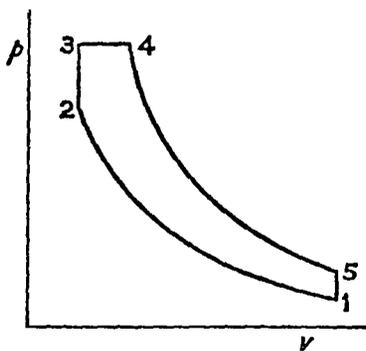


Fig 12 17 The mixed or dual cycle

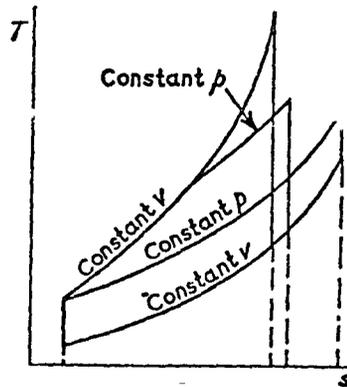


Fig 12 18

Fig 12 18 shows the three cycles on the $T-s$ diagram They have been drawn for the case where both the compression ratios and heat inputs are the same for each The quantity of heat rejected can be seen from the areas to be least in the Otto cycle and greatest in the Diesel cycle Without recourse to equations (12 13), (12 14) and (12 15) therefore, it can be seen that the cycle efficiencies decrease in the order—Otto, mixed, Diesel

12 7 Mean effective pressure as a criterion of performance

In section 11 1 it was explained that the ideal cycle efficiency is not the only criterion by which a cycle should be judged. The work ratio was shown to be another useful criterion of the performance of steady-flow cycles, since it indicates the susceptibility of the cycle to irreversibilities and also whether the plant will be small or large per unit power output.

In a reciprocating engine, where the processes are carried out in a single component, it is not so easy to isolate the positive and negative work in the cycle. For this reason another criterion, called the *mean effective pressure*, is usually preferred to the work ratio when comparing air-standard cycles of reciprocating engines. The mean effective pressure p_m is defined as the height of a rectangle on the p - v diagram having the same length and area as the cycle. This is illustrated in Fig. 12 19, from which it is apparent that

$$p_m(v_1 - v_2) = \oint p \, dv = W \quad (12 16)$$

where W is the net work output per unit mass of fluid. p_m can be regarded as that constant pressure which, by acting on the piston over one stroke, can produce the net work of the cycle. The mean effective pressure, unlike the work ratio, is not dimensionless, and it will here be expressed in bars. A method of evaluating the mean effective pressures of actual engines is described in section 16 2.

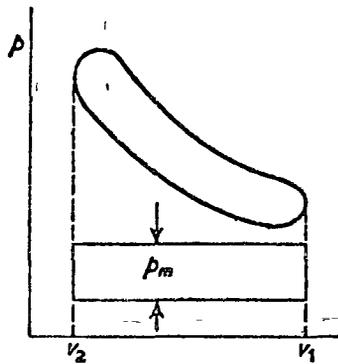


Fig. 12 19

From equation (12 16) it is evident that a cycle with a large mean effective pressure will produce a large work output per unit swept volume, and hence an engine based on this cycle will be small for a given work output. Irreversibilities due to viscous friction are usually small in non-flow processes; unless a considerable amount of turbulence is artificially introduced as in certain types of compression-ignition engine. What is of considerable significance in reciprocating engines is *mechanical friction*, which

results in the useful shaft power being appreciably less than the work done by the fluid on the piston. Since mechanical friction decreases with decrease in engine size; a large mean effective pressure implies that a smaller fraction of the net work of the cycle will be dissipated in this manner.*

It follows that the mean effective pressure is a useful criterion for the comparison of reciprocating engine cycles in that it indicates relative engine size, and also how

*Mechanical friction also depends to some extent on the peak pressure and the average absolute pressure level during the cycle—higher pressures leading to greater bearing losses, particularly if lubrication is imperfect. It has been suggested that a better criterion for susceptibility to mechanical friction loss is provided by the ratio of mean effective pressure to peak pressure. This criterion, which is dimensionless, is truly analogous to the work ratio.

the actual engine efficiency will depart from the cycle efficiency. As an illustration of this consider the modification to the Diesel cycle shown in Fig 12 20. In this case the rejection of heat occurs during a constant pressure process instead of during a constant volume process. The cycle efficiency is improved, because the heat rejection occurs at a lower average temperature (T_5 being lower than T_4). The additional work resulting from this modification, however, is obtained at the expense of a disproportionate increase in piston stroke, i.e. the mean effective pressure is reduced. The actual engine based upon this cycle would therefore not necessarily have a higher efficiency than one based upon the Diesel cycle, and it would certainly be a larger engine. The modified cycle is in fact the Joule cycle, described previously in section 12 1, which has found acceptance only as a basis for gas turbine plant. The following example shows the relative magnitudes of the mean effective pressure of the Diesel and Joule cycles.

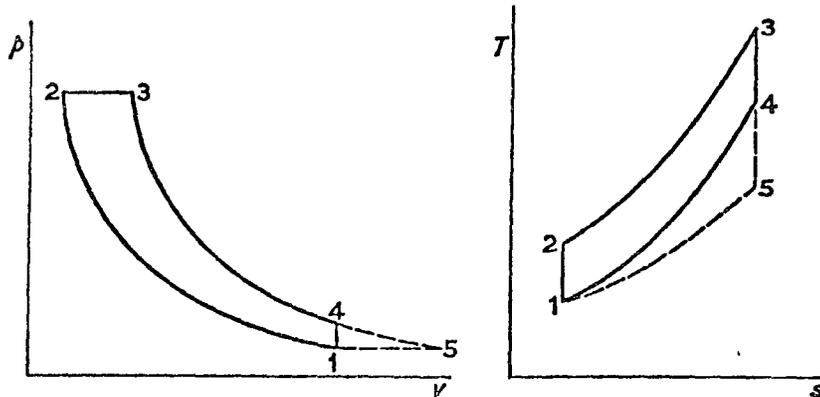


Fig 12 20

Example 12 2 1 kg of air is taken through (a) a Diesel cycle (Fig 12 15) and (b) a Joule cycle (Fig 12 1). Initially the air is at 288 °K and 1 atm. The compression ratio v_1/v_2 for both cycles is 15, and the heat added is 1850 kJ in each case. Calculate the ideal cycle efficiency and mean effective pressure for each cycle.

For both cycles

The initial volume of the air is

$$v_1 = \frac{RT_1}{p_1} = \frac{0.287 \times 288}{1.01325 \times 100} = 0.816 \text{ m}^3$$

After compression

$$T_2 = T_1 \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^{\gamma-1} = 288 \times 15^{0.4} = 288 \times 2.954 = 851 \text{ °K}$$

$$v_2 = \frac{0.816}{15} = 0.054 \text{ m}^3$$

The temperature rise during heat addition is given by

$$\begin{aligned} Q_{23} &= c_p(T_3 - T_2) \\ &= 1\,005(T_3 - 851) = 1850 \text{ kJ/kg} \end{aligned}$$

and hence

$$T_3 = 2692 \text{ }^\circ\text{K}$$

For the Diesel cycle:

$$\frac{v_4}{v_3} = \frac{v_4 v_2}{v_2 v_3} = 15 \times \frac{851}{2692} = 4.742$$

and hence

$$T_4 = T_3 \left(\frac{v_3}{v_4} \right)^{\gamma-1} = 2692 \left(\frac{1}{4.742} \right)^{0.4} = 1444 \text{ }^\circ\text{K}$$

The heat rejected is

$$Q_{41} = c_v(T_1 - T_4) = 0.718(288 - 1444) = -330 \text{ kJ/kg}$$

and the net work is

$$W = Q_{23} + Q_{41} = 1020 \text{ kJ/kg}$$

Therefore the efficiency is

$$\eta = \frac{W}{Q_{23}} = \frac{1020}{1850} = 0.551$$

The mean effective pressure is

$$p_m = \frac{W}{v_1 - v_2} = \frac{1020}{(0.816 - 0.054)100} = 13.4 \text{ bar}$$

For the Joule cycle.

$$T_4 = T_3 \left(\frac{v_3}{v_4} \right)^{\gamma-1} = 2692 \left(\frac{1}{15} \right)^{0.4} = 911 \text{ }^\circ\text{K}$$

and

$$v_4 = \frac{RT_4}{p_4} = \frac{0.287 \times 911}{1.01325 \times 100} = 2.580 \text{ m}^3$$

The heat rejected is

$$Q_{41} = c_p(T_1 - T_4) = 1.005(288 - 911) = -626 \text{ kJ/kg}$$

and the net work is

$$W = Q_{23} + Q_{41} = 1224 \text{ kJ/kg}$$

The efficiency is therefore

$$\eta = \frac{W}{Q_{23}} = \frac{1224}{1850} = 0.662$$

The mean effective pressure is

$$P_m = \frac{W}{v_4 - v_2} = \frac{1224}{(2.580 - 0.054)100} = 4.85 \text{ bar}$$

Note that the net work could have been calculated from $\int p \, dv$, and the efficiency from equations (12.2) and (12.14) respectively

12.8 Cycles having the Carnot efficiency

The Otto, Diesel and mixed cycles all have efficiencies less than the Carnot efficiency based upon the maximum and minimum temperatures in the cycle. The Carnot cycle itself is quite unsuitable as a basis for a reciprocating engine using a 'perfect gas' as a working fluid because the mean effective pressure of the cycle is very small. This should be apparent from the thin appearance of the cycle on the $p-v$ diagram in

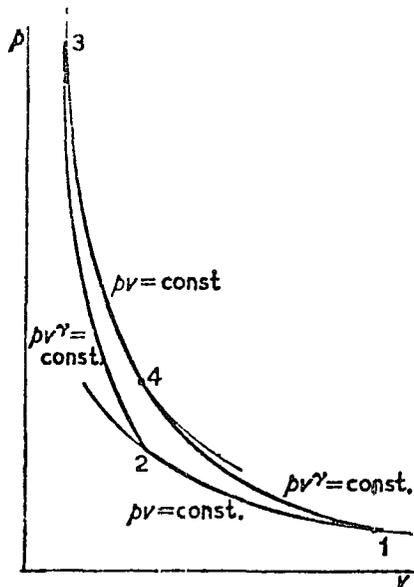


Fig 12.21 The Carnot cycle

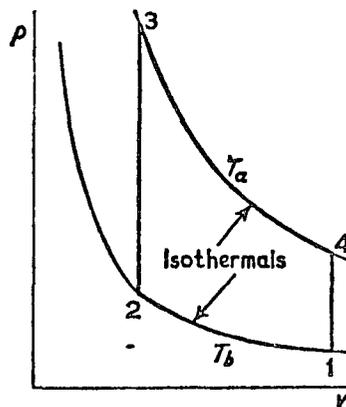


Fig 12.22 The Stirling cycle

Fig 12.21 There are other cycles having the Carnot efficiency which do not suffer from this defect, and although they are of little practical significance at the present time, they are worthy of a brief mention here

Consider the cycle shown in Fig 12.22, consisting of two constant volume processes and two isothermals—it is called the *Stirling cycle*. The heat supplied during process 2-3 is equal in quantity to the heat rejected during process 4-1. Furthermore the temperature of the fluid varies between the same limits during these two processes. It is therefore theoretically possible for the heat rejected, $Q_{4,1}$, to be returned to the

working fluid as Q_{23} . Ideally, this heat transfer can be accomplished reversibly in a *regenerator*, which consists essentially of a matrix of wire gauze or small tubes. Fig. 12.23 illustrates the principle of operation. A temperature gradient from T_a to T_b is maintained along the matrix. The working fluid enters the matrix in state 4, transfers heat to the matrix, and leaves in state 1, each element of the matrix is raised in temperature by an infinitesimal amount. Then working fluid in state 2 passes in the reverse direction, cooling each element of the matrix by an infinitesimal amount, and leaving in state 3. At no time need the working fluid and matrix differ more than infinitesimally in temperature, so that the entire heat transfer process is carried out reversibly.

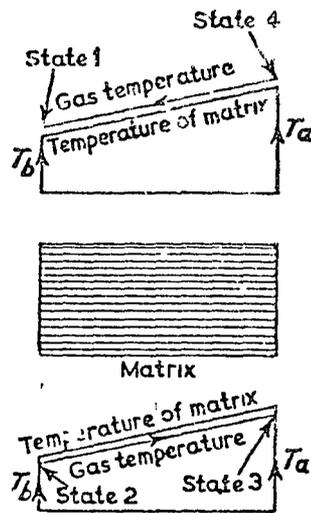


Fig. 12.23 The regenerator

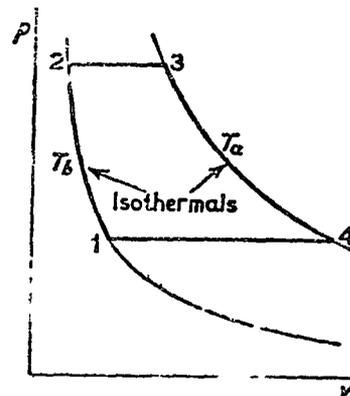


Fig. 12.24 The Ericsson cycle

With a perfect regenerator, the only heat added from an external source during the cycle is that which is transferred during the isothermal process 3-4 (i.e. at T_a), and the only heat rejected to an external sink is the quantity transferred during the isothermal process 1-2 (i.e. at T_b). It follows that the efficiency of the cycle is $(T_a - T_b)/T_a$. The mean effective pressure of this cycle is much greater than that of the Carnot cycle, and is in fact comparable to that of the Otto cycle. Engines which have been built to operate on the Stirling cycle are in fact heat engines in the sense of Fig. 12.1, with external combustion. The main reason why such engines have had little success is the difficulty of designing an efficient regenerator of reasonable size (air being a poor conductor of heat) which can operate at a sufficiently high temperature. One end of the regenerator matrix must be continuously maintained at the upper temperature, and the maximum permissible temperature is therefore subject to metallurgical limitations. It cannot be as high as in reciprocating internal-combustion engines. Developments in high-temperature alloys, and improved knowledge of heat transfer

processes, have led to new attempts to construct a 'Stirling engine'. These are described in Ref (24), and efficiencies as high as those achieved in compression-ignition engines have been claimed for experimental engines * Since there are no restrictions on the type of fuel that can be used, such engines may be useful for military applications and for small power plant in underdeveloped countries

A similar cycle—the *Ericsson cycle*—consists of two constant pressure processes and two isothermals (Fig 12 24) In this case the heat rejected during one constant pressure process is returned via a regenerator to the working fluid during the other constant pressure process, and again the cycle has the Carnot efficiency This is in fact the same cycle as that depicted in Fig 12 13—and it was originally proposed as a basis for a reciprocating engine The Ericsson cycle suffers from the same drawbacks as the Stirling cycle.

*A very successful air liquefaction plant working on the reversed Stirling cycle has also been developed and is now widely used



DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS

LA TERMODINAMICA Y LOS PRINCIPIOS QUE RIGEN
LOS DISTINTOS PROCEDIMIENTOS EN QUE INDUS--
TRIALMENTE SE TRANSFORMA LA ENERGIA TERMICA
EN TRABAJO.

1. DEFINICIONES Y LEYES FUNDAMENTALES
2. SISTEMAS TERMODINAMICOS
 - a) CICLO DE CARNOT
 - b) CICLO DE KANKINE
 - c) CICLO DE JOULE (BRAYTON)

(CONTINUACION)

ING. LUBIN MARTINEZ HERNANDEZ.

Abril de 1977.

Fig. 11.1. An isentropic compression efficiency of a pump or compressor is, therefore, defined by

$$\eta_c = \frac{W_{\text{isentropic}}}{W_{\text{actual}}} \quad (11.2)$$

During an expansion process, frictional effects cause the actual work done to be less than what could be obtained ideally. In this case it is desirable to define the isentropic expansion efficiency as

$$\eta_e = \frac{W_{\text{actual}}}{W_{\text{isentropic}}} \quad (11.3)$$

so that values will be less than 100%. In practice, these definitions are not limited to adiabatic processes. Also, since these definitions are indicative of the quality of performance of the machines involved, Eqs. (11.2) and (11.3) are frequently referred to as *engine efficiencies*.

Another test of the internal performance of a power cycle is the *work ratio*, defined as

$$r_w = \frac{\text{net work by cycle}}{\text{positive work of cycle}} = \frac{\sum W}{\sum W_+} \quad (11.4)$$

A low value of this ratio means that a substantial amount of the expansion work of the cycle must be used during the compression process in order to complete the cycle. This may occur if the efficiency of the work-producing device or the compression device is low, or if both are low.

11.2 The Carnot vapor cycle

Given an energy reservoir at temperature T_A and an energy sink at T_R , the simplest and most efficient cycle that can be devised to operate between T_A and T_R is the Carnot cycle. This was described in Section 10.5. It consists of an addition of heat at constant temperature to a working fluid, followed by an isentropic expansion during which work is done. Heat is then discharged at constant temperature from the working substance, after which it is reversibly compressed to the initial temperature.

These changes may be either nonflow or flow processes. If a substance such as water is employed, the increase in volume during the constant temperature vaporization of liquid is comparatively large. In a nonflow (closed) system the fluid formed must be confined in a cylinder by a piston. The size of the cylinder required to accommodate a sufficient amount of working fluid is impractical,

however, because of the volume change during vaporization. This problem is less critical in steady flow devices which contain only part of the working fluid at any instant. The rate of work output is then proportional to the flow rate. In addition, it is preferable to use machines which transfer only work, or only heat, inasmuch as the combination of work and heat transfer in one process requires slow speeds. Consequently, execution of a vapor cycle can best be achieved by a series of flow processes.

The sketch in the lower part of Fig. 11.1 shows a steady flow system designed to follow the Carnot cycle. The processes of the working fluid (assumed to be water) are illustrated on T - s and p - v diagrams. Saturated liquid at state 4 is evaporated to saturated vapor (state 1) in the boiler. In a steady flow process this occurs isothermally if no shaft work is done. The saturated vapor flows (ideally with no heat or pressure losses) to a turbine where it expands isentropically to the sink temperature $T_R = T_2$. The two-phase mixture at state 2 enters the condenser (a heat exchanger). Here it is cooled to state 3. It is then compressed isentropically to the initial saturated liquid state 4.

To assess the performance of the system, the net work done and the heat added

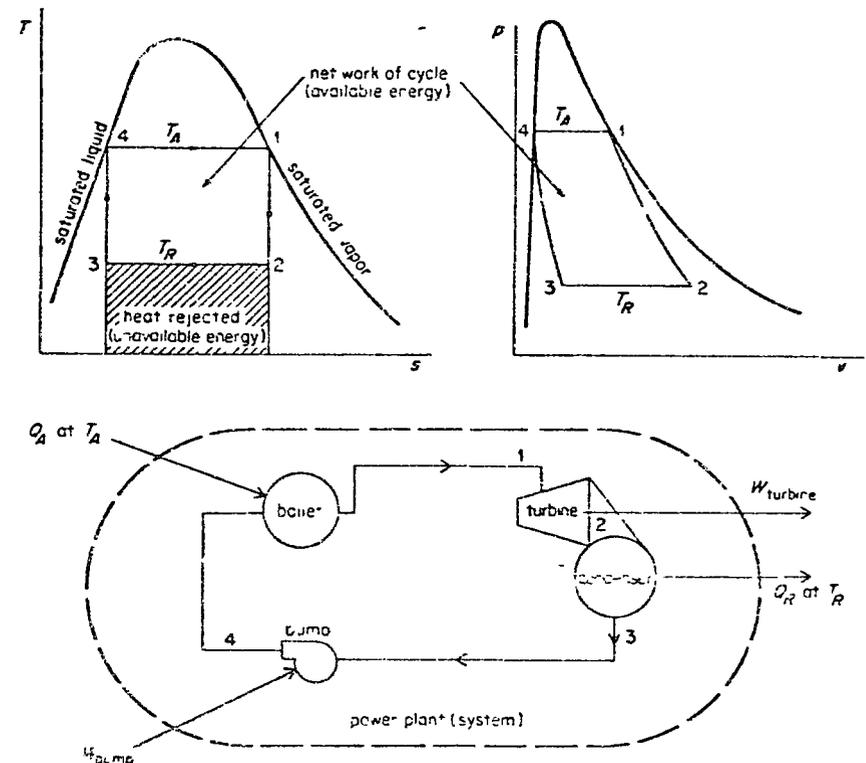


Fig. 11.1. A sketch of a power plant operating on the Carnot cycle.

must be determined. Assuming ΔKE and ΔPE to be negligible, and considering energy changes per pound of fluid flowing, application of the first law (as in Section 5.3) to each of the four processes yields

$$\text{for the boiler} \quad q_{4-1} = q_A = h_1 - h_4$$

$$\text{for the turbine} \quad w_{1-2} = h_1 - h_2$$

$$\text{for the condenser} \quad q_{2-3} = q_R = h_3 - h_2$$

$$\text{for the feed water pump} \quad w_{3-4} = h_3 - h_4$$

Since $q_A = q_{4-1}$ and $q_R = q_{2-3}$, the thermal efficiency is

$$\eta_t = \frac{q_A + q_R}{q_A} = \frac{h_1 - h_4 + h_3 - h_2}{h_1 - h_4} \quad (11.5)$$

Alternately, the net work is given by

$$w_{\text{net}} = w_{4-1} + w_{1-2} + w_{2-3} + w_{3-4} = 0 + h_1 - h_2 + 0 + h_3 - h_4$$

so that

$$\eta_t = \frac{w_{\text{net}}}{q_A} = \frac{h_1 - h_2 + h_3 - h_4}{h_1 - h_4} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{h_1 - h_4} \quad (11.6)$$

which is the same as the result given by Eq. (11.5)

An additional important relation is obtained by applying the second law. Since the heat transfer processes are reversible, $s_1 - s_4 = q_{4-1}/T_A$ and $s_3 - s_2 = q_{2-3}/T_R$. Therefore,

$$q_{4-1} = q_A = T_A(s_1 - s_4)$$

$$q_{2-3} = q_R = T_R(s_3 - s_2)$$

and since $(s_1 - s_4) = -(s_3 - s_2)$

$$\eta_t = \frac{q_A + q_R}{q_A} = \frac{T_A - T_R}{T_A} \quad (11.7)$$

Observe that W_{net} is proportional to the areas enclosed on the Ts or pw diagrams

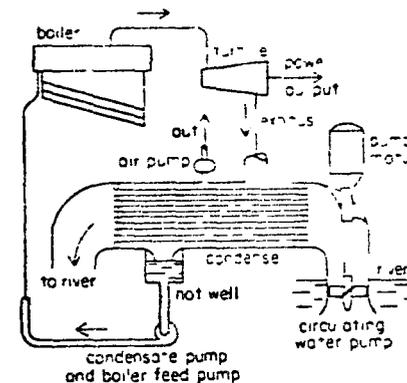


Fig. 11.2 A Rankine cycle power plant

11.3 The Rankine cycle

It is difficult to construct machines to carry out the compression of the liquid-vapor mixture at state 3 of the Carnot cycle described in the previous section. This process is eliminated in the Rankine cycle by completing the condensation of the vapor in the condenser and then reversibly compressing the liquid to the boiler pressure. The components and arrangement of a power plant based on the Rankine cycle are illustrated diagrammatically in Fig. 11.2. The furnace enclosing the boiler drum and inclined convection tubes is not shown. River water is pumped through the tubes of the condenser to absorb the latent heat of condensation of the steam from the turbine. Since the pressure in the condenser may be lower than atmospheric, an air pump is provided to remove the noncondensable gas which leaks into the system. When this is done, the vapor and liquid in the condenser are normally in equilibrium at a temperature of 20 to 30 F above the cooling water temperature. A high cooling water flow rate is used, so that the heat absorbed produces a rise of only a few degrees.

The sequence of processes followed by the working substance in a Rankine cycle is shown in the Ts and pw diagrams of Fig. 11.3. When the steam entering the turbine is saturated (as illustrated), the power plant operates on the simple or saturated vapor Rankine cycle.

The thermal efficiency and the work output per pound of fluid flow can be increased by heating the steam after it leaves the boiler drum. This is accomplished at constant pressure in a *superheater*, which consists of tubes through which the steam flows. Both the boiler and superheater are heated by the hot combustion gases from a furnace. The combination of furnace, boiler, and superheater is called a *steam generator*. Flow and Ts diagrams of a Rankine cycle with superheat are shown in Fig. 11.4.

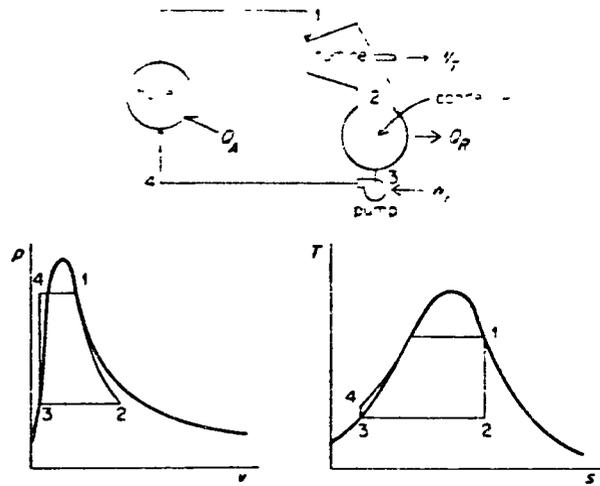


Fig 11 3 The saturated vapor Rankine cycle

We have assumed reversible heat additions and rejections in our analyses. This cannot be achieved, however, in actual power plants. A substantial temperature difference exists between the hot combustion gases and the working fluid. The irreversibility associated with this difference is reduced and the thermal efficiency of the cycle is increased by operating the steam generator at pressures above the critical. This is illustrated in the Ts and h_s diagrams of Fig 11 5.

Assuming steady flow and negligible kinetic and potential energy changes, application of the first law to each of the four components in a Rankine cycle yields, per pound of fluid flow,

for the steam generator $q_{4-1} = q_A = h_1 - h_4$

for the condenser $q_{2-3} = q_R = h_3 - h_2$

for the turbine $w_{1-2} = w_T = h_1 - h_2$

for the pump $u_{3-4} = u_P = h_4 - h_3$

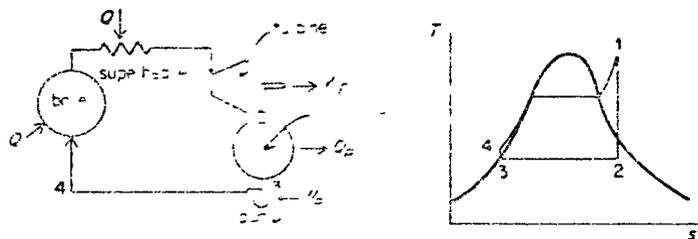


Fig 11 4 A Rankine cycle with superheated steam

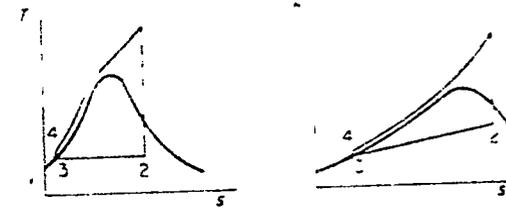


Fig 11 5 Supercritical pressure Rankine cycle

The cycle thermal efficiency is then

$$\eta_t = \frac{w_{net}}{q_A} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{h_1 - h_4} \quad (11 8)$$

Comparison of the Ts diagrams shows that for given temperature limits, the Rankine cycle efficiency is always lower than that of the Carnot cycle, because not all of the heat is added at the highest temperature.

Example 11 1 A Rankine cycle has steam entering the turbine at 2000 psia and 1000°F. If the exhaust pressure is 1.0 psia and all processes are reversible, calculate the cycle thermal efficiency, the work ratio, and the steam rate.

Solution Ts and flow diagrams are shown in Fig 11 6. Property values from Tables A 1, A 2, and A 3, and Fig A 1 are entered on the flow diagram. The quality at 2 is

$$x_2 = \frac{s_2 - s_{f2}}{s_{fg2}} = \frac{1.5603 - 0.1326}{1.8456} = 0.773$$

Therefore,

$$h_2 = h_3 + x_2 h_{fg2} = 69.7 + 0.773(1006.3) = 871 \text{ Btu/lb.}$$

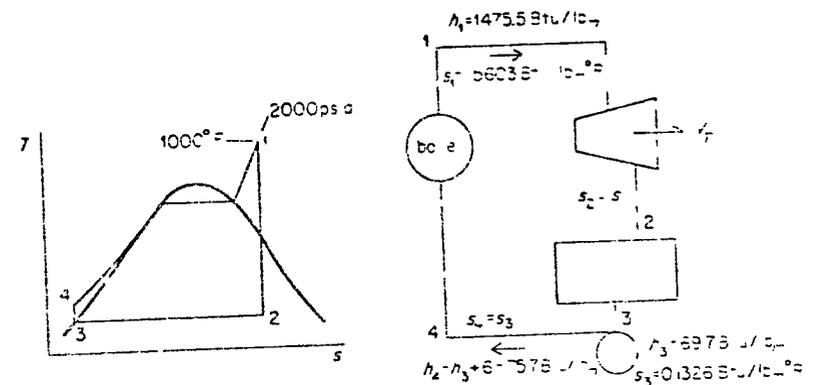


Fig 11 6

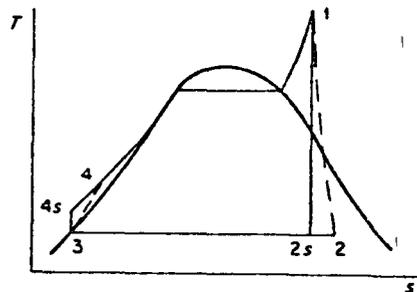


Fig 11.7

and $h_4 - h_3 = 6 \text{ Btu/lb}_m$ is determined from Fig. A.1. Substituting the appropriate values in Eq. (11.8) gives

$$\eta_t = \frac{(1475.5 - 871) - (75.7 - 69.7)}{(1475.5 - 75.7)} = \frac{604.5 - 6}{1399.8} = 42.7\%$$

For the work ratio,

$$r_w = \frac{w_{\text{net}}}{h_1 - h_2} = \frac{598.5}{604.5} = 99.0\%$$

A power plant *steam rate* is defined as the flow rate required to produce power at the rate of 1 kilowatt or 1 horsepower. Since 1 kilowatt hour is equal to 3413 Btu,

$$m = \frac{3413}{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)} = \frac{3413}{598.5} = 5.7 \text{ lb}_m/\text{kilowatt hour}$$

Example 11.2 If the efficiency of the turbine in the cycle of Example 11.1 is 85%, and the efficiency of the pump is 50%, what is the cycle thermal efficiency?

Solution The irreversible compression and expansion processes are indicated by the dashed lines in Fig. 11.7. According to Eq. (11.2)

$$\eta_c = \frac{h_{4s} - h_3}{h_4 - h_3} = \frac{6}{h_4 - h_3} = 0.5$$

from which $h_4 - h_3 = 6/0.5 = 12 \text{ Btu/lb}_m$. For the turbine,

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}} = 0.85$$

III Vapor cycles

The steam power plant is one of the most successful systems developed for the conversion of stored energy into mechanical work. Energy released by the combustion of fuel or by atomic fission is used to vaporize water into steam. Work is obtained by expanding the steam through a turbine. The process is called a cycle because the vapor leaving the turbine is normally condensed and compressed to its initial state. Thus, the "working fluid" changes from liquid to vapor and back to liquid. This succession of processes is designated a *vapor cycle* in recognition of the state of the working substance during the work output process.

When the sequence of events in a vapor cycle is reversed, the result is a cooling or refrigeration cycle. To emphasize this similarity, we shall consider both vapor power and vapor refrigeration cycles in this chapter.

11.1 Power cycle efficiencies

In preparation for the analysis of power cycles, several commonly used performance factors will be defined. The overall energy conversion effectiveness of a system is based on the first law and is specified as *thermal efficiency*. This is the ratio of the net work produced by a system to the energy supplied

$$\eta_t = \frac{W_{\text{net}}}{Q_A} = \frac{Q_A + Q_R}{Q_A} \quad (11.1)$$

Here Q_A denotes the heat added or supplied, and Q_R denotes the heat rejected to the surroundings.

The fraction of energy supplied to a system which can be converted into useful work is limited in accordance with the second law. This determines a maximum value of the cycle thermal efficiency. The degree to which the natural limit is achieved depends on how closely the individual processes of a cycle approach ideal reversible changes. *Process efficiencies* are a quantitative measure of this. When a fluid is to be compressed adiabatically, for example, the ideal process is isentropic. Deviations from the ideal, due to friction, require additional

and

$$h_1 - h_2 = 0.85(604.5) = 514 \text{ Btu/lb}$$

The thermal efficiency is then

$$\eta_t = \frac{514 - 12}{1393.8} = 36.0\%$$

Energy is supplied to a steam power plant as fuel which is burned with air. This process takes place in a furnace at essentially atmospheric pressure. The heat of combustion is stored in the reaction products which in turn heat the steam. Not all of the heat of combustion is transferred to the steam. Some is lost to the surroundings, and some leaves the system in the exhaust gases. It is undesirable to cool these gases below 400 to 500°F because condensation of the water vapor and sulfur products normally present causes corrosion of the heat transfer surfaces. In modern furnaces the losses are from 10 to 15% of the higher heating value of the fuel (see Section 17.5). This is equivalent to furnace efficiencies of 85 to 90%.

Example 11.3 The efficiency of the furnace which supplies heat to the Rankine cycle of Example 11.2 is 85%. What is the power plant thermal efficiency?

Solution With a furnace efficiency of 85%, only 0.85 of each unit of energy released is transferred to the working substance. Thus the energy supplied must be

$$q_A = \frac{h_1 - h_4}{0.85} = \frac{1393.8}{0.85} = 1640 \text{ Btu/lb}_m \text{ flow}$$

The plant thermal efficiency is then

$$\eta_t = \frac{502}{1640} = 30.6\%$$

11.4 The reheat cycle

In Example 11.1 the liquid content of the steam leaving the turbine was noted to be 100 - 77.3 = 22.7%. When the expansion is not isentropic (as in Example 11.2), this is reduced to about 15%. It has been found, however, that even when this amount of moisture is present in the exhaust, severe pitting and erosion of the turbine blades occur.

The moisture content of the steam flowing through a turbine can be kept within an acceptable limit (less than 10%) by reheating. That is, after the steam has partly expanded (Fig. 11.8), it is withdrawn and returned to the steam generator and resuperheated at constant pressure. This modification to the Rankine cycle is called the *reheat cycle*. Since heat is added at an average higher temperature during the resuperheating, the cycle efficiency and the work output per pound of flow are increased.

For the cycle of Fig. 11.8,

$$q_A = h_1 - h_6 + h_3 - h_2$$

$$w_T = h_1 - h_2 + h_3 - h_4$$

$$w_P = h_6 - h_5$$

and

$$\eta_t = \frac{w_T - w_P}{q_A} = \frac{h_1 - h_2 + h_3 - h_4 - (h_6 - h_5)}{h_1 - h_6 + h_3 - h_2} \quad (11.9)$$

Acceptable accuracy is usually obtained when the pump work is neglected. Equation (11.9) then reduces to

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2 + h_3 - h_4}{h_1 - h_5 + h_3 - h_2} \quad (11.10)$$

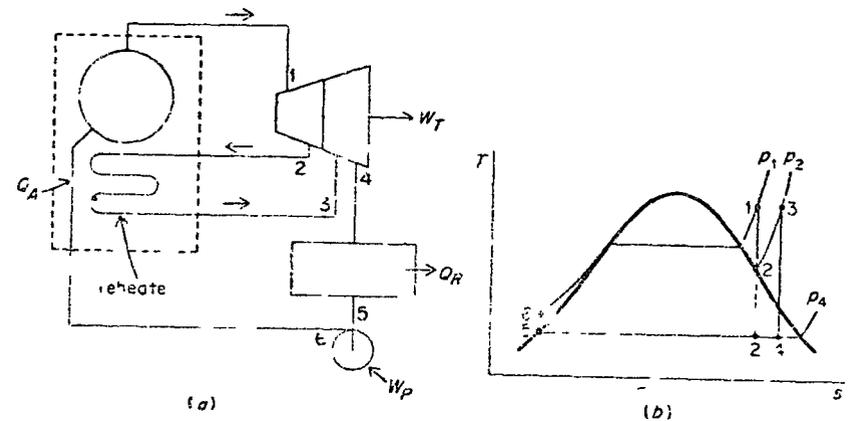


Fig. 11.3 The reheat cycle

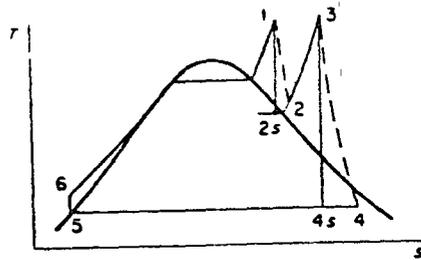


Fig 11 9

Example 11 4 Steam at 2000 psia and 1000°F expands in a reheat cycle to 400 psia. It is reheated at this pressure to 1000°F and then expands to 1 psia. Assume all processes are ideal, except that the turbine efficiencies are 85%. What is the cycle thermal efficiency?

Solution The cycle is shown on the Ts diagram in Fig 11 9. The properties for the various states are

- $h_1 = 1475.5 \text{ Btu/lb}_m$
- $s_1 = 1.5603 \text{ Btu/lb}_m \cdot \text{R}$
- $h_{2s} = 1277.5 \text{ (Mollier diagram)}$
- $h_2 = h_1 - 0.85(h_1 - h_{2s}) = 1307 \text{ Btu/lb}_m$
- $h_3 = 1522.4 \text{ Btu/lb}_m$
- $s_3 = 1.7623 \text{ Btu/lb}_m \cdot \text{R}$
- $h_{4s} = 985 \text{ Btu/lb}_m \text{ (Mollier diagram)}$
- $h_4 = h_3 - 0.85(h_3 - h_{4s}) = 1065 \text{ Btu/lb}_m$
- $h_5 = 69.7 \text{ Btu/lb}_m$
- $h_6 = 75.7 \text{ Btu/lb}_m$

From Eq (11 9)

$$\eta_t = 38.4\%$$

11.5 The regenerative vapor cycle

Another method of increasing the Rankine cycle efficiency is to decrease the amount of heat supplied at other than the highest temperature. This can be accomplished by regenerative heating. An ideal but impractical way of doing

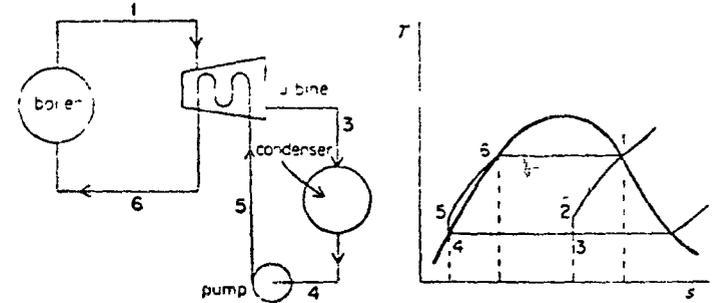


Fig 11 10 The ideal regenerative cycle

this is illustrated in Fig 11 10 where, after the condensate has been pumped to boiler pressure, it is led through heat-transfer coils installed in the turbine. This way the feed water can in principle be heated reversibly from 5 to 6 as the expanding steam is cooled from 1 to 2. Note that the line 1 to 2 must be exactly parallel to 5 to 6 in this case, because the heat exchange is the same for each. Also, since the expansion from 2 to 3 and the compression from 4 to 5 are isentropic, the areas under lines 4-5-6 and 1-2-3 must be the same. This means that heat is added only at T_1 and rejected only at T_3 . Hence the efficiency of the modified cycle is the same as a Carnot cycle operating between T_1 and T_3 .

The practical way of utilizing the principle of regeneration is to extract steam from the turbine at several locations and pipe it to regenerative heaters, as illustrated in Fig 11 11a. Although complete regeneration could be achieved by using many such heaters in sequence, economic factors limit the number to five or less. Analysis of the system containing two regenerative heaters shown in Fig 11 11a illustrates the procedures employed.

The total steam flow m_1 to the turbine in the system, shown in Fig 11 11, expands to state 2 where $m_2 \text{ lb}_m$ are bled off to the second feed water heater. The remaining $(m_1 - m_2) \text{ lb}_m$ continue to expand to state 3, where $m_3 \text{ lb}_m$ are extracted and flow to the first feed water heater. After expanding to state 4, the remaining steam m_4 flows to the condenser. The condensate is pumped into heater 1, where it is heated to saturated liquid at state b by the $m_3 \text{ lb}_m$ of extracted steam. The amount of m_3 is such that all of it condenses to saturated liquid at b as it heats the feed water to this state.² The $(m_4 + m_3) \text{ lb}_m$ of liquid are then pumped to heater 2, where mixing with m_2 raises the mixture to saturated liquid at state a . From heater 2 the total flow $m_4 + m_3 + m_2 = m_1$ is pumped to the boiler.

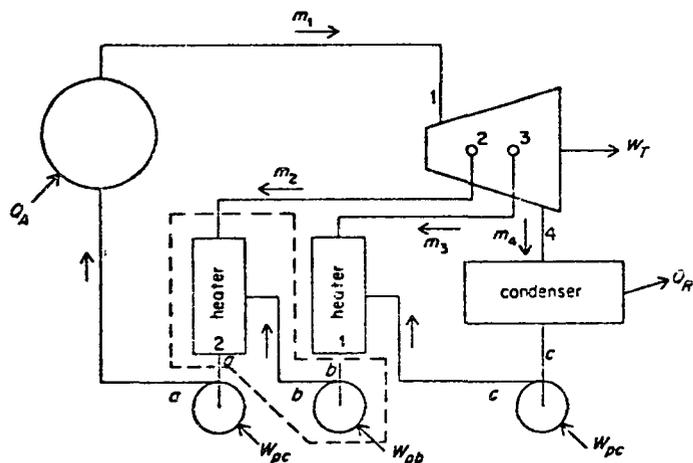
¹ Steady state flow is assumed. The terms m_1 , m_2 , and so on, should be regarded as flow rates per unit time, dots over the m 's to indicate this have been deleted for convenience.

² When actual mixing of the extraction steam and feed water occurs, the unit is referred to as an open feed water heater. Both the steam and water must be supplied at the same pressure. Closed feed water heaters in which the liquid flows through pipes on which the steam condenses (as in a condenser) are also widely used.

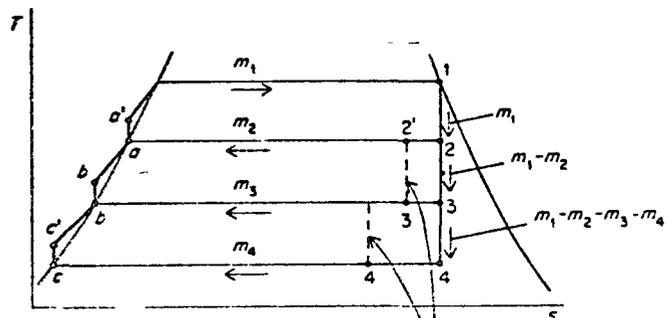
In the above process the heating of the feed water is not reversible, but the temperature difference for heat transfer in each stage is only one-third of the difference, $T_1 - T_4$ between the feed water and the saturated water in the boiler. By using more stages, the temperature difference can be further reduced.

Energy transfers as work and as heat, and the efficiency of a reheat cycle can be expressed in terms of the flow rates and enthalpies. For the cycle of Fig. 11.11b the turbine work is

$$W_T = m_1(h_1 - h_2) + (m_1 - m_2)(h_2 - h_3) + (m_1 - m_2 - m_3)(h_3 - h_4) \quad (11.11)$$



(a)



(b)

Fig. 11.11 A regenerative cycle with two stages of feed water heating

the heat supplied is

$$Q_A = m_1(h_1 - h_a) \quad (11.12)$$

and the cycle thermal efficiency is

$$\eta_t = \frac{W_T - \sum W_p}{Q_A} \quad (11.13)$$

The expression for the pump work, $\sum W_p$, is similar to Eq. (11.11) for the turbine work.

Flow rates to the feed water heaters are found from conservation of energy and mass equations. Considering the system defined by the dashed line around heater 2, an energy balance yields

$$m_2 h_2 + m_b h_b + m_b u_{pb} = m_a h_a \quad (11.14)$$

in which u_{pb} denotes the work per pound mass of fluid pumped. Conservation of mass requires that

$$m_2 + m_b = m_a \quad (11.15)$$

But $m_a = m_1$, so

$$m_b = m_1 - m_2$$

Substituting this relation into Eq. (11.14) and rearranging yields

$$m_2 h_2 + (m_1 - m_2)h_b + (m_1 - m_2)u_{pb} = m_1 h_a$$

$$\frac{m_2}{m_1} = \frac{h_a - h_b - u_{pb}}{h_2 - h_b - u_{pb}} \quad (11.16)$$

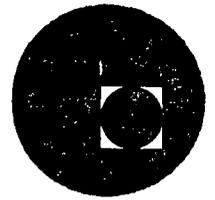
Similarly, for heater 1,

$$\frac{m_3}{m_1 - m_2} = \frac{h_b - h_c - u_{pc}}{h_3 - h_c - u_{pc}} \quad (11.17)$$

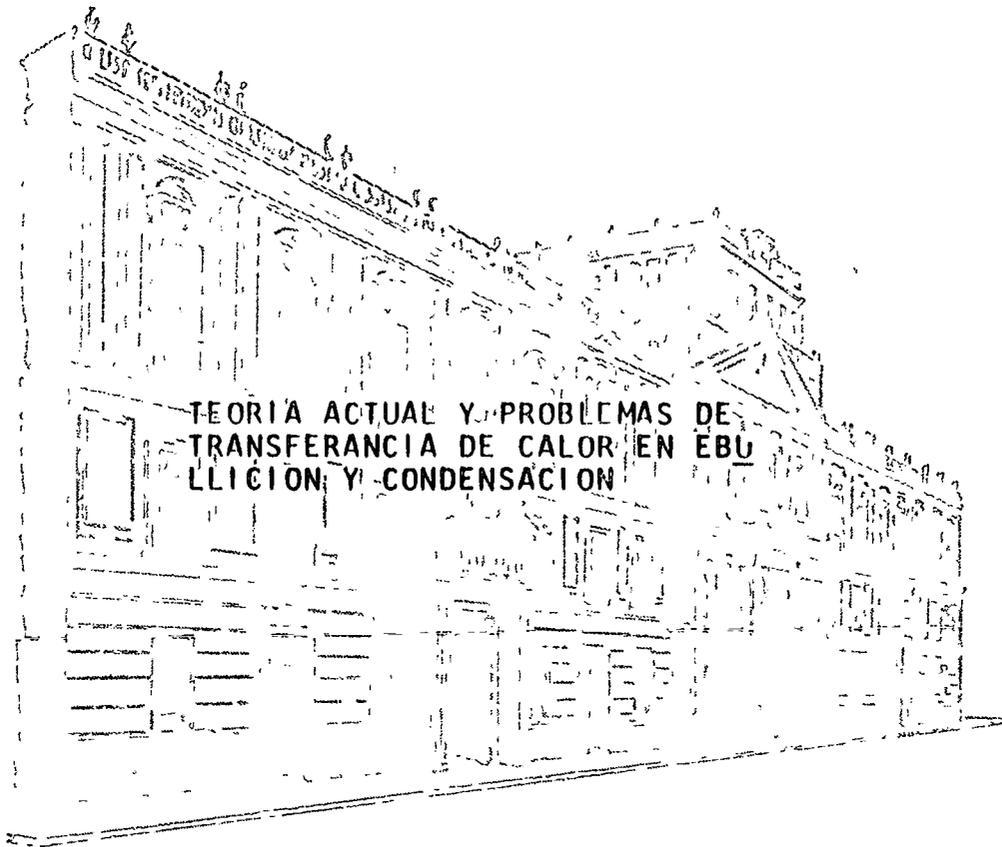
This procedure can be followed for any number of heaters. Thus when the extraction states for a regenerative cycle have been selected, the flow rates in all branches of the system can be determined in terms of the turbine throttle flow, m_1 .



centro de educación continua
división de estudios superiores
facultad de ingeniería, unam



DISEÑO TERMI Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS



M. EN I. ALEJANDRO ROMERO LOPEZ

ABRIL DE 1977

TRANSFERENCIA DE CALOR

INTRODUCCION

- La transferencia de calor es sin lugar a dudas la más importante de las ciencias de la ingeniería en el diseño de generadores de vapor y reactores nucleares.

Aun cuando siempre ha tenido un alto interés teórico para los científicos en algunos siglos, la disciplina ha sido desarrollada más por ingenieros con orientación empírica que enfrentan problemas prácticos, que por científicos con inquietudes analíticas.

La transferencia de calor no solo se ~~ha estado~~ restringe ~~en~~ el campo del diseño de generadores de vapor y reactores nucleares, sino que ha invadido otras disciplinas al grado que se ha convertido en una verdadera ciencia de la ingeniería, el diseño de un circuito integrado electrónico o de un

microprocesador, no puede descuidar el aspecto de proveer una buena transferencia de calor que mantenga los elementos dentro de límites confiables de operación (temperatura)

En las últimas dos décadas nuestro conocimiento asociado con ebullición y condensación, por ejemplo, ha evolucionado considerablemente a partir de la información experimental misteriosa y celosamente guardada por las industrias relacionadas con su uso como "información secreta" hasta algunas descripciones detalladas de mecanismos de varios aspectos del proceso

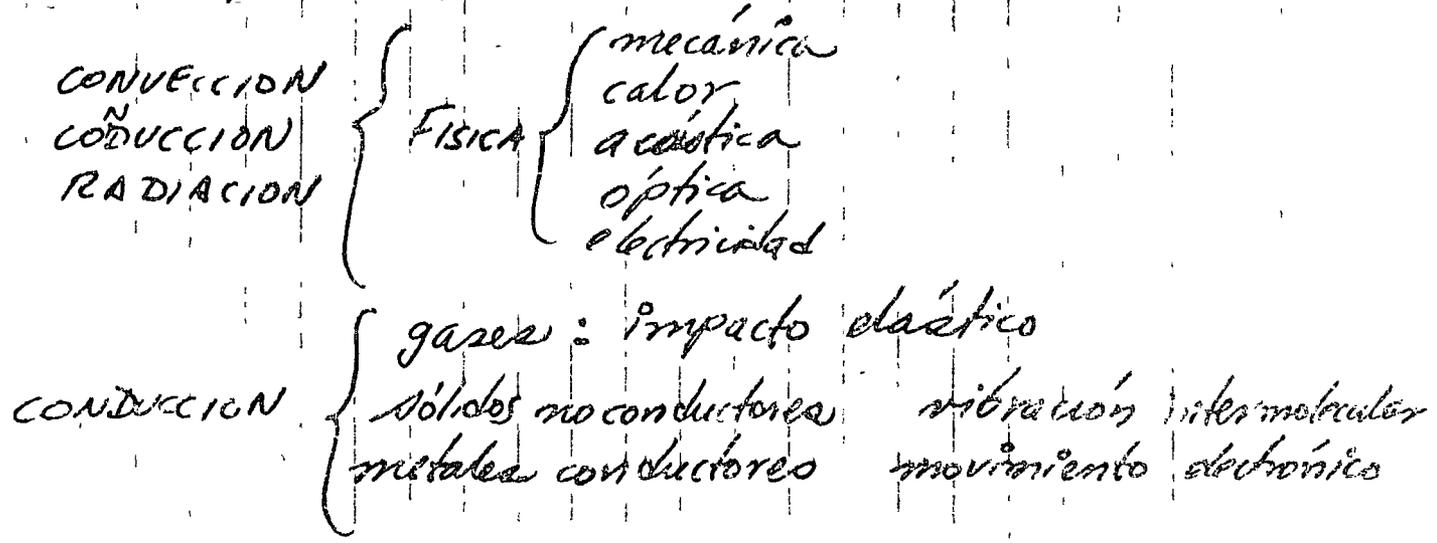
Esta presentación no pretende ser un tratado sobre transferencia de calor, sería iluso pensar cubrir el tema en unas cuantas horas; ~~pero~~ el objetivo es mucho más

modesto, solo se hara' un breve bosquejo histórico, una revisión somera de los principios básicos y una presentación extractada del estado del arte en cuanto a ebullición y condensación se refiere puesto que son los dos aspectos más relacionados con el objetivo general del curso.

2. BOSQUEJO HISTORICO [1]*

La mayoría de los libros de texto sobre transferencia de calor definen tres formas de flujo de calor:

CONVECCION, CONDUCCION y RADIACION, los cuales se hecho comprenden:



* Nos. entre paréntesis indican referencias bibliográficas al final del trabajo

CONVECCION {

- dinámica de gases
- mecánica de fluidos

} ⇔ transporte e intercambio de calor y masa, debido al movimiento de interacción entre las diferentes partes de un fluido.

RADIACION {

- Teoría electromagnética
- teoría cuántica
- óptica (geometría y difracción)

}

Conveccion

Los autores difieren respecto a si Sir Isaac Newton formuló en 1701 una "ley de enfriamiento"

$$q = h_c A_s \Delta T \quad \text{①} = 2.1$$

donde $q =$ flujo de calor en $\frac{KJ}{seg} = KW$
 $A = m^2$

$\Delta T =$ diferencia de temperatura entre la superficie y el fluido en contacto con ella. (°C)

(5)

Tres años antes (1698) de la formulación de ① por Newton, Thomas Savery presentó en Londres una "máquina de fuego" a la "Royal Society", la cual de acuerdo con la minuta de la reunión quedó registrada como aprobada indicando que "Mr. Savery mostró a la sociedad como su máquina elevaba agua por la fuerza del fuego hasta una altura de 7.30 m. que era lo esperado y por lo tanto se aprobaba". El dispositivo era un precursor de las máquinas para bombear agua que condujeron al desarrollo de la máquina de vapor en la Gran Bretaña [2].

CONDUCCION

Más de un siglo después (1828), el físico y matemático francés J. B. J. Fourier, formuló la ley básica de conducción de calor:

$$q = -kA_c \frac{dT}{dx} \quad \text{②} \quad (2.2)$$

donde: \dot{Q} = flujo de calor en $\frac{KJ}{seg} = KW$

A = area de conducción m^2

$\frac{dT}{dx}$ = gradiente de temperatura
en el area seccional $(\frac{OC}{m})$

k = constante de conductividad térmica
del material $\frac{KW}{m \cdot OC}$

En este periodo, la planta de vapor se hizo realidad como nervio motriz de la revolución industrial, ^{la base de} los avances de Newcomen y de James Watt.

Radiación

La tercera ley fundamental de transferencia de calor, la ecuación básica para la radiación térmica total fue descubierta empíricamente por Josef Stefan en 1879 y confirmada teóricamente en 1884 por Ludwig Boltzmann [3]

$$q = \sigma A_s T^4 \quad (2.3)$$

donde σ es la constante de Stefan-Boltzmann

en unidades S.I.:

$$\sigma = 56.746 \times 10^{-12} \frac{KW}{m^2 K^4}$$

A_s = Area de radiación m²

T = Temp. absoluta de la superficie K

La distribución de potencia emisiva en distintas longitudes de onda fue obtenida en 1900 por Max Planck con su teoría cuántica [4].

Los casi doscientos años transcurridos desde Newton hasta Planck, marcan el desarrollo completo de la teoría clásica y el comienzo de la física moderna con la teoría cuántica, además de comprender un fuerte desarrollo de la era del vapor como principal fuerza motriz, los generadores de vapor recorrieron un espacio muy amplio, desde la caldera del marqués de Worcestershire (1663) hasta las modernas centrales del orden de millones de kg de vapor por hora.

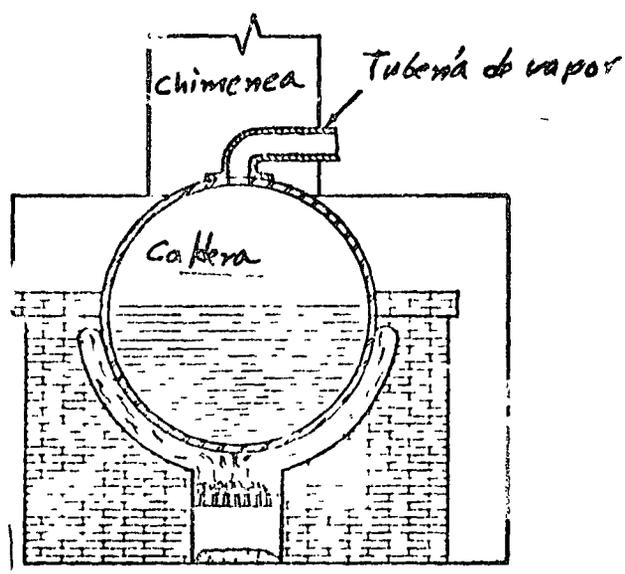


FIG. 7.1 Cámara globular antigua

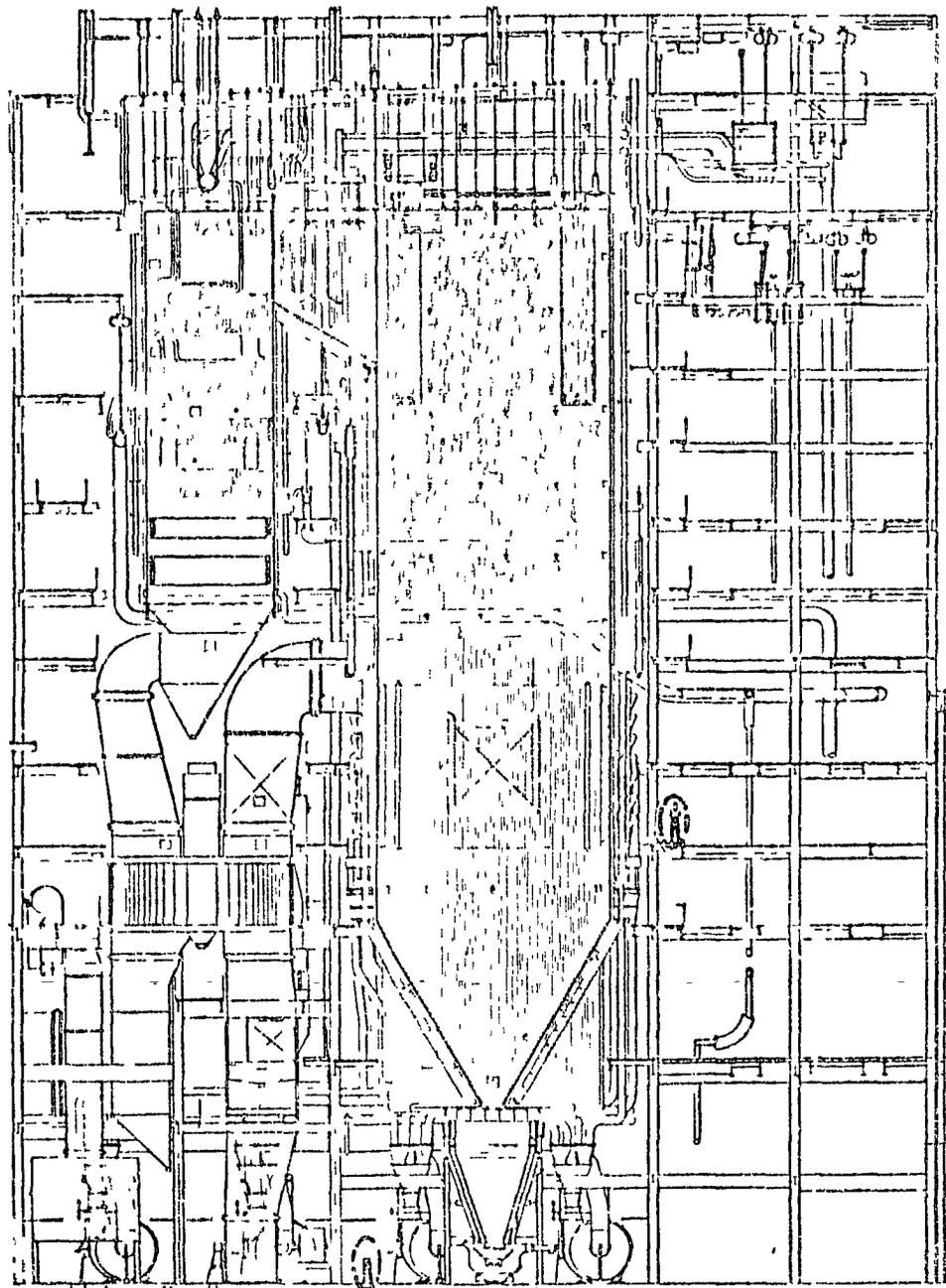


Fig. 2.2 Corte seccional de una caldera supercritica moderna
notease el tamaño de una persona

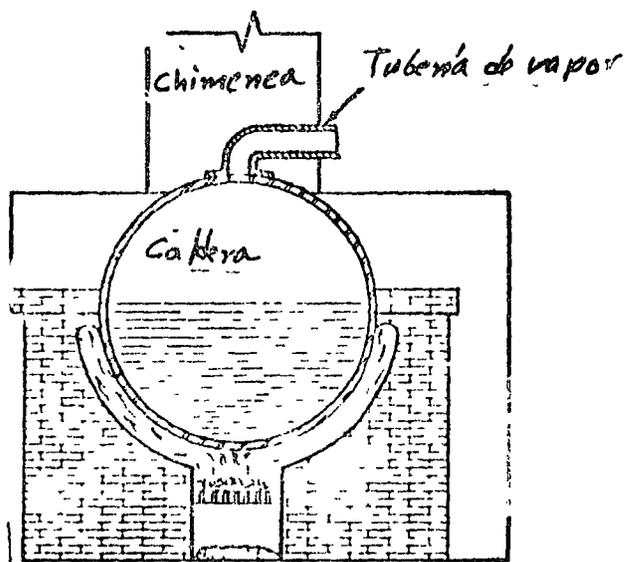


FIG. 2.1 Caldera globular antigua

ver figuras 2.1 y 2.2

- Puesto que en los procesos de ebullición y condensación, la transferencia de calor por convección es la forma dominante, en adelante el análisis se restringe precisamente a analizar este comportamiento, lo cual está plenamente justificado si se analiza la tabla 2.1

Tabla 2.1 Ordenes de magnitud de Coeficientes de transferencia de calor por convección [5]

Condición	h en $\frac{KW}{m^2 \cdot ^\circ C}$
Aire en convección libre	0.006 - 0.03
Vapor sobrecalentado o aire en convección forzada	0.03 - 0.30
Petróleo en convección forzada	0.06 - 1.80
Agua en convección forzada	0.30 - 12.00
Agua en ebullición	3.00 - 60.00
Vapor de agua en condensación	6 - 120.00

3. FUNDAMENTOS DE CONVECCION

La expresión 2.1

$$q = \bar{h}_c A (T_o - T_\infty) \quad (2.1)$$

dónde:

T_s = Temperatura de una barrera sólida ($^{\circ}\text{C}$)

T_{∞} = Temp del medio ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

A = Area (m^2)

h_c = Coeficiente de transferencia de calor por convección en $\left(\frac{\text{KW}}{\text{m}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C}}\right)$

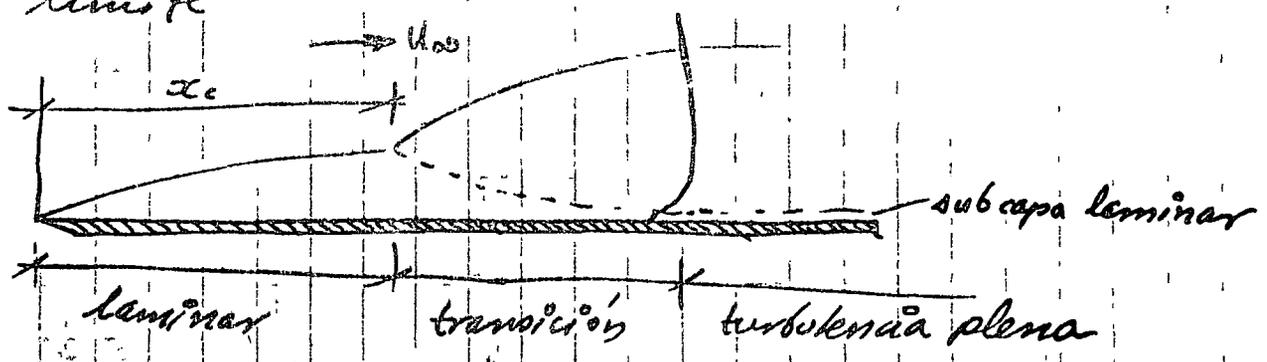
Q = flujo de calor en KW

es insuficiente para ilustrar el mecanismo de transferencia de calor puesto que no proporciona ninguna información respecto a la forma de calcular h_c , más bien es una forma de definir una conductancia térmica que una "ley de transferencia de calor"

$$h = h(\rho, v, l, C_p, \mu, k) \quad (3.1)$$

depende en gran parte de la dinámica del flujo del fluido que se trate.

Capa límite



$$Re_c = \frac{u_\infty \rho x_c}{\mu} \left\{ \frac{F_{\text{zas de inercia}}}{F_{\text{zas viscosas}}} \right\} \quad (3.2)$$

(3.2) indica la relación en la cual las perturbaciones comienzan a crecer

Fig. 3.1 Perfil de velocidad para capa límite laminar y turbulenta en flujo por encima de una placa plana

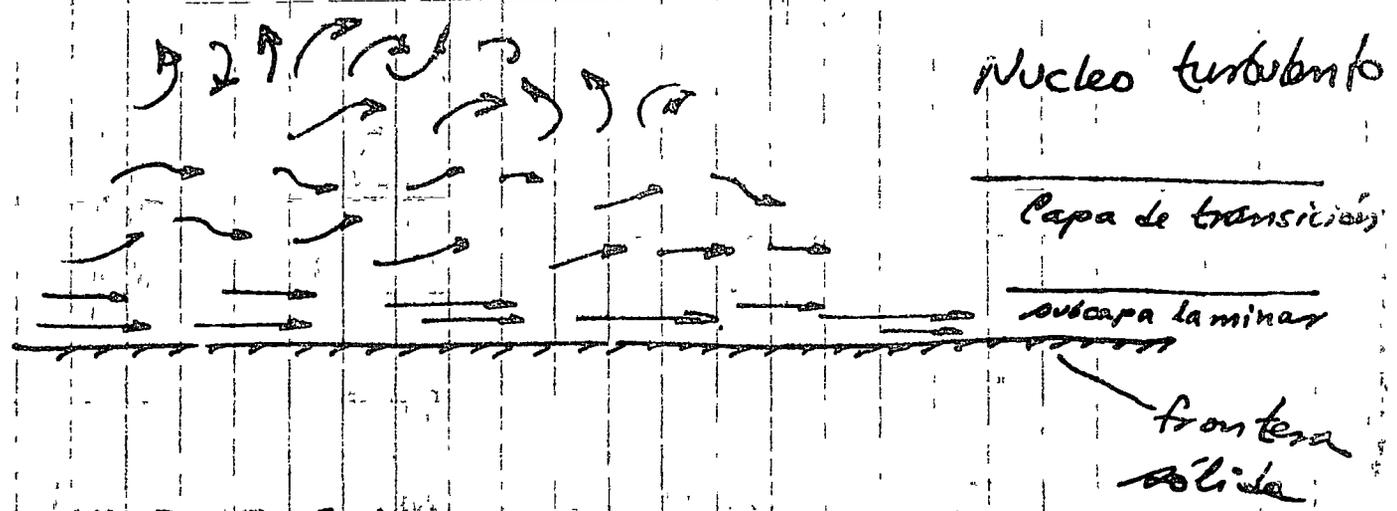
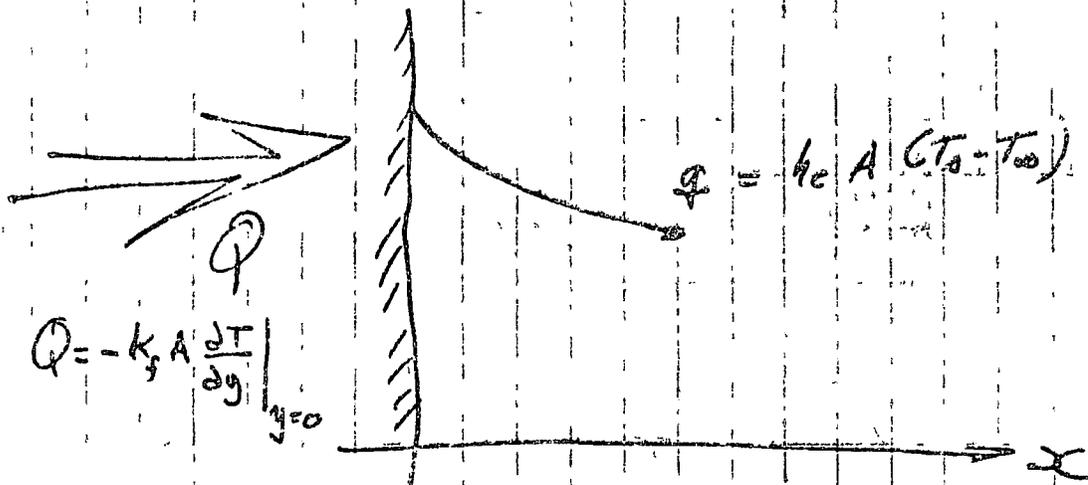


Fig. 3.2 Estructura de un campo de flujo turbulento cercano a una barrera sólida.

3.1 El módulo de Nusselt



Por conservación de la energía

$$-k_f A \left. \frac{dT}{dy} \right|_{y=0} = h_c A (T_0 - T_w) \quad (3.3)$$

$$\frac{h_c}{k_f} = \frac{- \left. \frac{dT}{dy} \right|_{y=0}}{T_0 - T_w} \quad (3.4)$$

Multiplicando 3.4 por una longitud característica

L para adimensionalizar

$$\frac{h_c L}{k_f} = \frac{- L \left. \frac{dT}{dy} \right|_{y=0}}{T_0 - T_w}$$

$$\text{Si } \Delta T = T - T_0$$

$$\Rightarrow - \frac{dT}{dy} = \frac{\Delta(T_0 - T)}{\Delta y} \quad (3.5)$$

Substituyendo 3.5 en 3.4 y reorganizo

$$\frac{h_c L}{k_f} = \frac{2 \left(\frac{T_0 - T}{T_0 - T_2} \right)}{2 \left(\frac{x}{L} \right)} \quad (3.6)$$

$$Nu = \frac{h_c L}{k_f} \quad (3.7)$$

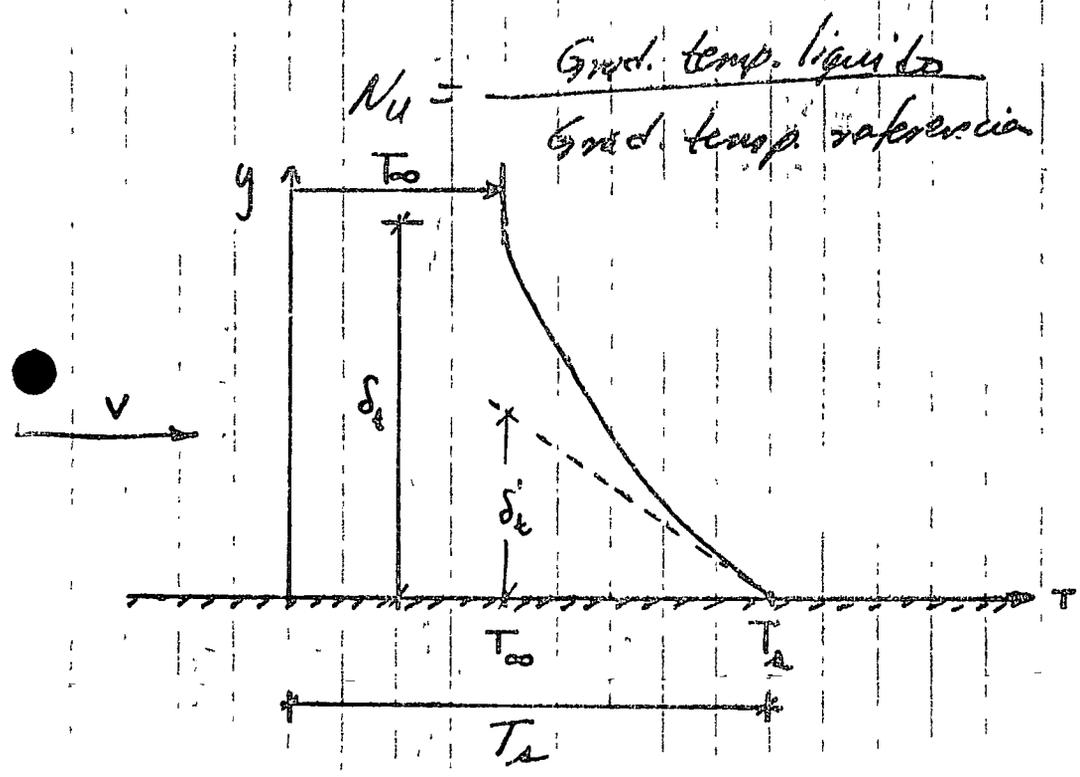


Fig. 3.3 Distribución de temperatura en una capa límite turbulenta para un fluido que fluye sobre una placa calentada.

Si se supone una capa de estancamiento, el calor solo puede fluir por conducción en la capa de espesor δ_t' .

$$\frac{Q}{A} = k_f \frac{T_s - T_\infty}{\delta_t'} = h_c (T_s - T_\infty) \quad (3.8)$$

de donde:

$$h_c = \frac{k_f}{\delta_t'} \quad (3.9)$$

$$N_{gr} = h_c \frac{L}{k_f} = \frac{k_f}{\delta_t'} \frac{L}{k_f} = \frac{L}{\delta_t'} \quad (3.10)$$

Si bien es cierto que (3.10) es una considerable simplificación, sí ilustra el hecho de que para transferir grandes cantidades de calor rápidamente, deben hacerse esfuerzos por reducir el espesor de la capa límite tanto como sea posible. Si aislar el efecto de una capa gruesa es beneficioso.

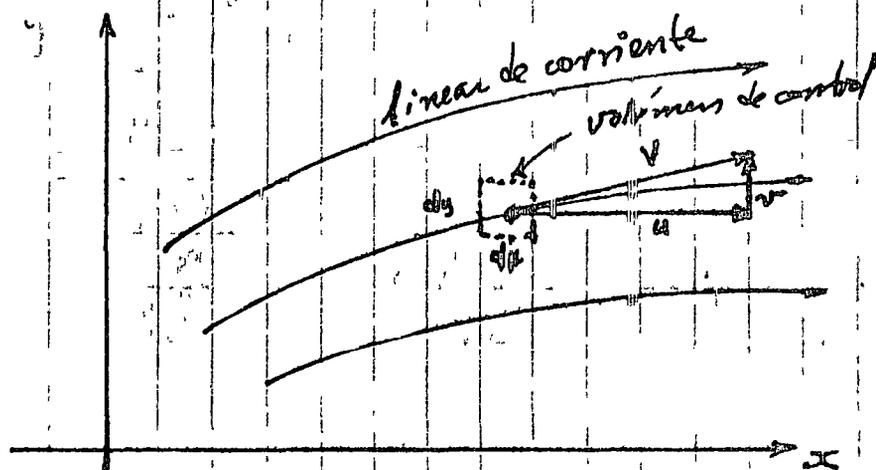
3.2 Evaluación de coeficientes de transferencia de calor por convección

Puede decirse que existen cuatro métodos generales para la evaluación de los coeficientes de transferencia de calor por convección:

- 1) Análisis dimensional combinado con experimentos.
- 2) Soluciones matemáticas exactas de las ecuaciones de capa límite
- 3) Análisis aproximado de la capa límite por métodos integrales
- 4) La analogía entre transferencia de ímpetu, masa y calor

3.3 CAPA LIMITE LAMINAR SOBRE UNA PLACA PLANA

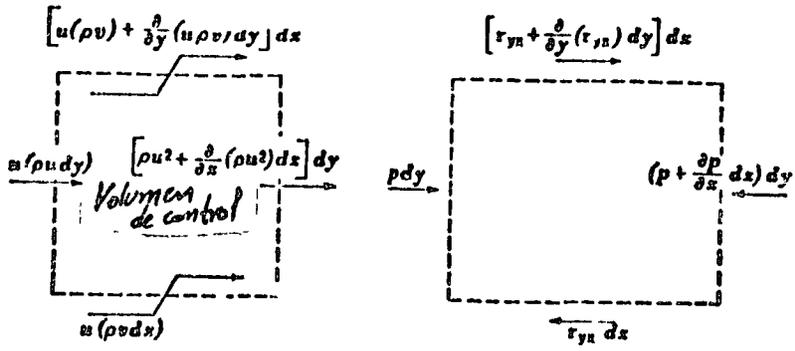
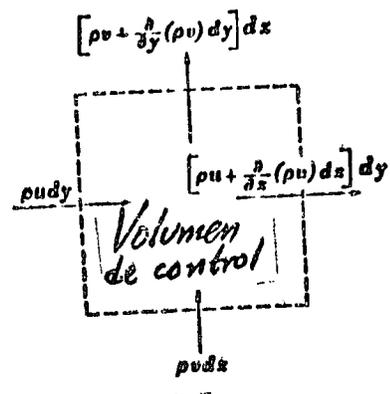
$$Nu = \Phi(Re, Pr)$$



Volumen de control en la capa límite.

Simplificaciones (se supone que)

- 1) Flujo bidimensional
- 2) Flujo incompresible



Notacion para las ecuaciones de impulso y de continuidad, (arriba): flujo de masa a través de la superficie del volumen de control, (abajo a la izquierda): flujos de impulso en la dirección "x", (abajo derecha): fuerzas que actúan en la superficie.

- 3) La presión es constante en el campo de flujo
- 4) El flujo es permanente con respecto al tiempo
- 5) Las propiedades físicas del fluido son constantes
- 6) El flujo de calor no afecta al flujo del fluido

Por conservación de masa

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0 \quad (1) \quad (3.11)$$

Debido a las idealizaciones 1) y 2) :

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (2) \quad (3.12)$$

En uno si el flujo es incompresible

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \implies \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = \rho \nabla \cdot \vec{v} = 0$$

$$\implies \boxed{\nabla \cdot \vec{v} = 0} \quad (3) \quad (3.13)$$

De la ecuación de Navier-Stokes para flujo de fluidos:

$$\frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + \vec{v} \cdot \nabla \vec{v} = \vec{f} + \frac{1}{\rho} \nabla p + \left(\frac{\lambda + \mu}{\rho} \right) \nabla \nabla \cdot \vec{v} + \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 \vec{v} \quad (3.14)$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial t} = 0 \quad \text{por 4)}$$

$$\nabla \rho = 0 \quad \text{por 3)}$$

$f = 0$ fuerzas de cuerpo en la capa límite.

(16)

(3.15)

Sustituyendo (3.13) y (3.15) en (3.14)

$$\Rightarrow \nabla \cdot \nabla \psi = \nu \nabla^2 \psi$$

$$\boxed{u \frac{\partial \psi}{\partial x} + v \frac{\partial \psi}{\partial y} = \nu \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2}} \quad (3.16)$$

Las ecuaciones (3.12) y (3.16) deben resolverse simultáneamente, introduciendo una función de corriente $\psi = \psi(x, y)$, tal que automáticamente satisfaga la ecuación de continuidad

$$u = \frac{\partial \psi}{\partial y} \quad v = - \frac{\partial \psi}{\partial x}$$

introduciendo la nueva variable

$$\eta = y \sqrt{u_{\infty} / \nu x} \quad (3.17)$$

$$\psi = \sqrt{\nu x u_{\infty}} f(\eta) \quad (3.18)$$

donde $f(\eta)$ representa una función de corriente adimensional, en función de $f(\eta)$, las componentes de velocidad son:

$$u = \frac{\partial \psi}{\partial y} = \frac{\partial \psi}{\partial \eta} \frac{\partial \eta}{\partial y} = u_{\infty} \frac{d[f(\eta)]}{d\eta} \quad (3.19)$$

$$v = -\frac{\partial \psi}{\partial x} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\gamma u_{\infty}}{\alpha}} \left\{ \frac{d[f(\eta)]}{d\eta} \eta - f(\eta) \right\} \quad (3.20)$$

Expresando $\frac{\partial \psi}{\partial x}$, $\frac{\partial \psi}{\partial y}$, $\frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2}$ en función de η , se obtiene la ecuación ordinaria diferencial no lineal de

3er orden:

$$f(\eta) \frac{d^2[f(\eta)]}{d\eta^2} + 2 \frac{d^3[f(\eta)]}{d\eta^3} = 0 \quad (3.21)$$

Tanto el método como la solución de (3.21) se deben a Blasius [6], en 1908, cuyos resultados principales se aprecian mejor en las figuras 3.1 y 3.2. Por definición, la capa límite hidrodinámica es la distancia de la superficie a la cual la velocidad local alcanza un 99% de la velocidad de régimen libre u_{∞} ,

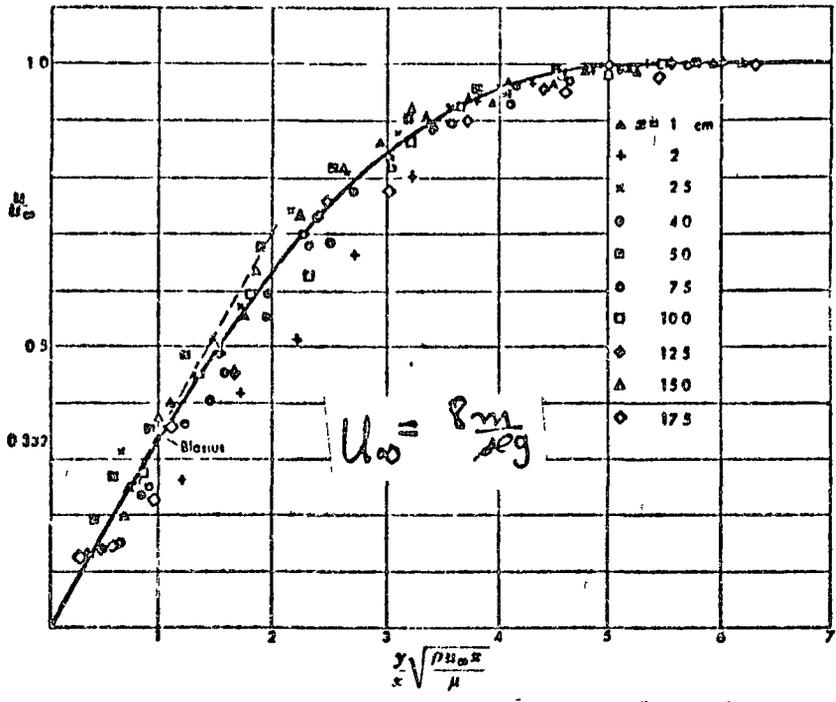


Fig. 3.1 Perfil de velocidad en la capa límite, de acuerdo con Blasius [6], con información experimental de M Hansen (National Advisory Committee for Aeronautics, NACA TM 585)

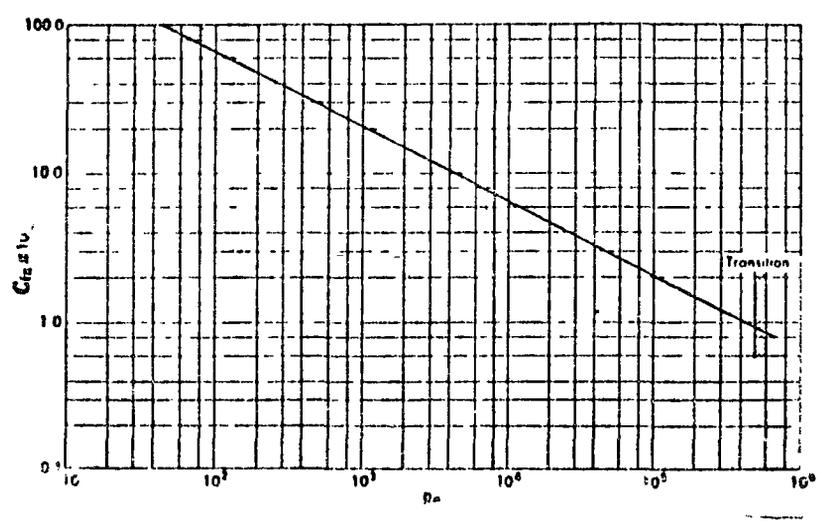


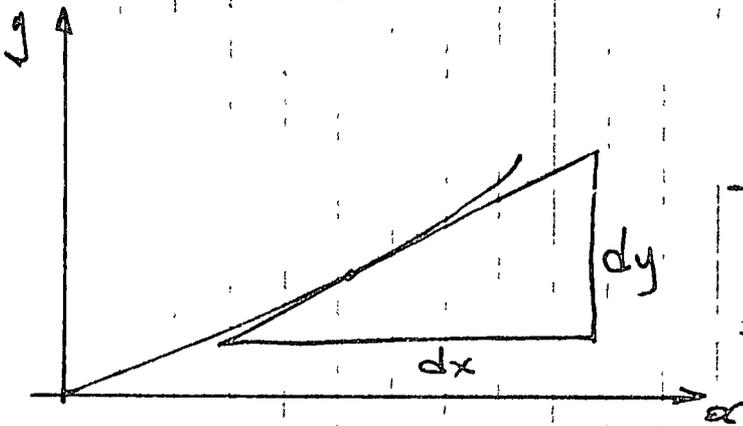
Fig. 3.2 Variación del coeficiente local de fricción con el número de Reynolds [5]

empleando los resultados de Blasius:

$$\delta = \frac{5x}{\sqrt{Re_x}} \quad (3.22)$$

$Re_x = \frac{\rho u_{\infty} x}{\mu}$ número local de Reynolds.

El esfuerzo en la pared



$$\tau_{yx} = \mu \frac{du}{dy}$$

$$\Rightarrow \tau_{yx} = \mu_f \frac{\partial u}{\partial y} = \mu \frac{du}{dy}$$

$$\left. \frac{\partial(u/u_{\infty})}{\partial(y/x)\sqrt{Re_x}} \right|_{y=0} = 0.332 \quad (\text{Pendiente de la fig. 3.1})$$

$$\Rightarrow \left. \frac{\partial u}{\partial y} \right|_{y=0} = 0.332 \frac{u_{\infty}}{x} \sqrt{Re_x}$$

$$\tau_{\Delta} = \mu \left. \frac{\partial u}{\partial y} \right|_{y=0} = 0.332 \mu \frac{u_{\infty}}{x} \sqrt{Re_x} \quad (3.23)$$

dividiendo (3.23) entre la presión

dinámica $\rho \frac{u_\infty^2}{2}$

$$C_{fx} = \frac{\tau_{01}}{\rho \frac{u_\infty^2}{2}} = \frac{0.332 \mu \frac{u_\infty}{x} \sqrt{Re_x}}{\rho \frac{u_\infty^2}{2}}$$

$$C_{fx} = 0.664 \frac{\sqrt{Re_x}}{Re_x} = \frac{0.664}{\sqrt{Re_x}} \quad (3.24)$$

donde C_{fx} es el arrastre o coeficiente de fricción local.

$$\bar{C}_{f_x} = \frac{1}{L} \int_0^L C_{fx} dx = \frac{1.33}{\sqrt{\frac{u_\infty \rho L}{\mu}}} \quad (3.25)$$

(Ver fig. 3.2)

Ecuación de la energía (Para nomenclatura, ver fig 3.3)

$$\rho c_p u \frac{\partial T_0}{\partial x} + \rho c_p v \frac{\partial T_0}{\partial y} = k \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \underbrace{\frac{\partial}{\partial y} \left(u \frac{\mu}{\rho} \frac{\partial u}{\partial y} \right)}_{\text{energía disipada en fricción}} \quad (3.26)$$

el término $u \frac{\mu}{\rho} \frac{\partial u}{\partial y}$ es solo apreciable en flujos a muy alta velocidad, despreciando y dividiendo por ρc_p

T_0 = velocidad de estancamiento

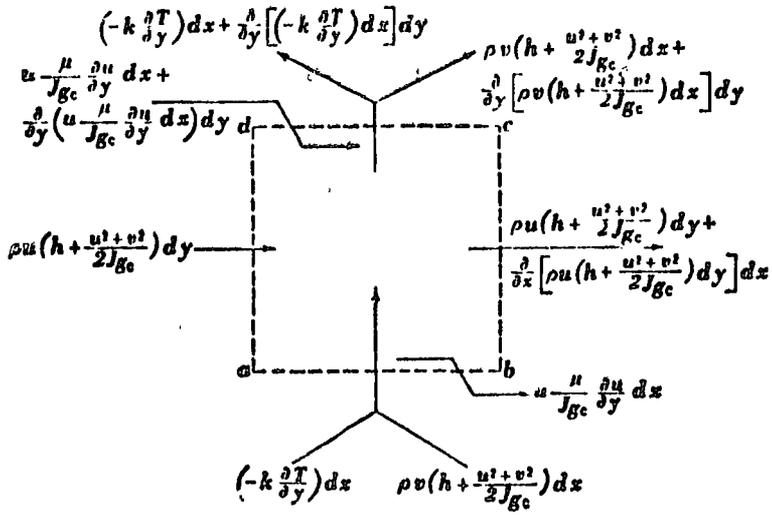


Fig. 3.3 Volumen de control en la capa límite ilustrando el balance de energía.

$$C_p T_0 = h + \frac{1}{2}(u^2 + v^2)$$

Para flujos a bajas velocidades $T_0 \approx T$
con estas simplificaciones:

$$\left. \begin{aligned} u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial y} &= \alpha \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \\ \text{o bien en notación diádica} \\ \mathbf{x} \cdot \nabla T &= \alpha \nabla^2 T \end{aligned} \right\} (3.27)$$

Siguiendo los mismos métodos de Blasius, Pohlhausen [7] determinó el espesor de la capa térmica (definida como los puntos donde la temperatura alcanza el 99% de la temp. de régimen libre T_∞)

$$\delta_T = \frac{\delta}{Pr^{1/3}} \quad (3.28)$$

$$\left. \begin{aligned} \text{Si } Pr < 1 &\Rightarrow \delta_T > \delta \\ Pr > 1 &\Rightarrow \delta_T < \delta \end{aligned} \right\} \text{Ver figura 3.4}$$

3.4 CALCULO DEL COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCION

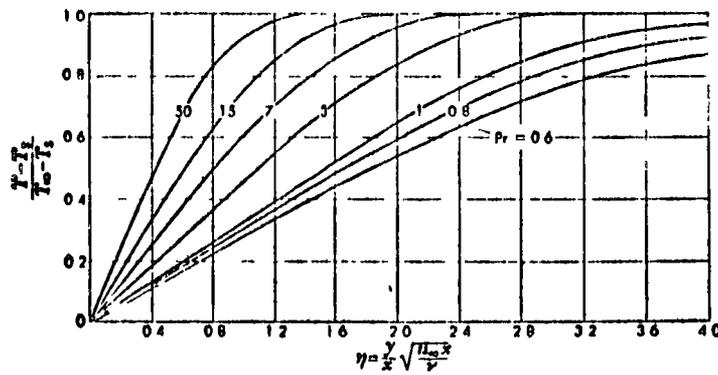


Fig. 3.4 DISTRIBUCION DE TEMPERATURA EN UN FLUIDO QUE FLUYE SOBRE UNA PLACA CALIENTE PARA DISTINTOS NUMEROS DE PRANDTL [S]

Empleando el mismo razonamiento que en la capa límite hidrodinámica, se tiene: (21)

$$\left. \frac{\partial \left(\frac{T - T_s}{T_\infty - T_s} \right)}{\partial \left(\frac{y}{\alpha} \sqrt{Re_x} Pr^{1/3} \right)} \right|_{y=0} = 0.332 \quad (3.28)$$

(Ver fig. 3.5)

(3.28) es la pendiente de la curva, por tanto para cualquier valor especificado de α , se tiene:

$$\left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} = 0.332 \frac{Re_x^{1/2} Pr^{1/3}}{\alpha} (T_\infty - T_s) \quad (3.29)$$

$$\frac{q}{A} = -k \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} = -0.332 \frac{k Re_x^{1/2} Pr^{1/3}}{\alpha} (T_\infty - T_s) \quad (3.30)$$

La transmisión total de calor de una placa de ancho "b" y longitud "l", se obtiene integrando la expresión (3.30) entre los límites 0 (cero) y "L"

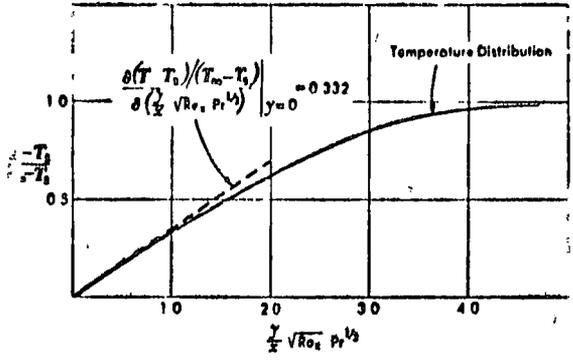


Fig 3.5 CORRELACION ADIMENSIONAL DE PERFILES DE TEMPERATURA PARA FLUJO SOBRE UNA PLACA PLANA A TEMPERATURA CONSTANTE [5]

$$q = 0.664 k Re_L^{1/2} P_r^{1/3} b (T_s - T_\infty) \quad (3.31)$$

$$Re_L = \frac{u_\infty L}{\nu} = \frac{\rho u_\infty L}{\mu}$$

El coeficiente local de transferencia es:

$$h_{cx} = \frac{q}{A(T_s - T_\infty)} = \frac{q}{b x (T_s - T_\infty)}$$

Por tanto dividiendo (3.30) entre $b x (T_s - T_\infty)$:

$$h_x = 0.332 \frac{k}{x} Re_x^{1/2} P_r^{1/3} \quad (3.32)$$

(3.32) se adimensionaliza multiplicando

por $\frac{x}{k}$

$$Nu_x = \frac{h_{cx} x}{k} = 0.332 Re_x^{1/2} P_r^{1/3} \quad (3.33)$$

$$\bar{Nu}_L = \frac{1}{L} \int_0^L Nu_x dx = 0.664 Re_L^{1/2} P_r^{1/3}$$

Dividiendo (3.33) entre $Re_x P_r^{1/3}$

$$\frac{P_r^{2/3}}{P_r^{1/3}} \frac{Nu_x}{Re_x P_r^{1/3}} = 0.664 \frac{Re_x^{1/2} P_r^{1/3}}{Re_x^{2/3} P_r^{1/3}}$$

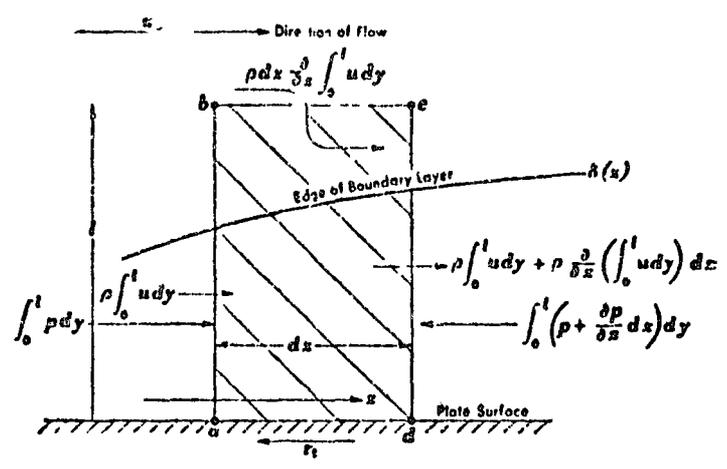


FIG. 3.6 VOLUMEN DE CONTROL PARA ANALISIS APROXIMADO DEL IMPETU DE UNA CAPA LIMITE

$$\left(\frac{Nu_x}{Re_x Pr} \right) Pr^{1/3} = \frac{0.664}{Re_x^{1/2}} \quad (3.34)$$

o bien empleando la (3.32)

$$\left(\frac{Nu_x}{Re_x Pr} \right) Pr^{1/3} = \frac{0.332}{Re_x^{1/2}} \quad (3.35)$$

Prro:

$$f_x = 0.664 Re^{-1/2} \quad (\text{Eq. 3.24})$$

$$\frac{Nu_x}{Re_x Pr} = St_x \quad \text{Módulo de Stanton}$$

$$\Rightarrow St_x Pr^{1/3} = \frac{C_{fx}}{2} \quad (3.35) \quad \text{Colburn [8]}$$

3.5 Análisis aproximado de la capa límite (ver fig. 3.6)

$$\Sigma F_x = \Delta P \quad (\text{2ª Ley de Newton})$$

$$\text{Impetu de entrada} = \rho \int_0^l u^2 dy + u_0 \rho dx \frac{\partial}{\partial x} \int_0^l u dy \quad (3.36)$$

$$\text{Impetu de salida} = \rho \int_0^l u^2 dy + \rho \frac{\partial}{\partial x} \left(\int_0^l u^2 dy \right) dx$$

$$u_0 \rho dx \frac{\partial}{\partial x} \int_0^l u dy - \rho dx \frac{\partial}{\partial x} \int_0^l u^2 dy = \rho dx \frac{\partial}{\partial x} \int_0^l (u_0 - u) u dy$$

Flujo neto de Impetu

Fuerzas:

- 1) Esfuerzo de corte en la superficie: $-\tau_0 dx$
- 2) Presión en la cara ab $\int_0^l p dy$
- 3) Presión en la cara cd $-\left[p dy + \frac{\partial}{\partial x} \left(\int_0^l p dy \right) dx \right]$

$$u_{\infty} - u = 0 \quad \text{para } y > \delta$$

$$\Rightarrow \rho \frac{\partial}{\partial x} \int_0^{\delta} (u_{\infty} - u) u dy = \tau_0 + \int_0^{\delta} \frac{\partial p}{\partial x} dy \quad (3.37)$$

(3.37) es la ecuación integral de Von Karman

Para una placa plana $p = ck \Rightarrow \frac{\partial p}{\partial x} = 0$

Sin embargo para poder calcular (3.37) debe conocerse $u = u(y)$, lo mejor es suponer una función que cumpla con algunos requisitos de frontera.

De la ec. (3.16) $\left[u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} \right] = \nu \frac{\partial^2 u}{\partial y^2}$ (3.16), en la

superficie $u = 0$; $v = 0$

$$\text{Para } y = 0 \Rightarrow \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} = 0 = \frac{d^2 u}{dy^2} \quad (a)$$

$$u = 0 \quad \text{para } y = 0 \quad (b)$$

$$u = u_{\infty} \quad \text{para } y = \delta \quad (c)$$

$$\frac{\partial u}{\partial y} = 0 \quad \text{para } y = \delta \quad (d)$$

La función más simple es un polinomio con cuatro constantes arbitrarias a determinar:

$$u = C_1 + C_2 y + C_3 y^2 + C_4 y^3$$

Por la condición (b):

$$0 = C_1 + C_2(0) + C_3(0) + C_4(0)$$

$$\Rightarrow \boxed{C_1 = 0}$$

Por la condición (d):

$$\left. \frac{du}{dy} \right|_{y=\delta} = C_2 + 2C_3 y + 3C_4 y^2 = 0$$

$$C_2 + 2C_3 \delta + 3C_4 \delta^2 = 0$$

Por la cond. (a):

$$\left. \frac{d^2 u}{dy^2} \right|_{y=0} = 2C_3 + 6C_4 y \Big|_{y=0} = 0$$

$$\Rightarrow \boxed{C_3 = 0}$$

$$u_{00} = C_2 \delta + C_4 \delta^3$$

$$0 = C_2 + 3C_4 \delta^2 \Rightarrow$$

$$C_2 = \frac{\begin{vmatrix} u_0 & \delta^3 \\ 0 & 3\delta^2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} \delta & \delta^3 \\ 1 & 3\delta^2 \end{vmatrix}} = \frac{3\delta^3 u_0}{3\delta^3 - \delta^3}$$

$$C_2 = \frac{3}{2} \frac{U_\infty}{\delta} \quad (3.38)$$

$$C_4 = \frac{\begin{vmatrix} \delta & U_\infty \\ 1 & 0 \end{vmatrix}}{2\delta^3} = -\frac{U_\infty}{2\delta^3} \quad (3.39)$$

Substituyendo en la función $u = u(y)$

$$u = \frac{3}{2} \frac{U_\infty}{\delta} y - \frac{U_\infty}{2\delta^3} y^3$$

$$\frac{u}{U_\infty} = \frac{3}{2} \frac{y}{\delta} - \frac{1}{2} \left(\frac{y}{\delta}\right)^3 \quad (3.40)$$

La expresión (3.40) se sustituye en la (3.37) llevando a cabo todas las operaciones

$$f = \frac{4.64x}{Re_x^{1/2}} \quad (3.41)$$

Que solo difiere en un 8% del análisis exacto (eq. 3.22), que en ingeniería ($\pm 10\%$) es aceptable.

3.6 Análisis energético aproximado

Llevando a cabo un análisis parecido (ver figura ^(3.7) y tabla adjunta), se obtiene la expresión:

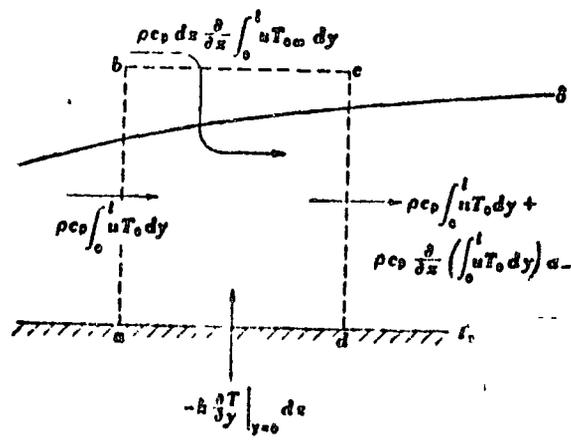


Fig. 3.7 VOLUMEN DE CONTROL PARA EL ANALISIS ENERGETICO APROXIMADO DE UNA CAPA LIMITE.

CARA	Flujo de masa	Flujo de calor
ab	$\rho \int_0^{\delta} u dy$	$\rho c_p \int_0^{\delta} u T dy$
bc	$\rho dx \frac{\partial}{\partial x} \int_0^{\delta} u dy$	$\rho c_p dx \frac{\partial}{\partial x} \int_0^{\delta} u T_0 dy$
cd	$\rho \left[\int_0^{\delta} u dy + \frac{\partial}{\partial x} \left(\int_0^{\delta} u dy \right) dx \right]$	$\rho c_p \int_0^{\delta} u T dy + \rho c_p \frac{\partial}{\partial x} \left(\int_0^{\delta} u T_0 dy \right) dx$
da	0	$-k \frac{\partial T}{\partial y} \Big _{y=0} dx$

TABLA 3.1 FLUJOS DE ENERGIA A TRAVES DE LAS SUPERFICIES DEL VOLUMEN DE CONTROL DE LA FIG. 3.7.

$$\frac{\partial}{\partial x} \int_0^{\delta_t} (T_\infty - T) u dy = \frac{k}{\rho c_p} \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} \quad (3.42)$$

de nuevo se supone una función $T = T(y)$ que cumpla con las condiciones de frontera

$$\frac{\partial T}{\partial y} = \text{cte} \Rightarrow \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} = 0 \quad \text{para } y=0 \quad (\alpha)$$

$$T - T_0 = 0 \quad \text{para } y=0 \quad (\beta)$$

$$\frac{\partial T}{\partial y} = 0 \quad \text{para } y = \delta_t \quad (\gamma)$$

$$T = T_\infty \quad \text{para } y = \delta_t \quad (\delta)$$

las condiciones α , β , γ y δ se introducen de nuevo en un polinomio cúbico similar al de la capa límite hidrodinámica, el resultado es similar

$$\frac{T - T_0}{T_\infty - T_0} = \frac{3}{2} \left(\frac{y}{\delta_t} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{y}{\delta_t} \right)^3 \quad (3.43)$$

Substituyendo en (3.42) y llevando a cabo todas las operaciones indicadas se tiene:

$$\dot{q}_t = 0.9 \delta P_r^{-1/3} \quad (3.44)$$

$$y \quad N_{tt} = \frac{q}{A(T_s - T_{\infty})} \frac{\delta C}{K} = 0.36 Re_x^{1/2} Pr^{1/3} \quad (3.45)$$

que es casi igual al análisis exacto de Pohlhausen (3.33) salvo en el valor de la constante que tan solo es de aprox. 9% mayor

4. TEORIA ACTUAL Y PROBLEMAS DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR EN EBULLICION Y CONDENSACION.

Después de la breve revisión de conceptos básicos en el mecanismo de transferencia de calor por convección, puede procederse a hacer un análisis somero de lo que ocurre en fenómenos de ebullición y condensación

4.1 Ebullición

Toda la información sobre transferencia de calor en ebullición es posible incluirla en una gráfica tal como la que se muestra en la fig. 4.1. Para

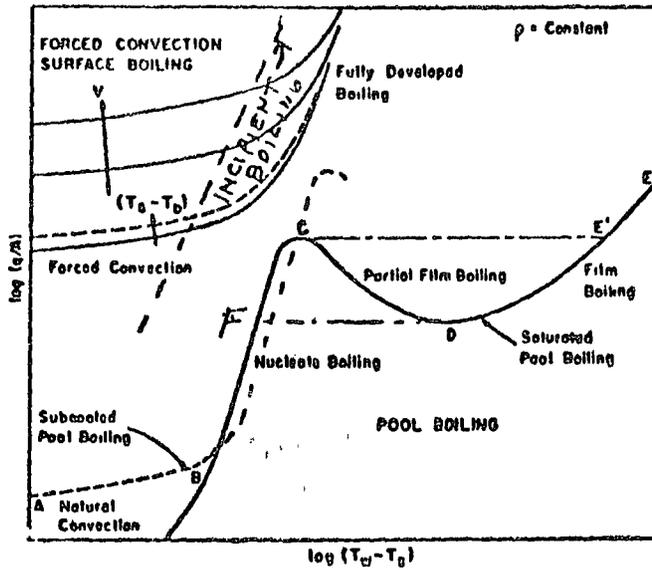


Fig. 4.1 REGIMENES EN TRANSFERENCIA DE CALOR CON EBULLICION [9]

- ebullición en superficies calentadas de un líquido saturado, se muestra la curva básica. Cuando se tiene un sobrecalentamiento (ΔT) pequeño, la transferencia de calor mediante convección natural o forzada para sistemas de una sola fase es el mecanismo dominante. ($\Delta T = T_{\text{pared}} - T_{\text{sat}}$)

$$\Delta T_{\text{moderada}} \Rightarrow \begin{cases} \text{"nucleación" de burbujas} \\ m \approx 3 \text{ (pendiente)} \end{cases}$$

Si $\frac{q}{A}$ aumenta \Rightarrow capa intermitente de vapor

ΔT altas \Rightarrow capa continua de vapor o ebullición de película ("film boiling")

nucleación \rightarrow película } la transición es un problema no resuelto

En convección forzada a varias velocidades y subenfriamientos del líquido, la información es

- como se muestra en la fig 4.1, las asíntotas en $(T_p - T_{\text{sat}}) = 0$ están dadas por:

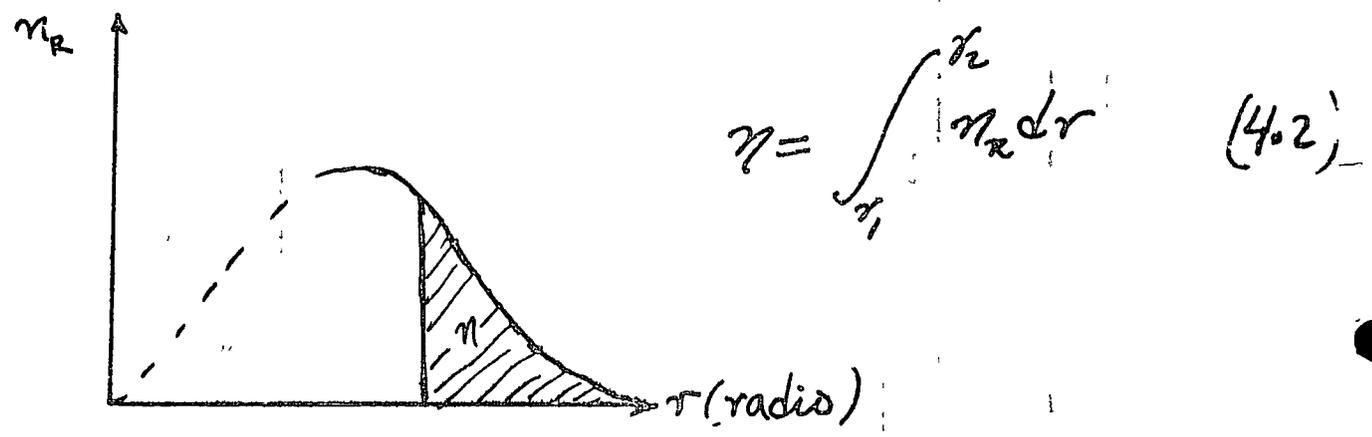
$$\left(\frac{q}{A}\right)_{asint} = h_{conv} (T_{out} - T_{liq}) \quad (4.1)$$

Donde h_{conv} depende de la velocidad para condiciones dadas del fluido. A medida que $\frac{q}{A}$ se incrementa, la ebullición se vuelve más vigorosa y las curvas parecen convergir en una sola "plenamente desarrollada" para altos flujos de calor

$$\left[\frac{q}{A}\right]_{Max} = \Psi_{\text{cada}} (\alpha, P, \frac{q}{A}, \nu, \rho, l, \mu, \rho, c, k)$$

4.1.1. Ebullición incipiente

Se cree que la ebullición se lleva a cabo en cavidades sobre las superficies sólidas:



función de distribución de tamaños de cavidades

donde "n" (4.2) es el número de cavidades entre r_1 y r_2 . La figura 4.2 muestra algunas interfaces líquido-vapor surgiendo de una cavidad

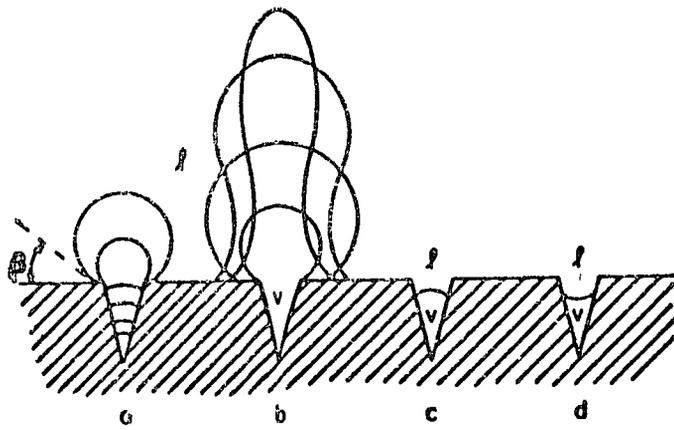


Fig. 4.2 FORMACION DE BURBUJAS DE VAPOR ENCIMA DE LAS CAVIDADES DE UNA SUPERFICIE CALENTADA

En equilibrio en interfase esférica

$$P_v - P_l = \frac{2\sigma}{r} \quad (4.3)$$

Se ha demostrado [9] que el vapor en una interfase curva ~~es~~ casi a la presión y temperatura de saturación una interfase

plana. Para que la burbuja crezca la temperatura del líquido debe ser mayor que la temperatura del vapor. Puesto que la presión del líquido es menor, debe estar sobrecalentado. Por tanto puede emplearse la ecuación de Clausius-Clapeyron para condiciones a lo largo de la curva de saturación

$$\frac{dT}{dp} = \frac{T v_{fg}}{h_{fg}} \quad (4.4)$$

La cantidad de sobrecalentamiento en el líquido para que la burbuja comience a crecer, puede expresarse combinando (4.3) y (4.4):

$$\Delta T_{SH} = \frac{T v_{fg}}{h_{fg}} \frac{2\sigma}{r} \quad (4.5)$$

Las distintas formas de la expresión (4.5), integradas a lo largo de la curva de saturación pueden consultarse en la referencia [10]

En sistemas de convección (líquidos no-metálicos) el

● gradiente de temperatura en el líquido antes de que la ebullición incipiente comienza puede ser sumamente grande:

$$\frac{q}{A} = h(T_p - T_{liq}) = -k_L \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)_{y=0} \quad (4.6)$$

En la figura (4.3) se muestra una serie de curvas con distribuciones de temperatura muy cerca de la pared calentada; T_0^* es una gráfica de la ecuación (4.5) con el radio de la cavidad tomado como la distancia de la superficie calentada.

En el punto de tangencia, el radio de la primera cavidad al resolver (4.5) y (4.6) simultáneamente se tiene

$$r_{nuc1} = \sqrt{\frac{2\sigma T_{sat} k_L}{h_{fg} (q/A)}} \quad (4.7)$$

● y el flujo de calor en ebullición incipiente se predice mediante esta teoría por:

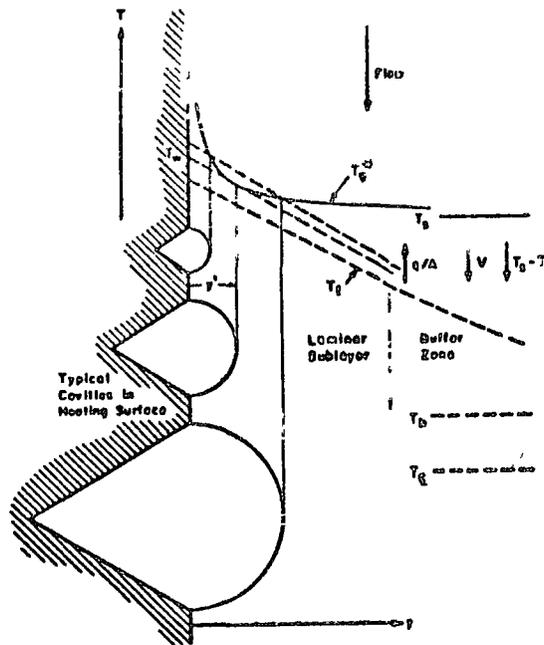


FIG. 4.3 INICIACION DEL CRECIMIENTO
DE BURBUJAS EN CONVECCION
FORZADA

$$\left(\frac{q}{A}\right)_{incip} = \frac{h_{fg} k}{85 T_{vfg}} (T_p - T_{sat})^2 \quad (4.8)$$

En convección forzada con menor k_f , la pendiente $\left(\frac{\partial T}{\partial y}\right)_{y=0}$ es lo suficientemente pronunciada, y la ebullición incipiente es independiente del acabado de la superficie o de la distribución del tamaño de las cavidades.

En sistemas de baja velocidad, convección natural y fluidos con k_f más grande, la pendiente $\left(\frac{\partial T}{\partial y}\right)_{y=0}$ es mucho más pequeña y la tangencia ocurre fuera de la zona en que las cavidades existen, por lo que la ebullición incipiente ocurre a mayor flujo y temperatura, lo cual conduce a:

$$(4.9) \quad \left(\frac{q}{A}\right)_{incip} = \frac{k_f}{r_{max}} (T_p - T_{sat}) - \frac{25 T_{vfg} k}{h_{fg} T_{min}^2}$$

de donde puede apreciarse que la ebullición incipiente depende fuertemente del acabado

de la superficie, o específicamente de $\gamma_{\text{máx}}$

4.1.2. Parámetros de burbujas

Para líquidos que "mojan" la superficie de calefacción, el tamaño de las partículas al abandonar la superficie, ha sido estudiado por mucha gente. Fritz & Werk proponen igualar la flotación y la tensión superficial para determinar la siguiente expresión

$$D_b = C_2 \beta \left[\frac{2\gamma}{g(\rho_s - \rho_l)} \right] \quad (4.10)$$

$$C_2 \Big|_{\text{H}_2\text{O}} = 0.0148 \quad \text{experimental}$$

β = coeficiente de compresibilidad isotérmica

A sin embargo,

los diámetros de partida calculados mediante (4.10) no concuerdan muy bien con la información experimental. Cole y Rohsenow [9] correlacionaron los diámetros para varios fluidos para $\left(\frac{\rho}{\rho_{\text{crit}}}\right) < 0.2$ se tienen

Las siguientes ecuaciones

- agua $E_o^{1/2} = (1.5 \times 10^{-4}) (Ja^*)^{5/4}$
- otros fluidos $E_o^{1/2} = 4.65 \times 10^{-4} Ja^{*5/4}$
- donde $E_o \equiv \frac{g(\rho_l - \rho_v) D_b^2}{\sigma}$
- $Ja^* \equiv \frac{\rho_l c_p T_{sat}}{\rho_v h_{fg}}$

(4.11)

4.1.3. Ebullición en recipientes (Pool Boiling)

Mucha información se ha reunido y graficado de $\frac{q}{A}$ vs. $(T_p - T_{sat})$, los efectos de geometría, tensión superficial, presión, tensión superficial, arado, subenfriamiento, gases no condensables y campo gravitacional, han sido todos estudiados. La mayor parte de las relaciones resultantes involucran solo propiedades del fluido y ^{por tanto} no pueden incluir el efecto de la superficie sólida, sin embargo, puede esperarse que correlaciones el efecto de la presión para una combinación dada líquido-superficie

flic; una correlaci3n muy empleada es [11]:

$$\frac{C_1(T_p - T_{sat})}{h_{fg}} = C_{sp} \left\{ \frac{q}{A} \left[\frac{5}{3(P_2 - P_1)} \right]^{1/2} \right\}^{1/3} P_{re}^S$$

$0.003 \leq C_{sp} \leq 0.02$ dependiendo de la combin. sup. lq.
 $S = 1.0$ para H_2O
 $S = 1.7$ para otros fluidos

(4.12)

La ecuaci3n (4.12) ha correlacionado con 3xito el efecto de la presi3n para una amplia gama de l3quidos, espec3ficamente agua a baja presi3n (de 0.06 a 1 bar), siempre que $S = 1$

Una inc3gnita de importancia en la ebullici3n en recipientes es como la superficie s3lida influye cuantitativamente en la informaci3n disponible. (distribuci3n del tama1o de cavidades)

Mikic [12] intent3 mostrar como la distribuci3n del tama1o de cavidades para cualquier superficie influye en la posici3n de la curva de

● $\frac{q}{A} V_p \Delta T$ en ebullición de recipientes. Se supone que el número de cavidades de radio mayor que r es posible expresarlo mediante:

$$n = \left(\frac{r_0}{r}\right)^m \quad (4.13)$$

r_0 = radio de la cavidad mayor

r_0, m } determinación directa de mediciones de distribución de cavidades [13]

● Se puede entonces expresar el flujo de calor mediante la siguiente relación:

$$\frac{q}{A} = \frac{A_{nc}}{A} \left(\frac{q}{A}\right)_{nc} + \left(\frac{q}{A}\right)_b$$

$\frac{A_{nc}}{A}$ } fracción del área donde no se forman burbujas.

$\left(\frac{q}{A}\right)_{nc}$ } convección natural en dicha área.

} (4.14)

● El término $\left(\frac{q}{A}\right)_b$ puede obtenerse de las correlaciones siguientes:

$$\left(\frac{q}{A}\right)_b \frac{1}{\mu h_{fg}} \sqrt{\left(\frac{\sigma}{g(\rho_l - \rho_v)}\right)} = B (\phi \Delta T)^{m+1} \quad (4.15)$$

donde:

$$B \equiv \frac{\tau_a J^m}{2} \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{g_0^{11/8}}{g^{9/8}} C_2^{5/3} C_3^{1/2} \quad (4.16)$$

$$\phi \equiv \frac{k_e^{m+1} \rho_l^{1/2} \rho_v^{17/8} C_2^{19/8} h_{fg}^{(m-23/8)} \rho_v^{(m-15/8)}}{\mu [(\rho_l - \rho_v)]^{9/8} \sigma^{(m-14/8)} T_s^{(m-15/8)}} \quad (4.17)$$

$$C_2 = 0.00016 \text{ para } H_2O$$

$$C_2 = 0.000465 \text{ para otros líquidos}$$

$$C_3 = 0.6$$

$B = B$ (distribución de cavidades)

$\phi = \phi$ (propiedades del fluido, con excepción de m)

Para la mayoría de los fluidos:

$$\left(\frac{q}{A}\right)_b \gg \left(\frac{q}{A}\right)_{nc} \text{ en (4.14) y puede despreciarse}$$

La distribución de cavidades para la mayoría de las superficies para las cuales se cuenta

con información, no ha sido medida. En estos casos, los resultados de ebullición pueden usarse para determinar "m" y "B". Mikic [12] demuestra que la ecuación (4.15) usada de esta manera si correlaciona información de ebullición existente.

Este problema se investiga actualmente. Parece ser que la caracterización de la superficie para predicción de la curva de ebullición debe también incluir por lo menos el ángulo de contacto de la burbuja.

La ebullición de metales líquidos sigue casi el mismo comportamiento que los no-metales, la ecuación 4.5 predice sobrecalentamientos mucho mayores en la nucleación para un tamaño de cavidades dado

4.1.4 FLUJO CRITICO DE CALOR, EBULLICION EN RECIPIENTES

Los investigadores en el campo han sugerido una variedad de correlaciones para flujo critico.

Una característica común a todos es la correlación de $\left(\frac{q}{A}\right)_{crit} \left(\frac{1}{P_v h_{fg}}\right)$ Vs (alguna función de la presión. Esta cantidad representa el flujo de vapor alejado de la superficie caliente. Las correlaciones de Zuber [14], Kutateladze [15] y Chang [16] se basan en la inestabilidad hidrodinámica de los "chorros" líquidos provenientes de los lugares de nucleación, la que sigue es la correlación de Zuber:

$$\frac{(q/A)_{crit}}{P_v h_{fg}} = 0.18 \left[\frac{\sigma(P_l - P_v) g g_0}{P_v^2} \right]^{1/4} \left[\frac{P_l}{P_l + P_v} \right]^{1/2} \quad (22)(4.18)$$

Para metales líquidos, Noyes y Lunie [17], sugieren:

$$\left(\frac{q}{A}\right)_{crit} = \underbrace{0.16 \rho_v h_{fg} \left[\frac{\sigma (\rho_l - \rho_v) g g_0}{\rho_v^2} \right]^{1/4}} + K_{NL} \quad (4.19)$$

ECUACION DE KUTATELADZE

Para Sodio (Na) de 0.1 bar a 1.5 bar: $K_{NL} = 4 \times 10^5$

Para Potasio (K) de 0.01 a 1.51 bar: $K_{NL} = 3 \times 10^5$

Las ecuaciones anteriores se aplican a líquido saturado, para líquidos subenfriados Zuber [14], modificó la ecuación (4.17) como sigue:

$$\frac{(q/A)_{crit, sat}}{(q/A)_{crit, sub}} = 1 + \frac{5.3}{\rho_v h_{fg}} \sqrt{k_l \rho_l c_{p,l}} \left[\frac{\sigma (\rho_l - \rho_v) g g_0}{\rho_v^2} \right]^{-1/8} \left[\frac{\rho (\rho_l - \rho_v)}{\rho_v} \right]^{1/4} (T_{sat} - T_{liq}) \quad (4.20)$$

La cual ha sido verificada experimentalmente con información para agua y alcohol etílico a presiones inferiores a 9.8 bar.

4.1.5 Convección forzada sub-enfriada y de pobre calidad

La información en este régimen sigue una trayectoria como se muestra en la parte superior izquierda

da de la fig. 4.1, no existe ebullición a la izquierda de la línea de ebullición incipiente, tal como se determinó en conexión con la fig. (4.3) Esta curva se aplica a cualquier velocidad y sub-enfriamiento. Mas allá de esta línea, la ebullición en núcleos ocurre y las curvas, independientemente de la velocidad o el sub-enfriamiento, parecen convergir en una curva de ebullición plenamente desarrollada, cuya localización es totalmente indiferente tanto de la velocidad como del sub-enfriamiento. La evidencia de esto se aprecia en la fig. 4.4, donde los datos para varias velocidades y sub-enfriamientos convergen a altos flujos de calor hacia una curva sencilla de ebullición.

En una gráfica de q'' vs. $(T_p - T_{sat})$, fig. 4.5, se dibuja la curva de convección forzada sin ebullición

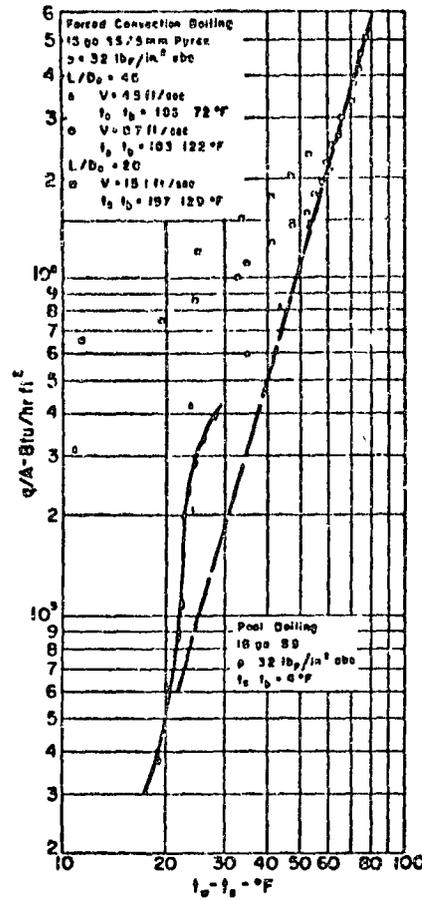


Fig. 4.4 CONVECCION FORZADA, ebullición SUPERFICIAL Y EN RECIPIENTES PARA TUBO DE ACERO INOXIDABLE. (Segun Bergles & Rohsenow [18])

Para un subenfriamiento y una velocidad dada. entonces por el procedimiento de la fig. (4.3) localícese el punto de ebullición incipiente. Entonces dibuje la curva de ebullición plenamente desarrollada q_B'' si se conoce a una pendiente de 3. Lo cual puede aproximarse por la curva de ebullición en recipientes, si se conoce, para la misma superficie. Localícese la magnitud T_{Bi} inmediatamente abajo del punto de ebullición incipiente. Revisando una sugerencia de Kutateladze [19], Bergles y Rohsenow [18] sugieren la siguiente ecuación para interpolar

$$\frac{q''}{q_{FC}''} = \left[1 + \left(\frac{q_B''}{q_{FC}''} \right) \left(1 - \frac{T_{Bi}}{T_B} \right)^2 \right]^{1/2} \quad (4.21)$$

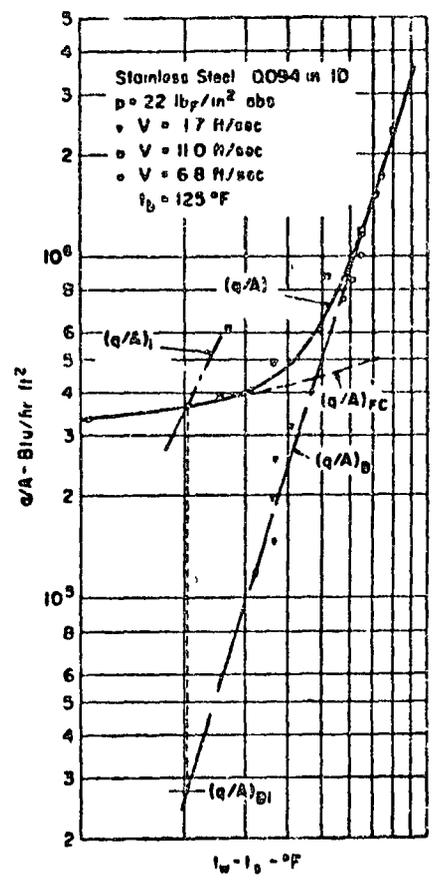


FIG. 4-5 PROCEDIMIENTO SUGERIDO PARA CONSTRUCCION DE LA CURVA PARA EBULLICION SUPERFICIAL EN CONVECCION FORZADA (Bergler & Rohsenow [18])

Que es una curva asintótica a la curva q''_{FC} en el punto de ebullición incipiente y asintótica a q''_B para Sk_{ij} de calor elevados. Una sugerencia alternativa [18] es una simple ecuación aditiva o de superposición que tenga las mismas asintotas

$$q'' = q''_{FC} + q''_B + (-q''_{Bi}) \quad (4.22)$$

Cualquiera de ambas ecuaciones (4.21 & 4.22) concuerda razonablemente bien con datos experimentales

Basándose en la suposición que las características superficiales no influyen apreciablemente la posición de la curva de ebullición plenamente desarrollada en convección forzada, se propusieron las siguientes dos ecuaciones para convección forzada de

calidad interior y subenfriada:

Jens-Lottes [20]: $T_p - T_{sat} = \frac{60}{e^{p/900}} \left(\frac{q''}{10^6}\right)^{1/4}$ (4.23)

Weatherhead [21]: $T_p - T_{sat} = (90 - 0.127 T_{sat}) \left(\frac{q''}{10^6}\right)^{1/4}$ (4.24)

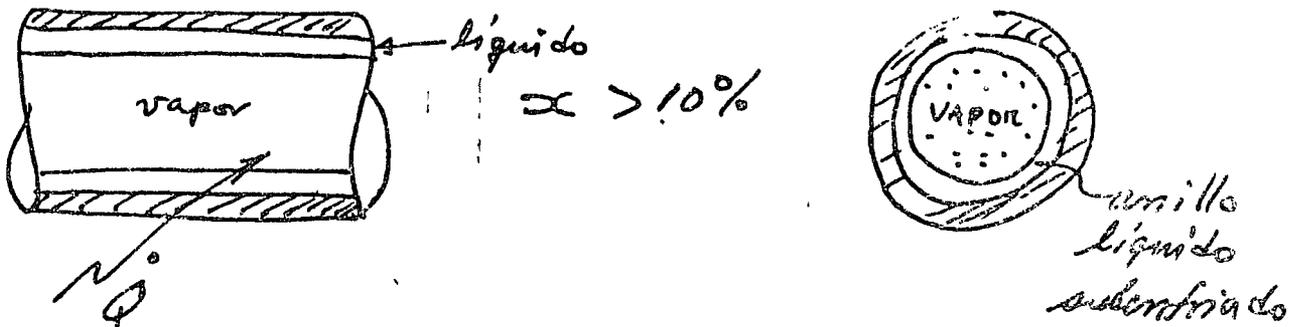
donde T_s está en °F y p en psia. Mas recientemente:

Thom [22] sugirió:

$T_p - T_{sat} = \frac{72}{e^{p/1260}} \left(\frac{q''}{10^6}\right)^{1/2}$ (4.25)

Que parece estar más adecuada para flujos de calor interiores a bajas presiones.

4.1.6 CONVECCION FORZADA (ALTA CALIDAD)



La evidencia de eliminación de nucleación se muestra en la fig. 4.6

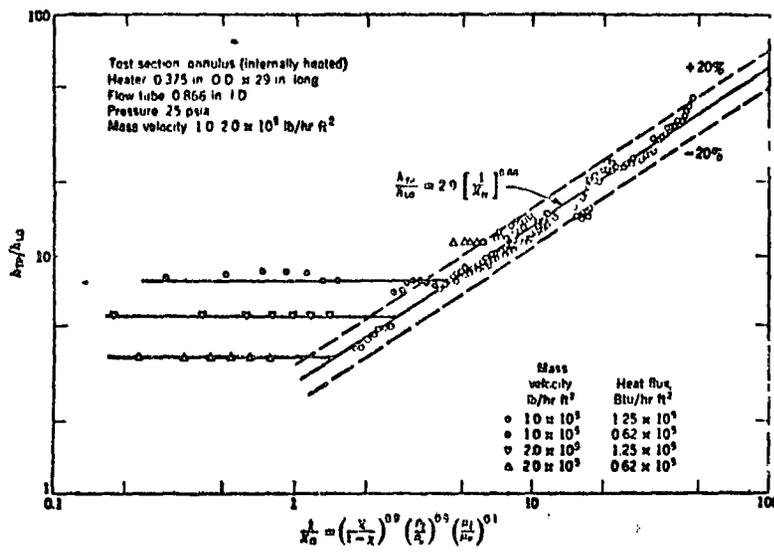


Fig. (4.6) VARIACION DEL COCIENTE DE COEFICIENTES DE TRANSFERENCIA DE CALOR CON EL PARAMETRO DE MARTINELLI

4.1.7 INFORMACION SOBRE "FLUJO CRITICO DE CALOR"

Se define el "Flujo crítico de calor" como el flujo en el cual se empieza a presentar un incremento pronunciado de la temperatura de la pared calefactora, que puede dar como resultado el colapso del tubo o de la superficie.

Se muestran algunos resultados experimentales por Smolin [23], que relacionan el flujo crítico ($\frac{q}{A}$) con la longitud para tuber de sección circular, para bajas y altas presiones (ver fig. 4.7 y 4.8)

4.1.8. Ebullición de película.

La ebullición en forma de película como un proceso de enfriamiento no ha tenido amplia aceptación comercial debido a las altas temperaturas superficiales que se detectan; en el futuro, con mejores materiales podría encontrar aplicación, sin embargo

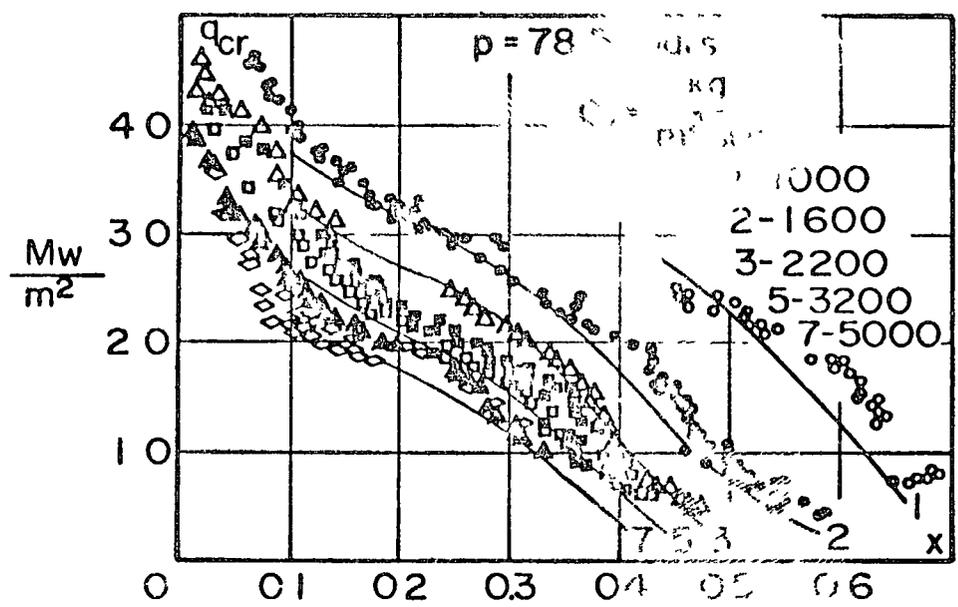


Fig. 4.7 FLUJO CRITICO DE CALOR EN TUBOS REDONDOS ($Smolin$ et al.).

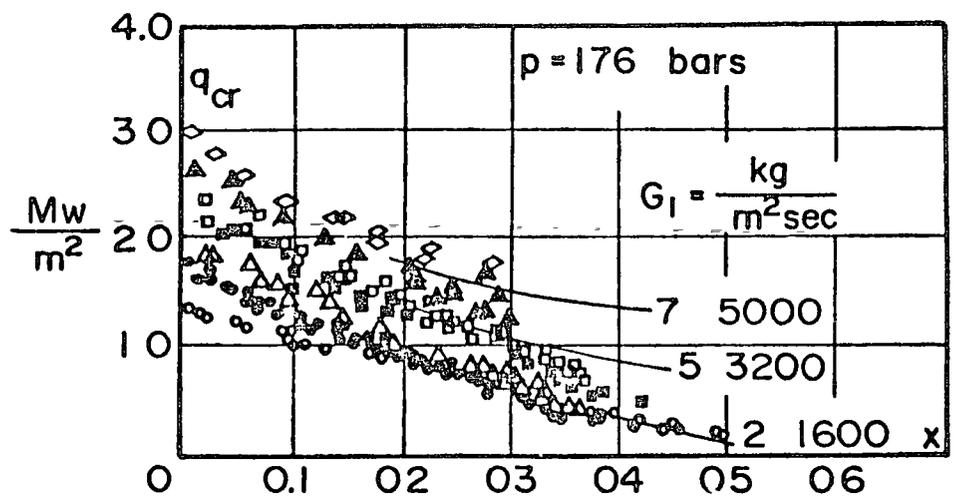


Fig. 4.8 (Cont. Fig. 4.7, alta presión).

- encuentra en algunos procesos químicos y en sistemas criogénicos.

En este proceso la evaporación se lleva a cabo en la interfase líquido vapor por conducción y radiación de la superficie de calefacción a través de la película de vapor, en la referencia [9] se encuentran las siguientes correlaciones:

- Para flujo mínimo que mantenga la película:

$$\left(\frac{q}{A}\right)_{\min} = 0.09 \rho_{vs} h_{fg} \left[\frac{g(\rho_l - \rho_v)}{\rho_l \mu + \rho_v} \right]^{1/2} \left[\frac{g_0 \tau}{g(\rho_l - \rho_v)} \right]^{1/4} \quad (4.26)$$

- Para régimen estable:

$$h_c = 0.62 \left[\frac{k_v^3 \rho_v (\rho_l - \rho_v) g (h_{fg} + 0.4 c_{pv} \Delta T)}{D_o \mu_v (T_p - T_{sat})} \right]^{1/4} \quad (4.27)$$

donde:

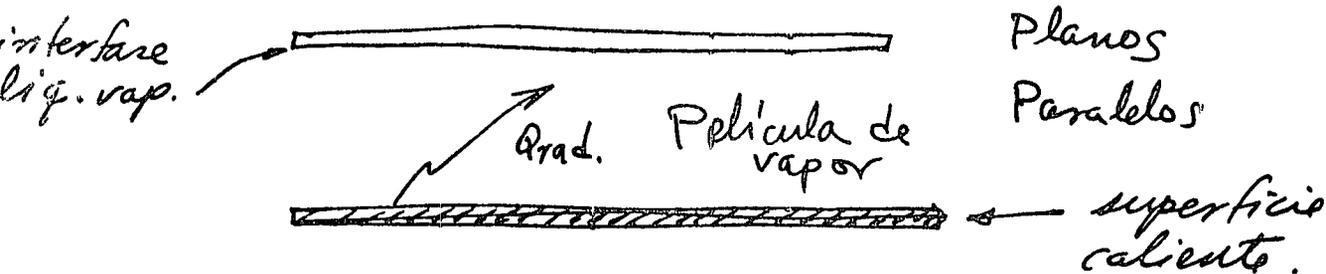
ρ = densidad del vapor a la temperatura media
 ρ_{vs} de la película

h_c = coeficiente asociado con conducción únicamente

La radiación contribuye a la transferencia e incrementa el espesor de la película, reduciendo la contribución efectiva de la conducción, el coeficiente total está dado por:

$$h = h_c \left(\frac{h_c}{h} \right)^{1/3} + h_r \quad (4.28)$$

h_r se calcula para radiación entre dos planos paralelos



Para convección forzada en tubos [9] para $V_{\infty} > 2\sqrt{gD}$ se tiene:

$$h_c = 2.7 \sqrt{\frac{V_{\infty} k_f Pr (h_{fg} + 0.4 C_{pf} \Delta T)}{D_o (\Delta T)}} \quad (4.29)$$

además:
$$h = h_c + \frac{7}{8} h_r \quad (4.30)$$

En las figuras (4.9) y (4.10) se muestran algunos resultados experimentales [9]

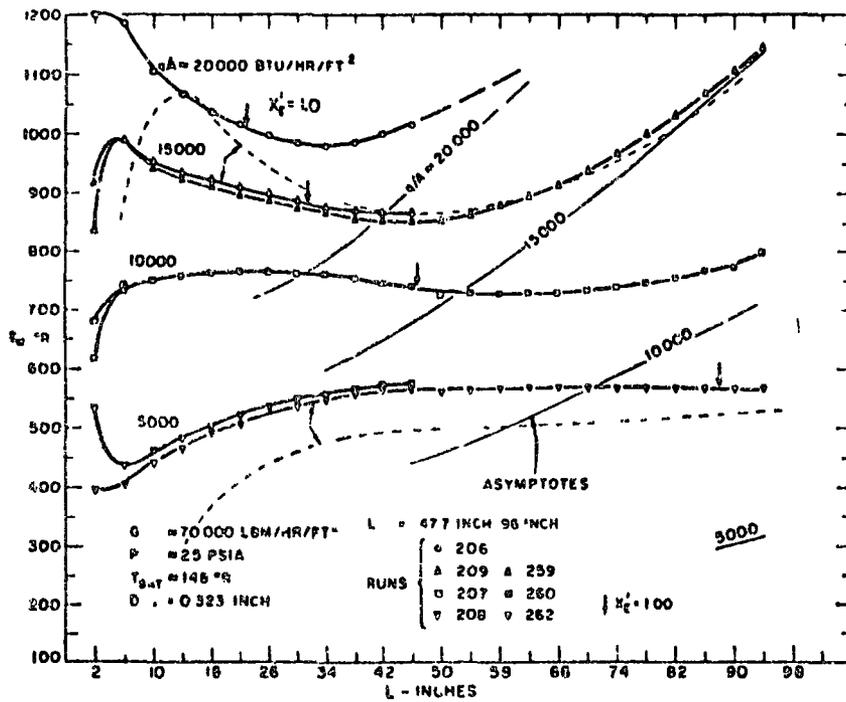


Fig. 4.9. Perfil de temperatura de la pared del tubo en ebullición de película. [9]

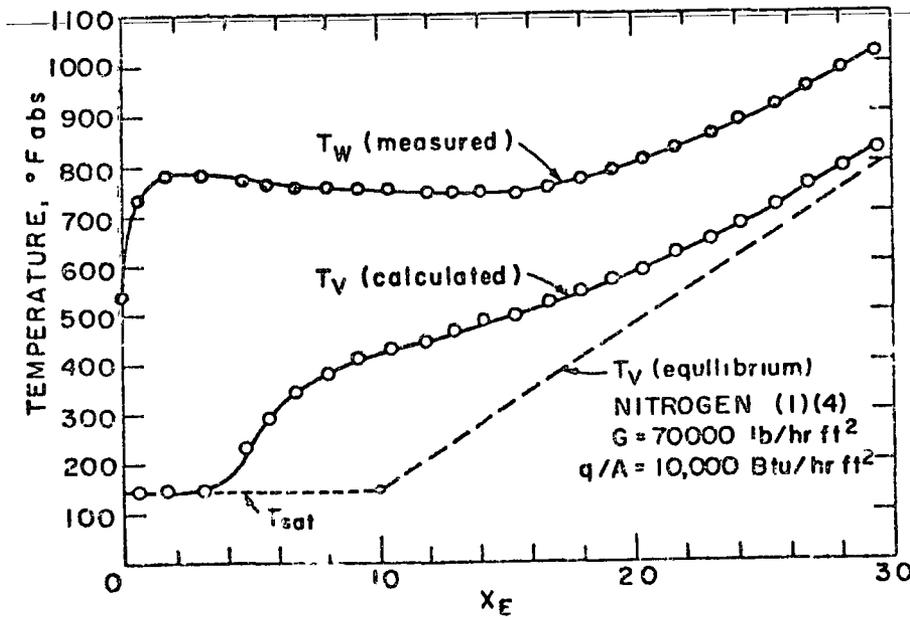
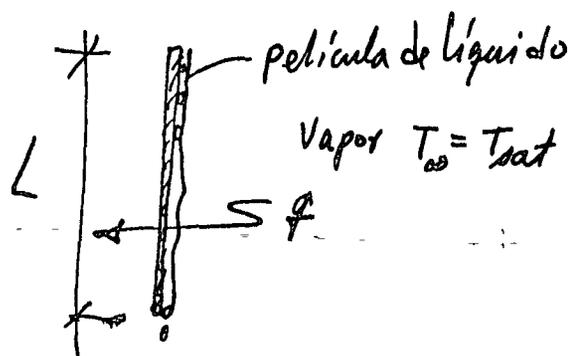


Fig 4.10 SOBRECALENTAMIENTO DEL VAPOR EN FLUJO DURANTE EBULLICION DE PELICULA. [9]

4.1.9 CONDENSACION

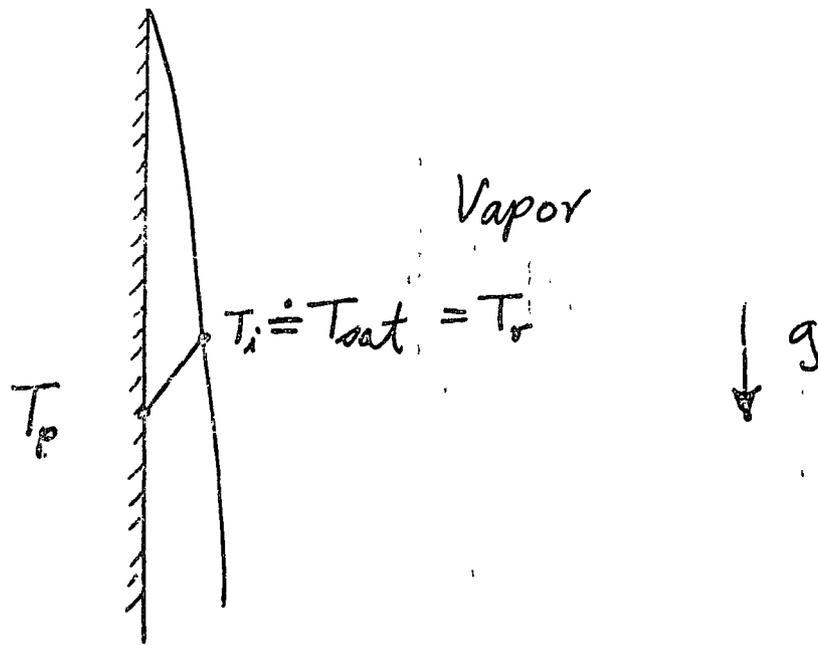
Este cambio de fase tambien representa serias limitaciones para los investigadores que desean establecer un modelo matematico preciso, el ingeniero alemán Wilhelm Nusselt (1916) analizó la formación de condensados para varias geometrias [9], sus resultados para una placa vertical condensando vapor estancado se reducen a la expresion:

$$(4.31) \quad h(T_{sat} - T_p) = \frac{q}{A} = 0.943 \sqrt[4]{\left(\frac{9\rho_l^2 k_l^3 h_{fg}}{L\mu_l}\right)} (T_{sat} - T_p)^{0.75}$$



Posteriormente Rohsenow [9] propuso la siguiente que incluye una distribución no lineal de temperatura y un gradiente gravitacional de presión:

$$h(T_{sat} - T_p) = \frac{q}{A} = 0.943 \sqrt[4]{\frac{9\rho_l(\rho_l - \rho_v) k_l^3 [h_{fg} + 0.68 C_p (T_{sat} - T_p)]}{L\mu_l}} (T_{sat} - T_p) \quad (4.32)$$



Formación de capa límite en la condensación de película en una pared fría

● Para no-metales $T_i \equiv T_{sat}$ (Temp. interfase)

Para vapores metálicos $T_{sat} - T_i$ puede ser grande en comparación con $T_i - T_p$

Finalmente se muestra en la fig. 4.11, el empleo de la correlación de Martinelli [9] comparada con resultados experimentales donde puede apreciarse que concuerdan razonablemente con la teoría.

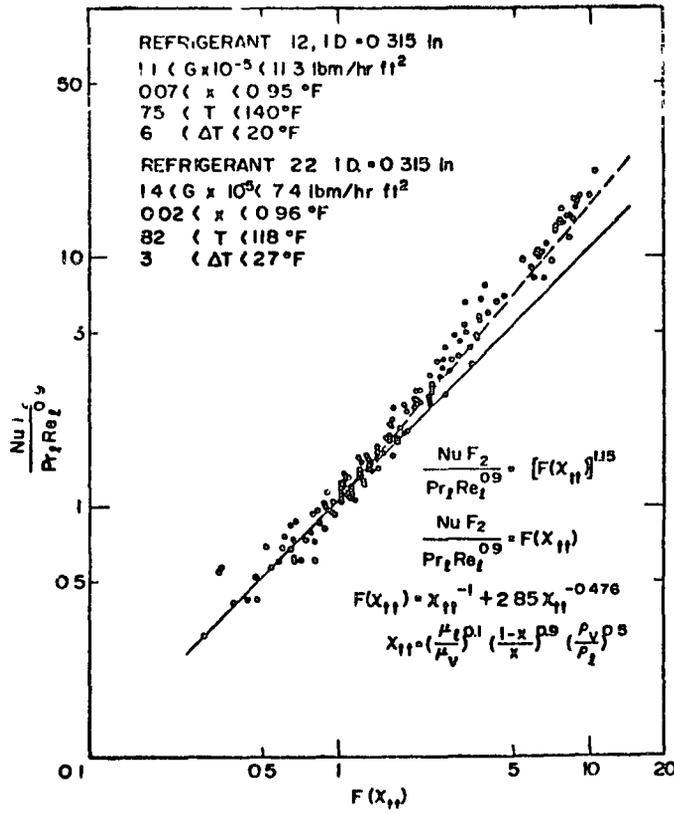


Fig. 4-11 Comparación de resultados experimentales y analíticos [9]

5. EJEMPLOS DE DISEÑO PARA EVAPORADORES Y CONDENSADORES

Con objeto de finalizar esta parte del curso con algunos ejemplos prácticos, se plantean algunos casos tomados de ejemplos prácticos; a fin de obviar la presentación, no se hace referencia al diseño mecánico, ya que ese aspecto es cubierto en forma por demás brillante por otros conferencistas de este curso

5.1 Cálculo de recuperación de calor.

En una planta para producción de ácido sulfúrico se lleva a cabo una oxidación parcial de azufre



Con una temperatura de los gases del orden de 900°C que deben enfriarse para poder pasar al re paso de oxidación a 400°C, donde vuelven a incrementar su temperatura hasta 700°C de donde debe aprovecharse el máximo de su energía para generar vapor de servicio de la planta a 20 atmósferas de presión

(1 At = 1.01325 bars, 1 bar \approx 14.5 psi), se tiene el siguiente análisis de los gases producto de la combustión del azufre:

1er PASO:

COMPONENTE	% en Peso
SO ₂	18.8752
SO ₃	7.5236
N ₂	56.6729
O ₂	16.9283
Total	100.000

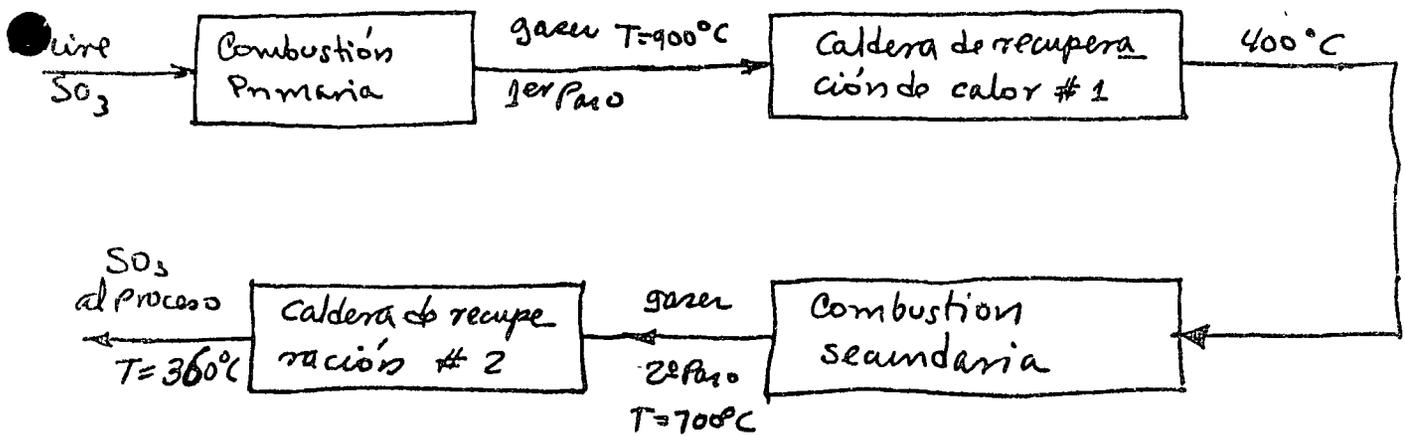
Se ha considerado para este análisis que el azufre (S) se quema con un 30% de exceso de aire y a la vez se ha depreciado el contenido de humedad del aire atmosférico.

En realidad los porcentajes en peso, representan Kg. de componente por Kg. de productos de la combustión, el número de moles correspondiente se obtiene dividiendo cada componente por el peso molecular del mismo:

TABLA 5.1

COMP	% en Peso	Peso Molecular	Molec x 100	% en Volumen
SO ₂	18.8752	64	29.4925	10.00
SO ₃	7.5236	80	9.4045	3.20
N ₂	56.6729	28	202.4032	68.80
O ₂	16.9283	32	52.9009	18.00
Σ	100.000	—	294.2011	100.00

Un esquema simplificado del proceso se muestra a continuación:



Debe recordarse que el objetivo primordial es la producción de ácido sulfúrico, que se lleva a cabo mediante la siguiente reacción química



Para el 2º paso, a manera ilustrativa se procede a partir de un análisis por volúmenes (lectura de aparato de Orsat) de los gases:

COMPONENTE	% en Volumen (lectura de Orsat)
SO ₂	2.60
SO ₃	10.80
N ₂	72.30
O ₂	14.30
Σ	100.00

La siguiente tabla ilustra el procedimiento para obtener, a partir de esta información, el porcentaje en peso, necesario para el cálculo de propiedades:

COMP	% en Vol.	Peso Molecular	Fracción Mol.	% en Peso
SO ₂	2.60	(x) 64	166.40	4.74
SO ₃	10.80	(x) 80	864.00	24.60
N ₂	72.30	(x) 28	2024.40	57.64
O ₂	14.30	(x) 32	457.60	13.02
Σ	100.00		3512.40	100.00

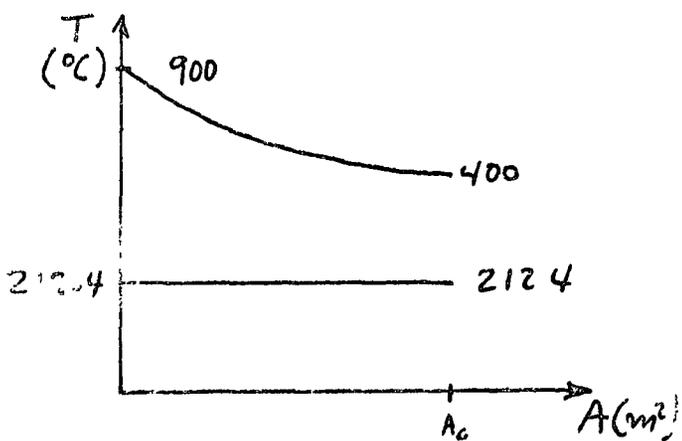
} Tabla 5-2

Si el flujo de gases es de 110 800 Kg/hr., calcular la evaporación posible a las condiciones propuestas

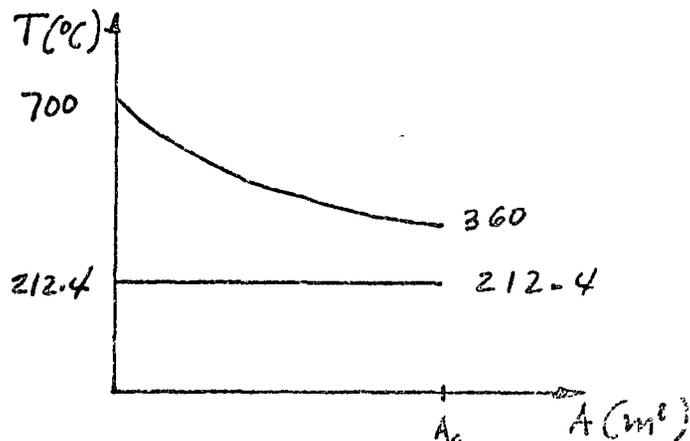
Si la caída de presión en cada unidad no debe exceder de 80 cm. col H₂O para disminuir la potencia de ventilación en lo posible.

5.2 SOLUCION

Antes de proceder con la solución específica de la evaporación del agua, deben calcularse las propiedades del gas; de hecho se tienen dos evaporadores, la distribución de temperaturas se muestra a continuación:



Evaporador # 1



Evaporador # 2

Las propiedades del gas deben por tanto

evaluarse a una temperatura media; para el evaporador #1:

$$T_{mg} = \frac{T_e + T_s}{2} = \frac{900 + 400}{2} = 650^\circ\text{C}$$

Para el cálculo se hace necesario evaluar las siguientes propiedades a $T_{mg} = 650^\circ\text{C}$; ρ , c_p , μ , k ; la densidad puede calcularse sin mucho error con la aproximación del gas perfecto o bien de información gráfica o tabulada; si se cuenta con ella. Para el presente ejemplo los datos fueron tomados del [J. H. Perry & R. H. Perry, [24] Engineering Manual, Kogakusha, Ltd, Tokyo, Japan, 1959] y de cualquier libro de tablas de vapor [J. H. Keenan, R. G. Keyes Thermodynamic Properties of Steam, John Wiley & Sons, Inc [25] Unidades del sistema internacional, New York, N. Y., 1971]:

Para el SO_3 ^{estado sólido} $\rho = 1752 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = \text{cte}$

SO_2 ; $\rho = \frac{P}{RT}$ Gas perfecto.

(58)

$$R_{SO_2} = \frac{\bar{R}}{M_{SO_2}} = \frac{8.317 \text{ KJ}}{\cancel{\text{kg mol}^\circ\text{K}} \cdot 64 \frac{\text{Kg}}{\cancel{\text{kg mol}}}} = 129.95 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{K}}$$

$$P = \frac{101913 + 101325}{2} \frac{\text{Nt}}{\text{m}^2} = 101619 \frac{\text{Nt}}{\text{m}^2}$$

$$\rho_{SO_2} = \frac{101619 \frac{\text{Nt}}{\text{m}^2}}{\left(129.95 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{K}}\right) \left(\underbrace{650+273}_{923} \text{K}\right)} = 0.8472 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

$1\text{J} = \text{Nt} \times \text{m}$

Se sigue el mismo procedimiento para el N_2

$$\rho_{N_2} = \frac{P}{R_{N_2} T} = \frac{101619 \text{ Nt}}{(\text{m}^2) \left(297.04 \frac{\text{Jt} \times \text{m}}{\text{kg}^\circ\text{K}}\right) (923 \text{K})} = 0.3707 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

Finalmente para el oxígeno

$$\rho_{O_2} = \frac{101619}{(259.91)(923)} = 0.4236$$

Para el SO_3 no se cuenta con información ni tabulada ni gráfica, por lo cual también se aproxima su comportamiento con el del gas perfecto, el error será cuando mucho del porcentaje en peso presente, el cual es requerido y por tanto aceptable:

$$\Rightarrow \rho_{SO_3} = \frac{(101913 + 101325) \text{ Nt}}{(\text{m}^2 \times 2) \left(103.96 \frac{\text{Nt} \times \text{m}}{\text{kg}^\circ\text{K}}\right) (923 \text{K})} = 1.0529 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

La densidad aproximada de la mezcla, se calcula siguiendo los procedimientos normales de la termodinámica de mezclas no-reativas, la tabla 5.3 ilustra el procedimiento:

Tabla 5.3 densidad de la mezcla

Componente	Densidad ρ Kg/m ³	Vol específico $v = \frac{1}{\rho}$ m ³ /kg	% en Peso (Tabla 5.1)	Vol esp Comp.
SO ₂	0.8472	1.1804	18.8752	0.2228
SO ₃	1.0590	0.9443	7.5236	0.0710
N ₂	0.3707	2.6976	56.6729	1.5288
O ₂	0.4236	2.3607	16.9283	0.3996
Σ			100.000	2.2222

de donde $v_{mezcla} = 2.222 \text{ m}^3/\text{kg}$. $\rho = \frac{1}{v}$

$$\boxed{\rho_{mezcla} = \frac{1}{2.222 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}}} = 0.450 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad (5.1)}$$

T = 650°C

5.2.1. Calor específico

Se sigue el mismo procedimiento que en el caso de la densidad, existe información para todos los componentes, con excepción del SO₃, empleando el mismo

(60)

- razonamiento anterior; consideramos sin mucho error que se comporta como gas perfecto con $C_p = cte.$

$$C_p - C_v = R_{SO_3} = \frac{\hat{R}}{M_{SO_3}} = \frac{8317 \text{ J}}{\frac{\text{kg mol}^\circ\text{K}}{80 \frac{\text{kg}}{\text{kg mol}}}} = 103.96 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}^\circ\text{K}}$$

también $\frac{C_p}{C_v} = 1.29$ (Ref [24])

$$C_p = 1.29 C_v$$

$$1.29 C_v - C_v = 103.96$$

$$0.29 C_v = 103.96$$

$$C_v = \frac{103.96}{0.29} = 358.49 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{K}}$$

$$\Rightarrow C_{p_{SO_3}} = 462.45 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{K}} = 0.462 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}^\circ\text{K}} \Big]_{T=650^\circ\text{C}}$$

El SO_2 se obtiene directamente de [24], rango de 400 a 1400 °C (pag. 3-18) :

$$C_{p_{SO_2}} = 0.628 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}^\circ\text{K}} \Big]_{T=650^\circ\text{C}}$$

El N_2 se obtiene de la misma fuente [24], rango

0° - 1400 °C :

$$C_{p_{N_2}} = 0.7953 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}^\circ\text{K}} \Big]_{T=650^\circ\text{C}}$$

Finalmente el O_2 [], rango $500 - 1400^\circ C$

$$C_{p_{O_2}} = 0.7326 \frac{KJ}{Kg^\circ K} \Big]_{T=650^\circ C}$$

El cálculo del calor específico de la mezcla, se desarrolla en la tabla 5-4

Tabla 5.4 (Calor específico de la mezcla)

Comp	% en P_{m00} (Tabla 5.1)	C_p Comp	Contribución al C_p .
SO_2	18.8752	0.628	0.1251
SO_3	7.5236	0.462	0.0348
N_2	56.6729	0.7953	0.4507
O_2	16.9283	0.7326	0.1240
Σ	100.00	—	0.7346

$$C_{p_{mezcla}} \Big]_{T=650^\circ C} = 0.7346 \frac{KJ}{Kg^\circ C} \quad (5.2)$$

5.2.2. Viscosidad

Siguiendo el mismo procedimiento, se obtienen los siguientes valores valores de la referencia [24] y se procede de inmediato

con el procedimiento de la tabla (5.5)

TABLA 5.5 (Viscosidad de la mezcla)

Comp.	Visc (centipoise)	Visc Kg/m seg	Visc ⁻¹ $\frac{m \cdot seg}{kg}$	% en Pico	Contribución
SO ₂	0.032	3.2 x 10 ⁻⁵	31250.00	18.8752	5948.50
SO ₃	0.032	3.2 x 10 ⁻⁵	31250.00	7.5236	2351.13
N ₂	0.041	4.1 x 10 ⁻⁵	24390.24	56.4729	13822.66
O ₂	0.043	4.3 x 10 ⁻⁵	23255.81	16.9283	3936.81
Σ				100.0000	26009.10

$$\Rightarrow \mu_{mezcla} \Big|_{T=650^{\circ}C} = \frac{1}{26009.10} = 3.845 \times 10^{-5} \frac{Kg}{m \cdot seg} \quad (5.3)$$

5.2.3 Conductividad térmica

Para el SO₂ y SO₃ se toma la siguiente expresión [34]

$$k = 3.24 \times 10^{-5} T + 0.0087$$

$$k \left[\frac{W}{m \cdot ^{\circ}C} \right]; T [^{\circ}C]$$

Para T = 650°C

$$k_{SO_2, SO_3} = 3.24 \times 10^{-5} (650) + 0.0087 = 0.0298 \frac{W}{m \cdot ^{\circ}C} \Big|_{T=650^{\circ}C}$$

Con lo cual puede integrarse la tabla 5.6

Tabla 5.6 (Conductividad de la mezcla)

Comp	Conductividad $W/m\ ^\circ C$	% en peso	Contribución
SO_2+SO_3	0.0298	26.3988	0.0078668
N_2	0.0607	56.6729	0.0344005
O_2	0.0730	16.9283	0.0123577
Σ		100.000	0.054625

$$k_{mezcla} = 0.054625 \frac{W}{m\ ^\circ C} \quad (5.4)$$

Con el último resultado se tienen todos los parámetros físicos de la mezcla (ρ, ρ, μ, k)

5.2.4 Generación de vapor

Este valor puede calcularse en forma muy sencilla mediante un simple balance térmico (1ª ley)

Calor cedido al vapor = Calor perdido por los gases.

En forma semántica;

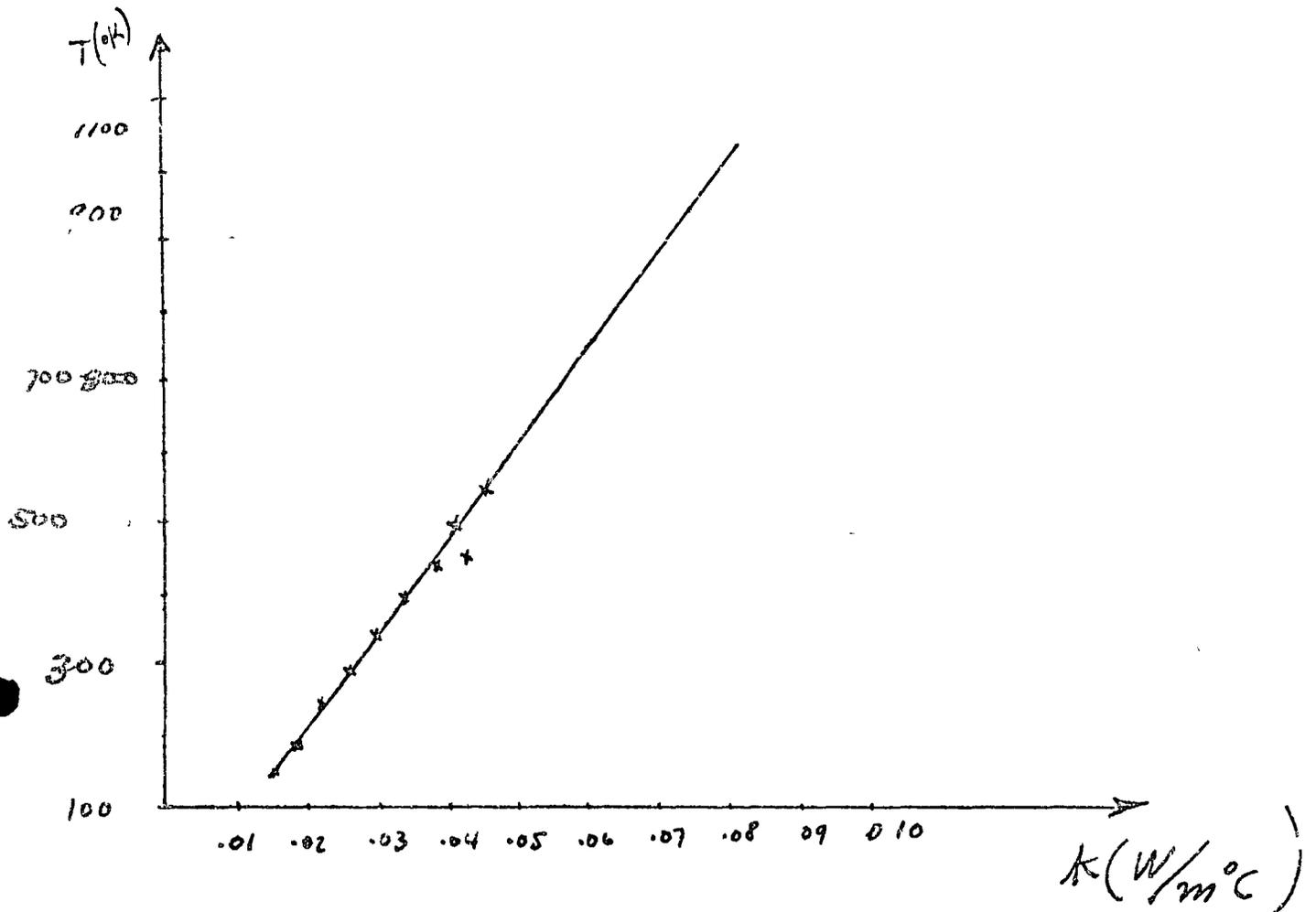


Fig. 5.1 VARIACION DE LA CONDUCTIVIDAD TERMICA CON LA TEMPERATURA PARA EL OXIGENO [26]
x Puntos experimentales, para el valor dado se extrapola.

Table A-5 Properties of Air at Atmospheric Pressure†

The values of μ , k , c_p , and Pr are not strongly pressure-dependent and may be used over a fairly wide range of pressures

$T, ^\circ\text{K}$	ρ kg/m^3	c_p , $\text{kJ/kg}^\circ\text{C}$	μ , $\frac{\text{kg m s}^{-1}}{10^{-5}}$	ν , $\frac{\text{m}^2/\text{s}}{\times 10^6}$	k , $\text{W/m}^\circ\text{C}$	α , $\frac{\text{m}^2/\text{s}}{\times 10^4}$	Pr
100	3.6010	1.0266	0.6924	1.923	0.009246	0.02501	0.770
150	2.3675	1.0099	1.0263	4.343	0.013735	0.05745	0.753
200	1.7094	1.0061	1.3289	7.490	0.01809	0.10165	0.739
250	1.4128	1.0053	1.488	9.49	0.02227	0.13161	0.722
300	1.1774	1.0057	1.983	15.68	0.02624	0.22160	0.708
350	0.9980	1.0090	2.075	20.76	0.03003	0.2983	0.697
400	0.8826	1.0140	2.266	25.90	0.03365	0.3760	0.689
450	0.7833	1.0207	2.484	28.86	0.03707	0.4222	0.683
500	0.7048	1.0295	2.671	37.90	0.04038	0.5564	0.690
550	0.6423	1.0392	2.848	44.34	0.04360	0.6532	0.680
600	0.5879	1.0551	3.018	51.34	0.04659	0.7512	0.680
650	0.5430	1.0635	3.177	58.51	0.04953	0.8578	0.682
700	0.5030	1.0752	3.332	66.25	0.05230	0.9672	0.684
750	0.4709	1.0856	3.481	73.91	0.05509	1.0774	0.686
800	0.4405	1.0978	3.625	82.29	0.05779	1.1951	0.689
850	0.4149	1.1095	3.765	90.75	0.06028	1.3097	0.692
900	0.3925	1.1212	3.899	99.3	0.06279	1.4271	0.696
950	0.3716	1.1321	4.023	108.2	0.06525	1.5510	0.699
1000	0.3524	1.1417	4.152	117.8	0.06752	1.6779	0.702
1100	0.3204	1.160	4.44	138.6	0.0732	1.969	0.704
1200	0.2947	1.179	4.69	159.1	0.0782	2.251	0.707
1300	0.2707	1.197	4.93	182.1	0.0837	2.583	0.705
1400	0.2515	1.214	5.17	205.5	0.0891	2.920	0.705
1500	0.2355	1.230	5.40	229.1	0.0946	3.262	0.705
1600	0.2211	1.248	5.63	254.5	0.100	3.609	0.705
1700	0.2082	1.267	5.85	280.5	0.105	3.977	0.705
1800	0.1970	1.287	6.07	308.1	0.111	4.379	0.704
1900	0.1858	1.309	6.29	338.5	0.117	4.811	0.704
2000	0.1762	1.338	6.50	369.0	0.124	5.260	0.702
2100	0.1682	1.372	6.72	399.6	0.131	5.715	0.700
2200	0.1602	1.419	6.93	432.6	0.139	6.120	0.707
2300	0.1538	1.482	7.14	464.0	0.149	6.540	0.710
2400	0.1458	1.574	7.35	504.3	0.161	7.020	0.718
2500	0.1394	1.688	7.57	543.5	0.175	7.441	0.730

† From Natl. Bur. Stand. (U.S.) Circ. 564, 1955

VALORES DE PROPIEDADES
Tomado de la referencia [26]

Table A G Properties of Gases at Atmospheric Pressure†

Values of μ , λ , c_p , and Pr are not strongly pressure-dependent for He, H₂, O₂, and N₂, and may be used over a fairly wide range of pressures

T , °K	ρ , kg/m ³	c_p , kJ/kg °C	μ , kg/m s	ν , m ² /s	λ , W/m °C	α , m ² /s	Pr
Helium							
144	0.1339	5.200	125.5×10^{-7}	37.11×10^{-6}	0.0928	0.5275×10^{-4}	0.71
200	0.2135	5.200	156.6	64.38	0.1177	0.9288	0.71
255	0.1906	5.200	181.7	95.50	0.1357	1.3675	0.71
366	0.13280	5.200	230.5	173.6	0.1691	2.449	0.71
477	0.10204	5.200	275.0	269.3	0.197	3.716	0.72
589	0.08282	5.200	311.3	375.8	0.225	5.215	0.72
700	0.07032	5.200	347.5	494.2	0.251	6.661	0.72
800	0.05023	5.200	381.7	634.1	0.275	8.774	0.72
Hydrogen							
150	0.16371	12.602	5.595×10^{-6}	34.18×10^{-6}	0.0981	0.475×10^{-4}	0.718
200	0.12270	13.540	6.813	55.53	0.1282	0.772	0.719
250	0.09819	14.059	7.919	80.64	0.1561	1.130	0.713
300	0.08185	14.314	8.963	109.5	0.182	1.554	0.706
350	0.07016	14.436	9.954	141.9	0.206	2.031	0.697
400	0.06135	14.491	10.864	177.1	0.228	2.568	0.680
450	0.05462	14.499	11.779	215.6	0.251	3.164	0.652
500	0.04918	14.507	12.636	257.0	0.272	3.817	0.625
550	0.04469	14.532	13.475	301.6	0.292	4.516	0.665
600	0.04085	14.537	14.285	349.7	0.315	5.306	0.664
700	0.03492	14.574	15.89	455.1	0.351	6.903	0.659
800	0.03060	14.675	17.40	569	0.384	8.563	0.664
900	0.02723	14.821	18.78	690	0.412	10.217	0.676
Oxygen							
150	2.6190	0.9178	11.490×10^{-6}	4.387×10^{-6}	0.01367	0.05688×10^{-4}	0.723
200	1.9559	0.9131	14.850	7.593	0.01824	0.10214	0.735
250	1.5618	0.9157	17.87	11.45	0.02259	0.15794	0.725
300	1.3007	0.9203	20.61	15.86	0.02676	0.22353	0.700
350	1.1133	0.9291	23.16	20.70	0.03070	0.2968	0.712
400	0.9755	0.9420	25.54	26.18	0.03461	0.3768	0.695
450	0.8682	0.9567	27.77	31.99	0.03828	0.4609	0.693
500	0.7801	0.9722	29.91	38.34	0.04173	0.5502	0.697
550	0.7096	0.9881	31.97	45.05	0.04517	0.6441	0.700

TOMADO DE LA REFERENCIA [26]

	f	u	w	Nitrogen	L	α	r
200	1.710 ^v	1.0429	12.947×10^{-6}	7.568×10^{-6}	0.01824	0.10224×10^{-4}	0.747
300	1.1171	1.0408	17.84	15.63	0.02620	0.22044	0.713
400	0.8538	1.0459	21.98	25.74	0.03335	0.3734	0.691
500	0.6571	1.0555	25.70	37.66	0.03984	0.5530	0.684
600	0.5657	1.0756	29.11	51.19	0.04580	0.7486	0.686
700	0.4931	1.0969	32.13	65.13	0.05123	0.9166	0.691
800	0.4277	1.1225	34.84	81.46	0.05609	1.1685	0.700
900	0.3796	1.1164	37.49	91.06	0.06070	1.3946	0.711
1000	0.3412	1.1677	40.00	117.2	0.06475	1.6250	0.724
1100	0.3108	1.1857	42.28	136.0	0.06850	1.8591	0.736
1200	0.2851	1.2037	44.50	156.1	0.07184	2.0932	0.748

Carbon dioxide

220	2.4713	0.783	11.105×10^{-6}	4.490×10^{-6}	0.010805	0.05920×10^{-4}	0.818
250	2.1657	0.804	12.590	5.813	0.012884	0.07401	0.793
300	1.7973	0.871	14.958	8.321	0.016572	0.10588	0.770
350	1.5362	0.900	17.205	11.19	0.02047	0.14808	0.755
400	1.3424	0.942	19.32	14.39	0.02461	0.19463	0.738
450	1.1918	0.980	21.34	17.90	0.02897	0.24813	0.721
500	1.0732	1.017	23.26	21.67	0.03352	0.3084	0.702
550	0.9739	1.047	25.08	25.74	0.03821	0.3750	0.685
600	0.891 ^v	1.076	26.83	30.02	0.04311	0.4483	0.668

Ammonia, NH₃

273	0.7929	2.177	9.353×10^{-6}	1.18×10^{-5}	0.0220	0.1308×10^{-4}	0.90
323	0.6487	2.177	11.035	1.70	0.0270	0.1920	0.88
373	0.5590	2.236	12.886	2.30	0.0327	0.2619	0.87
423	0.4934	2.315	14.672	2.97	0.0391	0.3432	0.87
473	0.4405	2.395	16.49	3.74	0.0467	0.4421	0.84

Water vapor

380	0.5863	2.060	12.71×10^{-6}	2.16×10^{-5}	0.0246	0.2036×10^{-4}	1.060
400	0.5542	2.014	13.44	2.42	0.0261	0.2338	1.040
450	0.4902	1.980	15.25	3.11	0.0299	0.307	1.010
500	0.4405	1.985	17.04	3.86	0.0339	0.387	0.996
550	0.4005	1.997	18.54	4.70	0.0379	0.475	0.99
600	0.3652	2.026	20.67	5.66	0.0422	0.573	0.985
650	0.3380	2.056	22.47	6.64	0.0464	0.666	0.995
700	0.3140	2.085	24.26	7.72	0.0505	0.772	1.000
750	0.2931	2.119	26.04	8.88	0.0549	0.883	1.005
800	0.2739	2.152	27.86	10.20	0.0592	1.001	1.000
850	0.2579	2.186	29.69	11.52	0.0637	1.130	1.009

† Adapted to SI units from F. R. G. Eckert and R. M. Drake, "Heat and Mass Transfer", 2d ed., McGraw-Hill Book Company, New York, 1959

Tomado de la referencia [26]

En forma algebraica:

$$\dot{m}_v h_{fg} = \dot{m}_g c_{pg} \Delta T_g$$

$$\dot{m}_v = \frac{\dot{m}_g c_{pg} \Delta T_g}{h_{fg}} = \frac{(110800 \frac{\text{Kg}}{\text{hr}})(0.7346 \frac{\text{kJ}}{\text{Kg}^\circ\text{C}})(500^\circ\text{C})}{1888.71 \frac{\text{kJ}}{\text{Kg}}}$$

$$\dot{m}_v = 21547.40 \frac{\text{Kg}}{\text{hr}} \text{ de vapor} \quad (5.5)$$

Solo en el 1er paso

La generación de vapor en el 2º paso se calcula en forma similar, los cálculos de propiedades ya no se llevan a cabo, dado que sería una ~~repetición~~ repetición de todo el proceso ilustrado hasta ahora, por lo cual solo se calcula a continuación el flujo de vapor con $c_{p_{mezcla}} \Big|_{T=530^\circ\text{C}} = 0.7052 \frac{\text{kJ}}{\text{Kg}^\circ\text{C}}$

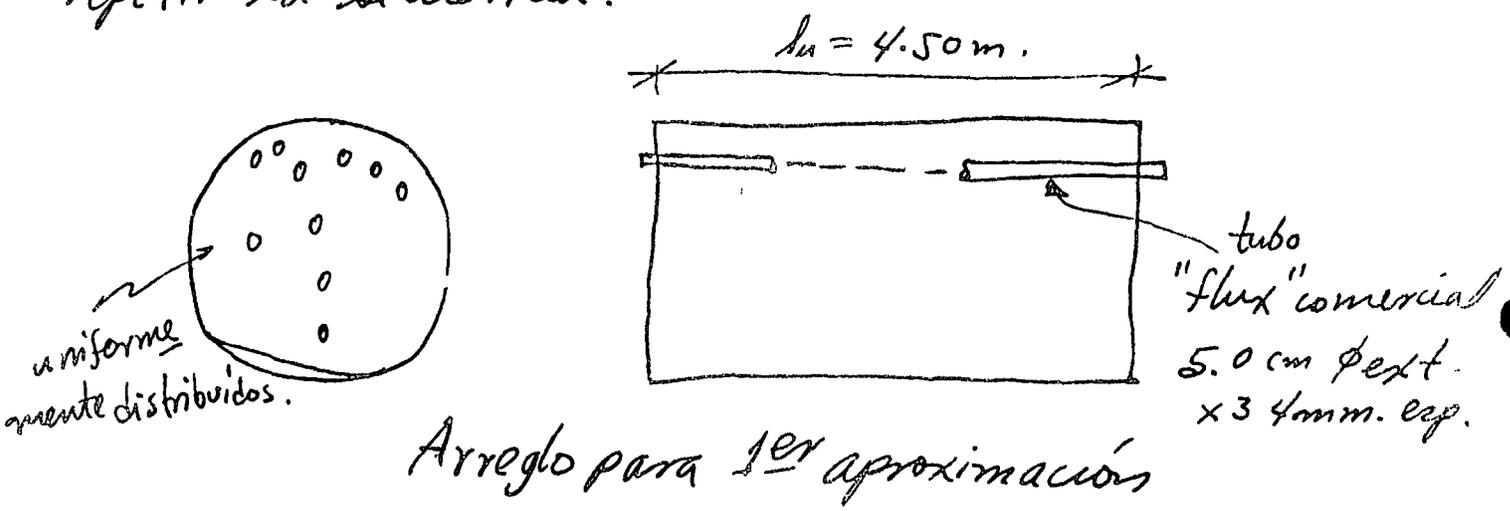
$$\dot{m}_{v2} = \frac{110800 \times 0.7052 \times 340}{1888.71} = 14065.84 \frac{\text{Kg}}{\text{hr}} \quad 5.6$$

Generación total.

$$\dot{m}_v = \dot{m}_{v1} + \dot{m}_{v2} = 35,613.24 \frac{\text{Kg}}{\text{hr}} \quad (5.7)$$

5.25 Caída de presión

El cálculo de la caída de presión debe hacerse por ensayo y error, puesto que una de las limitaciones especificadas es una caída de presión de 80 cm. columna de H₂O se supone un arreglo geométrico y una longitud inicial y se procede con el cálculo, al terminar se compara el valor presupuesto con el calculado y si los resultados coinciden razonablemente se da por terminado el diseño, de lo contrario se vuelve a repetir la secuencia.



- Para verificar caída de presión, se puede emplear la fórmula [26] de D'Arcy

$$\Delta P = f \frac{L}{d} \rho \frac{v^2}{2} \quad (5.8)$$

donde $\frac{f}{8} = St Pr^{1/3}$ (Analogía de Reynolds)

o bien se obtiene del Diagrama de Moody

Se hace necesario suponer un número inicial de tubos,

sea $n = 600$, el área de flujo (A_F) está dada por:

$$A_F = 600 \frac{\pi}{4} d_i^2 \quad (d_i = \frac{50.00 - 6.8}{1000} \text{ m}) =$$

$$A_F = 0.87944 \text{ m}^2$$

$$Re = \frac{Gd}{\mu} = \frac{110800 \text{ Kg} \times 0.04320 \text{ m}}{\text{Kg} \times 3.845 \times 10^{-5} \times 3600 \text{ s} \times 0.0814 \text{ m}}$$

$$\boxed{Re = 393204.47} \quad (5.9)$$

Con lo cual consultando el diagrama de Moody para una rugosidad relativa de 0.001, moderada

- para tubo "flux" comercial, se tiene:

$$f = 0.0208 \quad (5.10) \quad (\text{Ver fig. 5.2})$$

(66A)

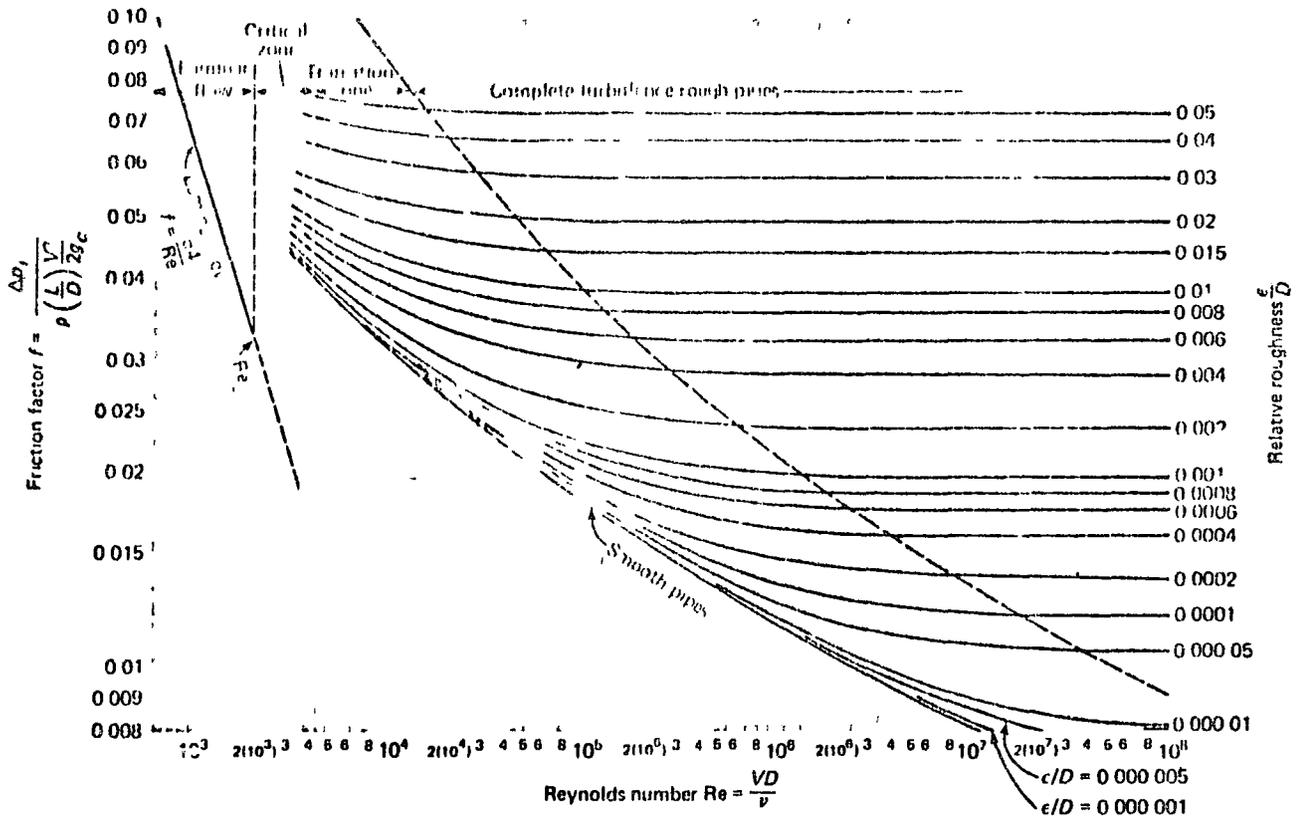


Fig 5.2 DIAGRAMA DE MOODY PARA COEFICIENTE DE FRICCIÓN EN TUBERIAS (tomado de ref. [26]).

● Con lo cual

$$\Delta p = f \frac{L}{D} \rho \frac{v^2}{2}$$

$$G = \rho v \Rightarrow v = \frac{G}{\rho} = \frac{110800}{3600 \times 0.879 \times 0.450} = 77.81 \frac{\text{m}}{\text{seg}}$$

$$(G = 35.01 \frac{\text{Kg}}{\text{seg m}^2}) \quad (5.11)$$

Sustituyendo datos:

$$\Delta p = 0.0208 \left(\frac{4.50}{0.04360} \right) \left(\frac{1}{2} \right) \left(0.450 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right) \left(77.81 \frac{\text{m}}{\text{seg}} \right)^2$$

$$\Delta p = 2924.44 \frac{\text{Nt}}{\text{m}^2}$$

Convertido a columna de agua

$$\Delta p = \frac{2924.44 \frac{\text{Nt}}{\text{m}^2}}{9810 \frac{\text{Nt}}{\text{m}^3/\text{m}}} = 0.298 \text{ m. col. H}_2\text{O}$$

$$\boxed{\Delta p = 29.8 \text{ cm.} < 80 \text{ cm.}} \quad (5.12)$$

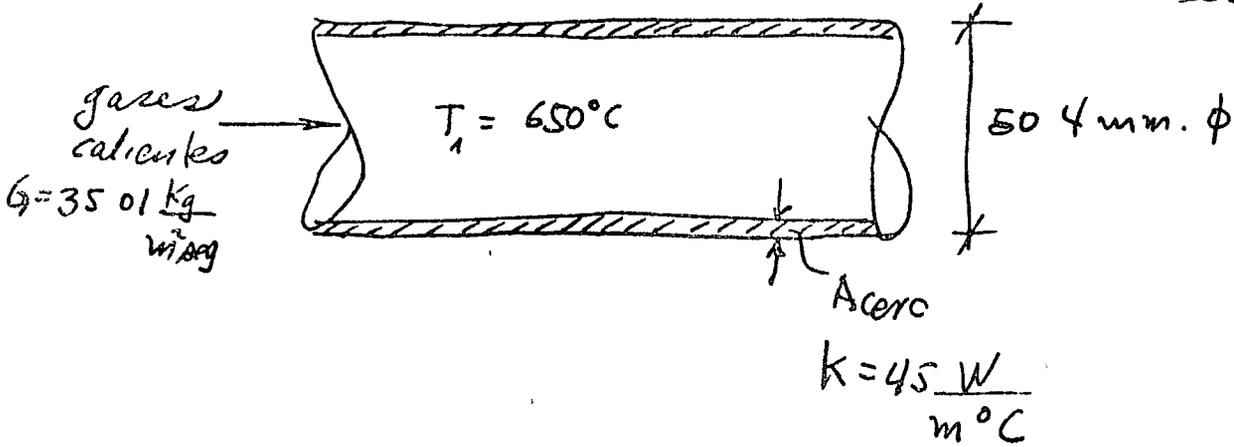
● El resultado (5.12) demuestra que la configuración geométrica seleccionada es una afortunada selección que ahora debe verificarse por cálculos.

de transferencia de calor.

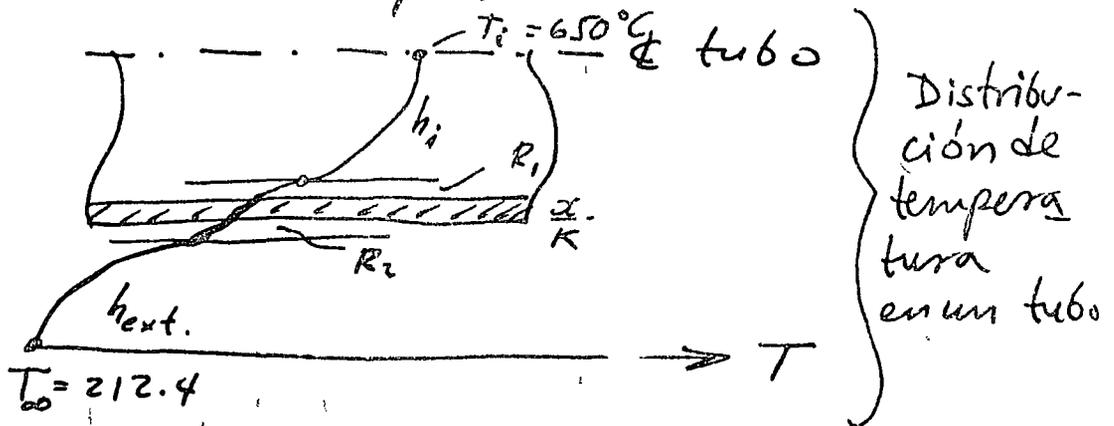
5.2.6 CALCULO DEL AREA DE CALEFACCION.

Por convención, se considera area de calefacción, la superficie bañada por los gases o el fluido de más alta temperatura, antes de proceder con el calculo, es conveniente revisar la situación física

$P_{\infty} = 20 \text{ bars}$, $T = T_{\text{act}} = 212.4^{\circ}\text{C}$ (Agua evaporándose)



Como regla práctica si $\frac{D}{e_{sp}} \geq 10$ entonces se puede considerar como una pared



De acuerdo con la nomenclatura de la figura:

$$\Sigma R = \frac{1}{h_i} + R_1 + \frac{x}{K} + R_2 + \frac{1}{h_{ext.}} \quad (5.13)$$

La dificultad primordial de (5.13) estriba en el cálculo de h_i (interior al tubo) y h_{ext} (exterior al tubo), esta última es el coeficiente de transferencia de calor en el proceso de evaporación.

5.2.6.1 Cálculo de h_i y h_e

El coeficiente interior se calcula fácilmente mediante la correlación de Dittus y Boelter [26]:

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.3} \quad (5.14)$$

$$Re = 39370447 \quad \text{Resultado (5.9)}$$

$$Pr = \frac{c_p \mu}{K} = \frac{(Re.5.2)(Re.5.3)}{Re(5.4)} = \frac{27346 \text{ J/kg} \cdot \text{s} \cdot 0.014627 \text{ kg/m} \cdot \text{s}}{\text{kg} \cdot \text{m}^2 / \text{s}^2 \cdot \text{K}} = 0.51708$$

$$Pr = 0.51708$$

(13)

$$Re^{0.8} = 29901.62$$

$$Pr^{0.3} = 0.82048$$

$$Nu = \frac{hD}{k} = 0.023 \times 29901.62 \times 0.82048 = 564.27$$

$$h = \frac{k}{D} (564.27) = \frac{0.054625 \text{ W}}{\text{m}^{\circ}\text{C} \cdot 0.0436 \text{ m}} \times 564.27$$

$$h = 706.96 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C}} \quad (5.15)$$

Para el h_{ext} (evaporación) se emplea la correlación de Rohsenow (4.12)

$$\frac{c_p(T_p - T_{sat})}{h_{fg}} = C_{sf} \left\{ \frac{q/A}{\mu_f h_{fg}} \left[\frac{\sigma}{g(\rho_l - \rho_v)} \right]^{1/2} \right\}^{1/3} Pr_l \quad (4.12)$$

$C_{sf} = 0.015$ para Agua-acero al carbono.

$$c_p = 4.186 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg } ^{\circ}\text{C}}$$

$$T_p - T_{sat} = 50^{\circ}\text{C}$$

$$h_{fg} = 1888.71 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

$$\rho_l = 850.33 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

$$\rho_v = 10.05 \text{ Kg/m}^3$$

$$\mu_f = 165 \times 10^{-6} \text{ poise} = 165 \times 10^{-7} \frac{\text{Kg}}{\text{m} \cdot \text{seg}}$$

$$\sigma = 500 \frac{\text{Nt}}{\text{m}}$$

$$g = 9.81 \frac{m}{seg^2}$$

$$P_{df} = \frac{C_{pl} \mu_p}{k} = \frac{4186 \frac{W}{seg} \times 165 \times 10^{-7} \frac{kg}{m^3}}{kg^{\circ}C \times 0.65 \frac{W}{m^{\circ}C}} = 0.106$$

$$k = 0.65 \frac{W}{m^{\circ}C}$$

En (4.12) despejando $\frac{q}{A}$

$$\frac{C_p (T_p - T_{sat})}{h_{fg}} = \left(\frac{4.186 \frac{kJ}{kg^{\circ}C}}{kg^{\circ}C} \right) \frac{(50^{\circ}C)}{1888.7 \frac{kJ}{kg}} = 0.11082 (5.11)$$

El lado derecho de (4.12) queda

$$0.015 \left(\frac{q}{A} \right)^{1/3} \left\{ \frac{1}{(165 \times 10^{-7} \frac{kg}{m^3}) (1888.7 \frac{kJ}{kg})^{1/4}} \left[\frac{500 Nt}{m \times 9.81 \frac{m}{seg^2} (850.33 - 10.05) \frac{kg}{m^3}} \right]^{1/2} \right\}^{1/3}$$

$$= 0.015 \left(\frac{q}{A} \right)^{1/3} \left\{ \frac{0.03209}{\frac{kg}{m^3} \frac{J}{kg}} \left[0.06066 \frac{Nt}{\frac{m^2 \frac{kg}{seg^2}}{m^3}} \right]^{1/2} \right\}^{1/3}$$

$= m^2$

Antes de proceder, es conveniente analizar el grupo mientro de dimensiones bajo el paréntesis interno:

$$\frac{kg}{m^3} \times \frac{m^2}{seg^2} = \frac{kg \times m}{seg^2} \times \frac{m}{m^3} = \frac{Nt}{m^2}$$

El término queda:

$$\frac{Nt}{m^2} = m^2$$

$$= \left(\frac{q}{A}\right)^{1/3} \times 0.015 \left\{ 0.03209 \frac{\text{m}^2 \text{seg}}{\text{J}} [0.24629] \right\}^{1/3}$$

$$= 0.00299 \left(\frac{\text{seg}^2}{\text{J}}\right)^{1/3} \left(\frac{q}{A}\right)^{1/3} \quad (5.17)$$

Iguando el resultado (5.16) al (5.17)

$$0.11082 = 0.00299 \left(\frac{\text{seg}^2}{\text{J}}\right)^{1/3} \left(\frac{q}{A}\right)^{1/3}$$

$$\left(\frac{q}{A}\right)^{1/3} = \frac{0.11082}{0.00299} \left(\frac{\text{J}}{\text{seg}^2}\right)^{1/3} = 3708.97 \left(\frac{\text{J}}{\text{seg}^2}\right)^{1/3}$$

$$\frac{q}{A} = 5.1 \times 10^{10} \frac{\text{J}}{\text{seg}^2}$$

$$(5.18) \text{ Pero } \frac{q}{A} = h_{\text{ext}} (\Delta T) \Rightarrow h_{\text{ext}} = \frac{q}{A \Delta T} = 1.02 \times 10^9 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}}$$

Con el resultado (5.18) puede procederse al cálculo del coeficiente general de transferencia de calor, las resistencias R_1 y R_2 por depósitos o suciedad pueden obtenerse de los estándares TEMA:

$$R_1 = R_2 = 0.00009 \frac{\text{m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}}{\text{W}}$$

(7)

Substituyendo valores en la formula (5.13)

$$\Sigma R = \frac{1}{706.96} + 9 \times 10^{-5} + \frac{0.0034}{45} + 9 \times 10^{-5} + \frac{1}{102 \times 10^9}$$
$$\frac{1}{h_1} + R_1 + \frac{x}{k} + R_2 + \frac{1}{h_{\text{evap}}}$$

$$U = \frac{1}{\Sigma R} = 68.78 \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C} \quad (5.19)$$

5.2.7 CALCULO DEL AREA Y DIMENSIONAMIENTO FINAL

Con el coeficiente general de transferencia de calor se puede calcular el area de calefacci3n mediante

$$q = U A \Delta T_m$$

$$\Rightarrow A = \frac{q}{U \Delta T_m}$$

$$\text{donde } \Delta T_m = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}} \quad \left(\text{Para ref. ver pag. 56} \right)$$

$$\Delta T_1 = 900 - 212.4 = 687.6$$

$$\Delta T_2 = 400 - 212.4 = 187.6$$

$$\Rightarrow \Delta T_m = \frac{687.6 - 187.6}{L \frac{687.6}{187.6}} = \frac{500}{L \frac{687.6}{187.6}} = \frac{500}{12989}$$

$$\Delta T_m = 384.94$$

El calor transferido se obtiene del resultado (5.5) pág 64:

$$Q = \dot{m} h_{fg} = (21547.4 \frac{kg}{hr}) (1888.71 \frac{kJ}{kg})$$

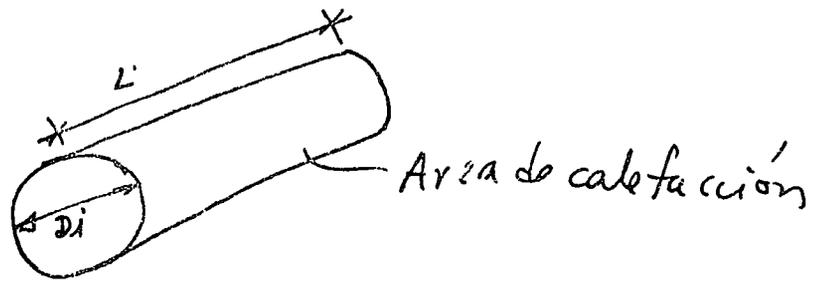
$$Q = 40.7 \times 10^6 \frac{kJ}{hr} = \frac{407 \times 10^6 \text{ kJ}}{3600 \frac{seg}{hr}} = 11305.55 \frac{kJ}{hr}$$

$$\Rightarrow A = \frac{11305550 \text{ W}}{68.78 \times 384.94 (\frac{W}{m^2K})} = 427.01 \text{ m}^2$$

Calculo de la longitud útil

$$\text{Area por tubo} = \frac{427.01}{600} = 0.7117 \text{ m}^2$$

El area de calefacción es la del cilindro interior del tubo



$$\pi D L_u = 0.7117$$

$$L_u = \frac{0.7117}{\pi \times 0.0436} = 5.126 \text{ m}$$

$$\boxed{L_u = 5.196 \text{ m}} \quad (5.20)$$

Verificando la caída de presión; (ver pág. 61), solo depende de la longitud.

$$\frac{\Delta P_{sup.}}{\Delta P_{calculada}} = \frac{\text{long. sup.}}{\text{long. calculada}}$$

$$\Delta P_{calc.} = \frac{\text{long. calc.}}{\text{long. sup.}} \Delta P_{sup.}$$

$$\Delta P_{calc.} = (29.8 \text{ cm.}) \frac{5.5}{4.5} = 36.42 \text{ cm.}$$

$$\boxed{\Delta P_{calc.} = 36.42 \text{ cm. ad H}_2\text{O}} \quad (5.21)$$

Por tanto, se tiene una condición correcta y se da por terminado el diseño.

No se presenta el caso de un condensador por escasez de tiempo y espacio, el proceso, sin embargo es muy parecido, se deja a parte.

(16)

rio del lector llevar a cabo un diseño con la información suministrada.

El ejemplo se seleccionó de un caso real y se analizaron las complicaciones reales para poder ilustrar el procedimiento de diseño de equipo térmico. Los fabricantes especializados pueden tener "información secreta" más fácil de manejar, pero desde luego que los principios son idénticamente los mismos.

Howes
4-VIII-76

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS PARA "TEORÍA ACTUAL Y PROBLEMAS DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR EN EBULLICIÓN Y CONDENSACIÓN".

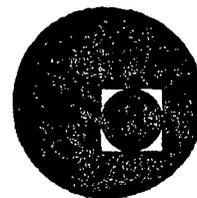
.....

1. G.R. Fryling, "Combustión engineering, a reference book on fuel burning and steam generation", Combustion Engineering, Inc., Windsor, Conn. E.U.A., 1967.
2. R.H. Thurston, "A history of the Growth of the Steam Engine" Centennial edition, Cornell University Press, 1939
3. J. Stefan, "Über die Beziehung zwischen der Wärmestrahlung und der Temperatur" Wiener Berichte, Vol. 79, pp. 391-428, 1879.
4. M. Planck, "The theory of Heat Radiation", versión en inglés, Dover Publications, Inc., 1959, 224 páginas.
5. F. Kreith, "Principles of heat Transfer", 2nd. edition, International Textbook Co., Scranton, Pa. 1965.
6. M. Blasius, "Grenzschichten in Flüssigkeiten mit kleiner Reibung". Z. Math und Phys. Vol. 56, No. 1. (1908)
7. E. Pohlhausen, "Der Wärmeaustausch zwischen festen Körpern und Flüssigkeiten mit kleiner Reibung und kleiner Wärmeleitung" ZAMM, Vol. 1 (1921) p. 115.
8. A.P. Colburn, "A Method of Correlating Forced Convection Heat Transfer Data and a Comparison with Fluid Friction", Trans. Am. Inst. Chem. Engrs., Vol. 29 (1933) pag. 174-210.
9. W.M. Rohsenow, "Status of & Problems in Boiling and Condensation Heat Transfer", Proceedings, Intl. Symposium on Two Phase Systems, Progress in Heat and Mass Transfer, Vol. 6, Pergamon Press, Ltd. Headington Hill Hall, Oxford, England 1972.
10. W.M. Rohsenow, "Nucleation in boiling heat transfer", ASME, paper 70 HT-18, ASME Symposium, Detroit, May, 1970.
11. W.M. Rohsenow, "A method of correlating heat transfer data for surface boiling of liquids", Transactions ASME 91, 245, (1969).
12. B.B. Mikic & W.M. Rohsenow, "New correlation of pool boiling data including the effect of heating surface characteristics". Journal of Heat Transfer, Transactions ASME 91, 245 (1969).
13. W.T. Brown, A.E. Bergles, "A study of flow surface boiling", doctoral dissertation, MIT, 1967.
14. N. Zuber, "Hydrodynamic aspects of boiling heat transfer" USAEC Report AECU-4439, (1959), doctoral dissertation, University of California at Los Angeles, (1959).

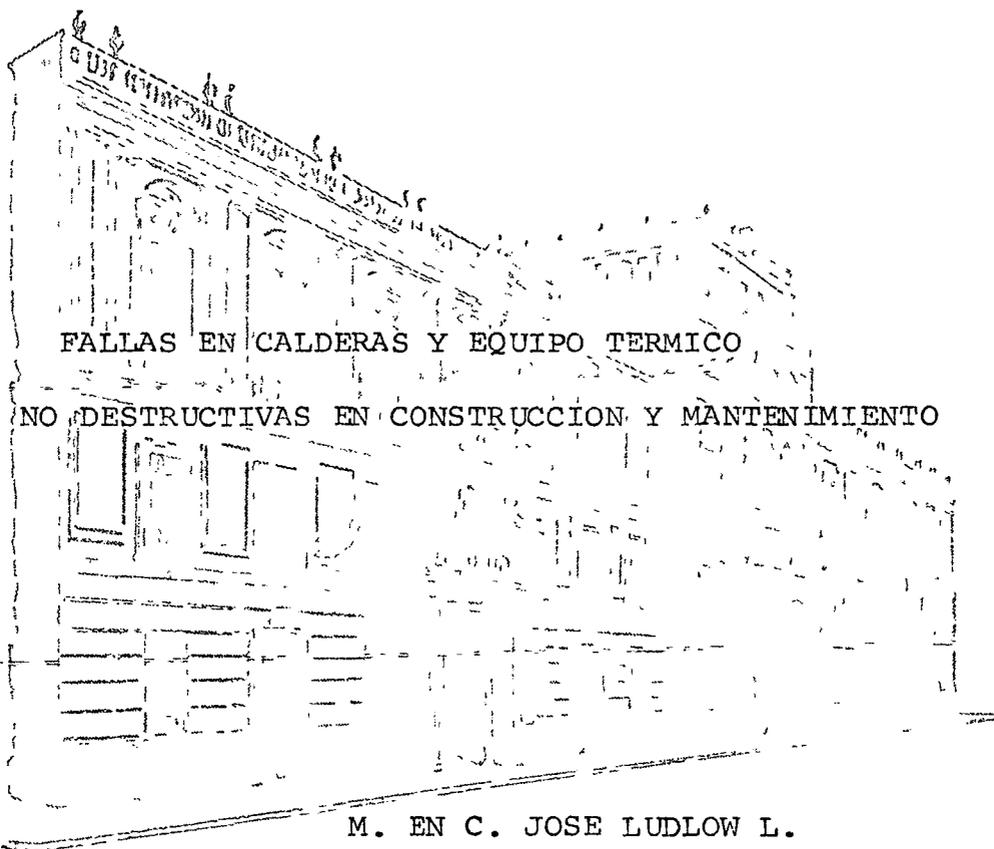
15. S.S. Kutateladze, "Heat transfer in condensation and boiling", Instituto de Física Térmica, Novosibirsk, Siberia, U.R.S.S. traducción de U.S.AEC= tr-3770, (1952).
16. Y.P. Clang, N.W. Snyder, "Heat transfer in saturated boiling", Chem. Eng. Prog. Symp. Series 56 (30)25-38 (1960).
17. R.C. Noyes, H. Lurie "Boiling Sodium Heat Transfer", 3rd. Intl. Heat Transfer Conference, Vol. 5, pp. 92-100, Chicago, Aug. 1966.
18. A.E. Bergles, W.M. Rohsenow, J. Heat Transfer, Trans. ASME 86C, 365 (1964).
19. S.S. Kutateladze, "Boiling heat transfer", Intl. Journal of Heat & Mass Transfer 4, 31 (1961).
20. W.H. Jens, P.A. Lottes, "Analysis of Heat Transfer, burnout, pressure drop and density data for high pressure water", WUAEC, Report ANL-4627, (1951).
21. R.J. Wather head, "Nucleate boiling characteristics and the critical heat flux occurrence in subcooled axial flow water system", USAEC Report ANL-6675 (1962).
22. J.R.S. Thom, W.M. Walker, T.A. Fallon, G.F.S. Reising, "Boiling in subcooled water during flow in tubes and annuli, Proceedings, Institute of Mechanical Engineers (Londres) 3C 180, 226 (1965-6)
23. V.N. Smolin, "Boiling heat transfer crisis in tubes with dispersed annular flow of steam-water mixtures, paper B6.8, Intl. Heat Transfer Conference, Versailles, Aug. 1970
24. J.W. Westwater, K.W. Haley, "Heat Transfer from a fin to a boiling liquid", Chem. Eng. Science, Vol. 20 page 711, 1965.
25. J.H. Perry, R.H. Perry, "Engineering Manual", Kogakusha Company, Ltd., Tokio, Japon 1959
26. J.H. Keenan, F. G. Keyes, P.G. Hill, J.G. Moore, "Steam tables, thermodynamic properties of water, including vapor, liquid, and solid phases (International Edition-Metric Units)", John Wiley, 1969.
27. J.P. Holman, "Heat Transfer", Fourth edition, Mc Graw Hill Book Co., Inc. New York, N.Y., 1976.



centro de educación continua
división de estudios superiores
facultad de ingeniería, unam



DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO
DE CALDERAS



FALLAS EN CALDERAS Y EQUIPO TERMICO

PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS EN CONSTRUCCION Y MANTENIMIENTO

M. EN C. JOSE LUDLOW L.
ING. OSCAR HELINGER
ING. FRANCISCO JAVIER NEVARES DEL BOSQUE

ABRIL DE 1977.

I N T R O D U C C I O N

Hasta finales del siglo XIX los métodos usualmente aceptados eran de dos tipos: inspección visual (el método de PND mas viejo que se conoce), por medio de este método de inspección se hizo lo posible para lograr que las piezas así inspeccionadas quedaran dentro de las especificaciones correspondientes tanto en peso, calidad, naturaleza del material, etc. El segundo método era corriendo pruebas bajo esfuerzos y condiciones similares a las que el producto estaría sometido posteriormente durante su vida de servicio.

Tales pruebas que se usaron en aquel tiempo, en la actualidad adolecen de dos defectos obvios.

El primero de ellos se basa en que la velocidad a que trabajan las máquinas actuales es superior a las de aquel tiempo y conjuntamente a esto la tendencia creciente a reducir el peso de los equipos.

Todo esto contribuye a reducir los factores de seguridad y por consecuencia obliga a tener métodos de inspección mas confiables.

El segundo defecto de los métodos de prueba antiguos es que no se pueden aplicar a maquinaria que ha estado trabajando durante un tiempo considerable y de la cual se desea verificar cuales son sus condiciones actuales. Muchas veces un equipo no puede ser sacado de operación para aplicar en sus partes pruebas en condiciones similares a las que tiene en servicio.

.../

Estas dificultades para obtener respuestas claras y definitivas durante la inspección han sido superadas en mucho con la aplicación de métodos, los cuales están basados en fenómenos físicos bien conocidos y relativamente simples, los cuales pueden revelar los defectos ocultos o lo que ha resultado de un uso prolongado sin agregar ningún esfuerzo al material probado, y en muchos casos sin siquiera tocarlo.

Los fenómenos físicos de que hablamos, y la aplicación práctica a la inspección de calderas, son los siguientes:

1. Radiación X y gamma.- Utilización para detectar defectos internos en fundición, soldadura, etc.
2. Atracción capilar.- La cual es usada en la aplicación de líquidos penetrantes; se usan para detectar fracturas, laminaciones y segregaciones en cualquier tipo de metal (siempre y cuando los defectos salgan a la superficie).
3. Atracción magnética.- Para detectar grietas, fracturas superficiales o defectos ligeramente internos.
4. Optica física.- Utilizada como ayuda para la inspección visual clásica bajo la forma de espejo, lupas, focos, etc, en la fabricación de equipos de inspección interna de tubos, y en la metalografía para detectar en la estructura del metal los defectos de tratamientos térmicos como normalizado, relevado de esfuerzos, temple, etc.
5. Ultrasonido.- Para medición de espesores, detectar defectos internos en placa, o en soldadura.

.../

6. Espectrometría.- Se utiliza para la determinación de elementos de aleación tales como cromo, níquel, molibdeno y cobre, sin necesidad de efectuar pruebas destructivas.
 7. Corrientes parásitas.- Usadas para detectar variaciones de propiedades físicas del material cerca de la superficie tal como son dureza, tratamiento térmico, presencia y profundidad de grietas, o también para medir el espesor de recubrimientos de cobre, níquel, zinc, o de pintura
-

i. Principios de la radiación X y gamma.

La radiación X en el tubo se produce cuando los electrones que viajan del polo negativo hacia el polo positivo son interceptados bruscamente y su energía cinética se convierte en energía de radiación bajo la forma de rayos X. La ventaja de esta fuente de radiación es que tiene una dimensión muy pequeña que facilita la lectura de las radiografías.

Las radiaciones gamma son generadas por cápsulas de electrones radioactivos, los mas comunmente usados, siendo iridio, cobalto y cesio. La ventaja de la utilización de rayos gamma es que permite por el poder penetrante de los rayos gamma utilizar tiempos de exposición más cortos e inspeccionar espesores más grandes.

El principio de la radiografía, sea con rayos X o rayos gamma, consiste en colocar la fuente de rayos de un lado de la pieza a examinar y la película sensible del otro lado. Los rayos pasan a través de la pieza y activan la película. Si el material es homogéneo no habrá variación de tonalidad sobre la película. Si se presenta cualquier defecto, los rayos pasarán mas fácilmente a través de él que a través de el metal en general, y por consecuencia la superficie correspondiente a este defecto se encontrará más oscura que el fondo. Así habremos establecido la presencia y la forma de el defecto.

La ventaja de este método es que permite detectar defectos superficiales e internos sin ninguna influencia sobre el uso futuro de la pieza. Está limitado por el tamaño mínimo del defecto detectable, así como su posición, y en algunos casos su uso es difícil por la geometría de la pieza.

2. Partículas magnéticas.

El método de partículas magnéticas de pruebas no destructivas se utiliza para localizar discontinuidades ya sea en la superficie o ligeramente internas en materiales ferro magnéticos. La operación está basada en el hecho de que cuando la parte que está siendo magnetizada para la prueba contenga discontinuidades, dispuestas en una dirección transversal a la dirección del campo magnético, estas causarán una falla en el campo formado en la parte superficial y abajo de éste en la pieza probada. La presencia de esta falla de campo, y por lo tanto la presencia de la discontinuidad se detecta por el uso de partículas ferromagnéticas finamente divididas que se aplicarán sobre la superficie, algunas de estas partículas atraídas y mantenidas por la falla del campo. Este grupo de

.../

partículas magnéticamente atrapadas, forman una indicación de la discontinuidad permitiendo localizar y determinar su tamaño, forma y dimensión

El método requiere de tres pasos fundamentales:

- a) Magnetizar el material o parte a probar.
- b) Aplicar partículas ferromagnéticas sobre la superficie.
- c) Examinar las superficies para detectar posibles agrupaciones de partículas que puedan ser indicaciones de defectos.

Ventajas del método

Las ventajas son las siguientes:

- a) Es el mejor método y el mas manuable a su vez para encontrar fracturas de superficie, especialmente cuando son muy finas e inapreciables.
- b) Es rápido y simple de operar.
- c) Las indicaciones se producen directamente sobre la superficie de la parte dando un diagrama de la discontinuidad.
- d) No hay limitaciones debidas a tamaño o contorno de la parte a probar.
- e) Se pueden detectar grietas rellenas con material extraño.
- f) No requiere de una limpieza especial.
- g) Se puede utilizar sobre recubrimientos de espesores pequeños como pinturas u otros no magnéticos
- h) Es relativamente barato su uso.

Limitaciones del método:

- a) Solamente se puede usar en materiales ferromagnéticos.
- b) No se puede utilizar en los casos en que la discontinuidad se encuentra muy abajo de la superficie.
- c) El campo magnético debe encontrarse en una dirección la cual intercepte el plano principal de la discontinuidad. Por lo tanto, el operador debe conocer como atacar la pieza a probar.
- d) Algunas veces las piezas presentan una superficie rugosa que puede causar problemas con la interpretación.

3. Líquidos penetrantes.

Se aplican estos líquidos sobre la superficie a probar y se deja un tiempo suficiente para que puedan penetrar en cualquier fisura. Se quita el excedente con un limpiador adecuado y se aplica en seguida un revelador que tiene por función aspirar por capilaridad el líquido que había penetrado en la fisura. Con inspección visual se puede entonces observar el defecto superficial

Se emplean líquidos normales para sensibilidad poco elevada y líquidos fluorescentes para mayor sensibilidad

Este método es de fácil uso y necesita poco material.

Es limitado a la detección de defectos superficiales.

.../

4. Instrumentos ópticos.-

No nos extenderemos sobre el uso evidente de aditamentos sencillos para la inspección visual.

Los equipos de inspección interna (boroscope, fiberscope, flexiscope, etc), consisten generalmente en introducir dentro del cuerpo hueco a inspeccionar un foco y un espejo que pueda transmitir a través del cuerpo del instrumento la imagen iluminada por el foco.

Esta transmisión se puede hacer por medio de lentes dentro de un tubo o por medio de fibras ópticas en caso de los equipos flexibles. La imagen examinada por el inspector a través de un ocular.

Estos métodos de inspección permiten inspeccionar visualmente partes completamente ocultas a simple vista.

Estan limitados por el campo visual bastante reducido usualmente y también por la dificultad que se encuentra algunas veces en localizar exactamente la parte inspeccionada.

Los microscopios metalúrgicos se pueden emplear también para la inspección no destructiva en el campo, mediante el pulido previo de la superficie a examinar, seguido por un ataque químico con un reactivo adecuado. El examen de la microestructura de un metal permite verificar rápidamente su tratamiento térmico por la forma característica que toman los cristales después de cada tratamiento. Permite también eventualmente detectar un material incorrecto ya sea por tratamiento térmico o por composición química.

5. Ultrasonido.

Este método hace uso de vibraciones mecánicas generadas por un palpador. Estas vibraciones viajan dentro del metal a la velocidad del sonido y son reflejadas por cualquier zona diferente al material base. Estas vibraciones u ondas reflejadas son detectadas por el mismo palpador o por otro y transmitidas al equipo electrónico.

Cuando la zona de densidad diferente es el aire, o sea la cara opuesta de una placa por ejemplo, la onda será reflejada hasta su punto de origen y la medición del tiempo necesario para hacer su trayecto nos permite medir el espesor del material.

Cuando se buscan defectos dentro de piezas más complicadas, se pueden usar palpadores que emiten ondas ultrasónicas a un ángulo diferente de 90° y la señal recibida está transmitida a una pantalla de osciloscopio donde se puede apreciar dentro de ciertos límites la posición del defecto y su tamaño.

La ventaja de este método es su rapidez, bajo costo y precisión para la localización de defectos internos de cierto tamaño. Está limitado en muchos casos por la geometría de la pieza, su estructura, y la orientación y el tamaño del defecto que se busca.

6. Corrientes parásitas.

Este método se utiliza los cambios de propiedades magnéticas del material para detectar cambios en éste o defectos superficiales.

.../

Su aplicación es muy variada como en la inspección de tubos (exterior e interior), la identificación de varias aleaciones, la detección y la medición de profundidad de grietas, etc.

Tiene como ventaja principal como inspección de rutina en plantas de fabricación, su bajo costo relativo y su rapidez.

Bibliografía.

Principles of Magnetic Particle Testing; C. E. Betz

Magnaflux Corporation Non-Destructive Testing; William Schall

The Machinery Publishing Co ;

Código ASME,

Non-Destructive Testing Handbook; Robert McMaster.

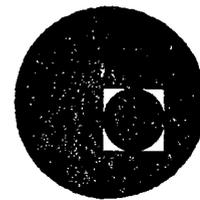
Ronald Press Co

Steam, its Generation and Use; Babcock and Wilcox





centro de educación continua
división de estudios superiores
facultad de ingeniería, unam



DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO
DE CALDERAS



FALLAS EN CALDERAS Y EQUIPO TERMICO

PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS EN CONSTRUCCION Y MANTENIMIENTO

M. EN C. JOSE LUDLOW L.
ING. OSCAR HELINGER
ING. FRANCISCO JAVIER NEVARES DEL BOSQUE

ABRIL DE 1977.

Handwritten text at the top of the page, possibly a title or header, which is mostly illegible due to fading and blurring.



I N T R O D U C C I O N

Hasta finales del siglo XIX los métodos usualmente aceptados eran de dos tipos: inspección visual (el método de PND mas viejo que se conoce), por medio de este método de inspección se hizo lo posible para lograr que las piezas así inspeccionadas quedaran dentro de las especificaciones correspondientes tanto en peso, calidad, naturaleza del material, etc. El segundo método era corriendo pruebas bajo esfuerzos y condiciones similares a las que el producto estaría sometido posteriormente durante su vida de servicio.

Tales pruebas que se usaron en aquel tiempo, en la actualidad adolecen de dos defectos obvios.

El primero de ellos se basa en que la velocidad a que trabajan las máquinas actuales es superior a las de aquel tiempo y conjuntamente a esto la tendencia creciente a reducir el peso de los equipos.

Todo esto contribuye a reducir los factores de seguridad y por consecuencia obliga a tener métodos de inspección mas confiables.

El segundo defecto de los métodos de prueba antiguos es que no se pueden aplicar a maquinaria que ha estado trabajando durante un tiempo considerable y de la cual se desea verificar cuales son sus condiciones actuales. Muchas veces un equipo no puede ser sacado de operación para aplicar en sus partes pruebas en condiciones similares a las que tiene en servicio.

.../

Estas dificultades para obtener respuestas claras y definitivas durante la inspección han sido superadas en mucho con la aplicación de métodos, los cuales están basados en fenómenos físicos bien conocidos y relativamente simples, los cuales pueden revelar los defectos ocultos o lo que ha resultado de un uso prolongado sin agregar ningún esfuerzo al material probado, y en muchos casos sin siquiera tocarlo.

Los fenómenos físicos de que hablamos, y la aplicación práctica a la inspección de calderas, son los siguientes:

1. Radiación X y gamma.- Utilización para detectar defectos internos en fundición, soldadura, etc.
2. Atracción capilar.- La cual es usada en la aplicación de líquidos penetrantes; se usan para detectar fracturas, laminaciones y segregaciones en cualquier tipo de metal (siempre y cuando los defectos salgan a la superficie).
3. Atracción magnética.- Para detectar grietas, fracturas superficiales o defectos ligeramente internos.
4. Optica física.- Utilizada como ayuda para la inspección visual clásica bajo la forma de espejo, lupas, focos, etc, en la fabricación de equipos de inspección interna de tubos, y en la metalografía para detectar en la estructura del metal los defectos de tratamientos térmicos como normalizado, relevado de esfuerzos, temple, etc.
5. Ultrasonido.- Para medición de espesores, detectar defectos internos en placa, o en soldadura.

.../

6. Espectrometría.- Se utiliza para la determinación de elementos de aleación tales como cromo, níquel, molibdeno y cobre, sin necesidad de efectuar pruebas destructivas.
 7. Corrientes parásitas.- Usadas para detectar variaciones de propiedades físicas del material cerca de la superficie tal como son dureza, tratamiento térmico, presencia y profundidad de grietas, o también para medir el espesor de recubrimientos de cobre, níquel, zinc, o de pintura.
-

1. Principios de la radiación X y gamma.

La radiación X en el tubo se produce cuando los electrones que viajan del polo negativo hacia el polo positivo son interceptados bruscamente y su energía cinética se convierte en energía de radiación bajo la forma de rayos X. La ventaja de esta fuente de radiación es que tiene una dimensión muy pequeña que facilita la lectura de las radiografías.

Las radiaciones gamma son generadas por cápsulas de electrones radioactivos, los más comúnmente usados, siendo iridio, cobalto y cesio. La ventaja de la utilización de rayos gamma es que permite por el poder penetrante de los rayos gamma utilizar tiempos de exposición más cortos e inspeccionar espesores más grandes.

.../

El principio de la radiografía, sea con rayos X o rayos gamma, consiste en colocar la fuente de rayos de un lado de la pieza a examinar y la película sensible del otro lado. Los rayos pasan a través de la pieza y activan la película. Si el material es homogéneo no habrá variación de tonalidad sobre la película. Si se presenta cualquier defecto, los rayos pasarán mas fácilmente a través de él que a través de el metal en general, y por consecuencia la superficie correspondiente a este defecto se encontrará más oscura que el fondo. Así habremos establecido la presencia y la forma de el defecto.

La ventaja de este método es que permite detectar defectos superficiales e internos sin ninguna influencia sobre el uso futuro de la pieza. Está limitado por el tamaño mínimo del defecto detectable, así como su posición, y en algunos casos su uso es difícil por la geometría de la pieza.

2. Partículas magnéticas.

El método de partículas magnéticas de pruebas no destructivas se utiliza para localizar discontinuidades ya sea en la superficie o ligeramente internas en materiales ferro magnéticos. La operación está basada en el hecho de que cuando la parte que está siendo magnetizada para la prueba contenga discontinuidades, dispuestas en una dirección transversal a la dirección del campo magnético, estas causarán una falla en el campo formado en la parte superficial y abajo de éste en la pieza probada. La presencia de esta falla de campo, y por lo tanto la presencia de la discontinuidad se detecta por el uso de partículas ferromagnéticas finamente divididas que se aplicarán sobre la superficie, algunas de estas partículas atraídas y mantenidas por la falla del campo. Este grupo de

.../

partículas magnéticamente atrapadas, forman una indicación de la discontinuidad permitiendo localizar y determinar su tamaño, forma y dimensión.

El método requiere de tres pasos fundamentales.

- a) Magnetizar el material o parte a probar.
- b) Aplicar partículas ferromagnéticas sobre la superficie.
- c) Examinar las superficies para detectar posibles agrupaciones de partículas que puedan ser indicaciones de defectos.

Ventajas del método.

Las ventajas son las siguientes:

- a) Es el mejor método y el más manuable a su vez para encontrar fracturas de superficie, especialmente cuando son muy finas e inapreciables.
- b) Es rápido y simple de operar.
- c) Las indicaciones se producen directamente sobre la superficie de la parte dando un diagrama de la discontinuidad.
- d) No hay limitaciones debidas a tamaño o contorno de la parte a probar.
- e) Se pueden detectar grietas rellenas con material extraño.
- f) No requiere de una limpieza especial.
- g) Se puede utilizar sobre recubrimientos de espesores pequeños como pinturas u otros no magnéticos.
- h) Es relativamente barato su uso.

Limitaciones del método.

- a) Solamente se puede usar en materiales ferromagnéticos.
- b) No se puede utilizar en los casos en que la discontinuidad se encuentra muy abajo de la superficie.
- c) El campo magnético debe encontrarse en una dirección la cual intercepte el plano principal de la discontinuidad. Por lo tanto, el operador debe conocer como atacar la pieza a probar.
- d) Algunas veces las piezas presentan una superficie rugosa que puede causar problemas con la interpretación.

3. Líquidos penetrantes.

Se aplican estos líquidos sobre la superficie a probar y se deja un tiempo suficiente para que puedan penetrar en cualquier fisura. Se quita el excedente con un limpiador adecuado y se aplica en seguida un revelador que tiene por función aspirar por capilaridad el líquido que había penetrado en la fisura. Con inspección visual se puede entonces observar el defecto superficial.

Se emplean líquidos normales para sensibilidad poco elevada y líquidos fluorescentes para mayor sensibilidad.

Este método es de fácil uso y necesita poco material.

Es limitado a la detección de defectos superficiales.

.../

4. Instrumentos Ópticos.-

No nos extenderemos sobre el uso evidente de aditamentos sencillos para la inspección visual.

Los equipos de inspección interna (boroscope, fiberscope, flexiscope, etc), consisten generalmente en introducir dentro del cuerpo hueco a inspeccionar un foco y un espejo que pueda transmitir a través del cuerpo del instrumento la imagen iluminada por el foco.

Esta transmisión se puede hacer por medio de lentes dentro de un tubo o por medio de fibras ópticas en caso de los equipos flexibles. La imagen examinada por el inspector a través de un ocular.

Estos métodos de inspección permiten inspeccionar visualmente partes completamente ocultas a simple vista.

Estan limitados por el campo visual bastante reducido usualmente y también por la dificultad que se encuentra algunas veces en localizar exactamente la parte inspeccionada.

Los microscopios metalúrgicos se pueden emplear también para la inspección no destructiva en el campo, mediante el pulido previo de la superficie a examinar, seguido por un ataque químico con un reactivo adecuado. El examen de la microestructura de un metal permite verificar rápidamente su tratamiento térmico por la forma característica que toman los cristales después de cada tratamiento. Permite también eventualmente detectar un material incorrecto ya sea por tratamiento térmico o por composición química.

5. Ultrasonido.

Este método hace uso de vibraciones mecánicas generadas por un palpador. Estas vibraciones viajan dentro del metal a la velocidad del sonido y son reflejadas por cualquier zona diferente al material base. Estas vibraciones u ondas reflejadas son detectadas por el mismo palpador o por otro y transmitidas al equipo electrónico

Cuando la zona de densidad diferente es el aire, o sea la cara opuesta de una placa por ejemplo, la onda será reflejada hasta su punto de origen y la medición del tiempo necesario para hacer su trayecto nos permite medir el espesor del material.

Cuando se buscan defectos dentro de piezas mas complicadas, se pueden usar palpadores que emiten ondas ultrasónicas a un ángulo diferente de 90° y la señal recibida está transmitida a una pantalla de osciloscopio donde se puede apreciar dentro de ciertos límites la posición del defecto y su tamaño.

La ventaja de este método es su rapidez, bajo costo y precisión para la localización de defectos internos de cierto tamaño. Esta limitado en muchos casos por la geometría de la pieza, su estructura, y la orientación y el tamaño del defecto que se busca.

6. Corrientes parásitas.

Este método se utiliza los cambios de propiedades magnéticas del material para detectar cambios en éste o defectos superficiales.

.../

Su aplicación es muy variada como en la inspección de tubos (exterior e interior), la identificación de varias aleaciones, la detección y la medición de profundidad de grietas, etc.

Tiene como ventaja principal como inspección de rutina en plantas de fabricación, su bajo costo relativo y su rapidez.

Bibliografía.

Principles of Magnetic Particle Testing; C. E. Betz

Magnaflux Corporation Non-Destructive Testing; William Schall

The Machinery Publishing Co.;

Código ASME;

Non-Destructive Testing Handbook; Robert McMaster.

Ronald Press Co.

Steam, its Generation and Use; Babcock and Wilcox





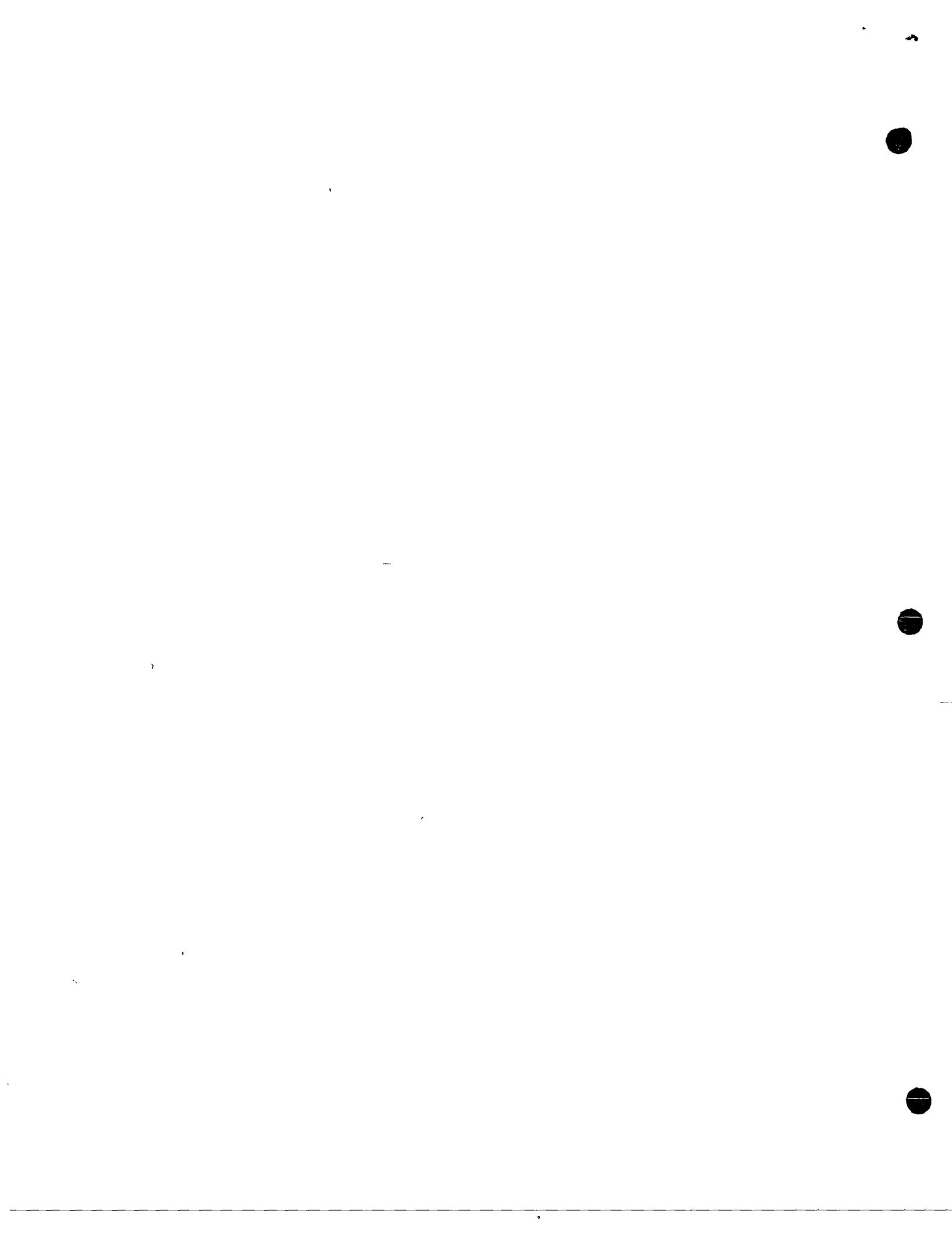
centro de educación continua
división de estudios superiores
facultad de ingeniería, unam



**DISEÑO, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS
Y RECIPIENTES A PRESION**

Análisis de Fallas

**Ings. Francisco Javier Nevares del Bosque
Pierre Zaya Barre
M. en C. José Ludlow L.**



ANALISIS DE FALLAS

I. OBJETIVO

El propósito del análisis de fallas es la investigación de cualquier falla en un sistema de materiales, con el propósito de evitar nuevas reincidencias. Esto hace evidente que:

1. El mecanismo de la falla (o modo) como son la corrosión general, la corrosión intergranular, la fatiga, etc.
2. Las causas de la falla o cambios que pueden hacerse para evitarla como son el diseño, la selección de material equivocado, defecto de fabricación, condiciones de servicio, etc.

II. METODOLOGIA

El establecimiento de una metodología correcta para un análisis de falla es uno de los puntos esenciales para lograr un resultado correcto. Incluso, dependiendo de los resultados obtenidos, se llega a veces a añadir, quitar o intercambiar el orden de los medios de investigación. Un análisis de falla típico se puede realizar con los siguientes pasos.

1. Recopilación de datos lo mas completos posibles sobre equipos, fabricantes, materiales, condiciones de diseño, condiciones de trabajo, medios en contacto, temperatura, tiempo en servicio, accidentes o incidentes ocurridos, etc.
2. Recolección de muestras representativas de la falla.
3. Fotografía de la falla y macrofotografía de los puntos mas interesantes.
4. Examen preliminar de la falla por inspección visual y con microscopio estereoscópico.
5. Aplicación de pruebas no destructivas: líquidos penetrantes, partículas magnéticas, radiografía, pruebas ultrasónicas, análisis químico no destructivo, metalografía no destructiva, medición de dureza.

6. Apertura de la grieta (cuando esté presente) o eventualmente de grietas secundarias, acompañada con la limpieza adecuada.
7. Examen macroscópico y microscópico de las superficies de la fractura.
8. Selección, preparación y examen de muestras metalográficas.
9. Análisis químico destructivo del material y de los productos de corrosión o depósitos.
10. Estudio de literatura al respecto.
11. Determinación del modo de falla.
12. Elaboración del reporte incluyendo las evidencias encontradas, la discusión de las significaciones de estas evidencias, las conclusiones relativas al modo de la falla y a las causas de la falla y las recomendaciones susceptibles de evitar nuevas ocurrencias.

III. APLICACION

Como se pudo ver, la mayoría de estas operaciones se pueden efectuar en el campo, en el mismo lugar donde ocurrió la falla. Esto presenta la ventaja de la exactitud de las informaciones recogidas y permite la selección precisa de las mejores muestras que se pueden llevar eventualmente al laboratorio.

Aún cuando el análisis se lleva a cabo en el laboratorio únicamente sobre muestras traídas directamente por el cliente, es casi siempre necesario de recurrir a informaciones suplementarias con éste, o de efectuar una visita en el campo para recoger las informaciones.

IV. APLICACION A LOS PROBLEMAS DE CALDERAS

Las fallas en calderas y equipos anexos se pueden atribuir a varios mecanismos de falla, como son: corrosión (incluyendo corrosión por picadura o erosión), corrosión asociada a efectos mecánicos como la corrosión por tensión y diversos fenómenos que lleva a unas fracturas como fatiga mecánica, fatiga térmica, fluencia. etc.

Las causas se pueden atribuir generalmente al diseño, a la fabricación y a los materiales de construcción y a la operación (incluyendo mantenimiento) defectuosa. Los dos últimos puntos son responsables de más del 75% de todas las fallas, y las fallas por sobrecalentamiento representan más de la mitad de todas las fallas, de acuerdo a unas encuestas efectuadas en Estados Unidos.

Los materiales defectuosos es algo mencionado muy a menudo, después de las rupturas en servicio. En realidad se encontraron en muchas ocasiones materiales defectuosos que trabajaron de manera satisfactoria por 15 años o más. Debido al diseño muy prudente que tienen las calderas (diseñadas especialmente con el código ASME), es menos frecuente encontrar una falla debida a un material defectuoso que lo que se piensa generalmente.

1. Fallas de ruptura repentina.

Estas fallas son peligrosas por la necesidad de hacer un paro inmediato de la caldera, y porque entrenan con riesgo suplementario de falla por erosión o sobrecalentamiento de los otros componentes.

a) Sobrecalentamiento.

Estas fallas se presentan de dos maneras diferentes. Cuando el sobrecalentamiento se ejerce por un largo tiempo, la falla es usualmente por fluencia. Cuando el sobrecalentamiento es rápido, la falla se produce por deformación rápida a alta temperatura. Cada uno de estos diferentes modos de falla tiene rasgos típicos desde el punto de vista metalúrgico que el material sea acero al carbón o inoxidable.

Los riesgos de sobrecalentamiento son aumentados por los depósitos que se pueden acumular tanto del lado caliente como del lado frío.

b) Fragilización.

Este fenómeno se presenta de dos maneras diferentes. La fragilización por hidrógeno es asociada usualmente con la descarburización del acero. La fragilización por grafitización se presenta a temperaturas inferiores a 550° C por la formación de grafito dentro de la estructura.

2. Fallas por corrosión.

a) Lado del agua.

La corrosión se presenta usualmente bajo la forma de picaduras o corrosión por cavidades y se debe esencialmente a la presencia de oxígeno en el agua. Este oxígeno puede estar presente debido a una fuga en el sistema o a un tratamiento de agua defectuoso.

En los condensadores la corrosión se debe principalmente a el ph bajo alcanzado en el agua por la presencia de gas carbónico producto de descomposición de los carbonatos.

b) Lado caliente.

En caso de calderas calentadas con carbón, la corrosión del lado caliente se debe principalmente a la formación de sulfatos alcalinos en el rango de 650° a 700° C. En calderas calentadas con combustóleo, la corrosión se debe a compuestos de vanadio en las zonas más calientes o a la condensación de ácido sulfúrico en las zonas entre 120° y 150° C,

3. Fallas asociadas a efectos mecánicos.

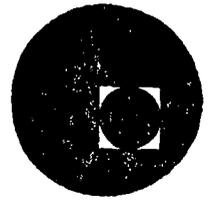
Las fallas de fatiga se presentan cuando un esfuerzo variable está asociado en la estructura con una concentración de esfuerzos. Estos esfuerzos pueden ser de origen mecánico o térmico y su efecto puede ser aumentado mucho por el efecto de la corrosión.

La erosión se puede presentar por abrasión directa de partículas sólidas sobre el metal, por el efecto mecánico de un líquido circulando a alta velocidad o por cavitación cuando la presión en un punto está muy baja.

Se puede llegar a presentar también problemas de corrosión por tensión, cuando a los esfuerzos mecánicos está asociado un medio corrosivo que provoca este fenómeno.



centro de educación continua
división de estudios superiores
facultad de ingeniería, unam



DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO
DE CALDERAS

OPERACION. ARRANQUE INICIAL. PRUEBAS DE UN EQUIPO
TERMICO

LIMITES DE OPERACION Y CONTROL DE PARAMETROS

ING. JORGE RAUL VIZCAINO

ABRIL DE 1977.

GENERADORES DE VAPOR

TECNICAS DE LOS LIMITES DE OPERACION Y CONTROL DE LOS PARAMETROS EN SU FASE CRITICA.

INTRODUCCION

I - OPERACION

A) RECEPCION Y PUESTA EN MARCHA DE UNA NUEVA UNIDAD

- 1.- CONOCIMIENTO Y FAMILIARIZACION CON EL NUEVO EQUIPO
- 2.- INSPECCION Y LIMPIEZA
- 3.- SECADO DEL REFRACTARIO
- 4 - LIMPIEZA QUIMICA
- 5.- CALIBRACION DE VALVULAS DE SEGURIDAD Y PUESTA EN LINEA
- 6.- PRUEBAS DE RECEPCION

B) OPERACION DE RUTINA

- 1.- CALDERAS DE BAJA PRESION
- 2 - CALDERAS DE ALTA PRESION

C) FALLAS MAS COMUNES Y SU PREVENCIÓN

- 1.- SOBREPRESIONES DE VAPOR
- 2.- DEBILITAMIENTO DE LA ESTRUCTURA
- 3.- MANEJO INAPROPIADO DEL EQUIPO DE COMBUSTION

D) IMPORTANCIA DEL TRATAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACION

II MANTENIMIENTO

A) MANTENIMIENTO EXTERNO

4

B) MANTENIMIENTO INTERNO

III MONTAJE

A) PROGRAMACION DE MONTAJE

B) PROCEDIMIENTOS DE MONTAJES

C) PRUEBAS DE INSPECCION

INTRODUCCION

El término caldera de potencia puede definirse como un recipiente a presión, en el cual el vapor se genera, para uso externo a la caldera a una presión superior a 1.05Kg/cm^2 (15 lb/Plg^2), mediante aplicación de calor, obtenido de la combustión de un combustible (sólido, líquido o gaseoso), de los gases residuales calientes desechados de otras reacciones químicas, o de la aplicación de energía eléctrica.

La presente plática se enfoca principalmente al punto de vista de su operación, mantenimiento y construcción o sea el considerar factores de campo o de sitio de su instalación.

No se pretende bajo ningún concepto, tratar de formular un conjunto de reglas aplicables a todos los tipos y capacidades de plantas, sino tan sólo presentar un estudio de medidas y recomendaciones aconsejables que puedan auxiliar a todas aquellas personas que tengan que ver con el aspecto de una caldera de potencia en las 3 fases anteriormente mencionadas, y de acuerdo a la tecnología y experiencia que actualmente se está usando en México

I OPERACION

A) RECEPCION Y PUESTA EN MARCHA DE UNA NUEVA UNIDAD

1.- Conocimiento y familiarización con el nuevo equipo

Es de vital importancia que todas aquellas personas que en un grado u otro de responsabilidad, intervengan en la operación de una nueva unidad, se compenetren en forma exhaustiva en el conocimiento de todo el equipo que tendrán que operar, para de esa manera aprender lo que la unidad es capaz de desarrollar bajo una operación inteligente y lograr un funcionamiento eficiente bajo todos sus aspectos y al mismo tiempo minimizar los riesgos de fallas en el equipo y accidentes personales.

La información proporcionada por el fabricante en forma de manual de operación y planos de la unidad, aunados a comprobaciones físicas de la disposición del equipo ayuda en buena parte a la familiarización del personal con la nueva unidad.

4 - INSPECCIÓN Y LIMPIEZA

Antes de comenzar a operar, será necesario verificar con el fabricante o montador de la unidad, el certificado de Prueba Hidrostática y la limpieza absoluta, tanto de pasos de agua y vapor en la unidad a presión, como de todos los pasos de gases. La verificación física de esta última condición es requisito indispensable.

- a) Es recomendable asegurarse que los interiores del Domo de Vapor estén perfectamente montados y sellados de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- b) Es necesario remover cualquier material innecesario del Horno y de los pasos de gases. La presencia de dicho material puede ocasionar explosiones durante el periodo de puesta en marcha.
- c) Se deberá verificar y ajustar el equipo de combustión de acuerdo a las recomendaciones que el fabricante proporcione.
- d) Es conveniente lavar todas las tuberías auxiliares conectadas a la unidad con el mismo fluido que transportarán en su operación normal y corroborar que estén libres de cualquier obstrucción.
- e) Se deberá comprobar el normal funcionamiento de todas las válvulas conectadas a la unidad, así como columnas de agua y manómetros.

- f) Se deberá comprobar el normal funcionamiento de todos los equipos auxiliares como lo son, ventiladores, bombas de agua y combustible (en el caso de combustibles líquidos) y compuertas
- g) El equipo de medición e instrumentación, deberá estar listo para operar en forma manual, o sea que el accionamiento de compuertas y válvulas se pueda hacer del tablero general.

5 - SECADO DEL REFRACTARIO

El refractario de la unidad deberá ser expuesto a un bajo fuego por un periodo que puede oscilar de 3 días a 1 semana dependiendo de la cantidad de refractario, del grosor de sus paredes y de las condiciones en que fué instalado. Es imprescindible que la unidad se llene con agua de calidad semejante a la que se usará en operación normal, se mantenga el nivel adecuado y se llegue a una temperatura de agua que permita ver el escape de vapor por la ventila del Domo de Vapor y permanezcan abiertos los drenajes del sobrecalentador. No se deberá levantar presión de vapor.

En unidades pequeñas o de mediana capacidad, generalmente se usa leña colocada en el piso del horno para el proceso de secado. Para unidades de alta capacidad o grandes instalaciones, se deberá hacer uso del equipo de combustión instalado, prendiendo por pequeños periodos de tiempo un solo quemador y purgando adecuadamente por periodos mínimos de 5 minutos. Se deberá tener cuidado que la temperatura de gases no sobrepase 400°C a la entrada del sobrecalentador.

4 - LIMPIEZA QUIMICA

Dado que la unidad, en sus partes a presión guarda un cierto contenido de impurezas que pueden ser grasa (en

... (en los rotadores en domos y cabzales), cascabilia
... de las veces tierra o polvo proveniente del
... es necesario efectuar una limpieza interna
... para asegurar la eliminación de futuros
... en su operación normal

Los métodos que actualmente se siguen para alcanzar este
propósito son los siguientes:

- a) Hervido Alcalino
- b) Lavado ácido
- c) Ciclo de acción de las 2 primeras

El método más comúnmente usado en México es el hervido
alcalino, por la simplicidad de su uso y la efectividad
que puede lograrse. El lavado ácido está teniendo gran
incremento por el desarrollo de nuevos métodos y subs-
tancias que facilitan su aplicación. Es altamente re-
comendable para unidades que trabajan a muy alta presión
(arriba de 75 Kg/cm²).

El método que aquí describiremos es el Hervido Alcalino.

A 1.- Con agua en la unidad, se deberán alimentar químicos
en la siguiente concentración (Se puede hacer uso
de cualquiera de las 4 alternativas.)

J.- Fosfato Trisódico	2500 PPM
Sosa Cáustica	2500 PPM
K.- Fosfato Trisódico	5000 PPM
Sosa Cáustica	500 PPM
L.- Fosfato Trisódico	1500 PPM
Sosa Cáustica	1500 PPM
Carbonato de Sodio	1500 PPM
M - Sosa Cáustica	3000 PPM
Carbonato de Sodio	3000 PPM

De preferencia estas sustancias deberán ser alimentadas al Domo de Vapor por alguna conexión existente y perfectamente diluidas en agua.

A 2 Posteriormente se deberá levantar presión hasta alcanzar los siguientes límites.

Primeras 24 horas, 15% de la presión de trabajo
Sigüientes 24 horas, 30% de la presión de trabajo
Sigüientes 24 horas, 50% de la presión de trabajo

La duración del hervido, dependerá de que tanta limpieza es requerida. Prácticamente, 72 horas es un periodo de tiempo con el que se logran magníficos resultados.

Es también recomendable que una vez lograda la presión del periodo que corresponda, dejar bajar la presión 50% y después nuevamente volverla a levantar, esto ayudará a desprenderse la cascarilla metálica que pueda existir en las superficies internas por el cambio en la temperatura de saturación

Después de las primeras 24 horas, es muy importante empezar a recoger muestras de la purga de fondo y de la purga continua, haciendo análisis químicos para comprobar la existencia de

Un PH mayor de 11.5

Presencia de grasa

Presencia de Oxido de Fierro

El análisis visual de las muestras también irá aportando información que ayude a definir el tipo de limpieza que se está logrando.

Después de las 48 horas, se debe de haber logrado lo mencionado en los 3 incisos anteriores y además la observación visual debora haber aparecido con un ...

COLOI 103170

A partir de las 60 horas, se deberán empezar a hacer purgas de fondo en la proporción de bajar un nivel completo de la columna de agua, reponiendo en seguida a nivel normal. Esto será con objeto de bajar la concentración y al mismo tiempo expulsar toda la suciedad colectada.

- A 3 La forma de levantar presión más recomendable es usar el equipo de combustión lo cual da la oportunidad de irlo probando. En el caso de instalaciones de 2 o más quemadores, únicamente se deberá usar un solo quemador e irlos probando uno a la vez. Cada vez que se encienda un quemador, se deberá purgar la unidad por un periodo mínimo de 5 minutos a un régimen de flujo de aire del 60%.

Es muy común encontrar en el caso de combustibles líquidos, a un régimen muy bajo de combustión y en hornos de gran capacidad, la condensación de combustible que no se alcanza a quemar en las superficies frías del horno, y lo cual resulta en una condición bastante peligrosa de manejar, esto deberá evitarse usando atomizadores que lleven aire comprimido o vapor y a la vez trabajar con excesos de aire que no sobrepase el 20%.

Otra recomendación es el poder contar con operadores que tengan experiencia y que sean los que se van a quedar en la operación normal.

Para el levantamiento de presión se recomienda como regla general no sobrepasar un régimen de 37°C/hr. en la temperatura de saturación.

Para protección de sobrecalentadores, se deberán dejar los drenajes del último paso completamente abiertos, para

de esa manera enfriar dicha superficie con el vapor que pase a través de los elementos

Otra medida de precaución es no dejar que los gases que lleguen al sobrecalentador sobrepasen 400°C, y la otra es ir comprobando temperatura de metal en los elementos que no sobrepasen su temperatura de trabajo

Durante el hervido no se deberá permitir la generación de vapor para ningún uso.

En el caso de que la unidad cuente con economizador, se deberá proteger cuidando que la válvula en la línea de recirculación entre domo de vapor y entrada al economizador permanezca totalmente abierta

5.-CALIBRACION DE VALVULAS DE SEGURIDAD Y PUESTA EN LINEA

Una vez terminado el hervido, todas las superficies - - internas de partes a presión deberán ser inspeccionadas para corroborar su grado de limpieza y lavar enérgicamente con chorro de agua limpia. También se deberá inspeccionar toda la unidad y equipo auxiliar en busca de detalles o fallas que pudieran haber surgido hasta esta etapa.

Después de lo anterior, la unidad deberá ser preparada para colocarse en línea. El paso anterior será la calibración de válvulas de seguridad, para lo cual será necesario conocer de antemano los valores de apertura y cierre de cada válvula y además contar con un manómetro que previamente haya sido calibrado y certificado. No se permita que la calibración o ajuste de una válvula de seguridad la efectúe sino una persona competente y autorizada, y familiarizada con la operación y construcción de válvulas de seguridad.

se deberá ir probando cada una de las válvulas, una por una y comenzando con la válvula que tenga mayor presión de apertura, dejando las otras con el disco fijo al asiento de la válvula por medio de un dispositivo adecuado para este bloqueo

La calibración deberá hacerse, guardando los siguientes límites.

PRE SION ESTIPULADA	VARIACION PERMITIDA
1.0 a 5 kg/cm ²	0.14 kg/cm ²
5.1 a 21 kg/cm ²	3%
Mayor de 21 kg/cm ²	0.70 kg/cm ²

Bajo ninguna circunstancia se deberá sobrepasar la presión de diseño de la unidad. Para asegurar la capacidad y - - operación satisfactoria no debe reducirse la diferencia de apertura y cierre marcada en la válvula.

Si la presión de escape de una válvula de seguridad se va a más de 10% arriba ó abajo de la presión para la cual el resorte fué diseñado, se tendrá que reemplazar dicho resorte por otro que haya sido diseñado para dicha presión.

Antes de poner la unidad en línea es muy conveniente efectuar un soplado de vapor a través del sobrecalentador y tubería principal con objeto de eliminar cualquier posible suciedad que pudiera dañar en operación a los equipos que vayan - - conectados a dicha línea. Los dos métodos que pueden seguirse se describen a continuación

-Apagando completamente quemadores y soplando la línea con una carga de presión en el Domo que no sobrepase a una diferencial equivalente a 42°C en temperatura de saturación.

-Manteniendo un régimen de fuego en quemadores y estrangulando la válvula principal de salida de vapor, hasta lograr un - - equilibrio entre el régimen de fuego y el flujo de vapor que

Se trate de hacer pasar

Posteriormente la unidad podrá ser puesta en servicio. Una vez logrado, y asegurándose que se mantiene un flujo de vapor mínimo, se podrán cerrar los drenajes del sobrecalentador y se podrá cerrar la válvula de la línea de recirculación de Domo de Vapor a Economizador.

Se recomienda no someter la unidad durante este periodo a régimen de altos de carga, sino esperar a un calentamiento gradual de todas las partes y después empezar a subir carga en forma lenta y gradual.

6.- PRUEBAS DE RECEPCION

En la determinación de la recepción de una unidad generadora de vapor, queda en forma general implícito las características relativas a la operación que comprenden, capacidad de evaporación, presión de vapor, temperatura de vapor, rangos de control caídas de presión, tiros, comportamiento general del equipo auxiliar y en muchas ocasiones el comportamiento del equipo en el que la unidad presta su servicio.

El alcance de las pruebas a las que se someta la unidad, así como el análisis del comportamiento de su operación, deberá llevar como finalidad alcanzar 2 objetivos.

- a) Comprobar en forma clara, que la unidad opera dentro de los rangos establecidos en su compia o bien definir cuales son sus desviaciones
- b) Obtener una guía poderosa y evidente de los rangos favorables para operación eficiente y económica y que pueda encauzarse a una programación sencilla y clara en comprobaciones periódicas que son las que rigen la pauta de su comportamiento y la ayuda inmediata de la persona responsable del equipo en general.

~~B - OPERACION DE RUTINA~~

La mayor parte de los componentes de una caldera, así como sus auxiliares están incorporados llevando primordialmente la idea de seguridad en operación. Trataré del aspecto de operación llevando como objetivos el tratar de alcanzar máxima seguridad, confiabilidad y la mejor eficiencia posible.

1 - CALDERAS DE BAJA PRESION

Generalmente vienen equipadas con un sistema de control muy completo (o al menos es la tendencia actual) y se usan en la industria en general, edificios comerciales e instituciones publicas. Debemos reconocer que este tipo de unidades generalmente trabaja sin la atención constante de personas instruidas en el manejo adecuado, o bien con una deficiente supervisión por parte de sus superiores. Por supuesto que esto puede ser entendido bajo el término de economías por Ingeniería, ya que el equipo está diseñado para operar en forma automática.

Sin embargo el verdadero problema de seguridad comienza cuando dichos equipos no reciben la atención adecuada o bien en forma por demás escueta. A pesar de las frecuentes recomendaciones por parte de fabricantes de calderas, asesores técnicos, o bien de las compañías de seguros, muchos dueños de este tipo de calderas - todavía piensan que mientras la unidad produzca vapor, no hay necesidad de preocuparse por ella en cuanto a operación o mantenimiento se refiere. Aparentemente - esta actitud no cambiará en el futuro cercano, o al menos si algo se llega a hacer será mantenimiento.

De cualquier forma sabemos que no obstante lo automatizado que una unidad pueda estar, un grado relativo de vigilancia en la operación y otro de mantenimiento,

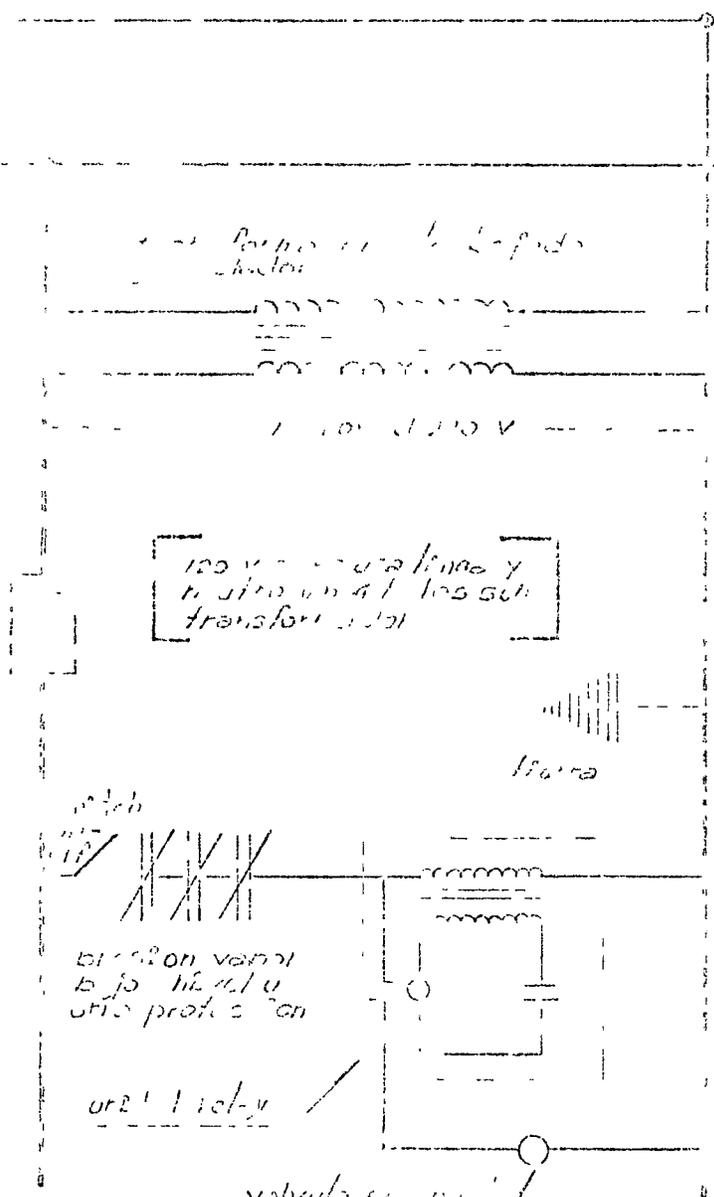
siempre será necesario

El grado de avance que se tiene en tecnología a la fecha todavía no nos permite pensar en el tipo de unidades que se programe por si sola para auto limpiarse o para auto ajustarse.

Uno de los aspectos que más claramente ilustran lo mencionado, son las válvulas de seguridad, las cuales se fabrican con estrictas medidas de control de calidad, son ajustadas en fábrica para su presión de apertura y cierre, y al iniciarse la operación se vuelven a ajustar nuevamente. Sin embargo serios accidentes han ocurrido a calderas de baja presión por no operar adecuadamente las válvulas de seguridad, carencia de mantenimiento puede ser una causa, error de diseño o fabricación puede ser otra causa, pero al final nos daremos cuenta, o llegaremos a la conclusión que una válvula de seguridad es un mecanismo que no puede fallar o volverse inoperante, y esto tiene que ser probado o bien darse cuenta de ellos por el personal de operación.

La unidad entera deberá ser considerada en una verdadera evaluación para seguridad. Partes a presión, lado de fuego y gases y sistemas de control y protección. Trataremos aquí brevemente del aspecto de protección eléctrica que mucho tiene que ver con el tipo de calderas que estamos tratando. El ejemplo se refiere a una unidad de baja presión totalmente automática, en la cual la presión de vapor empieza a aumentar y se va por arriba de la presión de diseño y la unidad sigue en línea. Esto puede ser resultado de un mal cableado, una falla en el elemento de presión o bien una falla en el sistema de tierras en lo cual puede establecerse un corto camino. Al igual que en el caso de las válvulas de seguridad, llegaremos a la conclusión que operación tuvo que haberse dado cuenta de esta situación antes que sucediera. Se recomienda ampliamente el uso de circuitos de protección con una tierra perfectamente definida, tal como se muestra en el diagrama que se anexa (Ver Fig No.2)

on base 1000



120 V - 1100 V line y a 1100 V al los sus transformador

buzo

switch
110
baja presión de agua

válvula de control de caudal

válvula de control de caudal
arrancador - motor y válvulas
bomba, y otros controles

Fig 2 Sistema de producción

Para terminar enumeraremos una lista de las comprobaciones semanarias y rutinarias que se deben establecer en una unidad de baja - presión

VALVULAS DE SEGURIDAD	Accionar la válvula por medio de su manivela y cuando menos con el 70% de la presión de apertura.
COLUMNA DE AGUA O CRISTAL DE NIVEL	Abrir y cerrar el grifo inferior rápidamente y ver que el nivel se desplaza normalmente
CORRE POR BAJO NIVEL DE A_GUA	Purgando la columna de agua y verificando que se apague el fuego en la unidad.
BOMBA AGUA DE ALIMENTACION	Inspección visual
BOMBA DE COMBUSTIBLE	Inspección visual
OPERACION DE QUEMADOR	Verificar que su encendido es normal y que la flama es clara

2.- CALDERAS DE ALTA PRESION

Presentan una serie de consideraciones diferentes en cuanto a operación y mantenimiento se refiere, pero en cuanto a factores fundamentales siguen siendo las mismas que se han citado anteriormente o sean seguridad, confiabilidad y eficiencia. En contraste con unidades de baja presión, las de alta presión se localizan en Industrias Privadas o bien del Gobierno, en donde es necesario contar con una organización mejor estructurada y con personal seleccionado, bien entrenado y con mayores conocimientos técnicos.

Lo deseable es poder contar con operado es perfectamente adiestrados y supervisados por personal a nivel de Ingeniería donde se estará en íntimo contacto con las condiciones en las que se esté trabajando como lo pueden ser nivel de agua, mantener una concentración de sólidos a nivel aceptable en el agua de la caldera, prevención y remoción de depósitos incrustantes tanto de el lado de agua como de fuego y gases. En forma inherente el tipo de problemas es más complicado y se irá necesitando de mayores conocimientos técnicos. Se cita el ejemplo de la tendencia actual hacia presiones más elevadas con domos mucho más gruesos y el problema relativo al tiempo requerido para levantar presión o bien el ascenso de presión en una emergencia y en lo cual se tiene que regir por los esfuerzos térmicos permitidos en los domos. Para muchos técnicos en nuestros días y con los avances logrados con diferentes tipos de materiales usados en domos, $37^{\circ}\text{C}/\text{hr}$ en temperatura de saturación resulta altamente conservador, para lo cual se recomienda el uso de termopares insuclados por la parte interior y exterior de dichos domos. Los fabricantes de calderas han preparado tablas en las que se da la máxima relación permitida de incremento en temperatura de saturación para correspondientes variaciones en temperaturas de metal.

También es de mencionarse que en este tipo de unidades, deberemos encontrarnos con personal encargado de la - -

instrumentación en que los ajustes periódicos y un normal mantenimiento nos permitan confiar en las lecturas de operación y los sistemas de control de protección.

También para terminar enumeraremos una lista de las comprobaciones que cuando menos 2 veces al día es necesario establecer en operación

COLUMNA DE AGUA O CRISTAL DE NIVEL	Probar columna o nivel y comprobar con graficas bores (si se tienen).
PRESSION DE VAPOR	Llevar records
PRESSION AGUA DL ALIMENTACION	Llevar record
TEMPERATURA DL AGUA DE ALIMENTACION	Llevar record y muy importante para comprobar eficiencia
TEMPERATURA DL CONDENSADOS	Comprobar si permanece constante
TEMPERATURA DL GASES SALIDA CALDERA Y EXCI SIOS DL AIRL	Llevar record y muy importante para comprobar eficiencia Operación quemadores y saciedad lado agua y gases.
CORTE POR BAJO NIVEL	Purgando la columna y verificando que actúe la válvula de corte de combustible (se recomienda usar circuito de prueba)
BOMBA AGUA ALIMENTACION	Inspección visual
FANQU DE CONDENSADOS	Comprobar nivel
BOMBA DE COMBUSTIBLE	Inspección visual
OPERACION QUEMADORES	Comprobar flama y horno, deberán ser claras
IMPATAMIENTO DE AGUA	tomar muestras y mandarias analizar evaluando resultados.
PURGAS (FONDO Y CONTINUA)	Efectuarlas de acuerdo a la evaluación de análisis de agua Nunca purgar cabezales del horno

... en que los ajustes periódicos y la correcta
mantenimiento les permite confiar en las lecturas de
los sistemas de control de protección.
Para finalizar enumeraremos una lista de las comprobaciones que cuando menos 2 veces al día es necesario establecer en operación.

COLUMNA DE AGUA O CRISTAL DEL NIVEL	Probar columna o nivel y comprobar con g.ificadores (si se tienen)
PRESION DE VAPOR	Llevar records
PRESION AGUA DE ALIMENTACION	Llevar record
PRESION AGUA DE ALIMENTACION	Llevar record y muy importante para comprobar eficiencia.
TEMPERATURA DE COMBUSTIBLES	Comprobar si permanece constante
TEMPERATURA DE GASIS SALIDA CALDERA Y EXCESOS DE AIRE	Llevar record y muy importante para comprobar eficiencia de operación quemadores y sacando todo agua y gases.
CONTIENDE POR BAJO NIVEL	Purgando la columna y verificar si que actúe la válvula de corte de combustible (se recomienda usar circuito de prueba)
BOMBA AGUA ALIMENTACION	Inspección visual
TANQUE DE CONDENSADOS	Comprobar nivel
BOMBA DE COMBUSTIBLE	Inspeccion visual
OPERACION QUEMADORES	Comprobar flama y horno, deben ser claras.
TRATAMIENTO DE AGUA	Tomar muestras y mandarlos ana- lizar evaluando resultados.
PURGAS (FONDO Y CONTINUA)	Efectuarlas de acuerdo a la evaluacion de análisis de agua. Nunca purgar cabezales del horn

C - FALLAS MAS COMUNES Y SU PRECAUSION

Existe una larga lista de las fallas en una caldera, aquí trataremos de dar una descripción de las que a nuestro juicio pueden ser las más importantes, ellas son.

- 1 - Sobrepresiones de vapor
- 2 - Debilitamiento de la estructura
- 3 - Manejo inapropiado del equipo de combustión.

1 - SOBREPRESION

Ya previamente se han señalado los peligros que se corren al exceder la máxima presión de trabajo de una unidad y al llegar a tener una explosión de las partes a presión, lo cual realmente es catastrófico

Las medidas tendientes a controlar este problema pueden resumirse en lo siguiente

- Verificar periódicamente la exactitud de manómetros.
- Tener la completa seguridad que las válvulas de seguridad actuarán correctamente en caso necesario. Es conveniente probar que las válvulas operan por si solas cuando menos una vez cada 6 meses
- En el caso de unidades con sistemas de protección que incluya corte por alta presión, verificar este sistema cuando menos 1 vez al mes
- Verificar que el sistema de control trabaja adecuadamente y que manda a fuego mínimo en caso de sobrepresiones.

2 - DEBILITAMIENTO DE LAS PARTES A PRESION

Las causas que lo llegan a producir son las siguientes

- Sobrecalentamientos durante los arranques o bien - descensos bruscos de temperatura

o bien se aconseja a definir la duración o bien ocurrió por un tiempo, o no hay forma de alimentar agua, el procedimiento más seguro es el siguiente:

- Apagar quemadores instantáneamente
- No alimentar agua por ningún motivo
- Cerrar válvula principal de vapor
- Apagar ventilador de tiro forzado y purgar la unidad por efecto del ventilador de tiro inducido o bien tiro natural
- Esperar que la unidad se enfríe gradualmente y hacer evaluación de daños cuando se pueda entrar.

5 - MANEJO INAPROPIADO DEL TIPO DE COMBUSTION

A lo que nos referimos en este inciso es a las explosiones de gases en el horno o bien en los pasos de gases. Los casos más comunes son los siguientes:

- Explosiones en el horno durante arranques y ocasionados por la acumulación de gases de una combustión incompleta, falta de purga de gases y el encendido de un piloto o un quemador.
- Falta del ventilador de tiro forzado y continuando la inyección de combustible, o bien en trabajar los quemadores con falta de exceso de aire. En cualesquiera de estos casos lo peor que puede ocurrir es tratar de inyectar aire en forma súbita, pues eso originará la explosión si es que no ha ocurrido. Lo que se aconseja es tratar de purgar la unidad por medio del ventilador de tiro inducido o bien tiro natural.
- Fuegos en el precalentador de aire y/o ventilador de tiro inducido. Generalmente esto ocurre con combustibles líquidos y en los cuales se llega a tener una atomización deficiente. El combustible que no se llega a quemar se deposita en lo que pudiera llamarse superficies finas y con la condición de una atmósfera oxidante puede dar por

- Sobrecalentamientos en las paredes del horno originadas por operar las purgas de estos cabezales en operación
- Bajos niveles de agua
- Corrosión interna y formación de depósitos incrustantes
- Corrosión externa ya sea ocasionada por depósitos de -
hollín o bien erosión de cualquier tipo

En cualesquiera de estas causas, la repercusión que se llega a tener en operación en forma frecuente es la falla de un tubo o bien la evaporación de un bajo nivel. En - ambos casos, la nerviosidad, desesperación y la falta de un procedimiento claro de como actuar es lo que lleva a mayores problemas y a acrecentar la falla

FALLA DE UN TUBO

Las más impresionantes y de mayor ruido ocurren en el Horno o sobrecalentador

Procedimiento

- Apagar quemadores inmediatamente
- Cerrar válvula principal de vapor
- Apagar ventilador de tiro forzado y purgar la unidad por medio del ventilador de tiro inducido o bien tiro natural
- Tratar de mantener el nivel de agua hasta que la unidad haya bajado de presión lo más gradual posible.

BAJO NIVEL

Generalmente cuando este problema ocurre no se alcanza a definir el tiempo en que la unidad ha trabajado a nivel bajo (a menos que se tengan graficadores), si la duración fué momentánea o bien por un periodo corto de tiempo, se tratará de reestablecer el nivel.

existencia de presencia de fuego o bien explosiones súbitas. En caso de que llegasen a ocurrir lo que se recomienda es extinguir quemadores inmediatamente, no inyectar aire y combatir el fuego localmente de preferencia con sustancias químicas.

D - IMPORTANCIA DEL TRATAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACION

El principal objetivo del tratamiento del agua de alimentación es eliminar problemas causados por incrustación, corrosión, arrastre y endurecimiento cáustico. La tabla que se muestra al final de este capítulo resultará de buena ayuda para mantener el agua dentro de la caldera en condiciones aceptables para prevenir problemas de este tipo.

Para presiones bajas el equipo que normalmente se utiliza es suavización por medio de zeolitas.

Para presiones medias puede ser una combinación de proceso en caliente más suavización por zeolitas

Para presiones altas, definitivamente desmineralización o evaporación más un sistema de pulidores de condensado

Casos especiales de alto contenido de sílice deberán tratarse por separado. El sílice es el único elemento que se logra pasar en el vapor y que ocasiona fuertes daños sobre todo en las turbinas de vapor.

Los programas de tratamiento químico interno son usados con bastante éxito para prevenir corrosión e incrustación.

El uso de desareadores lleva como objetivo la eliminación de oxígeno y del dióxido de carbono, así como precalentar el agua de alimentación.

PRESION DE OPERACION		SOLIDOS TOTALES PPM	ALCALINIDAD TOTAL PPM	SOLIDOS EN SUSPENSION	SILICIO PPM
Psig	Kg/cm ²			PPM	
- 500	-21 00	3500	700	300	125
301-450	21 0-31.6	3000	600	250	90
450-600	31.6-42.18	2500	500	150	50
600-750	42 18-52.7	2000	400	100	35
750-900	52 7-63.2	1500	300	60	20
900-1000	63 2-70.3	1250	250	40	8
1000-1500	70.3-105.4	1000	200	20	2.5
1500-2000	105 4-140.6	750	150	10	1 0
2000	140.6	500	100	5	0 5

II MANTENIMIENTO

A) MANTENIMIENTO EXTERNO

- 1.- Del lado de fuego y gases, los depósitos de hollín y escoria, no solamente reducen la transmisión de calor, sino también llegan a incrementar la pérdida de tiro. De esa manera deberemos tener en mente que la temperatura de gases a la salida de la caldera y la pérdida de tiro son dos elementos que nos pueden servir para conocer el grado de limpieza o suciedad de las superficies externas. Es un hecho que una película de hollín de 3.2 mm. de espesor es equivalente como aislamiento a una película de asbesto de 15.9 mm.

Los sopladores de hollín son herramientas que sirven para limpiar las superficies expuestas a gases. La frecuencia de esta limpieza dependerá del tipo de operación y naturaleza del combustible. En el caso de quemar petróleo pesado (bunker C ó No. 6) se recomienda como mínimo hacerlo cada 8 horas. Es importante mantener un régimen alto de evaporación cuando se operen los sopladores para prevenir cualquier tipo de explosiones, también es recomendable incrementar ligeramente el tiro (en el caso de unidades con tiro balanceado).

Generalmente el fluido que se usa es vapor, pero también podrá usarse aire comprimido.

El lavado con agua es otro método que también puede ser usado para limpieza, debiera ser usado cuando la unidad este fuera de servicio y de preferencia deberá usarse agua con un contenido alto de PH. A bajas cargas, los calentadores de aire pueden ser lavados con agua caliente y alto PH usando espumas colocadas de antemano en la parte superior

2 - CALDERAS FUERA DE SERVICIO

- Almacenamiento en estado seco. Este procedimiento es preferible para periodos largos o bien en lugares donde puedan presentarse temperaturas de congelación. El procedimiento es como sigue
- La caldera deberá estar limpia y seca. Deberá aislarse adecuadamente para prevenir entradas de humedad.
- Se deberán colocar en el interior de los domos, charclas con materiales absorbentes de la humedad. tales como cal viva o gel de sílice. Después se deberá cerrar - - hermeticamente
- Almacenamiento en estado humedo Este procedimiento es preferible para periodos cortos y cuando sea probable que la unidad se vaya a necesitar en emergencia. Tampoco deberá usarse en lugares donde puedan presentarse - - temperaturas de congelación.

El procedimiento es como sigue

- La caldera limpia y vacia, deberá cerrarse y llenarse hasta el tope, con agua tratada quimicamente para - - disminuir la corrosión. Se podrá emplear una concentración de 450 PPM de Sosa Caústica y 200 PPM de Sulfito de Sodio. Se deberá inyectar a través del sobrecalentador hasta dejar que se derrame por la ventila más alta En esas condiciones cerrar la ventila e incrementar ligeramente la presión por arriba de la atmosférica.

3.- INSTRUMENTACION Y CONTROL

Los instrumentos indicadores y registradores, tales como medidores de flujo de vapor y agua de alimentación,

deberán ser chequeados en forma periódica para asegurar que la información que proporcionan es verídica y - - confiable.

Los controles de protección, tales como bloqueo del - suministro de combustible y detectores de flama cuando se usen, deberán chequearse periódicamente para asegurar su función en cualesquier momento. Algunas veces se - puede usar circuitos de prueba para no parar el funcio_ namiento de la unidad.

No deberá darse demasiada confianza a la operación - - continua del equipo de control automático, sino que el personal de operación deberá mantener vigilancia cons- tante para prever cualquier posible desajuste.

4.- CALENTADORES DE AIRE

El principal problema que encontraremos en calentadores de aire ya sean del tipo tabular o regenerativo es la corrosión por la presencia de ácidos derivados del azufre, y ocasionados por la presencia de este elemento en el combustible y por trabajar la temperatura de metal de los tubos por abajo de la temperatura del punto de rocío.

La forma de evitar este problema o al menos minimizar esta corrosión, (partiendo que el diseño es adecuado a la instalación) puede concluirse en lo siguiente

1.- Uso adecuado de pre-precalentadores de vapor para el aire de entrada al calentador, sobre todo en los - arranques.

2.- Uso adecuado de los ductos de derivación, tomando como base las temperaturas de gases a la entrada y a la salida así como la temperatura de aire a la entrada.

- o - Vigilar que se haga uso de los sopladores de hollín o bien lavados con agua. Es importante mencionar que existen casos especiales, en donde el uso de sopladores o lavados acelera el proceso de corrosión, por la presencia del agua. En estos casos el porcentaje de azufre en el combustible es muy alto, puede haber atomización defectuosa (en el caso de combustibles líquidos) o bien la presencia de escoria que no puede ser removida por el soplador o por el lavado.

B) MANTENIMIENTO INTERNO

Ya se ha mencionado en este trabajo, las precauciones y los límites que se deben tratar de seguir para evitar la formación de incrustaciones en todas las partes a presión, pero especialmente en la fluxería. Es muy conveniente que cuando menos una vez al año, se pare la unidad y se someta a una severa inspección para poder darnos cuenta del estado de estas superficies y la efectividad que estamos logrando con nuestros controles en el agua de alimentación y en el agua de la caldera.

En el caso de tener que remover incrustación de nuestras superficies internas, existen dos métodos que se pueden usar

- Limpieza mecánica
- Limpieza ácida.

En la limpieza mecánica, generalmente se usan motores ya sea movidos por aire comprimido o bien agua a presión, que mueven una herramienta especial (piñas) y que se hace pasar a través de todos los tubos.

En la limpieza ácida se obtiene una rapidez y una efectividad que no se puede comparar con la limpieza mecánica, pero el riesgo es un poco mayor debido a cualquier posible descuido en la operación. Actualmente se está usando una solución - -

El siguiente paso es añadir ácido clorhídrico con citrato de sodio o bien compuestos que formen complejos. El procedimiento es bastante sencillo. Establecer una circulación forzada a través de todos los pasos de la solución seguida a ser tomado análisis químicos del comportamiento después lavar energicamente con agua limpia. El siguiente paso es efectuar un hervido por uno para neutralizar - - cualquier residuo de ácido que pudiera permanecer. Finalmente lavar con agua limpia.

MONTAJE

A.- PROGRAMACION DE MONTAJE

La elaboración de un programa de montaje anterior al comienzo de la fabricación de la unidad o unidades es básico porque de acuerdo con él y con la información proveniente del Departamento de Ingeniería, Compras y Fabricación se elabora el programa de producción y entregas.

El programa de montaje debiera mostrar en detalle cada una de las proyectadas secuencias de erección y de esa manera conocer de antemano toda la serie de factores que quedarán involucradas en la obra de construcción.

Como conclusión puede afirmarse que la elaboración cuidadosa y realista de un programa de montaje - asegurará en buena parte el éxito de todos sentidos de la erección de la unidad.

B.- PROCEDIMIENTOS DE MONTAJE

Secuencia de Operaciones

Un generador de vapor para uso industrial de cierta capacidad, o bien el usado en una central de energía eléctrica está generalmente compuesto de estructura, domos, tubería de horno enfriada por agua, uno y dos pasos de sobrecalentamiento, economizador, calentador de aire, equipo de combustión, ventiladores, ductos para aire y gases, sopladores de hollín y otros artículos auxiliares. Todos ellos deben de ser posicionados y ensamblados con objeto de formar una sola unidad. La siguiente secuencia de montaje es la que se considera la más lógica y que deberá arrojar los mejores resultados.

ESTRUCTURA Y SOPORTES

El alineamiento, nivelación y colocación final de la estructura y soportes de un generador de vapor es el primer paso en el armado de la unidad.

Debido a que generalmente el peso total descansa en esta estructura o soportes, siempre se presta atención especial a su alineamiento y ajuste final. Este trabajo generalmente consiste de tornillería o soldadura.

ANCLAJES Y CABLIZAJES

Los domos constituyen el mayor componente a ser instalado en un generador de vapor y en algunos casos puede llegar a exceder de las 200 toneladas y 35 mts. de longitud para calderas de gran capacidad. Lógicamente es la maniobra de más importancia y que exige de gran experiencia y exactitud debido a la gran cantidad de conexiones que parten de él y otros componentes asociados que limitan las tolerancias de aproximación.

En el caso de calderas autosoportadas es necesario la construcción de una estructura provisional para soportar el domo de vapor.

Los cabezales de paredes de horno y sobrecalentador generalmente quedan suspendidos del techo de tal manera que permitan expansiones laterales, quedando colgados de varillas que en su parte superior llevan rondallas de tipo mecedora con la curva orientada apropiadamente.

Para reducir costo y tiempo es tendencia actual el fabricar los tubos del horno formando paneles con vigas de refuerzo y amarres ya instalados de tal manera que sean fácilmente montados en su posición final.

CONEXIONES DE FLUXERÍA

La fluxería está conectada a domos y cabezales a través de dos medios,

a - Expandidos

b - Soldadura a tope con nipples instalados en fábrica

La expansión consiste en la colocación de un extremo de flux en un orificio de domo o cabezal y después plásticamente expandido por una presión interna, que al cesar mantiene rígida la unión de tubo con placa. Esta unión representada la forma más simple y menos costosa de conectar fluxería de domos y cabezales. En algunas ocasiones en que se prevee cargas anormales y variaciones de temperatura se recomienda soldadura de sollo las cuales deben de hacerse de acuerdo a dibujos de diseño y siguiendo el procedimiento de soldadura más adecuado.

Todas las soldaduras de partes a presión deberán cubrir los requisitos de la sección I del Código ASME de calderas y recipientes a presión. El párrafo P-112 del Código, limita el tamaño de soldadura para todas aquellas que no necesitan relevado de esfuerzos ni inspección radiográfica. El párrafo P-102 define todas aquellas soldaduras que exceden los límites del párrafo P-112. El Código recomienda pruebas de calificación y procedimientos para soldadores, así como requerimientos de inspección.

Es imprescindible contar con una cédula de soldadura que como mínimo deberá contener la siguiente información.

- 1 - Descripción de las partes a soldarse
- 2 - Calificación de material
- 3 - Diámetro de espesor de material
- 4 - Tipo y posición de las soldaduras
- 5 - Número de soldaduras.
- 6 - Procedimiento de soldadura (arco metálico
de acetileno y argón)
- 7 - Tipo de electrodo o material de aporte
- 8 - Diámetro de electrodo o varilla de aporte
- 9 - Temperatura de precalentamiento
- 10 - Radiografía
- 11 - Nivelado de esfuerzo
- 12 - Especificación de procedimiento de soldadura

Es importante mencionar que la sección IX del Código ASME, especifica las calificaciones y los procedimientos para los soldadores para los diferentes materiales empleados, pero es tanta la variedad que el mismo Código recomienda que cada fabricante o contratista elabore sus especificaciones y procedimientos.

Ensamble de partes a no presión y auxiliares

Mientras las partes a presión son ensambladas y probadas, el trabajo de las partes a no presión y auxiliares deben ir progresando ya que generalmente ocupa un buen porcentaje del trabajo total. Entre los aspectos principales de este punto se puede citar calentadores de aire, equipo de combustión, ventiladores, trabajo de ductería, refractario, aislamiento y envolvente.

C - PRUEBAS DE INSPECCION

Tal como se ha mencionado en la introducción los procedimientos y las técnicas empleadas en el montaje de la nueva unidad tendrán un fiel reflejo en el comportamiento final, por lo tanto las pruebas y proce-

dimentos que normalmente se usan en la inspección de esta etapa, pueden considerarse como básicas y representativas dentro del proyecto total.

Las pruebas que se consideran como de mayor importancia y que realmente pueden considerarse como esenciales para asegurar el éxito del montaje pueden clasificarse en la siguientes secciones

a) Inspecciones periódicas por parte del Cliente, - - contratista, fabricante, inspector autorizado por el código, para asegurar que el desarrollo del trabajo se lleva de acuerdo a las especificaciones y recomendaciones del fabricante, a la calidad de la mano de obra utilizada se apega a los estándares recomendados para el caso.

b) Pruebas de soldadura

Uno o más de los siguientes métodos deben de utilizarse para la inspección de soldaduras realizadas en campo

Inspección visual

El supervisor de soldadura en el campo deberá observar lo siguiente durante el desarrollo del trabajo:

- 1 Las uniones a soldar deberán estar limpias antes de proceder a soldarse
- 2.- Inspecciones periódicas durante el proceso de soldadura para comprobar que el procedimiento de soldadura se está siguiendo, prestando atención especial al precalentamiento, técnica del soldador, limpieza de la escoria después de cada cordón y la naturaleza del cordón en cuanto a porosidades y cavidades se refiere

5 - Después de terminada la soldadura se deberá inspeccionar la apariencia general sin esmerillarse ni arreglarse de alguna forma. Se deberá checar el refuerzo de soldadura o coronas que recomienda el Código ASME y que deberá tener una altura mínima de 1/16".

INSPECCIÓN RADIOGRÁFICA

El párrafo P-112 del Código ASME de la Sección de Calderas de potencia específica que las uniones circunferenciales de tubería, flangea y cabezales deben ser soldaduras a fusión y deberán ser radiografiadas cuando excedan los siguientes límites

	Sin contacto con gases del horno.	con gases	En contacto con gases del horno.	
	Contenido Vapor	Contenido Agua	No expuestos a la radiación del horno	Exposos a la radiación del horno
Diámetro	Arriba de 16"	Arriba de 10 3/4"	Arriba de 6 5/8"	Arriba de 4"
Espesor Pared	Arriba de 1 5/8"	Arriba de 1 1/8"	Arriba de 3/4"	Arriba de 1/2"

La radiografía puede consistir de rayos X o rayos gamma y las interpretaciones de las películas tomadas se deberán evaluar de acuerdo con el párrafo P-102 (h) del mismo Código ASME en la Sección de pruebas no destructivas.

Inspección de la partícula magnética o magnaflux.

Aunque este método no está reconocido por el Código ASME es ampliamente recomendado para tubería o fluxería arriba de 10 3/4" de diámetro Externo para descubrir fracturas u otros defectos localizados en la superficie de la soldadura

Inspección Zyglo

Así se le llama a la inspección de un penetrante fluorescente el cual es fácil de detectar con una lámpara de "Luz Negra" El método tiene mucha aplicación para localizar porosidades y fracturas en la superficie de soldadura de acero inoxidable no magnéticas.

Inspección Dy-Check

Actualmente está tomando gran aceptación este método que también sirve para localizar fracturas y defectos superficiales El método consiste básicamente en la aplicación de 3 emulsiones que son

La limpiadora, la penetrante y la reveladora

c) Prueba Hidrostática.

Cuando las partes a presión de generador de vapor se han conectado finalmente, es necesario efectuar la prueba hidrostática, la cual debe de ser testificada por las siguientes partes

Ciente o consultor del cliente

Fabricante

Contratista

inspectores (Gobierno, Código etc)

Con objeto de tener un criterio a seguir para la realización de la prueba se recomienda seguir el Código AS'7, párrafo PG-99 Párrafo 16 en lo siguiente

La temperatura del agua en ningún caso deberá ser menor de 21 °C (70°F) y deberá ser hecha en dos etapas.

1.- La elevación gradual de la presión a 1.5 veces la máxima presión de trabajo permisible.

La presión deberá mantenerse bajo control adecuado en todo momento de tal manera que la presión de prueba nunca exceda más de un 6%.

Inspección visual detallada en busca de fugas no es requerida en esta etapa.

2 - La presión de prueba hidrostática puede ser reducida una vez efectuado lo anterior, a la máxima presión de trabajo permisible y mantenida en esta condición, mientras la caldera se examina detenidamente. No deberá existir ningún tipo de fuga o humedad.

d.- Prueba acrostática o de Hermetismo

Cuando el diseño de la unidad está hecho para operar con presión positiva dentro de la unidad, la envolvente debe de ser sellada para que sea totalmente hermética y de esa manera asegurar que no habrá descarga de gases tóxicos y que será una operación totalmente eficiente. Para tal fin es necesario probar la unidad con una presión de 10 pulgadas de columna de agua o más revisando que no haya fuga entre las uniones de la envolvente o en uniones de partes metálicas y de refractario.

e.- Inspección Final de Pre-Operación.

Después de terminado el montaje y con la unidad lista para operación, es muy recomendable el efectuar una inspección final en la que estén presentes los representantes de las distintas partes, con objeto de certificar la terminación del trabajo y la de efectuar una revisión general que asegure el no encontrar problemas mayores en la operación.

Los principales puntos a checar serán.

Que la unidad se encuentre libre de materiales extraños en sus partes interiores que pudieran originar alguna explosión durante los encendidos iniciales

Alineación o tubería, principalmente de sobrecalentador para que no interfiera con los sopladores de hollín. Asimismo todos los soportes - inspeccionando la libre expansión de las partes.

Externamente inspeccionar el libre movimiento de las partes que sufren expansión, principalmente en lo relativo a plataformas y escaleras.

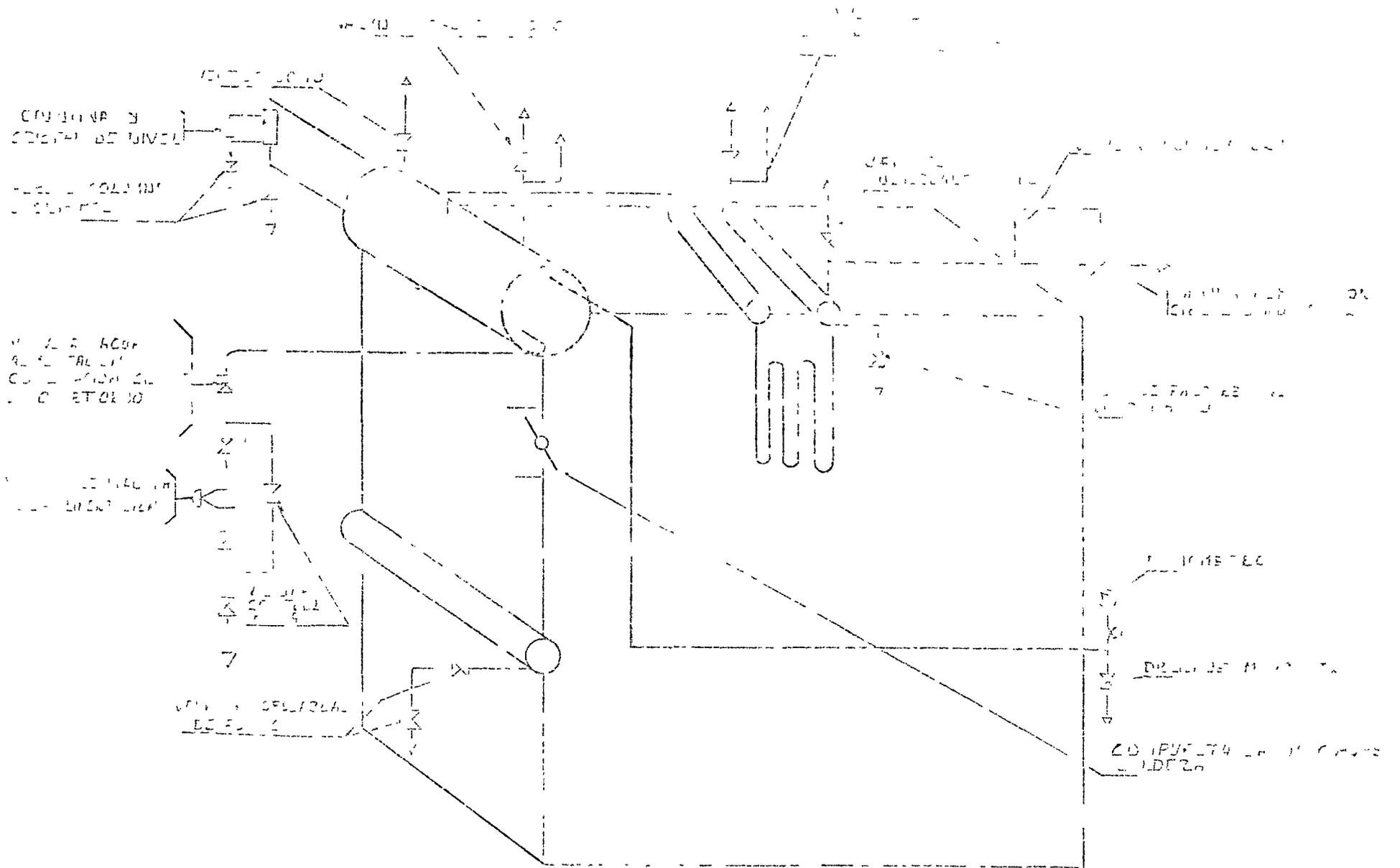


FIG. 1. PRINCIPLE OF OPERATION OF THE
 CONTROL VALVE.

DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO
DE CALDERAS

CONTROL QUIMICO DE LOS SISTEMAS DE AGUA
Y DE COMBUSTIBLES

ING. EVENCIO GOMEZ GOMEZ

ABRIL DE 1977.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 DIRECCION GENERAL DE OPERACION
 OFICINA DE INGENIERIA QUIMICA

TRATAMIENTO DE LOS COMBUSTIBLES RESIDUALES

TECNOLOGIA Y APLICACION

3.- PROBLEMAS DE PRE-COMBUSTION

Como el nombre lo implica, estos problemas están asociados con el manejo de los combustibles antes de quemarse.

Lodos. - El agua presente en el combustible ya sea porque así sea entregado en la Planta o porque se acumule en los tanques de almacenamiento por condensación de la humedad del aire, es una de las principales causas de formación de lodos. El agua disminuye la estabilidad de las impurezas dispersas; se combina con el hierro, el polvo / el aceite pesado, formando masas de consistencia semejante al alquitrán, las cuales reducen la capacidad de almacenamiento de los tanques, tapan o reducen la capacidad de conducción de las líneas y bombas y ensucian los filtros, calentadores y quemadores.

Las impurezas inestables pueden ser causa de formación de lodos por el envejecimiento.

El lodo depositado en las boquillas de los quemadores, puede causar problemas de post-combustión al impedir una buena atomización.

Sin una buena atomización, la combustión es deficiente formándose hollín y escorias de carbón. Con esto se pierde eficiencia y es necesario efectuar limpiezas.

Corrosión. - El agua en el combustible también es causa de corrosión de los tanques de almacenamiento; los productos de corrosión se incorporan a los lodos y son causa de deterioración de los equipos de almacenamiento y de manejo. Frecuentemente el agua es una salmuera que incrementa la corrosión en forma considerable. Los asientos, de naturaleza ácida son particularmente problemáticos. Los productos de corrosión en el combustible obstruyen el sistema y pueden ser causa de una combustión deficiente cuando llegan a bloquear la abertura de las boquillas de los quemadores.

2.- SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE PRE-COMBUSTION.

Algunos problemas se pueden aliviar parcialmente por medios físicos. Para la mayoría de ellos un buen acondicionador del combustible provee la respuesta mas completa y efectiva.

Lodos. - Un mezclado (adicionado al combustible por el fondo del tanque de almacenamiento) y manejo adecuados (recirculación) puede ayudar a prevenir la acumulación de lodos pesados en el tanque de almacenamiento. Sin embargo, el sistema de recirculación continua no solamente puede ser demasiado caro sino que físicamente imposible. Si el combustible no se recircula, la adición de combustible nuevo por el fondo, puede revolver hacia arriba la acumulación de lodos y causar dificultades severas en los filtros y quemadores. La adición de un acondicionador de combustible en una proporción de 1 a 4000 en volumen, ya sea a la línea de recirculación (si existe) ó en forma de "batches" dentro del tanque de almacenamiento antes de la adición del combustible, efectivamente prevendrá la acumulación de lodos en los tanques de almacenamiento, líneas, bombas y quemadores.

El aditivo funciona dispersando y peptizando el lodo y partículas de polvo y previniendo su aglomeración en forma de masas gomosas.

El aditivo también debe emulsionar el agua en el combustible y estabilizar aquellos constituyentes que tienden a precipitarse con el envejecimiento. Los beneficios adicionales de estos aditivos son la habilidad de actuar como catalizadores de la combustión y como inhibidores y/o destructores del hollín, mediante ingredientes incorporados a la fórmula que mejoran la reacción de oxidación y acrecientan el quemado. Las fracciones ligeras (moléculas mas pequeñas) se queman mas facilmente y mejor que las mas pesadas, o fracciones alquitranadas (moléculas mas grandes). El aditivo cataliza el proceso de degradación que forma moléculas mas pequeñas, e inhibe la recombinación de estas moléculas pequeñas a polímeros mas difíciles de quemarse.

Con esto se disminuye la cantidad de hidrocarburos sin quemarse. El resultado final es una mayor eficiencia ya que se quema substancialmente todo el combustible, previniendo los depósitos. La dosificación inicial al combustible almacenado en el tanque debe ser de la 2000 en volumen, seguido de la dosis normal de 1 a 4000 para las entregas subsecuentes.

Corrosión.- El acondicionador del combustible debe contener un inhibidor de corrosión eficiente del tipo de película orgánica. Los constituyentes ácidos en los sedimentos de agua se neutralizan y la película antes dicha es efectiva tanto en el aceite como en el agua.

3.- PROBLEMAS DE POST-COMBUSTION CON COMBUSTIBLES RESIDUALES.

Los problemas en las calderas modernas que queman aceite combustible residual

caen dentro de 3 categorías principales -- Corrosión del lado del fuego y formación de escorias; corrosión en el extremo frío, y contaminación del aire.

Ensuciamiento y Corrosión en las zonas de alta temperatura. - La mayor parte de los combustibles residuales contienen compuestos complejos orgánicos de vanadio, sodio y azufre. Durante la combustión, estos elementos forman depósitos de cenizas de bajo punto de fusión sobre los tubos de sobrecalentadores y recalentadores, soportes, apoyos y separadores. La localización real de los depósitos de las cenizas depende del diseño de la caldera; la cantidad de formaciones es una función de la composición del combustible. Un combustible con bajos contenidos de azufre y de vanadio causa muy pocos depósitos, en tanto que sucede el fenómeno contrario cuando el contenido de azufre es de 2.5 a 3% y el vanadio es de 300 a 500 ppm.

En vista de que los óxidos de vanadio tienen un punto de fusión relativamente bajo, la ceniza puede arrastrarse en estado plástico junto con los gases de combustión y adherirse con impacto al chocar con las superficies metálicas más frías. Este depósito forma un aislante del tubo que impide la transferencia del calor y hace que la capa exterior esté más caliente. Esto tiende a atrapar un porcentaje mayor de cenizas que normalmente no se adheriría a los tubos limpios. Los pasos de gas se van reduciendo con lo que se incrementa la velocidad de dichos gases que contienen partículas de cenizas y se incrementa la fuerza del impacto. De esta forma la relación de ensuciamiento aumenta a medida que avanza dicho ensuciamiento.

La limpieza de este tipo de depósito es muy difícil. Tiene la consistencia del

concreto y gran parte de él se aloja entre los tubos, siendo inaccesible para cualquier tipo de limpieza manual. Cuando una caldera no queda completamente limpia, los depósitos que quedan actúan como base para la formación de nuevos depósitos una vez que la caldera se pone en servicio. Un método satisfactorio de limpieza empleado, ha sido un sistema de muy alta presión que usa pequeñas cantidades de agua a velocidades que se aproximan a la velocidad del sonido.

Estando fundidos los óxidos de vanadio atacan al acero inoxidable y otras aleaciones causando una corrosión severa. Los sulfatos también atacan al fierro causando picaduras y mas desgaste del tubo. La mayor corrosión se localiza en donde las temperaturas del metal son superiores a 538°C (1000°F), pero el desgaste se ha reportado con temperaturas de vapor de 510°C (950°F). Se han reportado pérdidas anuales de 0.020" en el espesor de las paredes de los tubos; por tanto, un tubo con un espesor de pared de 0.225" llegaría a alcanzar el espesor de falla de 0.100" en solamente 6 años de operación.

Temperaturas bajas de vapor. - Prácticamente todas las calderas modernas diseñadas para quemar carbón y después convertidas a petróleo no son capaces de mantener las temperaturas de diseño de sobre-calentamiento y recalentamiento. La pérdida de temperatura varía con el diseño de la caldera y puede estar entre los 50 y 75°F . Esto es debido primordialmente al incremento de calor absorbido por las paredes de agua (que están relativamente libres de depósitos cuando se quema aceite combustible), con lo que baja la temperatura de los gases que van al sobrecalentador y recalentador.

De acuerdo con la curva de eficiencia de un fabricante de turbina, una pérdida de 50°F en la temperatura del vapor principal, incrementa el régimen térmico (heat-

rate) 0.7% / en forma similar a la temperatura del recalentador. Por el contrario un incremento de 30°F en el sobrecalentador y recalentador decrecerá el régimen térmico en 1.4%. En la mayoría de los casos, la pérdida de temperaturas de vapor también causa una reducción en la capacidad de generación de energía eléctrica, lo cual es muy costoso.

Corrosión por bajas temperaturas - Los compuestos de azufre del combustible se oxidan durante la combustión para formar dióxido de azufre (SO_2). Aproximadamente el 1% del SO_2 se convierte a SO_3 bajo condiciones normales de exceso de aire elevado. La investigación hecha por el Instituto Battello Memorial de Combustion Engineering y por otros, ha demostrado que solamente una pequeña cantidad de SO_2 se convierte a SO_3 en el horno, un poco más adelante de las secciones de alta temperatura del sobrecalentador y recalentador. La mayor parte del SO_3 se genera caráticamente en la sección de baja temperatura del sobrecalentador, donde se tienen temperaturas del gas del orden de 1000° a 1100°F. Esta es una temperatura ideal para que los depósitos de óxido de vanadio contenidos en las cenizas y el óxido de hierro de las superficies metálicas, actúen como catalizadores en presencia de suficiente oxígeno, para la conversión del SO_2 a SO_3 .

Aún cuando el gas trióxido de azufre (SO_3) existe a temperaturas superiores al punto de rocío ácido, se forma por condensación, ácido sulfúrico (H_2SO_4) en el extremo frío de una caldera, a medida que los gases encuentran las temperaturas del metal más frías. El SO_3 seco no es corrosivo, pero el ácido sulfúrico condensado es altamente corrosivo. Una concentración de SO_3 más baja provee un punto de rocío más bajo y menos ácido sulfúrico.

La condensación del ácido sulfúrico crea una corrosión considerable de los precalentadores de aire, ya sean tubulares o del tipo regenerativo. Los ductos, ventiladores y chimeneas se corroen rápidamente, aún cuando se usen serpentines de vapor para elevar la temperatura del aire de entrada a los precalentadores.

Contaminación del Aire. — Muchas plantas están plagadas con el sucio problema de emisiones ácidas por las chimeneas -- (fall out). Cuando la temperatura de los gases de escape alcanza el punto de rocío y ocurre la condensación, las partículas de cenizas se aglomeran y algunas salen por la chimenea en tanto que otras se pegan a cualquier superficie con la cual hacen contacto. En estas condiciones, el área circunvecina puede estar sujeta a la contaminación por depósitos ácidos -- verdosos, pequeñas motas de partículas negras y aún masas grandes de materiales pegajosos altamente corrosivos (tizne). Estos depósitos que están sobre los ductos, colectores de polvo y paredes de la chimenea, se pueden aflojar durante los cambios de temperatura y llevarse fuera de la chimenea con velocidades que se incrementan durante los "picos" de carga. Los automóviles, las casas y aún las cosechas se han arruinado con este tipo de emisiones de las chimeneas. La reacción del público a menudo es bastante severa.

En las áreas metropolitanas, las plantas generadoras que emplean combustibles residuales se encaran con el problema de los reglamentos locales que limitan la concentración de SO_2 , forzándolos ya sea a emplear aceites con bajo contenido de azufre o a instalar sistemas que reduzcan las emisiones de SO_2 .

4.- EL ÓXIDO DE MAGNESIO COMO UN ACONDICIONADOR DE COMBUSTIBLE.-

Corrosión por alta temperatura. -- La corrosión por el lado de fuego únicamente puede eliminarse ya sea quitando el vanadio del combustible o cambiando las características de las cenizas. Lo último se puede efectuar adicionando un aditivo como el óxido de magnesio (finamente dividido y disperso en aceite) al combustible. El óxido de magnesio reacciona con la ceniza a medida que se está formando, se combina con el vanadio para formar los sales de vanadatos de magnesio, los cuales tienen una temperatura de fusión muy elevada -- alrededor de 2700 °F, dependiendo de la relación MgO a V. El óxido de magnesio evita que el vanadio ataque los tubos, reduciendo por tanto la corrosión.

Cada planta debe mantener un registro continuo de la corrosión por alta temperatura. Esto debe hacerse colocando en un punto, una hilera de tubos en el extremo más caliente de los sobrecalentadores y recalentadores. La limpieza se puede hacer mejor por una cuidadosa limpieza a chorro de arena.

El diámetro de los tubos se puede determinar por los diversos instrumentos que se tienen disponibles en la centralidad, o por simple medición micrométrica del diámetro, en el punto de mayor corrosión. Una medición anual indicará la velocidad de desgaste de los tubos.

Ensayamiento de la Caldera. -- El ensayamiento de una caldera depende del aceite combustible que se está empleando. Se obtienen muchas dificultades con los combustibles que tienen alto contenido de azufre y de vanadio. Tampoco debe omitirse el contenido de sodio, ya que el sodio actúa como un fundente para reducir la temperatura de fusión de las cenizas por formación de vanadatos de sodio y sulfato de sodio de

Bajo punto de fusión. En general, los combustibles con alto contenido de cenizas - (.05% o mayor) se pueden considerar como la causa principal de problemas de ensuciamiento en la mayoría de las calderas.

El aditivo normalmente no elimina ningún depósito de los tubos generadores, ni evita la formación de la ceniza -- simplemente hace la ceniza seca, suave, mucho menos probable que se adhiera a las superficies de calentamiento y más fácil de eliminar durante los sopladros o lavados.

Incremento de la Temperatura del Vapor. - En muchos casos donde las temperaturas del vapor de la caldera son bajas, después de la conversión a petróleo, ha sido práctico operar con alto exceso de aire para incrementar el flujo y mantener las temperaturas. El uso del aditivo a base de óxido de magnesio hace posible mantener las temperaturas de diseño con mucho menos exceso de aire. Esto se lleva a cabo al depositarse una capa delgada, reflexiva de óxido de magnesio sobre los tubos de las paredes de agua, que reduce la transferencia de calor a las paredes de agua y eleva la temperatura de los gases en dirección al sobrecalentador y recalentador.

Se puede conseguir con el aditivo un incremento del orden de 25°F a 75°F. Si existe un aumento de 50°F tanto en el sobrecalentador como en el recalentador, se reduce el régimen térmico de la turbina en 1.4%. Esto significa que se requiere 1.4% - menos de calorías para producir los mismos KW. En relación con el ahorro económico, asumiremos que la mayoría de las calderas tienen una eficiencia de alrededor de 90%. Por tanto, el ahorro de combustible es el 90% de 1.4% o sea 1.26%. Si la caldera consume 1,000 M³ de combustible por día el ahorro es de:

$$1,000 \text{ M}^3 \times \$ 180.00 \text{ M}^3 \times 1.26\% = \$ 2,268.00$$

Otro efecto muy importante del aumento de la temperatura del vapor, es que incrementa la capacidad máxima de la turbina. En general, un aumento de 28°C en la temperatura del vapor sobrecalentado y secientado, incrementa la capacidad de la turbina en alrededor de un 2%.

Reducción de la Corrosión por baja temperatura. - Para reducir la corrosión por baja temperatura, es necesario ya sea quemar combustible pesado con un contenido de azufre por debajo del 0.3% ó inhibir la formación de SO_3 para prevenir la condensación del ácido sulfúrico. En muchos países no se obtienen combustibles con tan bajo contenido de azufre y en muy pocos casos se contienen siquiera con el 1%. Sin embargo, la corrosión en el extremo frío puede ocurrir aún con el 1% de azufre, en vista de que se convierte a SO_3 un mayor porcentaje de azufre, a medida que decrece el contenido de este elemento en el combustible.

La formación de SO_3 se puede inhibir con el aditivo a base de óxido de magnesio. Este reacciona con el vanadio envenenando la acción catalítica de convertir el SO_2 a SO_3 . También se forma una capa de óxido de magnesio sobre los tubos del sobrecalentador evitando del mismo modo que los depósitos de vanadio y de óxido de hierro actúen como catalizadores de esta reacción.

Si el SO_3 de los gases de combustión se puede mantener en 10 ppm o más bajo, con una temperatura de gases de salida de 132°C , la condensación del ácido sulfúrico es improbable que ocurra.

A la evaluación de la corrosión por baja temperatura como un problema de operación, le concierne: (1) el costo del repuesto de los elementos de los precalentadores

de aire; (2) el costo de reparación del rotor y envolvente del precalentador de aire; (3) el mantenimiento de ductos corroídos, tolvas y juntas de expansión; (4) el mantenimiento de la chimenea. Todos estos conceptos son muy costosos y difíciles de estimar con anticipación. Por supuesto, el efecto del daño del ácido dentro o mas allá del predio de la planta, también debe de considerarse.

La reparación del rotor y del envolvente del precalentador de aire implican mano de obra y paros costosos. Lo mismo se aplica para la reparación de ductos, juntas de expansión y chimeneas.

La mejor evaluación se hará por inspección visual al cabo de unos 6 meses de prueba. Prácticamente en todos los casos, el uso del aditivo seca los depósitos ácidos - previamente húmedos, dejando un polvo gris seco. También se nota una reducción en la tendencia higroscópica de las cenizas. En algunos casos los precalentadores de aire que previamente tenían que ser lavados a intervalos cortos (cada 3 meses) pueden operar por períodos hasta de un año sin tener que lavarse.

Llovizna de Tizne ácido. - Aún cuando pueden haber varias razones para la emisión ácida por la chimenea (por ejemplo, la rotura de un serpentín en un precalentador de vapor o de agua), la mayor parte de esta llovizna se origina por condensación del ácido sulfúrico. Es obvio que reduciendo la formación del SO_3 , el resultado será la eliminación de la emisión del tizne ácido.

No se puede hacer una estimación para mejorar o eliminar esta condición. Muchas compañías, por relaciones públicas o por otras razones aceptan el hecho de que no pueden permitir que ocurra este fenómeno, no importa lo que cueste.

5.- OPERACION CON BAJO EXCESO DE AIRE.

La mayoría de las calderas nuevas que van a quemar combustible residual, están siendo diseñadas para operar con bajos excesos de aire con objeto de obtener las ventajas del ahorro de combustible inherente a una combustión casi estequiométrica y para reducir la formación de SO_3 . Un cambio del 1% en el exceso de aire significa un cambio del 0.05% en eficiencia. Por tanto, si se decrece el exceso del aire del 20% al 5% significa casi el 1% de incremento en la eficiencia de la caldera. Para una unidad que quema $1000 M^3$ por día de combustible, es un ahorro de alrededor de \$ 1,800.00 por día ó \$ 657,000.00 al año.

Muchas unidades mas viejas también están siendo equipadas para operar con bajos excesos de aire y los operadores de las plantas encuentran que esto efectivamente reduce la producción de SO_3 , disminuyendo la corrosión en el extremo frío y la emisión del tizne ácido. El bajo exceso de aire sólo, no baja la concentración de SO_3 suficientemente para reducir el punto de rocío por debajo de la temperatura de los gases de escape. En combinación con el uso del acondicionador de combustible a base de óxido de magnesio, se puede bajar el punto de rocío para eliminar la salida del tizne ácido.

La operación con bajo exceso de aire requiere una respuesta rápida de los sistemas de control de combustión y una instrumentación moderna. La mayor parte de las calderas no se pueden operar con 2% de exceso de aire, pero casi todas pueden reducirse a 10% y muchas más a 5%.

Los operadores titubean para cambiar de un exceso de aire normal del 20%, por temor de perder temperatura del vapor. Aquí es donde la capa de óxido de magnesio

sobre las paredes de agua de la caldera, como se indicó antes, para elevar la temperatura del vapor, se hace casi necesaria con la operación a bajo exceso de aire. Muchos operadores de plantas han tratado de conseguir bajo exceso de aire simplemente reduciendo el aire de combustión. Esto puede resultar en una emisión fuerte de humos por la chimenea. Deben existir varias condiciones antes de que el aire de combustión se pueda bajar en cualquier caldera:

- 1.- Las fugas de aire dentro de la tolva de cenizas, del envolvente del horno y del envolvente de la caldera, deben ser muy bajas.
- 2.- Se debe instalar un registrador y medidor de oxígeno y mantenerlo en condiciones de operación para dar lecturas exactas. El oxígeno se debe medir en el ducto de gases precisamente antes del precalentador de aire. Se pueden requerir muestreos múltiples.
- 3.- Las muestras de gases por analizarse deben ser representativas de los gases de combustión. (se requiere un muestreo de cruce en el ducto.)
- 4.- Los quemadores deben atomizar el combustible satisfactoriamente.
- 5.- La cantidad de combustible a través de cada quemador debe ser igual.
- 6.- El aire secundario debe tener suficiente velocidad en los quemadores para obtener una mezcla adecuada con el combustible atomizado -- es recomendable una presión mínima de 4".
- 7.- El flujo del aire secundario a través de todos los quemadores, debe ser igual.
- 8.- Los controles de combustión deben tener una respuesta rápida y exacta.

Fugas de aire. - Una investigación completa generalmente revela mucho mas fuga que la esperada. Las fugas se pueden detectar cuando la unidad está en la línea, pero este método no es muy satisfactorio, porque solo se pueden localizar por lo general

las fugas mayores. Cuando la unidad está fuera de la línea, el envoltorio de la caldera se puede mantener a presión con el ventilador del tiro forzado. La inspección completa cuando está a presión debe revelar todas las fugas de cualquier magnitud. Existen máquinas de humo disponibles para llenar el horno y ayudar a localizar las fugas más pequeñas.

Las fugas de aire en las áreas anteriormente dichas afectarán el contenido de oxígeno a la entrada del precalentador de aire. La fuga de aire a través del extremo de baja temperatura del generador de vapor, también es importante, ya que decrece la temperatura del gas, incrementando la condensación del ácido sulfúrico. Los sellos del precalentador de aire y los diafragmas se deben verificar y mantener con el mínimo de fugas. Las juntas de expansión en los ductos y en los sellos del envoltorio del ventilador de tiro inducido, también deben verificarse como posibles fuentes de fuga.

Las calderas a presión también tienen fugas de aire a través de los numerosos sellos y puntos de enfriamiento tales como la entrada de un soploador de hollín, ignitores y puertas de inspección. El fabricante especifica normalmente no exceder el 1% del aire total de combustión, pero en pocos años, dicho porcentaje se puede incrementar bastante, a menos que se programe un mantenimiento de vigilancia.

Atomización del combustible.- Se hace evidente la necesidad de una atomización excelente del combustible para obtener una combustión completa con el mínimo de aire. Las partículas de aceite deben ser muy finas, de tal manera que permitan la mezcla íntima requerida para alcanzar las condiciones estequiométricas. Un requisito para una buena atomización es la temperatura del aceite. Se debe mantener -

tan alta como las condiciones lo permitan. Algunas plantas que operan con bajo exceso de aire, calientan, el combustible de base asfáltica a una temperatura de 115°C , en cambio otras mantienen alrededor de 176°C con un combustible mas viscoso. El factor limitante tiene que ser determinado en cada planta en particular. Este factor puede ser la bomba del combustible, el tipo de aceite usado o el equipo de calentamiento. Hay sistemas que actualmente están en el mercado para controlar automáticamente la viscosidad del aceite. Los fabricantes de calderas especifican en la actualidad una viscosidad del aceite combustible a las boquillas de los quemadores, entre 75 SSU y 200 SSU, siendo 150 SSU el promedio.

La atomización es de tal importancia que debe vigilarse muy de cerca por inspecciones periódicas de los quemadores, y también por cualquier otro medio disponible, tal como televisión en el horno, registradores de humo o televisión en la chimenea.

Además, el mejor medio de prevenir que se opere con quemadores sucios, es llevando un programa de limpiezas periódicas del mismo.

Velocidad del aire secundario. - Las velocidades del aire secundario deben ser lo suficientemente elevadas para producir una mezcla íntima en el horno, con el aceite atomizado. La mezcla tiene que ser completa dentro de una distancia corta de los quemadores. En la mayoría de los casos, esto se lleva a cabo admitiendo todo el aire directamente detrás del quemador y manteniendo una presión elevada en la caja de aire.

Flujo del aire secundario. - Es evidente que si los flujos de aceite combustible a cada quemador son iguales, los flujos de aire a través de los mismos también deben-

de igualarse para obtener una buena combustión.

Las mediciones volumétricas exactas de aire a través de cada quemador, son imposibles de obtener en la mayoría de las calderas. La mejor medición es la presión estática de la caja de aire en un punto entre las mamparas de control del aire secundario y la salida del quemador. La exactitud de esta medición variará con el tipo de quemador.

Las calderas mas grandes tienen controles para las mamparas de aire secundario, de tal modo que solamente es necesario tomar las presiones periódicamente para verificar los ajustes. Las lecturas de las presiones estáticas también deben de tomarse a diferentes niveles de carga. Esto elimina la posibilidad de que el flujo de aire secundario siendo uniforme en todos los quemadores a una carga, lo sea desigual a otras cargas.

6.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE ALGUNOS TRATAMIENTOS DE COMBUSTIBLE.

Amoniaco Anhidro. - El amoniaco reduce la emisión de humos ácidos por las chimeneas, al neutralizar el ácido sulfúrico y formar sales de amonio. Sin embargo, esto se lleva a cabo con las siguientes desventajas:

- A. - Los costos del tratamiento son muy elevados.
- B. - La corrosión en el extremo de baja temperatura del precalentador de aire probablemente no se afecta, dependiendo del punto de inyección.
- C. - No hay protección contra la formación de escoria y contra la corrosión en el lado de fuego.
- D. - Los depósitos de sulfato de amonio y de bisulfito crecen en los ductos, ventiladores y recubrimientos de chimeneas. El depósito sobre las aspas del ventilador re-

duce rápidamente su capacidad y se requieren frecuentes lavados.

El amoniaco anhidro se usó en los E.U. en una planta durante un año. La inyección antes del precalentador Ljungstrom causó problemas de ensuciamientos en menos de una semana. Se inyectó después, adelante del colector mecánico de polvos, con los resultados mencionados anteriormente.

Dolomita. - A la dolomita debido a su fácil obtención y a su costo bastante bajo, se le ha dado cierta prioridad como un aditivo de combustible. Las desventajas son:

- A.- La gran cantidad de material que se requiere para que sea efectiva.
- B.- El contenido de calcio normalmente es igual al contenido de magnesio. El calcio conduce a la formación de depósitos duros en las secciones del sobrecalentador y recalentador, tapando los precalentadores de aire e incrementando las limpiezas de los equipos.
- C.- Cualquier sólido adicionado a un sistema de combustión puede ya sea permanecer en el sistema o salir por la chimenea. El calcio se adicionará a esta cantidad total, ya sea en la caldera o saliendo por la chimenea si no hay precipitadores instalados.
- D.- Este material se maneja seco ya sea en bolsas o a granel. En cualquier caso debe haber un sistema de inyección caro. Si se recibe en bolsas, la mano de obra de manejarlo y de mantener limpia la planta, es elevado. La alimentación de las cantidades incrementales exactas de un polvo seco bajo cualquier sistema aún proyectado, es muy difícil.

Las interrupciones en el flujo son comunes y el mantenimiento normalmente es muy alto.

E.- El material debe ser comparativamente tosco para el flujo. Esto reduce la reactividad química, incrementando la erosión mecánica y es una de las razones inherentes por las que se necesitan grandes proporciones en la alimentación.

F.- Se inyecta en el horno en algún punto por encima de los quemadores.

Un aditivo es más efectivo cuando se adiciona al combustible antes de la combustión, que cuando se introduce después que la combustión se ha efectuado.

G.- La dolomita es un mineral crudo que contiene carbonatos de calcio y de magnesio. Debe ser calcinado (eliminación del CO_2) antes de que el calcio y el magnesio rindan algún beneficio.

Cal Viva. - Debido a su bajo costo y a una clara oportunidad de elevar el punto de fusión, la cal viva se ha usado como un aditivo. Ha hecho algún beneficio en las secciones de alta temperatura y ha reducido algo de ácido sulfúrico en el extremo frío. Sin embargo, las desventajas son mayores que las ventajas, por lo que ya no es empleada. El mayor problema es la formación del sulfato de calcio (yeso), que se fija como el concreto sobre la superficie de los tubos y en el precalentador de aire y es casi imposible de quitar, causando paros prolongados. Todos los problemas con la alimentación y manejo de la dolomita también se aplican a la cal viva. Sin embargo, el uso de la cal viva está siendo revivida en la actualidad con otro propósito; como un medio de eliminar el SO_2 en calderas equipadas con lavadores húmedos.

Esto involucra otros problemas tales como incrustación y depósitos de lodos en el lavador.

Oxido de Aluminio. - Existen varios aditivos que contienen óxido de aluminio en combinación con el óxido de magnesio. El óxido de aluminio es sumamente duro, y se ha usado como un abrasivo en la fabricación de ruedas para molinos.

Bajo ciertas condiciones se cree que reacciona con el óxido de magnesio para formar un aluminato de magnesio, que puede elevar el punto de fusión de las cenizas.

De acuerdo con las investigaciones de la "Oficina de Minas del Canadá", se requieren iguales cantidades de alúmina a magnesia para elevar a temperaturas mayores el punto de fusión de las cenizas, que con la magnesia sola. Para calderas marinas, los trabajos de la Oficina de Minas, indican que la relación MgO a Al_2O_3 de 1:1 en peso, es la más efectiva.

Las principales desventajas del óxido de aluminio son:

- A.- Costo elevado - especialmente cuando se usa en cantidad suficiente para afectar apreciablemente el punto de fusión de las cenizas.
- B.- Virtualmente no tiene efecto directo sobre la corrosión en el extremo frío ó en la emisión de humos ácidos.
- C.- Liga al óxido de magnesio, reduciendo de este modo su disponibilidad posterior en la protección anticorrosiva de las zonas de baja temperatura.
- D.- Siendo sumamente abrasivo, resulta muy elevado el mantenimiento de bombas, válvulas de no retorno y quemadores.
- E.- Es extremadamente difícil suspenderlo en aceite, por lo que la sedimentación y la separación aumentan los problemas en las plantas.

Manganeso. - Se han fabricado varios compuestos organo metálicos que contienen manganeso para calderas donde es difícil mantener un exceso de aire bajo. Los compuestos de manganeso son benéficos porque tienen acción benéfica en el horno, hollín y reducción de depósitos, aún cuando el mecanismo exacto de su operación no es conocido. Este material se ha usado principalmente en calderas pequeñas con temperaturas de vapor bajas o en turbinas de gas para reducir el depósito en los álabes.

En varias calderas grandes se ha probado y descontinuado ya que su eficiencia no pudo ser determinada. Un aditivo a base de manganeso tiene las siguientes desventajas:

- A.- No controla la corrosión por alta temperatura.
- B.- Puede limpiar los tubos de las paredes de agua. Esto es una desventaja cuando la temperatura del vapor ya es baja.
- C.- El Manganeso es tóxico. La concentración en el polvo que sale con los gases de la caldera puede ser un peligro para la salud y definitivamente es peligroso para el personal de la planra, encargada del mantenimiento durante las limpiezas del lado de fuego.

LIMPIEZA QUÍMICA DE CALDERAS.

Uno de los mas serios e importantes problemas encontrados en la generación de vapor es la formación de incrustaciones y depósitos en las superficies de intercambio térmico. La presencia de aceite en la caldera puede complicar el problema. En calderas de alta presión los depósitos conteniendo cobre metálico y óxido del mismo han originado agudos problemas. De esta condición pueden resultar fallas en los tubos. Además en calderas nuevas; residuos de aceite, grasa, tierra soldadura y capas de material protector existen casi siempre. Es importante seguir una secuencia adecuada para remover estas impurezas de las paredes metálicas. Esta remoción de depósitos puede ser electuada por una o varias sustancias químicas dependiendo de la naturaleza del depósito.

HERVIDO DE CALDERAS.

La presencia de aceite en el agua de alimentación es originado desde el escape de vapor o condensado en máquinas de vapor o bombas, también puede originarse desde el vapor o agua utilizada en ciertos procesos. Usualmente películas delgadas de aceite sobre las superficies, pueden interferir seriamente con la transferencia normal de calor, resultando un incremento en la temperatura del metal suficiente para causar fallas por sobrecalentamiento. Para remover aceite y grasas de las superficies un lavado alcalino es recomendable.

Con calderas nuevas este lavado alcalino remueve la cubierta

protectora aplicada durante la instalación y montaje así como los materiales utilizados en la misma. Este hervido deberá ser formulado para proveer la acción detergente y emulsificante más enérgica posible. Con calderas en operación, el hervido deberá tener el mismo efecto sobre el aceite presente como resultado de alguna contaminación.

Mientras no sea posible obtener estos efectos al máximo por acción de sustancias químicas comerciales y económicamente adecuables, los hervidos deberán realizarse con mezclas especiales. Una de las combinaciones más satisfactorias de sustancias químicas inorgánicas incluye 3 lbs. de sosa cáustica 5 lbs. de fosfato disódico y 1 lb. de nitrato de sodio por cada 1000 libras de agua necesarias para llenar la caldera -- al nivel de operación. Debido a la alta alcalinidad desarrollada durante el hervido, el nitrato de sodio es incluido en la combinación como una precaución contra la fragilización del metal.

Previo al hervido de una caldera, es recomendable reemplazar los cristales de nivel de alta presión con cristales provisionales para prevenir el ataque alcalino. Después de la adición de la cantidad necesaria para esta operación, todos los registros de hombre deberán ser cerrados y la caldera llenada hasta el tope del nivel de cristal, con los venteos abiertos. La caldera deberá ser encendida a bajo régimen de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. Cuando el vapor fluye libremente desde los venteos, todos estos deben ser cerrados excepto aquellos especificados por el fabricante, en calderas que tienen sobrecalentador y que es necesario protegerlo.

La presión es entonces incrementada a un máximo de 25 p.s.i. y conservada durante 48 hrs. Para calderas de alta presión es recomendable bajarlas al 50% de su presión de operación normal, para obtener circulación.

En todos los casos las recomendaciones del fabricante deberán ser observadas. A continuación la caldera deberá ser purgada hasta la mitad del nivel, cada 8 horas a través de las válvulas de purga.

Donde hay mas de una conexión para purga, alterne las mismas. Después de cada purga la caldera debe ser llenada hasta el tope del cristal.

Una vez completado el hervido de la unidad se enfría lentamente y se enjuaga con una manguera de alta presión. Si durante la inspección se observa remanentes del hervido o aceite, el procedimiento debe repetirse. Sin embargo la remoción de escamas no es el objetivo principal, puesto que la limpieza química ácida lo realizará.

LIMPIEZA ACIDA CON INHIBIDOR.

La principal causa de formación de depósitos sobre las superficies de calefacción, es debido principalmente al hecho de que en muchas sales decrece su solubilidad con la temperatura. Cuando la temperatura del agua de alimentación es elevada con la temperatura de operación, la solubilidad de muchas sales es excedida y ocurre la deposición. El uso de ácido inhibido para la remoción de depósitos de las superficies ha sido practicado por muchos años.

A partir de los últimos años el uso y desarrollo de inhibidores ha tenido un gran auge así como la técnica de limpiezas. La remoción principal ocurre con el ácido y complementariamente puede hacerse mecánicamente con agua.

Después de la limpieza ácida pueden observarse fallas incipientes o picaduras de la superficie. La limpieza ácida preventiva se considera actualmente necesaria, residuos de óxidos, limaduras del proceso de fabricación deberán removerse. La presencia en el agua de caldera de hierro "obscuro" - que es óxido en los peñís - puede causar serios problemas en una caldera nueva. Este óxido de hierro se deposita en general en zonas de transferencia de calor, interfiriendo así mismo el flujo libre de agua, y pueden causar además obstrucciones en reparaciones y purificadores de vapor, afectando su funcionamiento desde el domo, o cuando arrastradas estas impurezas al supercalentador e inclusive a la turbina.

Como medida de la limpieza ácida como medida preventiva es necesario tener todas las partes y accesorios de cobre y bronce existentes temporariamente.

Después de seguirse los procedimientos y previos para ventear los vapores ácidos y las comunicaciones con el cabezal del - deben ser limpiadas.

ACIDOS Y SUS ALIADOS UTILIZABLES.

ACIDO SULFÚRICO DILUIDO.- Es el más ampliamente usado en las plantas químicas por su relativo bajo costo y facilidad de

ra conseguir inhibidores compatibles.

Dos métodos generales son utilizables; el estático y el circulante, en el de circulación la solución se mantiene continuamente en movimiento hasta que la limpieza se completa. -- pruebas de la solución limpiante de hierro y cobre en general. En el método estático el empapado es mantenido un período suficiente para remover y disolver los depósitos aunque el final de la operación en general es prefijado.

En ambos métodos debe elevarse la temperatura en forma controlada de tal manera que no se rebase la temperatura de operación del Inhibidor. - (150 - 170 °F)

La bomba y equipo utilizado deberán estar construidas de ~~150-170 °F~~ - ex materiales resistentes a estas soluciones.

Las concentraciones de ácido generalmente utilizadas son de 3 al 6% dependiendo de las condiciones particulares. Las pruebas y control de concentración de la solución ácida que se realicen, al indicar una disminución de 1% en la concentración del ácido deberá reponerse para mantener la concentración indicada. La circulación debe mantenerse hasta el momento en que la concentración de ácido no acuse disminución sensible.

Continuando con la limpieza, la caldera deberá ser drenada de preferencia bajo presión de nitrógeno enjuagada con agua limpia caliente y neutralizada con solución de soda ash (carbonato de Sodio) fosfato trisódico o sosa cáustica, así como pasivación de las superficies metálicas limpias.

Este lavado y enjuague alcalino neutraliza cualquier residuo ácido, así como se permite la liberación de hidrógeno atrapado por la superficie metálica y que se ha generado durante el proceso de limpieza ácida, asimismo provee de una película protectora al metal. A continuación se da un enjuague final, se examina visualmente los interiores, se cierra y de ser posible deberá ponerse en servicio, además de la utilización del ácido inhibido es deseable y necesario utilizar ciertas sustancias inorgánicas, las cuales ayudarán a remover depósitos, por ejemplo amoníaco para ayudar al trabajo de protección del interior y disminuir la corrosión.

El ácido sulfúrico y nítrico pueden utilizarse también en limpiezas químicas. El ácido sulfúrico sin embargo forma sales insolubles, por ejm. el sulfato de calcio que puede precipitarse durante el proceso.

El ácido nítrico es peligroso su manejo y difícil en inhibición.

El ácido fosfórico inhibido puede utilizarse, sobre todo en calderas nuevas, con bastante éxito.

REMOCIÓN DE LOS DEPOSITOS DE COBRE.

El incremento del uso del equipo con aleaciones de cobre en el agua de alimentación ha originado que existan arrastres y depósitos de cobre en la caldera en forma de óxidos de cobre los cuales son difíciles de remover con ácido y originan depósitos de cobre elemental en las paredes de la caldera, que ocasionarán problemas.

Varias sustancias han sido utilizadas para remover estos de

ósitos, como son solventes a base de amoníaco con una solución oxidante para transformar el cobre a ión cúprico y eliminando^o en forma de un ión complejo cúprico - amonio, por ejm una solución de Clorato de Sodio, amoníaco y sulfato de amonio a temperaturas de 175° F.

Otros solventes pueden ser el persulfato de amonio amoníaco e hidróxido de sodio; bromato de potasio, clorato de sodio, carbonato de amonio.

Ultimamente se ha venido utilizando ácido cítrico amoniacal para remover depósitos de cobre. Asimismo agentes complejantes específicos para cobre en medio ácido - tiourea para realizar en un solo paso la remoción tanto de óxidos de hierro como de cobre.

OTROS ACIDOS.

Hace algunos años, el ácido sulfámico ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$) se ha venido utilizando para la pieza química del equipo. Este ácido mezclado con un inhibidor es utilizable en forma de polvo y se convierte en un ácido activo cuando se pone en solución, tiene la ventaja de ser fácilmente manejable, menos corrosivo y emite vapores no tóxicos ni corrosivos.

Sin embargo es más caro que el ácido clorhídrico. Su efectividad como disolvente de incrustaciones y depósitos de calcio, óxidos de hierro y depósitos orgánicos es buena. Se utiliza en general para limpieza de pequeñas calderas, condensadores y compresores.

El ácido cítrico puede ser utilizado también en limpiezas químicas de equipo. La recirculación de una solución al 3%

de ácido cítrico inhibido a elevadas temperaturas ha sido utilizado con éxito en la remoción de depósitos de calderas y -- otros equipos.

Cuando existen depósitos muy resistentes, se puede añadir amoníaco hasta elevar el pH para hacer la remoción mas efectiva. Ultimamente el ácido cítrico se ha venido utilizando con éxito en la limpieza de sobre-calentadores hechos en acero inoxidable de calderas de potencia en operación y calderas nuevas, en estas últimas se hace previamente un neivido.

CONCLUSION.

Los depósitos de aceite, grasa, óxidos de cobre, fierro pueden ser removidos desde la superficie metálica de una caldera. Los pasos fundamentales deberán ser observados con cualquier método utilizable.

La operación correcta de los inhibidores, observar los rangos de temperatura adecuados.

Un buen control de concentración y pruebas analíticas importantes para conocer la evolución del proceso de limpieza.

Observar correctamente los pasos de enjuague neutralización y pasivación del metal de la caldera.

Tomar precauciones necesarias para protección del personal -- que manejará las sustancias, ventear adecuadamente las partes donde se acumulan gases tóxicos e inflamables.

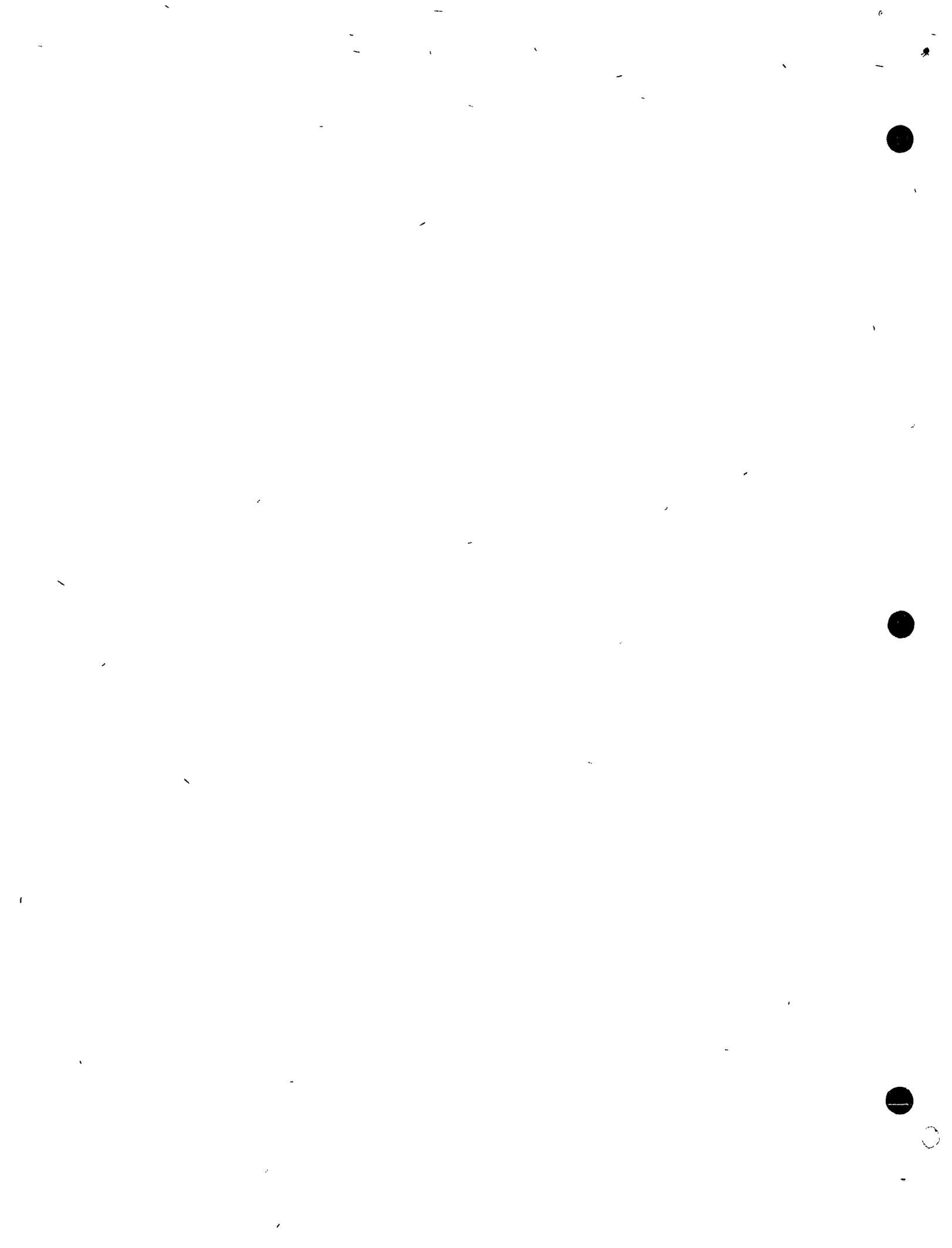
DISEÑO TÉCNICO OPERACION Y MANTENIMIENTO
DE CALDERAS

MANTENIMIENTO QUIMICO DE CALDERAS Y
EQUIPO AUXILIAR

ING. EVENCIO GOMEZ GOMEZ

ABRIL DE 1977.

	<u>PAGINA</u>
2 <u>TRATAMIENTO DE AGUA</u>	35
2.1. EL AGUA SU COMPOSICION	35
2.2. FUENTES DE ABASTECIMIENTO	35
2.3. IMPUREZAS	37
2.4. DETERMINACIONES QUE DEBEN EFECTUARSE EN AGUAS DUREZAS.	39
2.4.1. CONCENTRACIONES	39
2.4.2. DETERMINACIONES	40
2.5. <u>OBJETOS DEL TRATAMIENTO DE AGUA</u>	42
2.6. <u>TIPOS DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE LOS EFLUENTES</u>	43
2.6.1. TRATAMIENTO EXTERNO	43
2.6.2. TRATAMIENTOS POR PRECIPITACION	43
2.6.2.1. EQUIPOS DE CAL-COAGULANTE EN FRIO	44
2.6.2.2. EQUIPOS DE CAL-CARBONATO EN CALIENTE	45
2.6.3. TRATAMIENTOS POR INTERCAMBIO IONICO	46
2.6.3.1. SUAVIZADORES DE ZEOLITA	46
2.6.3.2. DETALCALINIZADORES	46
2.6.3.3. DESMINERALIZADORES	47
2.6.3.4. TRATAMIENTOS POR NEUTRALIZACION	49
2.6.3.5. DOSIFICADORES DE ACIDO SULFURICO	49
2.6.4. TRATAMIENTO INTERNO	49
2.6.4.1. SULFITO DE SODIO	49
2.6.4.2. HIDRAZINA	49
2.6.4.3. FOSFATOS ALCALINOS	49
2.6.4.4. SUBSTANCIAS ORGANICAS	50
2.6.4.5. AMINAS	50
2.6.4.6. ANTIESPUMANTES	50
2.6.4.7. CONTROL DE PURGAS	50
2.6.4.8. ALCALINIDADES Y pH	50
2.7. <u>DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS EN EL TRATAMIENTO DE AGUA</u>	50
2.7.1. PRECIPITADORES DE CAL EN FRIO	50
2.7.1.1. EQUIPO	53
2.7.1.2. OPERACION INTERMITENTE	53
2.7.1.3. SEDIMENTACION CONTINUA	54
2.7.1.4. CON COLCHON DE LODOS	56
2.7.1.5. TIPO VERTICAL	57
2.7.1.6. TIPO 2. TIPO HORIZONTAL	59
2.7.1.7. CATALITICO	64
2.7.1.8. CONTROL	64
2.7.1.9. PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO	66



	<u>PAGINA</u>
✓ 2.7.2. PRECIPITADORES DE CAL EN CALIENTE.	66
2.7.2.1. EQUIPO	67
2.7.2.2. CONTROL	69
2.7.2.3. TIPOS DE EQUIPO	70
2.7.2.4. PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO	71
✓ 2.7.3. PLANTAS SUAVIZADORAS DE ZEOLITA	71
2.7.3.1. EQUIPO	72
2.7.3.2. ZEOLITAS	76
2.7.3.3. OPERACION	77
2.7.3.4. CONTROL	77
2.7.3.5. APLICACION	78
2.7.3.6. PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO	78
✓ 2.7.4. PLANTAS DESMINERALIZADORAS	79
2.7.4.1. REACCIONES	80
2.7.4.2. EQUIPO	81
2.7.4.3. OPERACION	87
2.7.4.3.1. REGENERACION DE LA UNIDAD CATIONICA	88
2.7.4.3.2. REGENERACION DE LA UNIDAD ANIONICA	89
2.7.4.4. CONTROL	89
2.7.4.5. CONTROL DE FLUJO	90
2.7.4.6. APLICACION	90
2.7.4.7. PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO	91
✓ 2.7.5. DESALCALINIZADORES	92
✓ 2.7.6. EVAPORADORES	94
2.7.6.1. DE SERPENTINES	94
2.7.6.2. DE TUBOS DOBLADOS	95
2.7.6.3. DE TUBOS SUMERGIDOS	95
2.7.6.4. DE TUBOS CURVOS	95
2.7.6.5. DETUBOS HORIZONTALES CON CASQUETES SEPARADORES DE VAPOR.	97
✓ 2.7.7. DEAERACION	97
2.7.7.1. CALENTADORES ABIERTOS.	97
2.7.7.2. CALENTADORES DEAERADORES.	98
2.7.7.3. CONDENSADORES DEAERADORES	101
✓ 2.7.8. POTABILIZADORES DE AGUA DE MAR	101
2.7.8.1. CONGELACION	101
2.7.8.2. ELECTRODIALISIS	101
2.7.8.3. EVAPORACION INSTANTANEA	102
✓ 2.7.9. DOSIFICACION DE ACIDO A TORRES DE ENFRIAMIENTO.	103
2.7.9.1. EQUIPO	104
2.7.9.2. CONTROL	106
✓ 2.7.10. CLORACION	107
2.7.10.1 EQUIPO	108

IV

	<u>PAGINA</u>
2.7.11. FILTRACION	112
2.7.11.1. MATERIAL FILTRANTE	113
2.7.11.2. TIPOS DE FILTRO	113
2.7.11.2.1. FILTROS DE GRAVEDAD	113
2.7.11.2.2. FILTROS DE PRESION	115
2.7.11.2.3. OTROS TIPOS DE FILTRO	115
2.7.11.3. OPERACION	116
2.7.11.4. PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO	118
2.8. <u>TRATAMIENTO DE AGUAS NEGRAS.</u>	121
2.8.1. EQUIPO	123
2.8.2. TRATAMIENTO PRIMARIO	123
2.8.3. TRATAMIENTO SECUNDARIO	124
2.8.4. DIGESTION DE LODOS	125
2.8.5. CONTROL.	125
2.9. <u>TRATAMIENTO INTERNO</u>	127
2.9.1. FOSFATOS	127
2.9.2. SULFITO DE SODIO	128
2.9.3. HIDRAZINA	129
2.9.4. DISPERSANTES ORGANICOS	130
2.9.5. ANTIESPUMANTES	130
2.9.6. AMINAS	131
2.9.7. NITRATOS	132
2.9.8. DOSIFICACION	132
2.10. <u>CONTROL Y ANALISIS DEL AGUA DE LA CALDERA</u>	132
2.10.1. ALCALINIDADES A LA FENOLFTALEINA Y AL ANARANJADO DE METILO.	133
2.10.2. pH	133
2.10.3. SILICE	133
2.10.4. SOLIDOS TOTALES	134
2.10.5. FOSFATOS SULFITOS E HIDRAZINA	134
2.11. CONCENTRACIONES PERMISIBLES.	134
2.12. <u>PROBLEMAS OCASIONADOS POR FALLAS EN EL TRATAMIENTO INTERNO.</u>	141
2.13. <u>HERVIDO DE CALDERAS ANTES DE SU PUESTA EN SERVICIO.</u>	149
2.13.1. PROCEDIMIENTO	149
2.13.2. INSTRUCCIONES PARA DESPUES DEL HERVIDO.	150

	<u>PAGINA</u>
2.14. <u>METODOS DE ALMACENAMIENTO DE CALDERAS</u>	152
2.14.1. ALMACENAMIENTO EN SECO DE CALDERAS	153
2.14.2. ALMACENAMIENTO EN HUMEDO DE CALDERAS	154
2.14.2.1. PERIODOS CORTOS	154
2.14.2.2. PERIODOS MAYORES DE ALMACENAMIENTO.	154
2.15. <u>DETERMINACIONES DE GASTOS PARA AGUAS DE REPUESTO EN LAS TORRES DE ENFRIAMIENTO, SEGUN EVAPORACION, ARRASTRES Y CONTROL DE CONCENTRACIONES.</u>	157
3. <u>SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA Y SU APLICACION.</u>	162

- 1 -

ASPECTOS QUIMICOS DE LA GENERACION
DE ENERGIA ELECTRICA

1 COMBUSTION

1.1. COMPOSICION QUIMICA DE LOS COMBUSTIBLES PRODUCIDOS EN MEXICO.

Los combustibles producidos en México, cuya energía calorífica se aprovecha en la generación de vapor o para el movimiento de las máquinas - de combustión interna, los podemos dividir en 3 grupos de acuerdo con su estado físico: Sólidos, Líquidos y Gaseosos.

De acuerdo con su disponibilidad y volúmen de consumo, se dividen como sigue:

1.1.1. COMBUSTIBLES LIQUIDOS. - Petróleo. - El Petróleo es un combustible líquido, el más empleado en México. Es un producto natural que existe en el seno de la tierra y que se extrae mediante pozos en las zonas productoras, las cuales están localizadas en el Sur y Norte del Estado de Veracruz y Sur de Tamaulipas. El Petróleo extraído de los pozos se le denomina crudo, y está formado por una mezcla de productos orgánicos denominados hidrocarburos.

Los diferentes crudos que se obtienen de los pozos mexicanos se agrupan en 4 tipos principales.

1.- De base asfáltica.- Con 70% de asfalto sólido, de peso específico elevado muy próximo a 1.0 (0.967), azufre 5% y parafina 0.9%. Este tipo de crudo se extrae en los campos de Pánuco, Ver. y Ebano, S.L.P.

2.- De base Mixta.- Con 45% de asfalto sólido y 3% de parafina, su peso específico es un poco menor que el del anterior (0.93), azufre 3.6%. Este tipo de crudo se extrae en los campos de Los Naranjos, Ver.

3.- De base Mixta con predominio de Parafina.- Contienen 17% de asfalto sólido y mayor porcentaje de parafina. Peso específico bajo (0.86-0.88), con 1.8% de azufre. Este crudo se produce en la Zona de Poza Rica, Ver. y es el más adecuado para elaborar combustibles Diesel.

4.- De base Nafténica.- No contiene azufre sólido Parafina máxima 0.8%, peso específico 0.91 y azufre 2.3%.

Estos crudos se producen en la región del Istmo

En un mismo campo puede cambiar el tipo de crudo de acuerdo con la profundidad de la perforación.

Estos productos están compuestos por Carbono en mayor proporción, seguido del Hidrógeno, Azufre, Nitrógeno, Oxígeno y sustancias no combustibles inorgánicas que quedan en forma de cenizas después de la combustión.

Un análisis aproximado es el siguiente

Carbono -----	82 - 88%
Hidrógeno -----	10.9 - 14.8%
Azufre -----	2.8 - 5.5%
Nitrógeno -----	0.19 - 3.2%
Oxígeno -----	
Cenizas -----	0.03%

El Petróleo que sale de los pozos contiene una cantidad considerable de gas, emulsionado en forma de burbujas. Estos gases se eliminan en el mismo campo antes de transportarlo por oleoductos a las refinerías, donde se obtienen por destilación las gasolinas, kerosenes, combustibles diesel y lubricantes.

Al residuo de la destilación que es un líquido negro, viscoso y sin residuo sólido se le denomina como residuo pesado y es el que se emplea para quemarse en calderas. La composición elemental de un combustible pesado es la siguiente:

Carbono -----	84.10
Hidrógeno -----	12.43
Azufre -- -----	3.41
Cenizas - -----	0.06

Los combustibles pesados que distribuye Petróleos Mexicanos para su utilización en la industria, se clasifican de acuerdo con su viscosidad y se les denomina Tipo Ferrocarril, Vapores y Ligeros.

1.1.1.1. ANALISIS.- El análisis elemental de un combustible es importante para calcular su poder calorífico y la cantidad de aire necesaria para la combustión.

Además, es importante considerar ciertas características físicas del combustible, para su mejor aprovechamiento, como son:

Densidad
Viscosidad
Poder Calorífico
Temperatura de Inflamación
Agua y Sedimento.

DENSIDAD.- La densidad relativa o "Gravedad Específica", es el cociente que resulta de dividir el peso o la masa del combustible a 20°C ó a 60°F entre el peso o la masa, respectivamente, de un volumen igual de agua destilada a 4°C ó a 60°F, respectivamente.

Es importante conocer la densidad relativa de un combustible puesto que con este dato se calcula en unidades de peso (Kgs.) la cantidad entregada en litros de combustible a una termoeléctrica.

La densidad de un combustible es normalmente menor de la unidad, así que el agua que contamina a un combustible permanecerá en la parte inferior de los tanques.

La densidad de un combustible se determina en una probeta sin graduación. La lectura obtenida en el densímetro deberá corregirse añadiendo 0.00075 por cada grado centígrado arriba de 20°C de la temperatura de la muestra.

VISCOSIDAD.- Es una propiedad relacionada con la fricción interna existente en los líquidos, semi-líquidos y gases. La viscosidad de un combustible puede definirse como la resistencia que opone a fluir.

La viscosidad de un combustible varía ampliamente con la temperatura y deberá tomarse en cuenta esta variación para determinar la temperatura más apropiada para bombearlo o para atomizarlo.

La determinación de la viscosidad se efectúa en el aparato Saybolt Furol, a 122°F, donde 60 ml. de muestra deberán fluir por un pequeño orificio.

El tiempo cronometrado y reportado en segundos será precisamente la viscosidad Saybolt Furol a esa temperatura (S.S.F. a 122°F);

Cuando se trata de determinar la viscosidad de un combustible diesel (o un lubricante) se utiliza un orificio de menor tamaño, reportándose en este caso la Viscosidad en Segundos Saybolt-Universal (S.S.U.) a 100° y a 212°F en lugar de segundos Saybolt-Furol (S.S.F.). También se emplea para este objeto el viscosímetro cinemático.

PODER CALORIFICO. - El poder calorífico de un combustible es la cantidad de calor (B.T.U. o Calorías) desprendida por la unidad de peso (lb. ó Kg.) del combustible al ser quemado.

Con el poder calorífico del combustible puede calcularse la eficiencia de una caldera.

La determinación del poder calorífico se lleva a cabo quemando una pequeña muestra de combustible en un aparato especial llamado bomba calorimétrica. Todo el calor desprendido es cedido a una determinada masa de agua dentro de un sistema adiabático (sin pérdida de calor al exterior).

Esta cantidad de calor podrá ser determinada precisamente por el incremento de la temperatura del agua. La cantidad de calor así encontrada deberá corregirse por los siguientes conceptos: agua quemada (el cual inicia la combustión), ácidos formados y azufre presente.

TEMPERATURA DE INFLAMACION. - La Temperatura de Inflamación indica la temperatura a la cual existe el peligro de que el combustible se encienda, en presencia de una flama.

La determinación se hace elevando lentamente la temperatura de la muestra acercando a intervalos de tiempo y temperatura una flama, hasta el punto donde el combustible se inflama instantáneamente.

AGUA Y SEDIMENTO. - Estas impurezas se encuentran normalmente en un combustible y pueden ser determinadas por centrifugación.

1.1.2. COMBUSTIBLES GASEOSOS - Los combustibles gaseosos conocidos comúnmente con el nombre genérico de Gas son el gas natural que existe en las regiones donde hay petróleo, de donde se extrae para su uso. Este gas está compuesto principalmente por Metano (CH_4) siendo su composición la que se indica en la siguiente fórmula, expresada en % de volumen.

Metano -----	93.16
Etano -----	4.97

Propano - - - - - 1 58
Butano - - - - - 0 29

1 1 3 COMBUSTIBLES SÓLIDOS.- Carbón de Piedra - Es un combustible natural que se extrae del seno de la tierra y que se ha producido por descomposición de materias vegetales a altas temperaturas y presiones en el curso de los siglos

Los carbones más importantes son los siguientes, enumerando primero los que han sufrido un proceso menor de transformación y después los carbones más viejos o que han sufrido un proceso mayor de transformación

La turba, es una madera a medio descomponer, con el siguiente análisis aproximado.

Humedad - - - - - 18%
Materia Volátil - - 52%
Carbón fijo - - - - 29%
Cenizas - - - - - 1%

El poder calorífico es de alrededor de 700 Cal/Kg (1300 BTU/lb)

El lignito, es un carbón de color café y de constitución leñosa con el siguiente análisis.

Humedad - - - - - 6%
Materia Volátil - - 43%
Carbón fijo - - - - 43%
Cenizas - - - - - 8%

El poder calorífico es de 3600 Cal/Kg (6600 BTU/lb.)

El Carbón sub-bruminoso es de apariencia laminar brillante pero se hace opaco y se rompe cuando se pone al sol. El poder calorífico superior es de 6600 Cal/Kg (1200 BTU/lb) y su análisis aproximado es de

Humedad - - - - - 12%
Materia Volátil - - 40%
Carbón Fijo - - - - 40%
Cenizas - - - - - 8%

El carbón Bituminoso o Hulla no se desintegra con el tiempo y es la base de carbón más empleada. El poder calorífico superior es de 8400 Cal/Kg. -- (15100 BTU/lb) y su análisis es:

Humedad	_____	14%
Materia volátil	_____	29%
Carbón Fijo	_____	60%
Cenizas	_____	7%

La antracita es un carbón muy duro que cuando se rompe produce pedazos brillantes. No se emplea como combustible debido a su alto precio, aún -- cuando su poder calorífico es muy elevado. El análisis aproximado es:

Humedad	_____	2%
Materia volátil	_____	6%
Carbón fijo	_____	87%
Cenizas	_____	5%

1.2 REACCIONES QUIMICAS DE COMBUSTION.

La combustión es un fenómeno químico resultante de la combinación de un combustible con el oxígeno, en donde se desarrolla calor.

La velocidad de combustión depende de la afinidad del elemento -- combustible con el oxígeno y de las condiciones en las que tiene lugar la combustión.

Una combustión es completa cuando todos los elementos que componen el combustible se han unido con todo el oxígeno que es capaz de entrar en -- combinación.

1.2.1. MOLECULAS Y ATOMOS.- Para una mejor comprensión de las reacciones de combustión, es preciso incluir unas explicaciones breves de la constitución de la materia.

Todo cuerpo químico está constituido de unidades físicas de materia que constituyen el límite de división del compuesto. Estas unidades se denominan moléculas y participan de todas las propiedades y naturaleza del cuerpo.

Las moléculas están compuestas de uno o más elementos combinados denominados átomos, que es la mínima porción de cada cuerpo que puede separarse por medios químicos.

Por tanto cada cuerpo está constituido por moléculas y cada molécula de uno o varios átomos.

Los cuerpos se dividen en simples y compuestos.

Cuerpos simples son aquellos que por medios químicos no pueden -- transformarse en otros más sencillos y se denominan elementos. Estos elementos -- son relativamente pocos (100 conocidos), y se designan por símbolos.

Los cuerpos compuestos resultan de la combinación de 2 o más elementos y la cantidad de ellos es innumerable. Los compuestos se designan por fórmulas en las que aparecen los símbolos de los elementos que los componen.

Cada elemento se distingue del otro por sus propiedades específicas como son, el peso atómico, el estado físico, el peso molecular y sus temperaturas de fusión, ebullición, etc.

Los cuerpos compuestos tienen también propiedades específicas que los identifican individualmente.

1.2.2. REACCION QUIMICA.- Una reacción química entre los elementos o compuestos es un rearrreglo de los átomos de los elementos en una nueva combinación de moléculas. Estas reacciones siempre ocurren de acuerdo con relaciones de peso fijas e invariables que son características de los elementos que entran en la reacción, también se originan cambios de volúmen definidos, basados en el número de moléculas gaseosas reaccionantes y producidas.

1.2.3. REACCIONES DE COMBUSTION.- Las moléculas de los gases elementales como el Oxígeno, Nitrógeno y el Hidrógeno están compuestas por 2 átomos.

Los elementos que intervienen en las reacciones de combustión de acuerdo con la composición del combustible y el aire son Oxígeno, Nitrógeno, Hidrógeno, Carbono y Azufre, designados respectivamente por los símbolos (O, N, H, C y S).

Las características de estos elementos así como de algunos combustibles gaseosos y productos de reacción, se dan a continuación:

SUBSTANCIAS	SIMBOLO Y FORMULA MOLECULAR	PESO ATOMICO		PESO MOLECULAR		ESTADO
		EXACTO	APROXIM.	EXACTO	APROXIMADO	
Carbono	C	12 000	12			Sólido
Hidrógeno	H	1 008	1	2 016	2	Gas
Oxígeno	O	16 000	16	32 000	32	Gas
Azufre	S	32 06	32			Sólido
Nitrógeno	N	14 008	14	28 016	28	Gas
Monóxido de Carbono	CO			28 00	28	Gas
Dióxido de Carbono	CO ₂			44 00	44	Gas
Metano	CH ₄			16 032	16	Gas
Acetileno	C ₂ H ₂			26 016	26	Gas
Etileno	C ₂ H ₄			28 032	28	Gas
Etano	C ₂ H ₆			30 048	30	Gas
Dióxido de Azufre	SO ₂			64 06	64	Gas
Acido Sulhídrico	H ₂ S			34 076	34	Gas
Agua	H ₂ O			18 016	18	Líquido
Aire				28 85	29	Gas

Para la producción práctica de calor en la combustión, es esencial que los elementos del combustible tengan gran afinidad con el oxígeno. El carbono y el Hidrógeno que son los elementos más importantes que se encuentran en los combustibles comunes, alcanzan este requisito. Esto ocurre ya sea en estado libre o combinado en todos los combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

La combinación del oxígeno con el combustible, como ya se dijo, se efectúa de acuerdo con leyes fijas. Las reacciones que producen son simples y se pueden computar de acuerdo con los pesos atómicos de cada elemento que interviene en la reacción, o aún mejor, de acuerdo con los pesos moleculares - de cada compuesto.

Si consideramos que la combustión es completa y que se suministra la cantidad de aire requerida, las reacciones y combinaciones resultantes se efectúan de acuerdo con las reacciones químicas siguientes:

Carbono	$2C + O_2$	-----	$2CO$
Carbono	$C + O_2$	-----	CO_2
Monóxido de Carbono	$2CO + O_2$	-----	$2CO_2$
Hidrógeno	$2H_2 + O_2$	-----	$2H_2O$
Azufre	$S + O_2$	-----	SO_2
Bióxido de Azufre	$SO_2 + \frac{1}{2}O_2$	-----	SO_3
Metano	$CH_4 + 2O_2$	-----	$CO_2 + 2H_2O$
Acetileno	$2C_2H_2 + 5O_2$	-----	$4CO_2 + 2H_2O$
Etileno	$C_2H_4 + 3O_2$	-----	$2CO_2 + 2H_2O$
Etano	$2C_2H_6 + 7O_2$	-----	$4CO_2 + 6H_2O$
Acido Sulphídrico	$2H_2S + 3O_2$	-----	$2H_2O + 2SO_2$

En la tabla anterior se observa que el Carbono puede combinarse con el oxígeno formando 2 compuestos el monóxido y el bióxido de carbono. Al quemarse a monóxido de carbono aún no se ha combinado con todo el oxígeno del que es capaz de reaccionar y por lo tanto no está totalmente oxidado.

Al quemarse a bióxido, el carbono se ha combinado con todo el oxígeno posible y la oxidación es completa. El monóxido de carbono puede unirse - además con una cantidad adicional de oxígeno para formar CO_2 y de este - -

modo el carbono de la combinación original queda totalmente oxidado.

AIRE. - El oxígeno necesario para la combustión se toma de la fuente natural -- más barata e inagotable, el aire atmosférico.

El aire no es una combinación química, sino una mezcla física de varios gases: Oxígeno, Nitrógeno y ligeras cantidades de bióxido de carbono, vapor de agua, Argón y otros gases inertes. Para fines de cálculo, el bióxido de carbono y los gases inertes se consideran como porcentaje de Nitrógeno en la -- mezcla y la composición es la siguiente .

	% en Volúmen	% en Peso
O ₂	21.0	23.2
N ₂	79.0	76.8

El Oxígeno en los cálculos de las combinaciones con los diferentes -- constituyentes del combustible se considera separado de su unión mecánica con el Nitrógeno.

El Nitrógeno no interviene en la combustión constituyendo una pérdida directa de calor por absorberlo a su paso a través del horno, en relación directa a su calor específico y a la temperatura de los gases a la salida de la caldera. -- Además no obstante ser un constituyente inútil es necesario considerar su volúmen en el diseño de horno y de los tiros de la caldera, si fuera práctico suministrar Oxígeno sólo al combustible, no sería requerido.

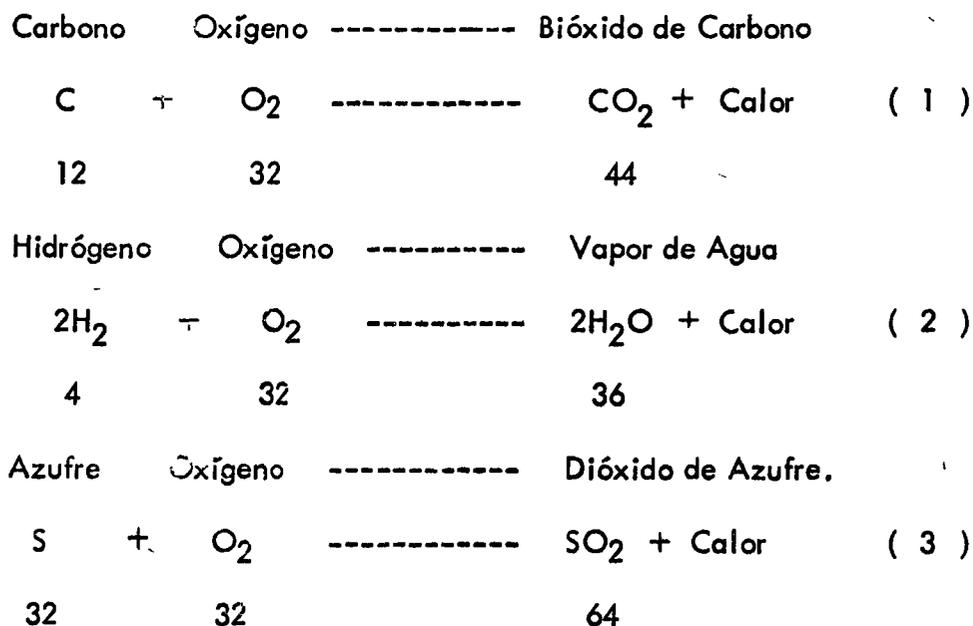
TEMPERATURA. - La velocidad de combustión como ya se ha asentado, depende de la afinidad del combustible para el Oxígeno y de las condiciones bajo las que tiene lugar la combustión. La principal de estas condiciones es la temperatura.

Con el simple hecho de llevar oxígeno a la presencia de una sustancia combustible, no se origina la combustión. Cada sustancia combustible tiene una temperatura llamada de ignición a la que se debe llevar antes de que reaccione químicamente con el oxígeno y debajo de la cual esta combinación no se produce. Sin oxígeno y sin haber llegado a la temperatura de ignición no se produce la combustión.

Una vez iniciada la combustión el calor desarrollado en la oxidación del combustible, mantiene la temperatura necesaria para continuar la ignición.

1.2.4. CALCULO DEL AIRE TEORICO NECESARIO PARA LA COMBUSTION

De acuerdo con las reacciones de Combustión y los pesos moleculares de los elementos que intervienen, se tiene.



Las reacciones anteriores indican que 12 partes en peso de carbono necesitan 32 partes en peso de oxígeno para quemarse totalmente y producir 44 partes en peso de Bióxido de Carbono

Igualmente 4 partes de Hidrógeno requieren 32 partes de Oxígeno formando 36 partes de agua, y 32 partes de azufre requieren 32 partes de Oxígeno para formar 64 partes de Dióxido de Azufre.

Con las relaciones de peso anteriores se obtienen las relaciones de Oxígeno/elemento

Elemento	Relación de Combinación O ₂ /Elemento.
C	$\frac{32}{12} = 2.67$ (4)
H ₂	$\frac{32}{4} = 8.00$ (5)
N ₂	No reacciona.
S	$\frac{32}{32} = 1$ (6)

Conociendo el análisis elemental de un combustible se determina el oxígeno requerido para la combustión multiplicando el porcentaje de cada elemento por los valores de la relación Oxígeno/elemento (4), (5) y (6).

El Oxígeno contenido en el combustible disminuye la cantidad de Oxígeno requerida.

Tomando como ejemplo un carbón combustible que tenga el siguiente análisis:

C	-----	83.39 %	En peso.
H ₂	-----	4.56 %	
O ₂	-----	5.05 %	
N ₂	-----	1.03 %	
S	-----	0.64 %	
Cenizas	-----	5.33 %	

El oxígeno requerido por unidad de peso del combustible será

C	.8339 x 2.666 =	2.2237
H ₂	.0456 x 8.00 =	0.3648
O ₂	0.0505 x (-1) =	-0.0505
N ₂	No reacciona	-----
S	0.0064 x 1.00 =	0.0064
Cenizas	No reacciona	-----
TOTAL		2.5444 Partes de O ₂ por -- parte de carbón(en -- peso)

Es decir, que se requieren 2.5444 Kgs de oxígeno por Kg de Carbón combustible para que se produzca la combustión completa.

Para calcular la cantidad de aire necesaria para proporcionar el oxígeno que se requiere para la combustión se tiene

Composición del Aire

23.2% de Oxígeno (en peso)

76.8% de Nitrógeno (en peso) .

Por tanto para obtener 1 Kg de Oxígeno se requieren: $\frac{1}{.232} = 4.31$ Kgs. de aire.

Para el ejemplo anterior se requerirán.

$$2.5444 \times 4.31 = 10.966 \text{ Kgs de aire por Kg. de Carbón}$$

Multiplicando las relaciones de Oxígeno/elemento (4), (5) y (6), por el factor 4.31 tenemos las relaciones de Aire elemento.

$$C \text{ ----- } 2.66 \times 4.31 = 11.49 \quad (7)$$

$$H_2 \text{ ----- } 8.00 \times 4.31 = 34.48 \quad (8)$$

$$S \text{ ----- } 1.00 \times 4.31 = 4.31 \quad (9)$$

De los valores (7), (8) y (9), se puede determinar el aire teórico - necesario con la Fórmula siguiente

Partes de Aire por parte de Combustible (en peso) =

$$\frac{1}{100} = \left[11.49C + 34.48 \left(H_2 - \frac{O_2}{8} \right) + 4.31 S \right] \quad (10)$$

Los símbolos de los elementos en la fórmula (10) representan su porcentaje en peso en el combustible, y el término $(H_2 - \frac{O_2}{8})$ indica que todo el Oxígeno del combustible se une con el hidrógeno para formar vapor de agua, restándose el Oxígeno que reacciona $(\frac{O_2}{8})$ del % de hidrógeno del combustible que

dando únicamente el hidrógeno que va a reaccionar con el oxígeno del aire.

Una fórmula comúnmente empleada que se simplifica de la fórmula -- (10) con un error casi despreciable, es la siguiente

Partes de Aire por parte de combustible (en Peso) =

$$\frac{34.48}{100} \left(\frac{C}{8} + H_2 - \frac{O_2}{8} + \frac{S}{8} \right) \text{----- (11)}$$

En el caso de los gases combustibles es más sencillo hacer uso de una fórmula de acuerdo con el porcentaje de Hidrocarburos.

De acuerdo con las reacciones de combustión y siguiendo los mismos pasos seguidos en las reacciones y ecuaciones del (1) al (9) se tiene la siguiente fórmula:

Partes de aire por parte de combustible (en peso) =

$$\frac{1}{100} (2.46 CO + 34.48 H_2 + 17.24 CH_4 + 13.26 C_2H_2 + 14.78 C_2H_4 + 16.09 C_2H_6 - 6.09 H_2S - 4.31 O_2) \text{----- (12)}$$

En los gases combustibles es común expresar el aire necesario en pies cúbicos por pie³ de combustible, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\frac{1}{100} \left[2.38(CO + H_2) + 9.52 CH_4 + 11.91 C_2H_2 + 14.29 C_2H_4 + 16.67 C_2H_6 - 4.76 O_2 \right] \text{----- (13)}$$

Para llegar a la fórmula anterior se considera el volumen en pies³ de gases por libra, a la presión atmosférica y a 32°F. según la Tabla siguiente.

<u>G A S</u>	<u>VOLUMEN PIES³/LIBRA</u>
Aire -----	12.40
Oxígeno -----	11.22
Monóxido de Carbono (CO)-----	12.81

Bióxido de Carbono (CO_2)	-----	8 11
Metano (CH_4)	-----	22.35
Acetileno (C_2H_2)	-----	13 47
Etileno (C_2H_4)	-----	12 58
Etano (C_2H_6)	-----	11 53
Bióxido de Azufre (SO_2)	-----	5.45
Acido Sulhídrico (H_2S)	-----	10.42

1.3 ANALISIS DE LOS GASES DE COMBUSTION.

1.3 1. PRODUCTOS DE COMBUSTION. Como ya vimos en las reacciones, los productos de combustión están formados por CO_2 , N_2 , O_2 , SO_2 , H_2O y cenizas, en proporciones que dependen de la composición del combustible.

El peso del combustible quemado más el peso del aire empleado en la combustión debe ser igual al peso de los gases de combustión más las cenizas. Así se tiene

$$W_g = (C - Z) + A_p \text{ ----- (1)}$$

en donde

- W_g = peso de los gases de combustión, por unidad de peso del combustible.
- C = unidades de peso de Combustible.
- Z = fracción de ceniza en el Combustible.
- A_p = peso del aire prácticamente necesario por unidad de peso del combustible.

De acuerdo con la fórmula anterior se puede calcular fácilmente el peso de los gases de combustión conociendo el análisis del combustible a partir del cual se determina el aire teórico necesario para la combustión, y se le suma el aire suministrado en exceso en la combustión, de acuerdo con el coeficiente de exceso de aire empleado.

Por ejemplo si tenemos un combustible del análisis siguiente:

C	-----	79%
H ₂	-----	4%
N ₂	-----	2%
S	-----	1%
O ₂	-----	6%
Cenizas	-----	8%

El coeficiente de exceso de aire es de 1.3 (30% de exceso de aire).

El peso de los gases de combustión se calculan de la siguiente manera:

1.- Aire teóricamente necesario (Fórmula 10)

$$\frac{1}{100} \left[11.49C + 34.48 \left(H_2 - \frac{O_2}{8} \right) + 4.31 S \right]$$

$$\frac{1}{100} \left[(11.49 \times 79) + (34.48 \times 3.25) + (4.31 \times 1) \right] = 10.24 \text{ Kg. de aire/Kg. de combust.}$$

2.- El aire total para la combustión es

$$A_p = 10.24 \times 1.3 = 13.31 \text{ Kgs. de aire/Kg. de combustible.}$$

3.- El peso de los gases de combustión será el siguiente:

$$W_g = (C - Z) + A_p$$

$$W_g = (1 - .08) + 13.31$$

$$W_g = 14.23 \text{ Kgs. de gases de combustión/Kg. de Combustible.}$$

En los trabajos de combustión los gases se analizan expresándose su porcentaje en volúmen de gases secos. El volúmen de los gases de combustión depende de la presión de los gases y de su temperatura y se calcula de acuerdo con la ecuación de los gases perfectos $\frac{P}{T} V = \frac{P_0 V_0}{T_0} = R$

Los valores P_0 , V_0 y T_0 se refieren a la presión volúmen y temperatura estándar cuyos valores en el Sistema Métrico son: 1 atmósfera (ó 760 mm. de mercurio), 22.41 litros y 273° absolutos o Kelvin, respectivamente. En el Sistema Inglés el valor de las condiciones estándar son como sigue: presión estándar P_0 : 14.7 lbs/plg², Volúmen V_0 de una libra-mol: 359 pies cúbicos y Temperatura estándar T_0 : 492° Rankine.

Los valores de la constante general de los gases R , dependen entonces de las unidades escogidas para expresar la presión y la temperatura estándares y el volúmen molecular.

En el primer caso

$$R = 0.08205 \frac{\text{atm lit}}{\text{gr. mol } ^\circ\text{K}}$$

Y en el segundo

$$R = 10.71 \frac{\text{lbs/plg}^2 \cdot \text{pies}^3}{\text{lb. mol } ^\circ\text{R}}$$

Con estos valores de R ó con los de P_o , V_o , y T_o expresados en las unidades apropiadas, pueden calcularse las condiciones del gas a una temperatura y presión determinadas según la ecuación general de los gases.

El volúmen de los gases de combustión se calcula de la siguiente manera:

$$V_g = W_g \frac{RT}{P}$$

en donde:

V_g = Volúmen parcial de cada gas de combustión, por unidad de peso del combustible.

W_g = Peso parcial de cada gas por unidad de peso del combustible.

R = Constante general de los gases en las unidades empleadas para las otras variables.

T = Temperatura absoluta de los gases.

P = Presión de los mismos

La suma de los volúmenes parciales nos da el volúmen total de gases de combustión.

1.3.2. ANALISIS DE GASES.

En un análisis de los gases de combustión se determina principalmente el CO_2 y también el CO y O_2 con lo cual se puede establecer si una combustión es completa y cuál es el exceso de aire empleado.

Cuando la combustión es completa no debe haber CO en los gases.

Cuando el exceso de aire aumenta, el % de CO_2 disminuye, debido a que el CO_2 queda más diluido en los gases de combustión por la presencia de mayor cantidad de aire.

1.3.2.1. APARATO ORSAT.

El aparato Orsat es usado generalmente para el análisis de los gases de combustión. Se basa en la absorción sucesiva del CO_2 , O_2 y CO , en soluciones de Potasa Cáustica, Pírogalato de Sodio y Cloruro Cuproso ácido, respectivamente.

El aparato consta de 3 pipetas en las cuales están los reactivos empleados para absorber los gases.

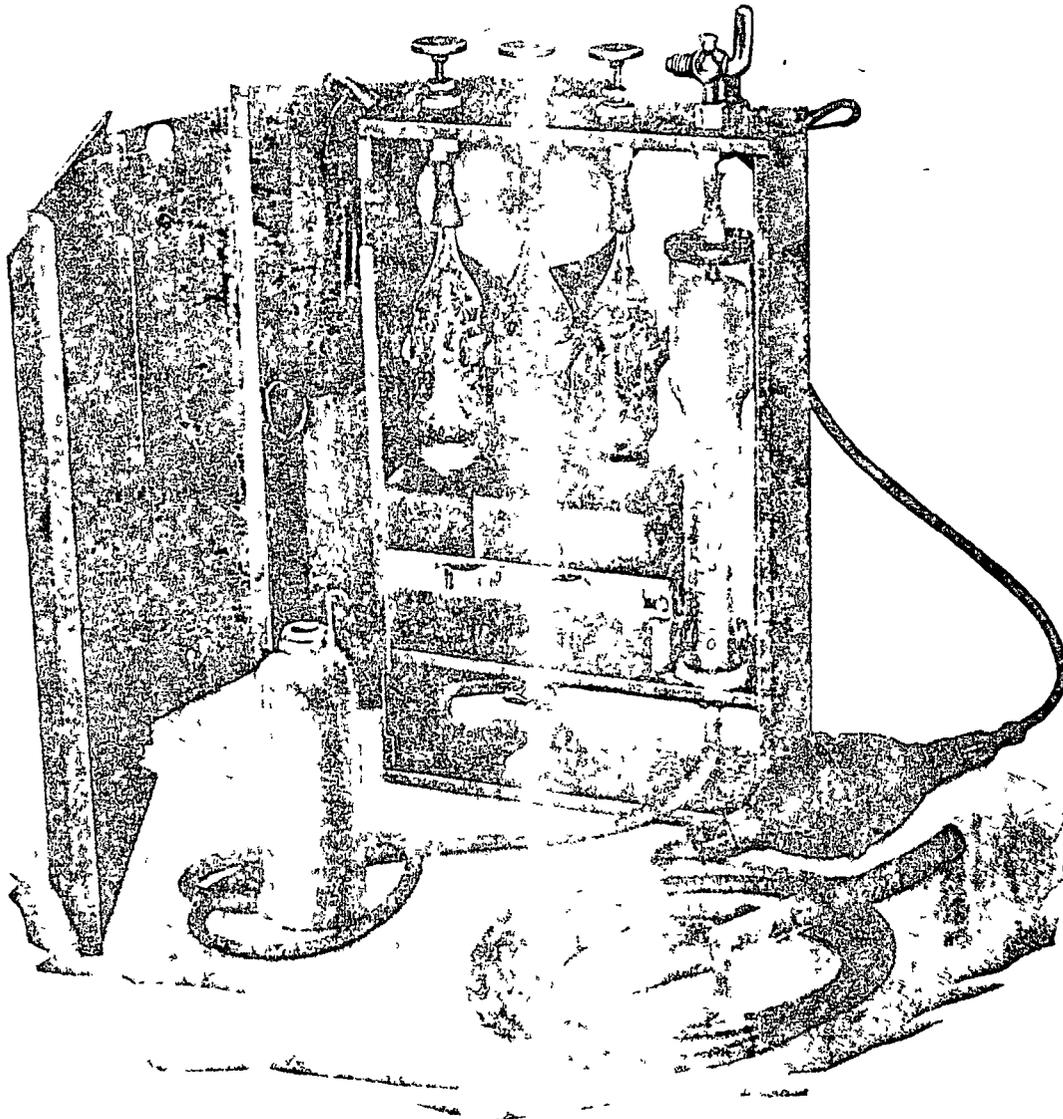


Fig. No. 1.- Analizaac. de gases Orsat.

Consta además de una probeta graduada en donde se mide la muestra de gas y se hacen las mediciones sucesivas después de cada absorción.

Cada pipeta se conecta a un cabezal superior con válvulas por donde se hace fluir el gas, haciendo descender el líquido de la pipeta hasta una caja que contiene el volumen total de la solución.

La parte inferior de la pipeta tiene una columna de agua que se hace elevar por medio de un frasco y un tubo de hule comunicante. Esta columna de agua tiene por objeto someter el gas a presión para introducirlo a las pipetas y desalojarlo posteriormente durante cada prueba de absorción.

1.3.3. DETERMINACION DEL EXCESO DE AIRE MEDIANTE EL ANALISIS DE ORSAT.

La relación de volúmenes de los gases de combustión es particularmente importante en los cálculos por el sistema molar, ya que para las mismas condiciones de temperatura y presión el volumen de una mol es constante para todos los gases.

Los cálculos de combustión pueden simplificarse con el uso del gramo mol, como unidad de peso, generalmente conocida como mol. Por las leyes de los gases se establece que iguales volúmenes de gases a una determinada presión y temperatura, contienen el mismo número de moléculas. Los pesos de iguales volúmenes de gases son proporcionales a su peso molecular. Si M es el peso molecular de un gas, 1 mol es igual a m , gramos. (unidad gramo-mol.)

Por ejemplo. 1 mol de O_2 = 32 gramos de O_2

1 mol de H_2 = 2 gramos de H_2

A $60^\circ F$ y a la presión atmosférica el volumen específico del oxígeno es 0.700 lt/gr. Por tanto, una mol de oxígeno tiene un volumen de $32 \times 0.700 = 22.4$ lts. De igual modo a $60^\circ F$ y a la presión atmosférica el volumen específico del hidrógeno es 11.111 lts/gr, y 1 mol. tiene un volumen de $2.016 \times 11.111 = 22.4$ lts. Este volumen (22.4 lts.) es por lo tanto el volumen de un gramo mol de cualquier gas a las condiciones de presión y temperatura estándar y de igual manera 22.4 m^3 . es el volumen de un Kg-mol en las mismas condiciones. El volumen de una mol a la presión atmosférica está en proporción directa a la temperatura absoluta.

Como se indicó, las relaciones de moles y relaciones de volúmenes gaseosos, son numéricamente iguales.

El aire con una composición de 21% de O_2 y 79% de N_2 en volumen, es igual a 21 mols. de O_2 y 79 mols. de N_2 en 100 mols. de aire.

En la combustión del combustible tenemos que por cada mol de C, H₂ y S quemado, se forma una mol de CO₂, H₂O y SO₂ respectivamente.

Los análisis de los gases de combustión están hechas sobre la base de volúmenes de gases secos y nos indican las mols de éstos gases por cada 100 mols de gases totales, que son el CO₂, CO, O₂ y la diferencia nos da el N₂.

Por ejemplo: Si tenemos en un análisis de gases de una chimenea 11.6% de CO₂, se puede calcular el exceso de aire conociendo previamente el análisis del combustible, del cual se dan los siguientes valores:

$$C = 83.05$$

$$O_2 = 0$$

$$H_2 = 12.40$$

$$S = 3.30$$

$$N_2 = 1.25$$

De acuerdo con los pesos moleculares de cada constituyente se obtienen las siguientes mols:

$$C = \frac{83.05}{12} = 6.92$$

$$H_2 = \frac{12.40}{2} = 6.20$$

$$S = \frac{3.30}{32} = 0.103$$

$$N_2 = \frac{1.25}{28} = 0.0446$$

Las mols de gases de combustión serán.

$$CO_2 = 6.92$$

$$H_2O = 6.2$$

$$SO_2 = 0.103$$

$$N_2 = 0.0446 + N_2 \text{ del Aire.}$$

Las mols de oxígeno del aire requeridas, de acuerdo con las reacciones de combustión serán:

$$\text{Para el C} = 6.92 \times 1 = 6.92$$

$$\text{Para el H}_2 = 6.20 \times 0.5 = 3.10$$

$$\text{Para el S} = 0.103 \times 1 = \underline{0.103}$$

$$\text{Total: } 10.123$$

Como el combustible no tiene oxígeno, no habrá que restar el número de mols en el combustible del número de mols de oxígeno requerido.

$$\text{Las mols de aire teórico son: } \frac{10.123}{0.21} = 48.2 = A$$

Las mols de N₂ del aire son:

$$48.2 \times 0.79 = 38.1$$

Las mols de gases secos son:

$$\text{CO}_2 = 6.92$$

$$\text{SO}_2 = 0.103$$

$$\text{N}_2 = 0.045$$

$$\text{N}_2 \text{ del aire} = \underline{38.1}$$

$$\text{Total: } 45.168 = G$$

El porcentaje de CO₂ en los gases secos será:

$$\frac{6.92 \times 100}{45.168} = 15.32 \% = P$$

Cuando se aumenta el aire (exceso de aire) las mols de CO₂ permanecen constantes con respecto al combustible, pero disminuye el porcentaje P de CO₂ al diluirse con el aire.

Supongamos un coeficiente de exceso de aire E igual a 1.3 (30% de -- exceso). Las mols de CO₂ seguirán siendo 6.92.

Los mols de gases secos serán

$$45.168 + (48.2 \times 0.3) = 45.168 + 14.46 = 59.63$$

El porcentaje de CO₂ sea ahora:

$$\frac{6.92 \times 100}{59.63} = 11.6 \%$$

Lo que demuestra que % de CO₂ disminuye cuando aumenta el exceso de aire, debido a que el CO₂ se diluye con los gases de combustión, por la presencia de exceso de aire.

Se puede trazar una gráfica que tenga por abscisas los coeficientes E dados y por ordenadas los porcentajes de CO₂ calculados como en el ejemplo anterior, conociendo previamente el análisis elemental del combustible. (Figura -- No. 1).

Con ayuda de esta gráfica se vé que el coeficiente de exceso de aire que corresponde al 11.6% obtenido del análisis de los gases de combustión es:

$$E = 1.30 \text{ (10\% de exceso de aire)}$$

También se puede deducir la siguiente fórmula general para calcular el exceso de aire en función del % de CO₂ en los gases de combustión, deduciéndose del ejemplo anterior.

Sea: E = coeficiente de exceso de aire buscado

P = % de CO₂

C = Mols. de CO₂ producidos por unidad de combustible.

G = Mols. de gases secos producidos por unidad de combustible.

A = mols de aire químicamente necesario para la combustión por unidad de combustible

$$\% \text{ CO}_2 = \frac{\text{mols CO}_2 \text{ produc. /unidad de comb.} \times 100}{\text{mols de gases totales.}}$$

COMBUSTIBLE DE TAMPICO

Análisis Elemental

Carbon	83.05 %
Hidrógeno	12.40 %
Azufre	3.30 %
Nitrógeno	1.25 %

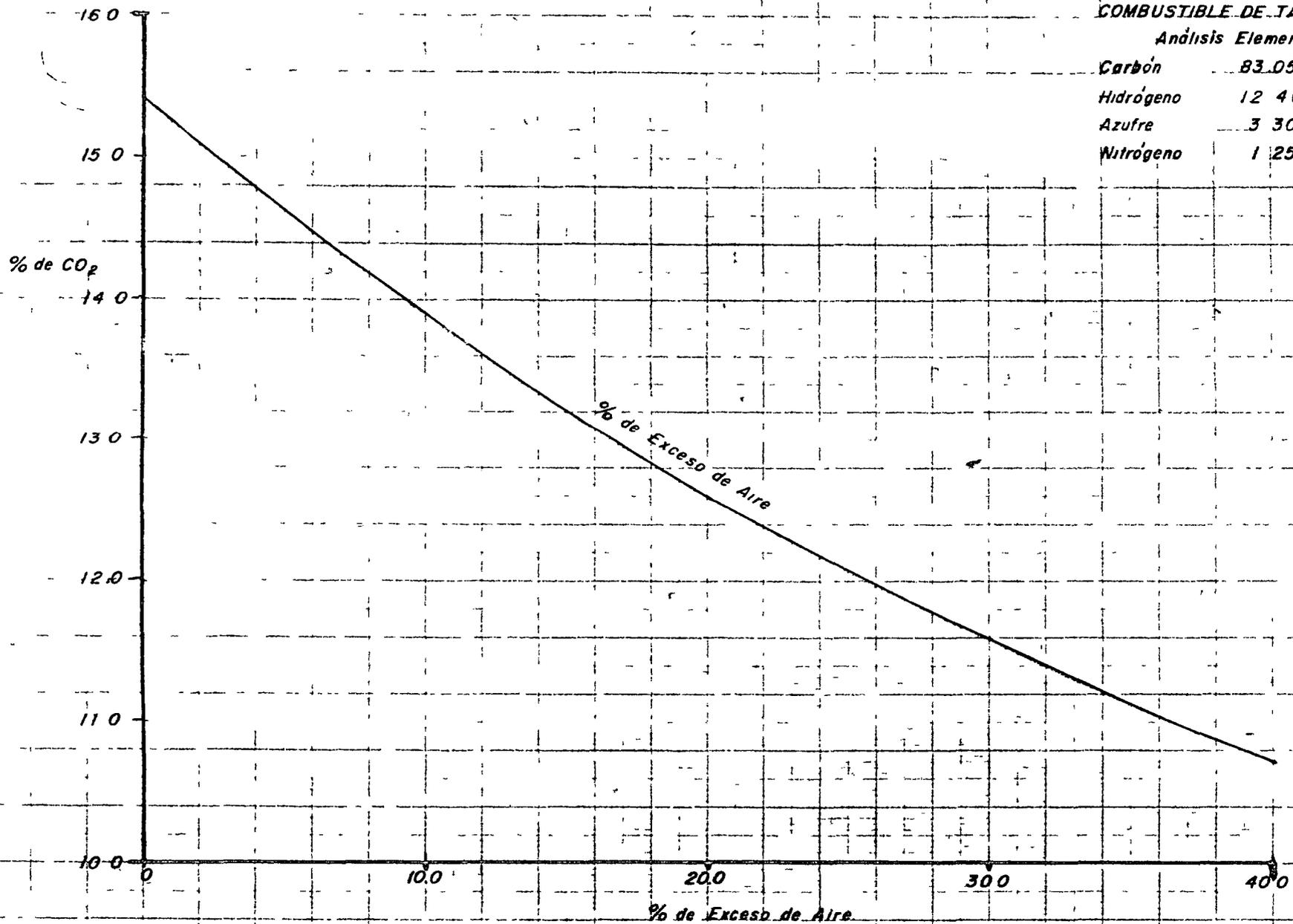


FIG. 2.- Gráfico para determinar el exceso de aire en función del % de CO₂ del análisis de gases de Combustión (Orsat).

25

Se tiene.
$$P = \frac{C}{G + (E-1)A} \times 100$$

$$\frac{P}{100} = \frac{C}{G + (E-1)A}$$

$$G + (E-1)A = \frac{100C}{P}, (E-1)A = \frac{100C}{P} - G$$

$$E-1 = \frac{100C}{AP} - \frac{G}{A} = \frac{100C - GP}{AP}$$

$$E = \frac{100C - GP}{AP} + 1$$

$$E = \frac{(100 \times 6.92) - (45.168 \times 11.6)}{48.2 \times 11.6} + 1 = \frac{692 - 523.9}{559.12} + 1$$

$$E = 0.30 + 1 = 1.30$$

% de exceso de aire = 30.0%

La cantidad de O₂ en los gases de combustión es significativa para definir las condiciones del proceso de combustión. Su presencia (exceso de aire) siempre significa que se está introduciendo más aire que el que se está usando. Considerando una combustión completa, los valores bajos de O₂ en los gases reflejan un exceso de aire moderado y pérdidas de calor reducidas.

Una fórmula que se ha usado bastante para calcular el exceso de aire, de un análisis de Orsar es

$$\% \text{ de exceso de aire} = \frac{100 \times O_2 - CO/2}{0.264 N_2 - (O_2 - CO/2)}$$

1.4 EFECTOS SOBRE LOS MATERIALES DE CONSTRUCCION DE LAS CALDERAS POR LOS COMBUSTIBLES CON ALTOS CONTENIDOS DE AZUFRE, VANADIO Y SALES DE SODIO Y CALCIO

El mejoramiento de los métodos de destilación del petróleo ha aumentado la cantidad de productos de alto precio, pero disminuido la cantidad de combustible residual obtenible, por tonelada de petróleo crudo.

Puesto que la mayor parte de los materiales que forman las cenizas en el crudo original se concentran en el combustible residual, se tiene por resultado que el consumidor de combustible pesado recibe un producto con mayor contenido de cenizas

El aumento de cenizas, juntamente con otros factores, ha dado por resultado el aumento de formación de escoria y el aumento de problemas de corrosión en las calderas que queman combustibles residuales.

Estos depósitos y escoria reducen la absorción de calor, el área de paso de gases, causan mayores pérdidas de tiro y a menudo reducen la capacidad total de la caldera.

El alto contenido de azufre en el combustible, da por resultado la formación de mayor cantidad de ácido sulfúrico en las secciones mas frías de la caldera y mayor corrosión acídica de los economizadores y precalentadores de aire. Los productos de corrosión forman una capa aislante de depósito y reducen la eficiencia de la caldera. Estos problemas causan a menudo que la caldera tenga que interrumpir su operación y se tenga que poner fuera de servicio para limpiarla y poder así recuperar su eficiencia normal.

Las corrosiones severas causan falla prematura de precalentadores de aire y de economizadores. Todo esto contribuye a dar lugar a problemas sumamente serios en la operación de calderas.

1.4.1. PROCEDIMIENTOS DE PROTECCION DE LOS MATERIALES.

Se han hecho numerosos estudios e investigaciones, tratando de encontrar métodos para controlar y evitar los depósitos en el hogar de las calderas, en los últimos años.

Algunos métodos atacan el problema desde el punto de vista mecánico y varían desde pequeñas modificaciones al equipo de limpieza, hasta modificaciones en el diseño de la caldera

GRAFICA PARA LA DETERMINACION DE LA TEMPERATURA DE LOS GASES DE COMBUSTION DE UNA CALDERA PARA EVITAR LA CORROSION EN LOS PRECALENTADORES DE AIRE TIPO REGENERATIVO

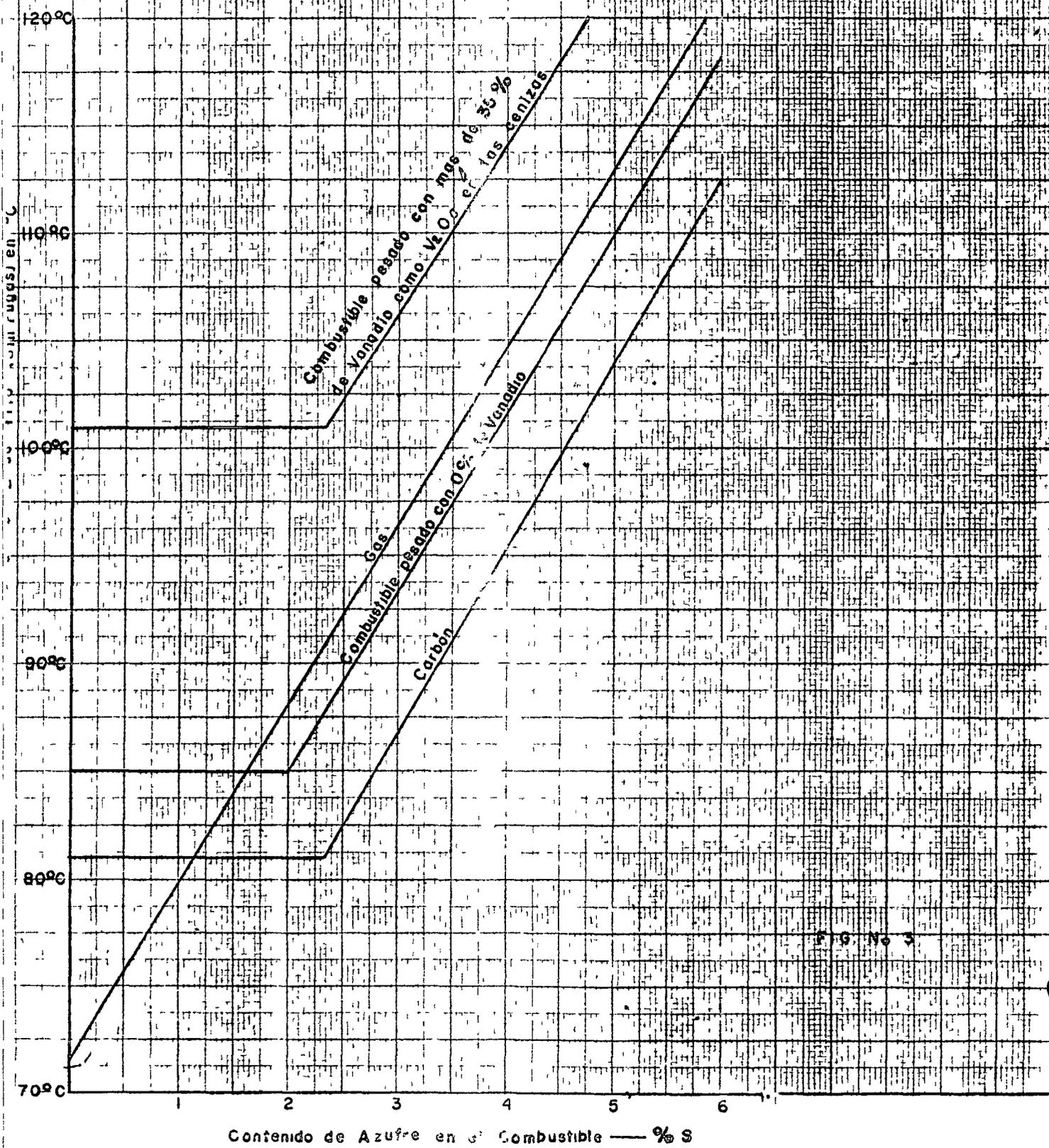


Fig. No 3

Contenido de Azufre en el Combustible — % S

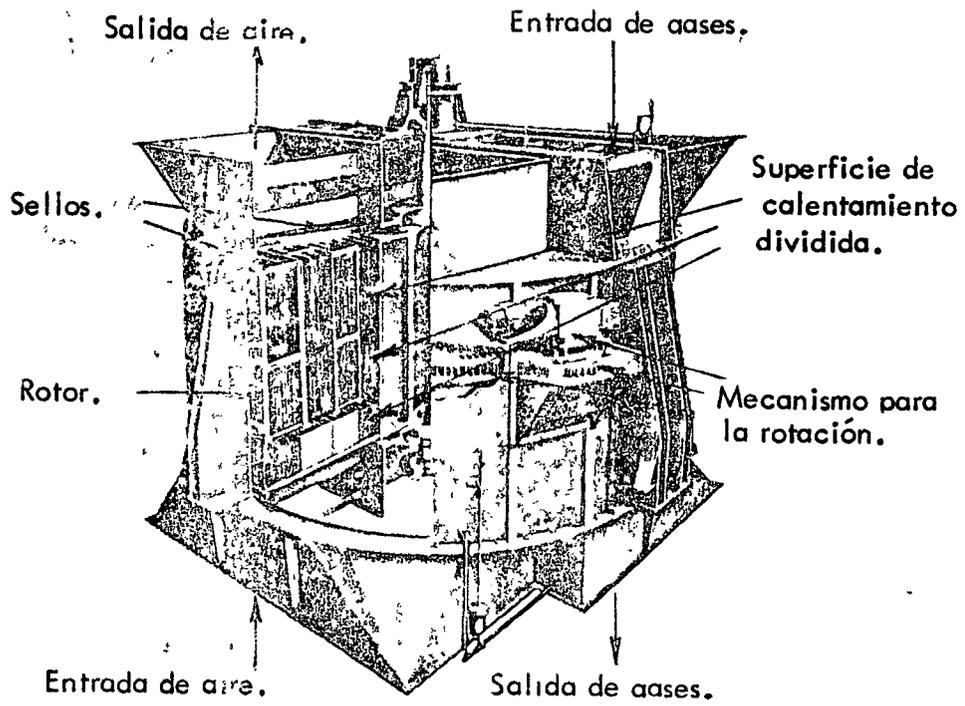


Fig. No 4.- Precalentador de aire tipo rotatorio.

Otros métodos atacan el problema desde el punto de vista químico basándose en la habilidad de algunas sustancias químicas, que agregadas al combustible como tratamiento o introducidas directamente al hogar, para reducir la adherencia de los depósitos a las superficies de la caldera, alteran su estructura física y química.

No obstante que algo se ha logrado con ambos métodos, aún no se ha encontrado una fórmula completamente satisfactoria, posiblemente por los numerosos factores que influyen en la formación de depósitos.

Recientemente, en Alemania se ha estado ensayando con éxito la reducción del exceso de aire para la combustión, habiendo tenido necesidad de modificar los sistemas convencionales de atomización de combustible sin lo cual no puede disminuirse suficientemente el exceso de aire (hasta alrededor de 1 al 2%).

Una de las armas más útiles para el desarrollo de tratamientos de combustible para evitar depósitos en el lado de gases calientes de las calderas, es el conocimiento de la composición química de estos depósitos.

Además del análisis químico de estos depósitos, su correlación química y su localización en la caldera son importantes.

Estos depósitos pueden ordenarse de acuerdo con el punto en donde se localizan en: depósitos de superficies radiantes, de sobrecalentadores, de superficies que reciben calor por convección, de economizadores y de precalentadores.

1.4.2. LAS IMPUREZAS DE LOS COMBUSTIBLES RESIDUALES.

Cuando el combustible llega al consumidor contiene, además de las impurezas originales del petróleo crudo, cantidades variables de contaminantes.

Las fuentes usuales de la ceniza y del azufre en los combustibles son:

- 1.- Compuestos solubles en aceite contenidos en el crudo.
- 2.- Compuestos solubles en el agua que contamina al crudo.
- 3.- Productos de corrosión que resultan del ataque de los compuestos ácidos del crudo sobre las superficies metálicas de los tanques y tuberías.

4. - Contaminantes, tales como. agua salada, incrustaciones y catalizadores de la refinería.

En la tabla siguiente se dá una relación de las formas en que se cree se encuentran en el petróleo crudo los elementos más comunes que forman las cenizas.

Elemento	Solubilidad en el Petróleo	Probable composición Química
Aluminio	Insoluble	Silicatos de aluminio complejos en suspensión.
Calcio	Insoluble	Sales de calcio en suspensión ó disueltas en el agua emulsificada.
Hierro	Soluble	Posiblemente complejos de porfirina.
Magnesio	Insoluble	Sales de magnesio disueltas en el agua emulsificada o en suspensión en estado micro-cristalino.
Níquel	Soluble	Probablemente complejos de porfirina.
Silicio	Insoluble	Silicatos complejos y arena en suspensión.
Sodio	Insoluble	En su mayor parte como cloruro de sodio en el agua emulsificada o en suspensión en estado micro-cristalino.
Vanadio	Soluble	Probablemente complejos de porfirina.

Las concentraciones de las impurezas, expresadas como partes por millón del óxido del elemento presente en los aceites combustibles residuales, se encuentran entre los límites siguientes:

Na ₂ O	-----	2 á 320
V ₂ O ₅	-----	2 á 550
Ca O	-----	0 á 250
Mg O	-----	0 á 30
Fe ₂ O ₃	-----	2 á 350
Si O ₂	-----	0 á 275
Al ₂ O ₃	-----	0 á 50
P ₂ O ₅	-----	0 á 15
Sulfatos como SO ₃	-----	0 á 450
Azufre	-----	0.5 á 3.0 %

1.4.3. CARACTERISTICAS TERMICAS DE LAS AREAS DE DEPOSITO.

La temperatura es el factor que por sí solo afecta más la formación de depósitos. Este factor es el que determina la clase de depósitos y el lugar en donde se forman. Es conveniente tener un conocimiento completo de las diferentes temperaturas en una caldera para interpretar la formación y la composición de depósitos en el hogar y en el lado de gases.

La figura representa las zonas típicas de temperatura en una caldera, en donde se localizan los diferentes tipos de depósitos.

Comenzando por el área de mayor temperatura de la caldera, la sección radiante R, puede definirse como todas las áreas que están expuestas a la radiación directa de la flama. Las superficies expuestas de la sección radiante pueden ser en su mayor parte metal de los tubos (típico de las calderas modernas de alta presión y alta capacidad) o pueden tener una proporción relativamente grande de material refractario (típico de calderas más antiguas). Las diferencias de temperaturas en el área de radiación son muy grandes. Las temperaturas de la flama o de los gases pueden llegar hasta los 1650°C (3000°F) mientras que las temperaturas de los tubos en las áreas protegidas se encuentran cerca de la temperatura de saturación del vapor, normalmente entre los 232°C (450°F) y los 343°C (650°F) para las calderas que tienen este tipo de problemas.

- R — Radiante
- S — Sobrecalentador
- C — Convección
- E — Economizador
- A — Calentador de aire

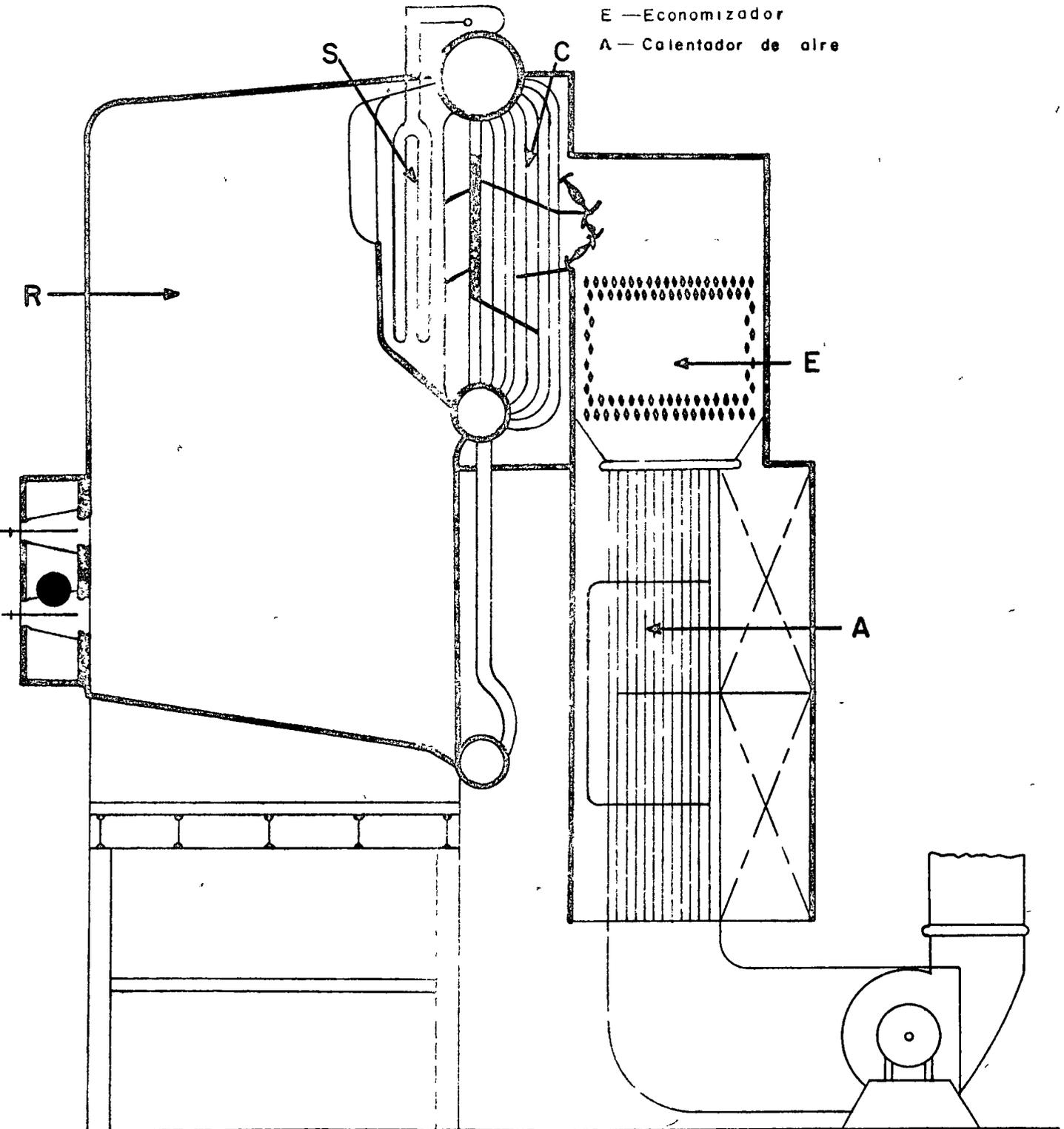


Figura 5 — Areas de depósitos en el lado de fuego de una caldera

Cuando se forma escoria en los tubos generadores de vapor se pueden encontrar diferencias de temperaturas del orden de 816°C (1500°F) en un depósito de 2.5 cm. de espesor. La temperatura de metal del tubo puede ser de alrededor de los 260°C (500°F) mientras que la superficie exterior de la escoria puede estar cerca de los 1093°C (2000°F). La escoria adherida a la superficie del refractario, está sujeta a menos diferencias de temperatura.

La sección de sobrecalentamiento S, incluye los sobrecalentadores primarios y secundarios y los recalentadores. Las diferencias de temperatura en esta sección son un poco menores debido a que los gases están más fríos y las temperaturas del metal son más altas que en la sección de radiación.

Las temperaturas de los gases son del orden de 538°C (1000°F) a 1093°C (2000°F), mientras que la temperatura del metal de los tubos es del orden de 316°C (600°F) a 650°C (1200°F). Unas cuantas partes de metal tales como soportes pueden operar a temperaturas mayores. Prácticamente todo el metal expuesto en esta sección es de aleación resistente a las temperaturas elevadas.

El área de convección C, incluye todos los tubos generadores de vapor y los tubos de circulación expuestos a los gases de combustión pero no a la radiación directa del hogar. Las temperaturas de los gases son menores, 260°C (500°F) a 816°C (1500°F) y las temperaturas del metal de los tubos están a temperaturas ligeramente superiores a la temperatura de saturación entre 232°C (450°F) y los 343°C (650°F).

La sección del economizador E, incluye el equipo de calentamiento de agua de alimentación mediante la corriente de gases calientes. Las temperaturas del gas son del orden de 149°C (300°F) a los 427°C (800°F) con las temperaturas del metal abajo de la temperatura de saturación entre 93°C (200°F) y los 316°C (600°F).

La sección de precalentamiento de aire A, que en el dibujo aparece del diseño tubular, incluye tanto el tipo tubular como el tipo regenerativo. Las temperaturas del gas son del orden de los 149°C (300°F) y los 316°C (600°F), mientras que las temperaturas del metal son del orden de los 93°C (200°F) a los 260°C (500°F).

Puede verse, de esta manera, que existe una amplia gama de temperaturas tanto para el gas como para el metal en las cinco diferentes secciones.

*Continuación
(Capítulo del Tratamiento)*

2. TRATAMIENTO DE AGUA

2.1 - AGUA Y SU COMPOSICION.

El agua como se encuentra en la naturaleza, no es totalmente pura, si así fuera no serían necesarios los análisis de agua ni los tratamientos para acondicionarla a los usos a que se destina. Cualquiera que sea su origen, el agua siempre contiene impurezas en solución o en suspensión. La determinación de estas impurezas constituye el análisis químico de las aguas y el control de ellas, constituye el tratamiento de aguas.

El agua pura es inodora, incolora y sin sabor. Es un compuesto químico expresado por la fórmula H_2O y está formada por 2 volúmenes de Hidrógeno y 1 volumen de Oxígeno combinados químicamente. Sin embargo, debido a que es un solvente casi universal, prácticamente todas las sustancias son solubles en agua en cierto grado.

2.2. FUENTES DE ABASTECIMIENTO

Las fuentes de agua se pueden clasificar en:

- 1.- Aguas de Mar.
- 2.- Aguas de Lluvia.
- 3.- Aguas Superficiales (de ríos, lagunas, lagos y depósitos improvisados)
- 4.- Aguas Subterráneas (de manantiales, pozos poco profundos, y pozos profundos)

La principal fuente de agua sobre la tierra son los océanos, a donde todas las aguas regresan finalmente. El ciclo del agua es similar a la de un aparato de destilación. El agua se evapora de la superficie de la tierra por la acción del calor solar, formando las nubes. Estas nubes en contacto con corrientes de aire frío, se condensan precipitándose en forma de lluvia o de nieve.

El agua de lluvia en el momento en que se forma es químicamente pura, pero a medida que pasa por la atmósfera, va disolviendo Oxígeno, Nitrógeno y Gas Carbónico, que son los gases que componen el aire. La cantidad disuelta de estos gases es a en proporción con la presión parcial de ellos en la at

mósfera A su paso también encuentra materias que están en suspensión o disueltas en la atmósfera, tales como polvo, humo, gases, bacterias y esporas de microorganismos.

El agua de lluvia al pasar por la atmósfera y al penetrar a través de las capas superiores del suelo, absorbe gas carbónico, con el cual forma ácido carbónico. Este compuesto incrementa el poder solvente del agua, de tal modo que disuelve cierta cantidad de productos minerales de la tierra o de las rocas con las que entra en contacto.

De esta agua, aproximadamente 1/3 regresa al océano por medio de corrientes superficiales y 2/3 se evapora o se va al seno de la tierra para aparecer en lagunas y pozos, o llegar finalmente al océano por medio de corrientes subterráneas.

El agua que se obtiene de corrientes superficiales, puede estar turbia por la presencia de arcillas y barro. Los terrenos agrícolas contribuyen a la inclusión de la materia orgánica. Está expuesta a contaminación por desechos animales y humanos, aguas negras de ciudades, aguas industriales de desecho y en las inundaciones, los pantanos pueden descargar sus aguas a las corrientes de agua superficiales acarreando materia vegetal y en descomposición, color y microorganismos.

Las aguas superficiales obtenidas de lagunas, lagos y depósitos encerrados son similares a las aguas de ríos, sin embargo, dentro de estas masas de agua tiene lugar una auto-purificación y la calidad del agua puede cambiar considerablemente.

Las aguas subterráneas obtenidas de pozos poco profundos, pueden ser duras o suaves dependiendo de las características minerales de las áreas circundantes. Con la filtración natural a través de la arena se elimina la turbiedad y gran parte de la materia orgánica.

Las aguas de los pozos profundos son claras e incoloras debido, como ya se dijo a la filtración que tiene lugar a través de las capas de arena.

Las aguas de lagunas son similares en sus características al agua obtenida de los pozos que están en las áreas circunvecinas, sin embargo, las aguas de las lagunas y ríos están más expuestas a afectarse por contaminación natural.

2 3 IMPUREZAS -

Las impurezas que pueden estar presentes en el agua, como ya se describió, pueden dividirse en sólidos en suspensión, sólidos disueltos y gases -- disueltos.

Los sólidos en suspensión son los que no se disuelven en el agua y pueden ser eliminados por medio de filtración, por ejemplo. arena, arcilla, etc.

Los sólidos disueltos como su nombre indica, son compuestos que se encuentran disueltos en el agua y que no pueden separarse por filtración. -- Ejemplo. La presencia de dureza o de cloruros en el agua.

Los gases pueden estar disueltos en el agua y se pueden eliminar por ebullición de ésta.

Todas estas impurezas del agua natural ó cruda son causa de dificultades, de más o menos importancia, por lo que se hace necesario determinar su concentración para posteriormente eliminarlas mediante un tratamiento adecuado.

A continuación se enlistan las impurezas más comunes en las aguas -- crudas y se mencionan los problemas a que dan origen

1. - **TURBIEDAD.** - Le imparte apariencia desagradable al agua. Forma depósitos en las líneas, equipos de proceso, calderas, etc. Es causa de interferencias en la mayoría de los procesos

2. - **COLOR.** - Puede causar espuma en las calderas. Estorba a los métodos de precipitación de otros compuestos

3. - **DUREZA.** - Constituida por las sales de calcio y magnesio, es la causa principal de las incrustaciones en equipos de intercambio de calor, calderas, líneas de alimentación, etc

4. - **ALCALINIDAD** - Formada por los bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos, contribuye a la formación de espuma en agua de calderas y a los arrastres de sólidos con el vapor. Causa la fragilización del metal. Los bicarbonatos y carbonatos producen gas carbónico(CO_2) que es una fuente de corrosión.

5. - **ACIDEZ MINERAL** - Producida por los ácidos sulfúrico, clorhídrico y nítrico, es causa de corrosión

6.- GAS CARBONICO (CO_2).- Es causa de corrosión en líneas de vapor, y de condensado.

7.- SULFATOS.- Incrementan el contenido de sólidos disueltos del agua. Combinado con el calcio forma incrustación de sulfato de calcio.

8.- CLORUROS.- Incrementan el contenido de sólidos disueltos del agua y aumenta su carácter corrosivo.

9.- NITRATOS.- Incrementan los sólidos disueltos; pero no es de mucha significación.

10.- SILICE.- Produce incrustaciones en calderas y sistemas de enfriamiento. Produce depósitos en los álabes de las turbinas, por vaporización junto con el vapor de agua.

11.- FIERRO.- Causa depósitos en líneas de agua y en calderas. Ataca las resinas de intercambio iónico.

12.- MANGANESO.- Causa depósitos en líneas de agua y en calderas. Ataca las resinas de intercambio iónico.

13.- ACEITE.- Produce incrustaciones, lodos y espumas en calderas. Impide el intercambio de calor actuando como aislante.

14.- OXIGENO.- Causa corrosión del metal en calderas, calentadores, líneas de condensado, etc.

15.- ACIDO SULFHDIRICO.- Produce olor fétido al agua. Causa corrosión.

16.- AMONIACO.- Causa corrosión de las aleaciones de cobre y zinc por formación de complejos solubles.

17.- SOLIDOS DISUELTOS - Es la medida de la cantidad total de materia disuelta. Una alta concentración de sólidos disueltos es perjudicial debido a que produce espuma en agua de calderas, favoreciendo los arrastres.

18.- SOLIDOS EN SUSPENSION.- Es la medida de la cantidad total de materia insoluble. Causa obturación de las líneas de agua, depósitos en calderas y equipos de intercambio de calor.

19.- MATERIA ORGANICA.- Produce corrosión, depósitos y espuma en calderas.- Contamina las resinas de intercambio iónico.

2.4 DETERMINACIONES QUE DEBEN EFECTUARSE EN AGUAS CRUDAS.

De acuerdo con las impurezas contenidas en un agua cruda, es necesario valorar su contenido mediante el análisis químico. Sus principales constituyentes son las materias minerales disueltas, las cuales se clasifican en elementos con carga eléctrica positiva llamados Cationes y elementos con carga eléctrica negativa denominados Aniones.

CATIONES. - Los cationes que comunmente se encuentran en el agua son el Calcio, Magnesio y el Sodio, los cuales están combinados formando sales con los aniones. Otros cationes que pueden existir en el agua en menor proporción, son el fierro y el manganeso.

ANIONES. - Los aniones comunmente presentes son los bicarbonatos, carbonatos, cloruros, sulfatos, nitratos y en aguas contaminadas los nitritos.

La sílice es también otro anión que se encuentra siempre en las aguas en forma de silicatos solubles y en ocasiones en estado coloidal.

GASES. - Los gases que encuentran en el agua cruda son el bióxido de carbono, el oxígeno y el nitrógeno. En algunas ocasiones contiene gas sulfhídrico y metano.

2.4.1. CONCENTRACIONES.

En el análisis de un agua es necesario determinar la presencia de estas sustancias las que se encuentran en cantidades extremadamente pequeñas. Es por esta razón que el resultado de un análisis de agua se expresa en partes por millón (p.p.m.) en vez de expresarlo en porcentaje.

Una parte por millón significa una parte de la sustancia en un millón de partes de agua, independientemente de la unidad de peso empleada, por ejemplo: 1 gramo en un millón de gramos, 1 libra en un millón de libras, etc. Considerando que la densidad del agua es igual a 1 se puede expresar una parte por millón como un miligramo por litro ó como un gramo por metro cúbico.

Debido a que se determinan diversos constituyentes en un análisis de agua, varios de éstos se reportan en una unidad común de peso, es decir referido a la unidad de peso de otra sustancia que es el carbonato de calcio de fórmula química CaCO_3 . Cuando los constituyentes se reportan a esta manera se pueden sumar o restar directamente, sin necesidad de hacer conversiones a las equivalencias. La tendencia actual es sin embargo, expresar los resultados de un

análisis en Equivalentes por Millón (p.p.m.) que se obtienen dividiendo su concentración expresada en p.p.m. entre su peso equivalente (peso molecular entre su valencia) o si está expresada su concentración en p.p.m. de CaCO_3 , dividiendo ésta entre 50 que es el peso equivalente del CaCO_3 .

2.4.2. DETERMINACIONES.

Para llevar a cabo un análisis de agua cruda es necesario efectuar las siguientes determinaciones.

1. - Dureza Total. - Con esta determinación se obtiene el contenido total de Calcio y Magnesio, reportado en partes por millón de Carbonato de Calcio (p.p.m. de CaCO_3).
2. - Dureza de Calcio. - Se obtiene exclusivamente el contenido de Calcio expresándolo en p.p.m. de CaCO_3 . La diferencia de la Dureza Total menos la Dureza del Calcio nos da el contenido de Magnesio como CaCO_3 en p.p.m.
3. - Alcalinidades. - Mediante esta determinación se obtiene el valor de los aniones alcalinos (bicarbonatos y carbonatos) mediante la neutralización total con una solución valorada de ácido (sulfúrico o nítrico, aprovechando la propiedad de 2 sustancias indicadoras denominadas Fenolftaleína y Anaranjado de Metilo, de cambiar el color al pasar de un medio alcalino a un medio ácido o viceversa.
Por esta razón estas determinaciones se llaman Alcalinidad a la Fenolftaleína y Alcalinidad al Anaranjado de Metilo.
4. - Cloruros. - Los aniones que se determinan normalmente en un agua cruda además de los bicarbonatos y carbonatos son los cloruros, los cuales se encuentran combinados en forma de cloruro de sodio o en forma de cloruros de calcio y magnesio constituyendo en estos últimos casos junto con los sulfatos, de calcio y de magnesio, la dureza permanente del agua o dureza de no carbonatos.
5. - Sulfatos. - Este anión se encuentra combinado en la misma forma que los cloruros.
6. - Nitratos. - Es un anión que se encuentra generalmente en muy baja concentración en el agua (0 a 5 p.p.m. aproximadamente), y como prácticamente no produce ningún efecto perjudicial, rutinariamente no se determina más que para fines especiales de cálculo.

7. - Sílice. - Esta determinación es muy importante en vista de que este compuesto produce incrustaciones muy duras y adherentes al metal, por efectos de calentamientos.

8. - Gas Carbónico. - El gas carbónico disuelto en el agua también se determina en un análisis rutinario de agua.

9. - Sólidos Totales. - Los sólidos totales del agua se determinan por evaporación. Si previamente se filtra el agua se obtienen únicamente los sólidos disueltos.

10. - Conductividad. - Se hace uso de la propiedad de las sustancias disueltas de conducir la corriente eléctrica para medir su conductividad y relacionarla posteriormente a la cantidad de sólidos disueltos.

11. - pH. - Es una determinación muy importante para precisar el grado de acidez o alcalinidad de un agua. Se expresa en unidades del 0 al 14. Un pH de 7, corresponde a un agua neutra, valores menores de 7 denotan acidez y arriba de 7, indican alcalinidad.

Por definición el pH es el logaritmo negativo de la concentración de iones Hidrógeno en el agua. El producto de la concentración de iones Hidrógeno (H^+) y Oxhidrilos (OH^-) como se disocia el agua, es 1×10^{-14} . Cuando la concentración de iones Hidrógeno cambia, también cambia la concentración de iones OH^- en proporción y en dirección opuesta, de tal manera que el producto de las dos concentraciones siempre es 1×10^{-14} . El valor del pH es el exponente de la concentración de iones Hidrógeno sin el signo negativo.

Un pH de 6 (ácido) es 10 veces más ácido que el pH 7 (neutro), y la concentración de iones H^+ es de 0.000001 grs. de H^+ por litro, igual a 1×10^{-6} .

Ciertas sales hacen cambiar estas concentraciones, de allí que algunas tengan carácter ácido y otras alcalino.

La expresión de los resultados en un análisis de agua cruda se expone en el ejemplo siguiente. Corresponde al agua de un pozo de la Ciudad de Monterrey.

Turbidez - 0.5 p.p.m.

Sedimento - 0.0 p.p.m.

CATIONES

Calcio -----	247	p p m.
Magnesio -----	77	"
Sodio (calculado) -	56	"
Totales -----	377.6	"

EXPRESADO COMO

CaCO ₃
"
"
"

ANIONES

Bicarbonatos -----	207	"
Carbonatos -----	0	"
Sulfatos -----	62	"
Cloruros -----	34	"
Nitratos -----	0	"
Totales -----	377.6	"

"
"
SO ₄
Cl
NO ₃
CaCO ₃
"

DETERMINACIONES

Dureza Total -----	39	"	
Dureza de No Carbonatos -----	20	"	
Dureza de Carbonatos -----	20	"	
Alcalinidad a la Fenolftaleína -	0	"	
Alcalinidad al Anaranjado de			
Metilo -----	20	"	
Sílice -----	2.5	"	
Sólidos Disueltos (calculados) -	378.4	"	
Conductividad Específica -----	640.0	Micromhos	
pH -----	7.4		

SiO ₂
CaCO ₃

2.5. OBJETO DEL TRATAMIENTO DE AGUA -

Al hablar de las impurezas del agua se ha visto que éstas son causa de problemas en los equipos de evaporación, calentamiento, enfriamiento, etc., ocasionando incrustaciones ó corrosiones, que a su vez originan pérdidas de eficiencia y fallas de los equipos con los consiguientes paros costosos al tener que efectuar, cambios de piezas, limpiezas o reparaciones y en algunos casos las consecuencias pueden ser fatales para el personal que opera los equipos.

Es por ésto que se hace necesaria la eliminación de estas impurezas mediante un método adecuado y económico que es lo que constituye el tratamiento del agua.

2.6. TIPOS DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE LOS EFLUENTES.

Los tipos de tratamiento de agua aplicables a las aguas empleadas en una planta termoeléctrica que básicamente son usadas para el enfriamiento de condensadores, para la alimentación de calderas en las plantas de vapor y para el enfriamiento de máquinas en las plantas Diesel, pueden dividirse como sigue:

2.6.1. TRATAMIENTO EXTERNO. - Llamado así porque todas las reacciones químicas ó los equipos de tratamiento, acondicionan el agua antes de ser alimentada a una caldera. Este tratamiento externo es aplicable también al agua de enfriamiento de condensadores y máquinas Diesel.

2.6.2. TRATAMIENTO INTERNO. - Consiste en adicionar al interior de las calderas algunos compuestos químicos para evitar la agresividad de los componentes que no se eliminaron en el tratamiento externo o los que se formaron debido a las altas temperaturas en el interior de la caldera. Se puede considerar también como tratamiento interno los compuestos químicos que se adicionan para acondicionar el agua de enfriamiento del circuito cerrado de las máquinas Diesel.

2.6.1. - TRATAMIENTO EXTERNO. - Los equipos empleados para el tratamiento externo se pueden clasificar de acuerdo con las reacciones que tienen lugar en ellos, en los siguientes sistemas:

2.6.1.1. DE PRECIPITACION.

2.6.1.1.1. Equipos de tratamiento con Cal - Coagulante en frío.

2.6.1.1.2. Equipos de tratamiento de Cal-Carbonato en caliente.

2.6.1.2. DE INTERCAMBIO DE IONES

2.6.1.2.1. Suavizadores de Zeolitas.

2.6.1.2.2. Desalcalinizadores.

2.6.1.2.3. Desmineralizadores.

2.6.1.3. POR NEUTRALIZACION

2.6.1.3.1. Dosificadores de Acido Sulfúrico a aguas de enfriamiento.

A continuación se describen los distintos equipos de tratamiento mencionados, y la calidad de agua que producen.

2.6.1.1.1. EQUIPOS DE CAL-COAGULANTE EN FRIO.

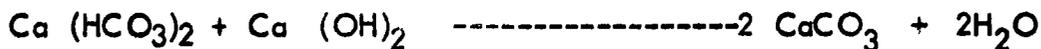
Con estos equipos se consigue eliminar la turbidez, el color y las materias en suspensión del agua, por lo que también se les denomina floculadores y clarificadores.

La concentración de sales solubles de Calcio y Magnesio que constituyen la dureza, se logra reducir, convirtiéndolas del estado soluble a un producto insoluble, formando un precipitado, que se separa por asentamiento.

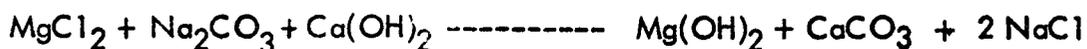
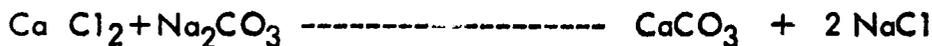
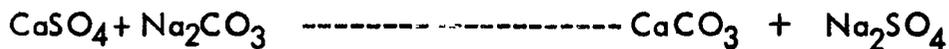
Las sales de Calcio y Magnesio pueden estar en 2 formas: como sales derivadas del ácido carbónico, (Bicarbonatos de Calcio y Magnesio) constituyendo la "Dureza de Carbonatos", y como sales derivadas de ácidos minerales (sulfatos, cloruros y nitratos de Calcio y Magnesio) formando la "Dureza de No Carbonatos".

Mediante la reacción con Cal (Hidróxido de Calcio) se elimina la dureza de carbonatos formándose precipitados de Carbonato de Calcio (CaCO₃) y de Hidróxido de Magnesio (Mg(OH)₂). Se eliminan además los bicarbonatos.

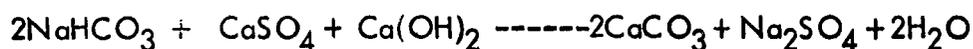
Las reacciones que se producen son las siguientes:



La dureza de no-carbonatos se reduce o elimina mediante la adición de Carbonato de Sodio, formando un precipitado de Carbonato de Calcio y de Hidróxido de Magnesio, de acuerdo con las siguientes reacciones.



Cuando el agua tiene elevada alcalinidad combinada en forma de sales de sodio, puede reducirse mediante la adición de Yeso (Sulfato de Calcio). Reacciones.



Para ayudar al asentamiento de los precipitados, se emplea una sustancia llamada coagulante que reacciona con la alcalinidad existente formando un hidróxido en forma de grumos que atrapa los precipitados, la materia que causa la turbidez y el color, con lo que va aumentando de tamaño y de peso, y se asienta en corto tiempo.

Las sustancias químicas empleadas como coagulantes son: el Sulfato de Aluminio, el Aluminato de Sodio, el Sulfato Ferroso, el Sulfato Férrico y el Cloruro Férrico.

Con el tratamiento del agua en estos equipos se pueden lograr los siguientes objetivos:

Reducción de la dureza de calcio hasta 35 p.p.m. como CaCO_3 .

Reducción de la dureza de magnesio hasta cualquier valor deseado.

Reducción de la alcalinidad total hasta 35 p.p.m. como CaCO_3 .

Reducción de los sólidos totales disueltos en proporción igual a la reducción de la alcalinidad y de la dureza de carbonatos.

Eliminación total del Bióxido de Carbono.

2.6.1.1.2. EQUIPOS DE CAL-CARBONATO EN CALIENTE.

Estos equipos operan con las mismas sustancias precipitadoras empleadas en el Equipo de Cal en Frío, es decir, la Cal, el Carbonato de Sodio y el Yeso.

Las reacciones tienen lugar a una temperatura próxima a la de ebullición del agua con lo que se reduce aún más la dureza en vista de que el Carbonato de Calcio tiene menor solubilidad a mayor temperatura.

Puede emplearse como Coagulante el Oxido de Magnesio (MgO) que además reduce la sílice hasta valores tan bajos como 1 p.p.m., por la formación de un silicato de magnesio insoluble.

El agua que se obtiene en estos equipos es semejante a la obtenida con los equipos en frío con excepción de que también se reduce la sílice y que la dureza de Calcio puede bajar hasta unas 77 p.p.m.

2.6.1.2. TRATAMIENTO POR INTERCAMBIO IONICO.

2.6.1.2.1. SUAVIZADORES DE ZEOLITA

Este sistema consiste en la eliminación de la dureza total mediante un intercambio de iones, aprovechando la propiedad de ciertos materiales naturales o sintéticos de ceder iones Sodio al contacto con soluciones acuosas que contengan iones Calcio o Magnesio, reteniéndolos y sacándolos de solución. Los materiales naturales se conocen con el nombre genérico de "zeolitas" y por extensión a los materiales sintéticos se les da el nombre de "zeolitas sintéticas", aunque su denominación correcta es la de "resinas intercambiadoras de iones". Cuando estos materiales no tienen más iones para intercambiar, es decir, cuando su capacidad se agota, se pone en contacto el material con soluciones concentradas de cloruro de sodio, con lo cual los iones sodio se fijan y se liberan los iones de Calcio y de Magnesio los que se eliminan con el agua de enjuague que se tira al drenaje. La dureza del agua se puede reducir en esta forma hasta 204 p.p.m. El contenido de sodio se aumenta en una cantidad equivalente a la dureza eliminada. Se intercambian también todos los cationes divalentes o trivalentes que pudieran estar presentes.

2.6.1.2.2. DESALCALINIZADORES.

La desalcalinización es otro proceso de Tratamiento por intercambio de iones.

El agua que pasa por una zeolita que intercambia la dureza por sodio, zeolita que se puede llamar resina catiónica, por intercambiar iones con carga eléctrica positiva o cationes, es pasada posteriormente por una resina aniónica, que intercambia iones con carga eléctrica negativa o aniones. El ión que cede esta resina es el Cloruro (Cl^-) tomando los aniones alcalinos de ácidos débiles (bicarbonatos, carbonatos ó hidróxidos). La regeneración para restablecer la capacidad de la resina se efectúa también con una solución de Cloruro de Sodio (sal común).

Ambas resinas la catiónica y la aniónica, pueden estar contenidas dentro de un mismo tanque o unidad de intercambio, ya que se emplea la misma solución regeneradora.

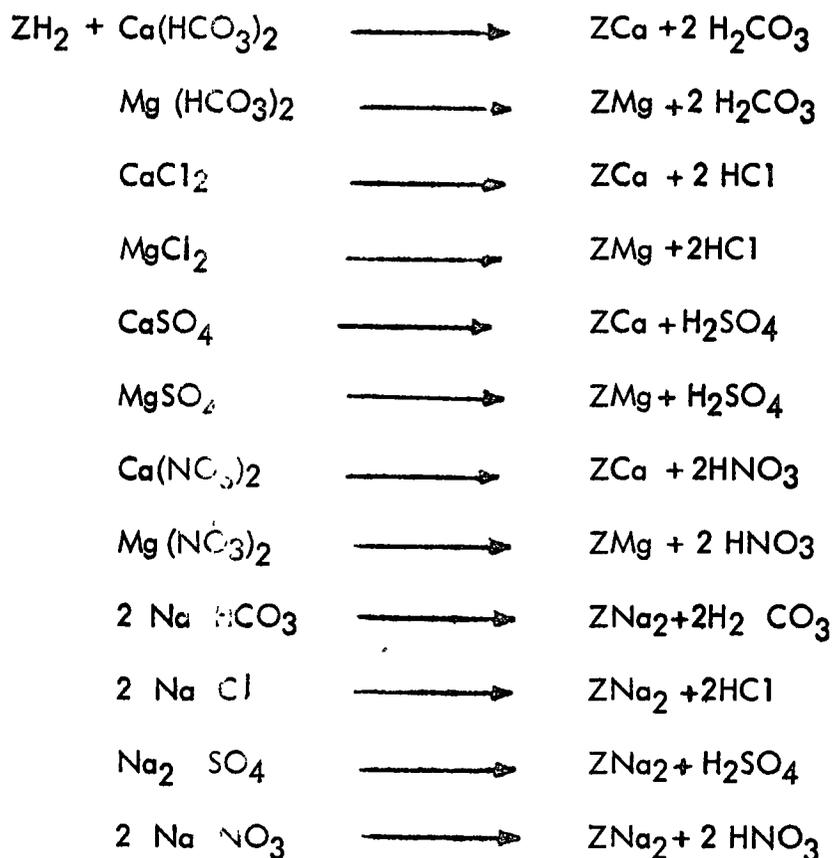
En el agua efluente de este tratamiento se han transformado todos los aniones de los ácidos débiles y una parte de los aniones de los ácidos fuertes, como nitratos y sulfatos a cloruros y todos sus cationes a sodio.

La cantidad de sólidos disueltos no cambia.

2.6.1.2.3. DESMINERALIZADORES.- En la desmineralización ó des-ionización como su nombre lo indica se eliminan todas las substancias minerales disueltas -- en el agua mediante el intercambio iónico.

La unidad Catiónica regenerada con un ácido que puede ser Sulfúrico - (H_2SO_4) o Clorhídrico (HCl) tiene iones Hidrógeno (H^+) disponibles para intercambiarlos por los Cationes Calcio, Magnesio y Sodio del agua formándose los respectivos ácidos de los aniones presentes, éstos son el ácido Clorhídrico, Sulfúrico, Nítrico y Carbónico.

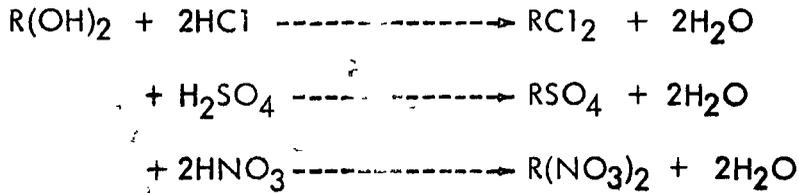
Reacciones:



El ácido carbonico que se descompone en agua (H_2O) y gas carbónico (CO_2) se elimina por aeración en una torre descarbonatadora o desgasificando - el agua al vacío.

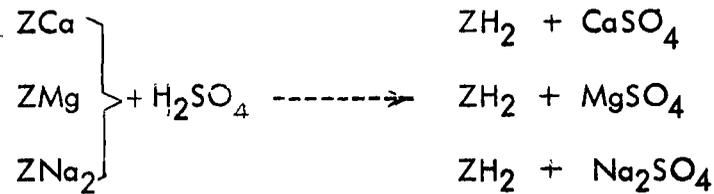
Los ácidos restantes constituyen la Acidez Mineral Libre, los cuales se retienen al pasar por la unidad aniónica. Esta unidad aniónica se regenera con una solución de Hidróxido de Sodio llamada comunmente Sosa Caústica - (NaOH).

Las reacciones que se producen son las siguientes

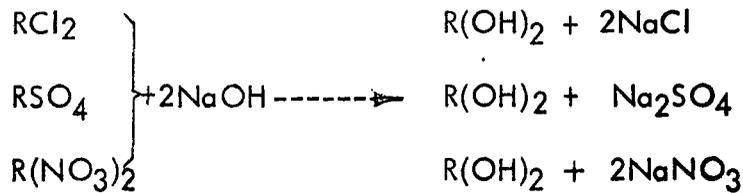


Las reacciones que se producen durante la regeneración son las siguientes.

Resina Catiónica.



Resina Aniónica.

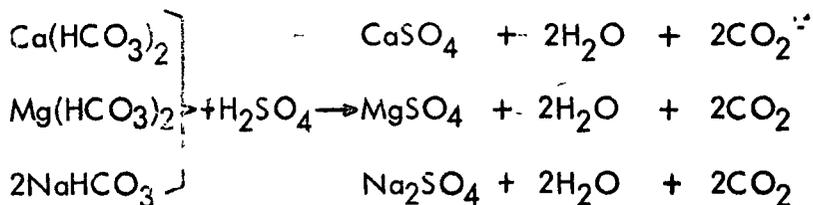


Las resinas aniónicas pueden eliminar también la sílice que quedó en forma de ácido silícico al pasar el agua por la unidad catiónica. A estas resinas se les denomina Fuertemente Básicas. También eliminan el CO₂.

Las resinas aniónicas que no son aptas para eliminar la sílice (SiO₂) ni el Gas Carbónico (CO₂) se llaman Resinas Aniónicas débilmente básicas. Estas resinas pueden regenerarse también con carbonato de sodio.

2.6.1.3 TRATAMIENTOS POR NEUTRALIZACION

2.6.1.3.1. DOSIFICADORES DE ACIDO SULFURICO. - Mediante la adición de ácido sulfúrico al agua se elimina la alcalinidad de esta, transformando los bicarbonatos de calcio, magnesio y sodio a los respectivos sulfatos, de acuerdo con las reacciones siguientes.



Esta agua es de calidad adecuada en sistemas de enfriamiento, ya que al eliminarse los bicarbonatos, no hay oportunidad de descomposición por calentamiento de los carbonatos de calcio y magnesio incrustantes.

Los sulfatos de sodio y magnesio son muy solubles y su concentración no constituye un problema.

El sulfato de calcio tiene una solubilidad limitada, por lo que basta mantener la concentración de esta sustancia por debajo de su límite de solubilidad (alrededor de 1200 p.p.m.) para evitar problemas de incrustación.

2.6.2. TRATAMIENTO INTERNO - El tratamiento interno del agua de las calderas consiste en agregarle determinadas sustancias químicas para impartirle características adecuadas y evitar que ocasione corrosiones o incrustaciones.

Las sustancias que se emplean para prevenir los problemas anteriores son:

2.6.2.1. SULFITO DE SODIO. - Para evitar la corrosión por oxígeno. Se mantiene una concentración de 20 a 40 p.p.m. como SO_3 en calderas hasta de 42 Kgs./cm.² (600 lbs/pulg.²). En calderas de mayor presión se mantienen concentraciones de 5 a 10 p.p.m. debido a que se descompone mas facilmente.

2.6.2.2. HIDRAZINA. - Tiene el mismo objeto que el sulfito de sodio. Se recomienda dosificarla a un 100% de exceso de la cantidad teórica necesaria. Se debe mantener un residual de 0.01 p.p.m. a 0.1 p.p.m. de hidrazina en el agua de la caldera, vigilando que el contenido de amoniaco en el condensado o de preferencia en una muestra condensada de vapor saturado, no sea superior a 0.25 p.p.m.

2.6.2.3. FOSFATOS ALCALINOS. - Se mantiene una concentración de 2 a 80 p.p.m. como PO_4 , dependiendo de la presión de la caldera, y del método de tratamiento que se emplee. El fosfato previene las incrustaciones de CaCO_3 por formación de un fosfato de calcio que se precipita en forma de lodo.

2.6.2.4.- **SUBSTANCIAS ORGANICAS.**- Estas son los taninos y las ligninas que se adicionan al interior de calderas de baja presión cuando la formación de lodos es de tomarse en cuenta. Estos compuestos orgánicos hacen fluídos a los lodos, -- evitando que se deppsitén en las superficies de calentamiento, descargándose fá - cilmente mediante extracciones a la Caldera.

2.6.2.5. **AMINAS.**- Se emplean para prevenir corrosiones del CO₂ especialmen- te en líneas de condensado. Las aminas neutralizantes, como la morfolina, reac- cionan con el CO₂ neutralizando su acción ácida y aumentan el pH del agua. Las aminas llamadas fílmicas como la octadecil-amina previenen el ataque corrosivo - del CO₂, y del O₂ por formación de una película protectora sobre las superficies metálicas.

2.6.2.6. **ANTIESPUMANTES.**- Cuando el agua de la caldera tiene tendencias a la espumación, se acondiciona con un antiespumante de tipo de poliamidas, con- lo que se evitan los arrastres de sólidos con el vapor que posteriormente causan -- problemas de incrustación en los elementos de los sobrecalentadores ó en los ála - bes de las turbinas.

2.6.2.7. **CONTROL DE PURGAS.**- Mediante purgas o extracciones de fondo y - purgas contínuas se controla la concentración de sólidos Disueltos, Sólidos en sus - pensión, y Sílice, los cuales deben mantenerse en ciertos límites para evitar - -- arrastres al vapor.

2.6.2.8. **ALCALINIDADES Y pH.**- La medición de la Alcalinidad y el pH son importantes para evitar corrosiones. El límite de alcalinidades varía en propor- -- ción a la presión de operación. El pH se mantiene generalmente entre 10,5 y -- 11,6; aunque puede ser inferior, de acuerdo con el tratamiento.

2.7. DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS EN EL TRATAMIENTO DE - AGUA

2.7.1. PRECIPITADORES DE CAL EN FRIO.

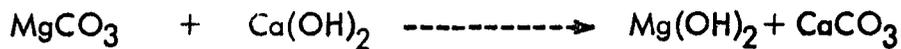
El tratamiento de cal en frío consiste en eliminar a temperatura ambiente la dureza y alcalinidad del agua por precipitación mediante el empleo de Cal - -- (Hidróxido de Calcio) y Carbonato de Sodio. También puede emplearse el Yeso - (Sulfato de calcio).

Además se elimina el Hierro y el Bióxido de Carbono. El color, la turbi- -- dez y los Sólidos en suspensión, se eliminan por coagulación.

La alcalinidad de calcio se precipita con cal, formándose el carbonato de Calcio Insoluble de acuerdo con la reacción siguiente:



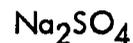
La alcalinidad de Magnesio se precipita con la cal en forma de Hidróxido de Magnesio, formándose primero un carbonato de magnesio que reacciona con otro equivalente de cal para formar el Hidróxido de Magnesio más insoluble.



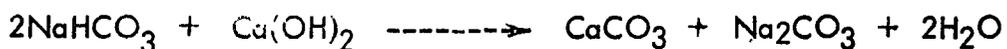
Haciendo una inspección del análisis del agua, la Alcalinidad se calcula primeramente unida al Calcio para formar la alcalinidad de Calcio en forma de Bicarbonato de Calcio o si la alcalinidad es superior al contenido de Calcio, ésta se calcula como Alcalinidad de Magnesio estando en forma de Bicarbonato de Magnesio. Un exceso de alcalinidad superior a la suma del Calcio y del Magnesio, es decir, a la dureza total, se calcula como alcalinidad de Sodio, estando en forma de Bicarbonato de Sodio.

Cuando la Dureza es superior a la Alcalinidad, la diferencia de Dureza menos la alcalinidad constituye la Dureza de No carbonatos. Esta dureza está formada por Cloruros y Sulfatos de Magnesio y Calcio.

La Dureza de No Carbonatos se elimina precipitándola como Carbonato de Calcio y como Hidróxido de Magnesio, mediante el empleo de Carbonato de Sodio (Soda Ash).



Cuando existe alcalinidad de Sodio en el agua cruda, ésta puede eliminarse mediante la adición de Yeso y Cal. La cal reacciona con el bicarbonato de Sodio precipitando Carbonato de Calcio y formándose Carbonato de Sodio, el cual reacciona con el Yeso formando a su vez Carbonato de Calcio.



Se observa que con el empleo del Yeso para eliminar el Bicarbonato de Sodio, no se disminuye el contenido de sólidos del agua, ya que el Bicarbonato de Sodio, se reemplaza por una cantidad equivalente de Sulfato de Sodio. Sin embargo, en la mayoría de los casos el Sulfato de Sodio es menos objetable que el Bicarbonato de Sodio.

Coagulantes. - Las reacciones químicas de precipitación se consideran instantáneas. Este hecho no es evidente en la operación de precipitadores en frío debido a que todos los productos de reacción insolubles no se precipitan inmediatamente en forma que permitan una sedimentación rápida y eficiente. Una porción de los precipitados formados (lodos) se separa completamente por sedimentación, ya que se forman flóculos grandes. El resto de los lodos está en forma de partículas de tamaño más pequeño que no se asientan fácilmente. Algunas de estas partículas están en estado coloidal y son muy difíciles de separar del agua.

Por lo anterior es necesario agrupar estas partículas pequeñas en conglomerados capaces de producir un lodo de las características requeridas. Esto se consigue mediante el empleo de coagulantes.

Los coagulantes son sustancias que reaccionan con la alcalinidad del agua o con la Cal agregada para formar un precipitado, llamado hidróxido que tiene un aspecto gelatinoso. Los hidróxidos formados atrapan las partículas pequeñas de lodos en suspensión y las agrupan formándose un precipitado o flóculo más pesado que se asienta fácilmente.

Los compuestos empleados como coagulantes son las sales de Aluminio y de Fierro. Sulfato de Aluminio, Aluminato de Sodio, Sulfato Ferroso, Sulfato Férrico y Cloruro Férrico. El hidróxido formado es un Hidróxido de Aluminio ($\text{Al}(\text{OH})_3$) o Hidróxido Férrico ($\text{Fe}(\text{OH})_3$). Para favorecer la formación del Hidróxido, es necesario que el pH del agua se encuentre dentro de valores determinados donde se favorece la precipitación. Cuando el pH está fuera de estos límites, el hidróxido se redisuelve o no se forma completamente el flóculo y se obtienen aguas turbias y de difícil clarificación. El pH de operación de los coagulantes es el siguiente:

Sulfato de Aluminio $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$	-----	5.5 - 8.0
Aluminato de Sodio (NaAlO_2)	-----	4.0 - 7.0
Sulfato Ferroso ($\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$)	-----	4.0 - 11.0
Sulfato Férrico ($\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$)	-----	4.0 - 11.0
Cloruro Férrico (FeCl_3)	-----	4.0 - 11.0

La cantidad de coagulante requerida para efectuar una buena clarificación del agua varía con la naturaleza y cantidad de sólidos disueltos y en suspensión contenidos en el Agua. Generalmente son suficientes las concentraciones de 20 a 40 p.p.m.

2.7.1.1. EQUIPO

Los equipos precipitadores de Cal en frío se pueden clasificar en 4 tipos:

2.7.1.1.1. INTERMITENTES

2.7.1.1.2. DE SEDIMENTACION CONTINUA

2.7.1.1.3. DE COLCHON DE LODOS

2.7.1.1.4. CATALITICOS.

2.7.1.1.1. TIPO INTERMITENTE - Los suavizadores de operación intermitente, se operan por el método de llenado y vaciado. El equipo consiste de 2 o más tanques verticales. Un tanque se emplea para suministrar agua tratada en tanto que el otro tanque se limpia, se llena con agua, se trata con los reactivos y se deja sedimentar. En algunos casos solamente se requiere un tanque de precipitación, si la capacidad de almacenamiento de agua tratada es suficiente para efectuar los ciclos de precipitación sin interrupción del suministro de agua tratada. La operación se efectúa de la siguiente manera: Las cantidades calculadas de Cal, Carbonato de Sodio y coagulantes se agregan juntos a un tanque de dosificación donde se hace una suspensión acuosa que se agrega al tanque de precipitación a medida que se va llenando con agua cruda.

El tanque una vez lleno se agita durante 15 minutos a 1 hora; después de este tiempo se suspende la agitación, y se deja el agua en reposo para permitir que se asienten los lodos en el tiempo que sea necesario. El agua clarificada se extrae del tanque por medio de una tubería móvil que lleva adaptado un flotador de manera de ir sacando siempre el agua de la superficie y evitar que se levanten los lodos.

Este tipo de equipo es el más rudimentario y se emplea generalmente en plantas pequeñas. Tiene la ventaja de su bajo costo inicial y es de operación sencilla. Las desventajas son mayores debido a que se requieren varias horas para la sedimentación (de 4 a 8), se requiere una operación manual considerable, mayor espacio de operación y el efluente queda sobre-saturado con carbonato de calcio que puede precipitar posteriormente. Prácticamente está en desuso.

2.7.1.1.2. TIPO DE SEDIMENTACION CONTINUA O TIPO "CONVENCIONAL".

En este tipo de equipos el agua cruda se mezcla totalmente y en forma continua con las sustancias químicas.

El tratamiento químico no implea el cojchón de lodos como se verá en el tipo siguiente, sino que se permite que los lodos se asienten en el fondo del suavizador. Se puede construir de concreto o de acero. El precipitador de tanque de acero consiste en un cilindro alto con fondo plano que contiene un cilindro central que sirve de zona de reacción / mezcla. El extremo inferior de este cilindro central termina a una distancia tal, arriba del fondo que deja amplio espacio para coleccionar los lodos en el fondo. Las sustancias químicas se dosifican desde el nivel del piso y se bombean a la parte superior del suavizador.

Se usan dosificadores en solución. En los dosificadores en seco, sale la sustancia del alimentador se mezcla con agua y la suspensión o solución se bombea a la parte superior del suavizador. La Cal y el Carbonato se alimentan juntos y el coagulante por separado. Las sustancias químicas se mezclan con el agua cruda en el tanque central y se reaccionan con la dureza para formar los precipitados que se dirigen hacia abajo debido al flujo descendente del agua. En el fondo de ésta cámara central, el agua cambia de dirección y se dirige hacia arriba donde está la descarga cerca de la parte superior de la cámara exterior. El precipitado se sedimenta en el fondo para formar un lodo que se elimina por purgas intermitentes.

El diseño del precipitador debe ser tal que la velocidad ascendente del agua sea menor que la de asentamiento del floculo, de otra manera se pueden acarrear cantidades apreciables de precipitado. A partículas menores y viscosidad mayor del agua, menor deberá ser la velocidad ascendente del agua.

En el diseño de concreto la cámara central se substituye por un mezclador de agitación rápida consistente de un agitador de tipo de hélices confinado a una cámara relativamente pequeña. El efluente de esta cámara de mezcla fluye a través de una cámara de floculacion empleada para asegurar la formación de los precipitados del tamaño adecuado, por la acción de paletas de rotación lenta. El agua fluye después a un depósito diseñado para permitir una sedimentación efectiva del lodo por un período de 4 horas aproximadamente. Se emplean diversos tipos de recolección de los lodos.

Después del asentamiento el agua pasa a unos filtros de gravedad. A veces se emplea la recirculación de lodo a la zona de reacción química para ayudar a la formación de partículas de mayor tamaño.

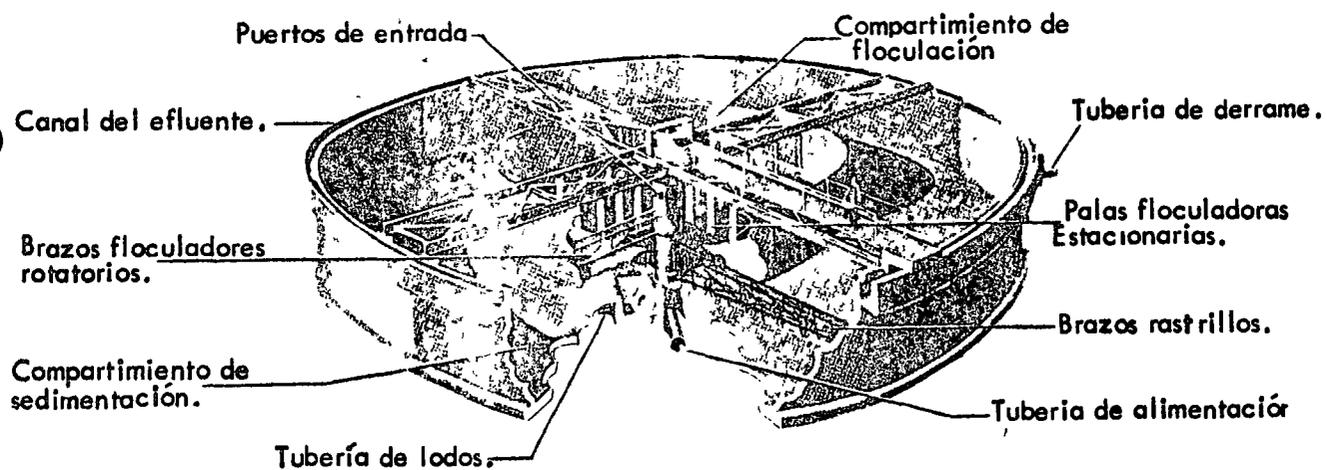


Fig. No. 6.- Precipitador de tipo convencional.

Un tratamiento posterior de recarbonatación con gas carbónico, o tratamiento con ácido se emplea antes de la filtración para prevenir la formación de carbonato de calcio en el medio filtrante y producir un efluente estable que no cause incrustación ni corrosión.

Las ventajas de este tipo de tratamiento son: su fácil adaptación a cualquier problema de suavización en frío y el mínimo de mantenimiento y supervisión.

Las desventajas son el gran espacio requerido, costos de construcción relativamente alto y que el efluente necesita recarbonatarse para conseguir la estabilidad.

2.7.1.1.3. TIPO DE COLCHON DE LODOS.- En la precipitación en frío ha sido posible mejorar los resultados con el desarrollo de las unidades de contacto de lodos. Básicamente estas unidades operan bajo el principio de cristalización de una solución sobresaturada que pasa filtrándose en dirección ascendente a través de un colchón de lodos previamente formado para obtener una completa precipitación. El agua cruda se mezcla íntimamente con los lodos previamente precipitados y con la cal, carbonato y coagulante.

Existen varias ventajas con este procedimiento.

- 1.- Debido a que la cal se alimenta en forma de suspensión, en el tipo anterior, esta cal se asienta con los lodos precipitados antes de que tenga tiempo de reaccionar con la dureza del agua cruda, y por lo tanto se pierde cierta cantidad de cal. En el tipo de colchón de lodos esto no ocurre debido a la filtración ascendente a través de la cama de lodos, resultando en un aprovechamiento total de la Cal.
- 2.- Con el íntimo contacto del agua tratada con una gran masa de sólidos se evita la sobre-saturación del Carbonato de Calcio que tiene lugar en el tipo anterior y se evita la post-precipitación o la necesidad de recarbonatar el agua.
- 3.- Con la filtración a través de la cama de lodos se obtiene un efluente bastante claro de unas 10 p.p.m. de turbidez por lo que la filtración subsecuente a menudo no es necesaria.
- 4.- Se consigue un tiempo de retención hasta de 1 hora más o menos, por lo que las unidades son más compactas, ocupando menos espacio que el tipo de sedimentación continua.

Existen varios diseños de precipitadores de tipo contacto de lodos.

2.7.1.1.3 1. DISEÑO VERTICAL.- Se construyen de acero o de concreto, -- con capacidades aproximadamente 20,000 a 40,000,000 de litros por día. La cámara exterior consiste de una sección cónica con la base mayor en la parte alta. Tiene una cámara interior más pequeña de sección cónica o piramidal con su base dirigida hacia abajo.

El agua cruda y las sustancias químicas se introducen por la parte superior de la cámara interior donde se mezclan completamente por medio de un agitador mecánico, movido con motor eléctrico e instalado en el centro de esta cámara. Los dosificadores químicos pueden ser del tipo de dosificación en seco o en húmedo.

El dosificador en seco se emplea para las unidades grandes. Los dosificadores en húmedo, dosifican la cal en forma de suspensión a una concentración del 5%. Cuando se va a dosificar carbonato de Sodio con el tipo húmedo, se acostumbra disolverlo y alimentarlo junto con la cal en el mismo dosificador. El coagulante se disuelve y se dosifica por separado.

Cuando se emplean dosificadores en seco, se usan alimentadores por separado para la cal, carbonato de sodio y el coagulante.

El agitador mecánico consiste de una serie de aspas montadas en una flecha vertical, movidas por un motor eléctrico con un reductor de velocidad. La velocidad varía de acuerdo con los tamaños, pero generalmente se trabaja a velocidades en el extremo de las aspas, entre 15 a 50 mts. por minuto. En unidades grandes se emplean motores con velocidad variable.

Al reaccionar las sales de Calcio y Magnesio con los reactivos adicionados, se producen precipitados que se mantienen en suspensión por medio de la agitación. El agua tratada con sus precipitados en suspensión fluye lentamente hacia el fondo de la cámara central, de donde emerge por una serie de mamparas invirtiendo la dirección del flujo y ascendiendo lentamente por la cámara exterior. La velocidad vertical en la parte inferior de la cámara, es suficiente para mantener los precipitados en suspensión. Debido al diseño cónico de la cámara exterior, el área aumenta gradualmente a medida que es mayor la altura. Consecuentemente la velocidad vertical del agua tratada, constantemente decrece al ir ascendiendo a través de la cámara exterior. Finalmente se alcanza un nivel donde no se expanden más los lodos. A un flujo dado y un volumen de lodos determinado, este es el nivel superior del colchón de lodos y lo define una línea clara de separación entre este nivel superior y el agua clara. Más arriba pasa el agua a un sistema de colección y de allí se envía al servicio directamente, o bien a tanques de almacenamiento.

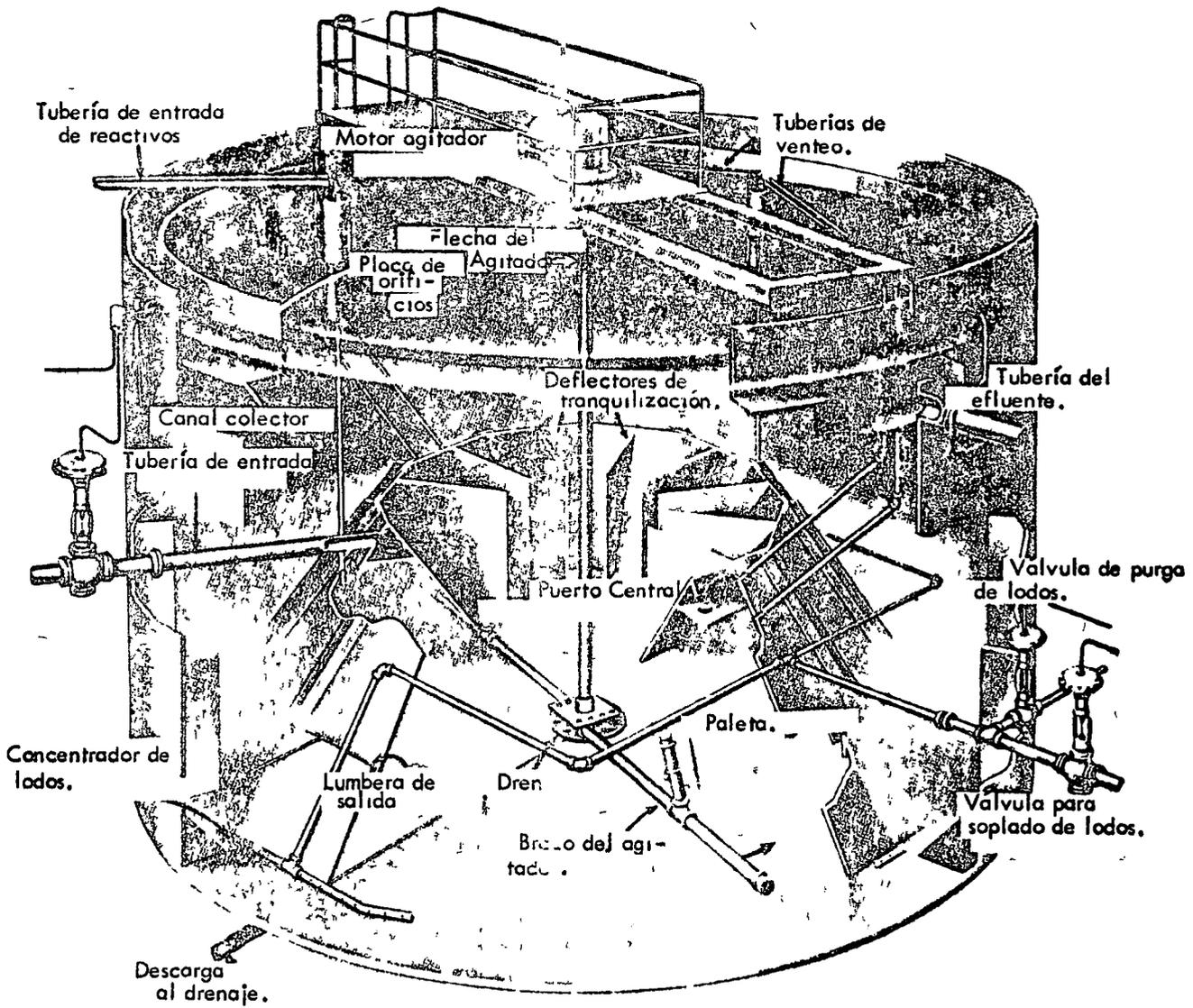


Fig No. 7 - Corte parcial de un precipitador vertical metálico mostrando su construcción interna.

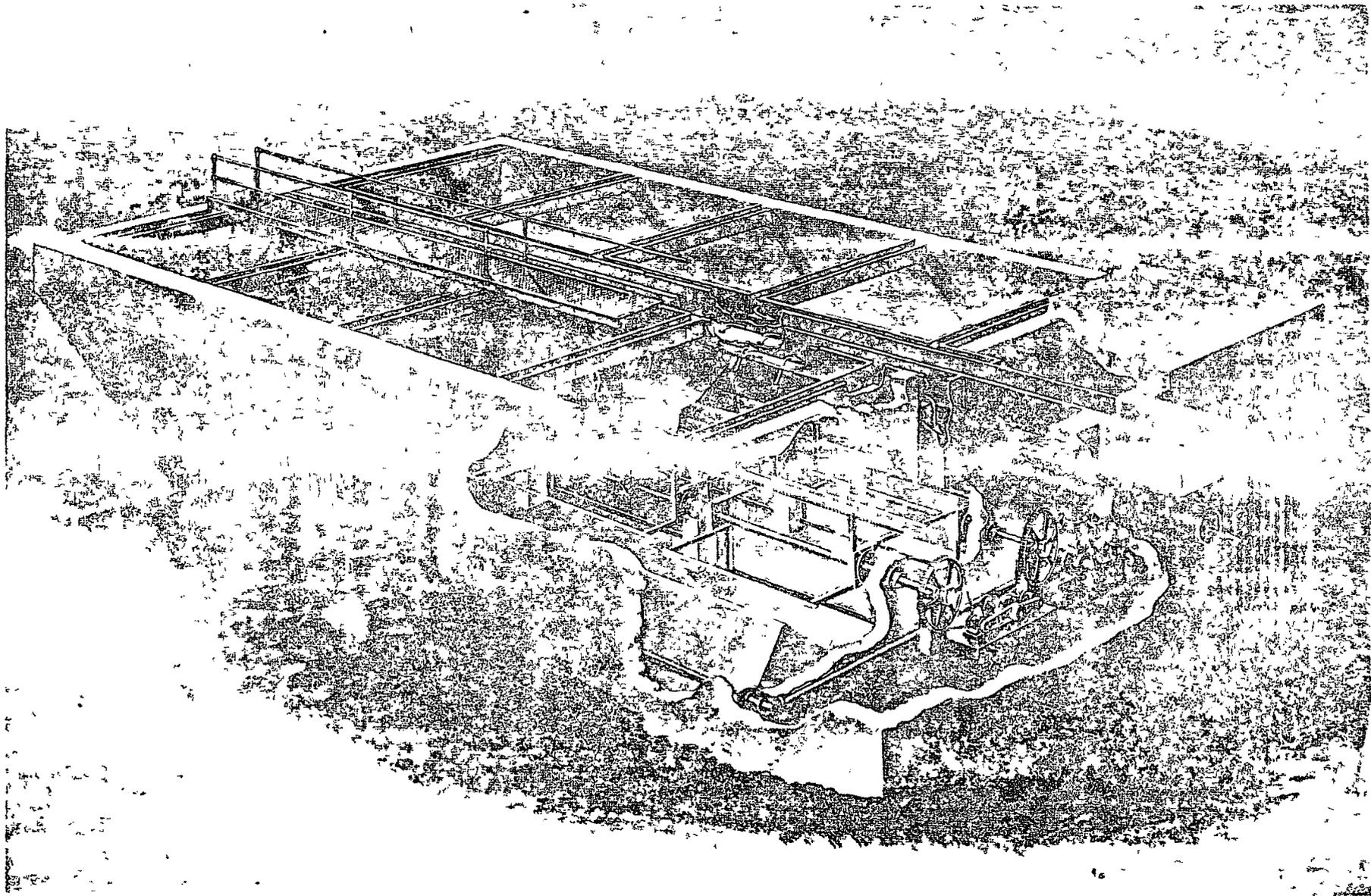
El nivel de lodos se conserva constante mediante purgas de una magnitud igual a la cantidad de precipitados nuevos formados, ésto se puede hacer automáticamente. La operación de purga se hace de un concentrador de lodos integral. Cuando se incrementa el flujo, se eleva el nivel del colchón de lodos y viceversa. Sin embargo, debido a que el área transversal va aumentando con la altura, hay un amplio factor de seguridad si se incrementa el flujo. Por el contrario, si se disminuye el flujo, el colchón baja, pero debido a que el área transversal decrece al descender, el colchón se mantiene activo y funciona eficientemente. Por lo general la gama en la que funciona satisfactoriamente este tipo de equipo es desde un 20% de la capacidad de diseño, hasta un 110% como límite superior. Los sólidos en el colchón se encuentran entre el 1 y 2% y en el concentrador de lodos de 10 a 15%.

2.7.1.1 3.2. DISEÑO HORIZONTAL. - En este equipo la cámara exterior es rectangular y la cámara interior está formada por 2 mamparas de fierro colocadas en forma de V invertida. La cámara exterior es de fierro en los equipos pequeños, y de concreto en los equipos grandes. Los agitadores mecánicos están colocados en forma horizontal, cerca del fondo. La velocidad en el extremo de las aspas varía desde 12 hasta 36 mts. por minuto. Los dispositivos para el movimiento de los agitadores se hallan al exterior.

El agua cruda llega por un canal exterior que tiene varias mamparas en las cuales el agua choca y se desvía con objeto de que se mezcle intimamente con la suspensión de cal y la solución de coagulante que recibe en este lugar. El agua cruda se conduce a lo largo del tanque por un canal superior central que tiene en su fondo varios orificios provistos de tubos por los que pasa el agua a la zona de mezcla, en donde se forman los precipitados y aumentan de tamaño por efecto de la agitación lenta. Posteriormente el agua y los lodos son expulsados por la corriente de agua a la cámara exterior, donde va subiendo lentamente a través del colchón de lodos. El agua clara se recoge por unos canales perforados colocados en la superficie del agua y conducida al almacenamiento o al servicio.

Los lodos se van acumulando en el concentrador que está en el fondo del tanque, de donde se extraen por purgas periódicas.

El dosificador en seco consiste de una tolva cuyo fondo lo constituye una banda transportadora movida por un motor con reductor de velocidad para ajustar la velocidad de la banda. También puede mover el motor a un sinfín para efectuar la dosificación.



39 -

Fig. No. 8. - Corte de una sección de un precipitador horizontal de concreto. El agua entra por el canal de concreto a la derecha, fluye al compartimiento central de mezcla, después sigue en dirección ascendente a través del colchon de lodos, donde se colecta en canales transversales y después sale del equipo, como indican las flechas.

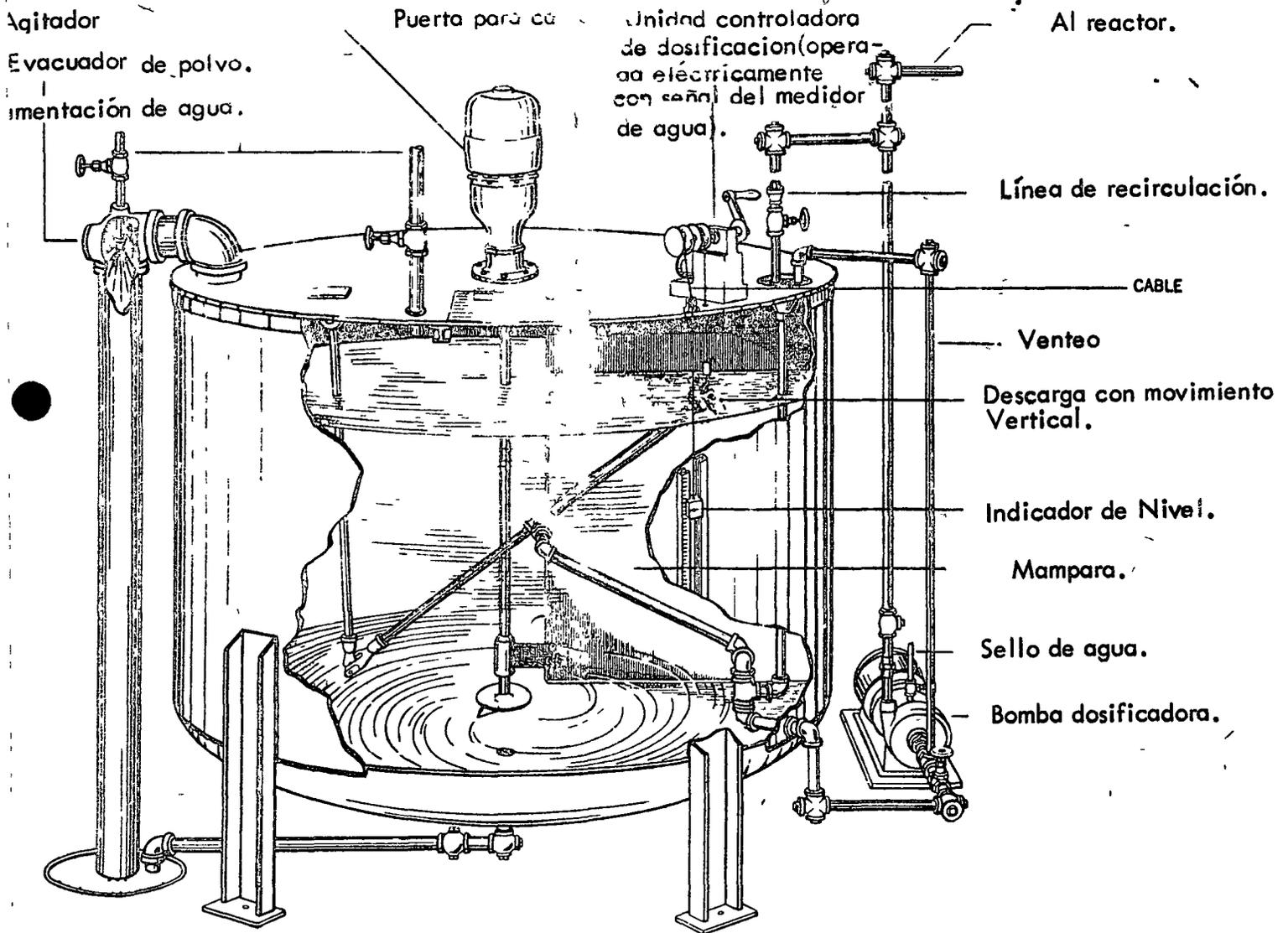


Fig. No 7. - Dosificador en humedo.

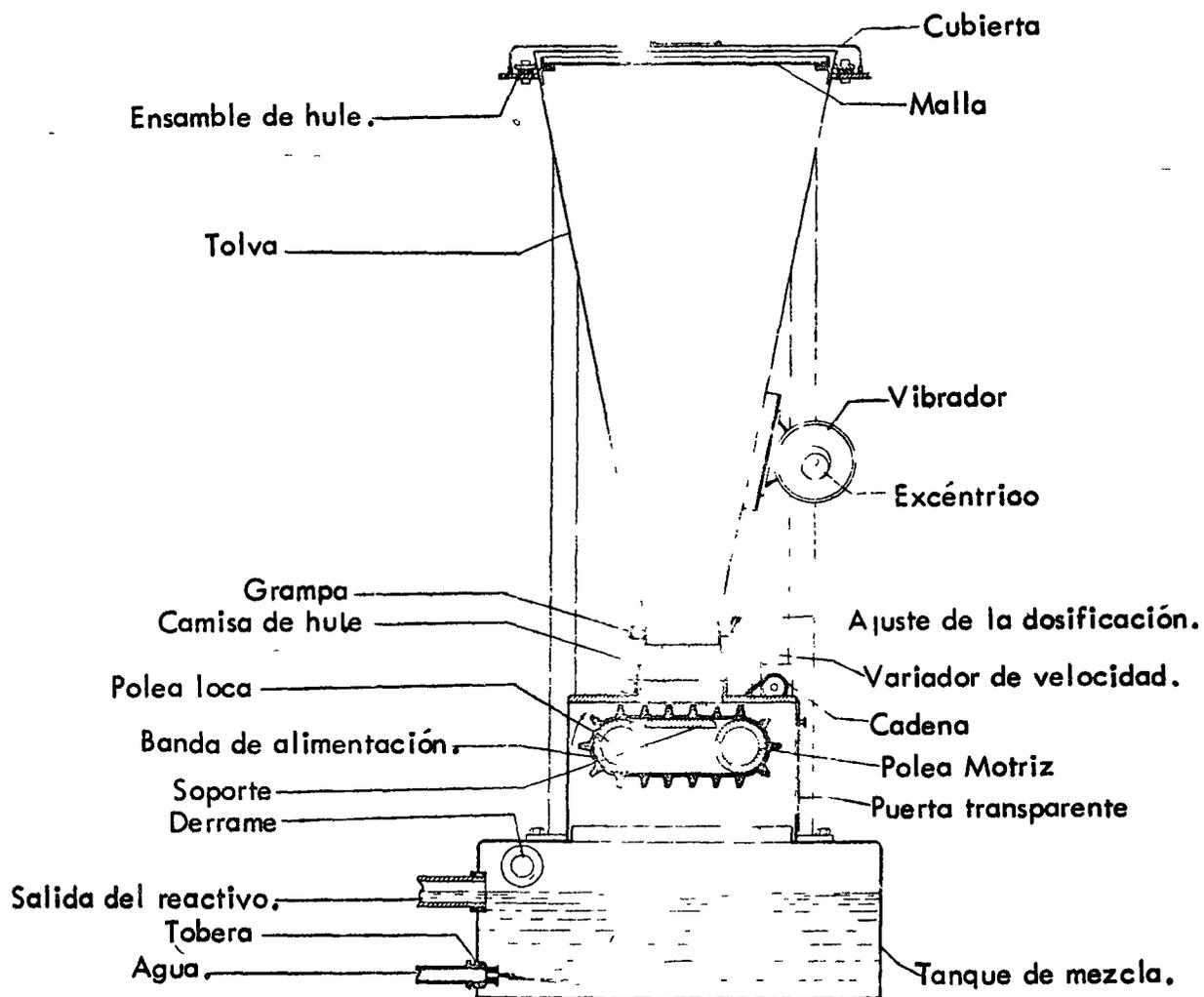


Fig. No 10. - Dosificador en seco.

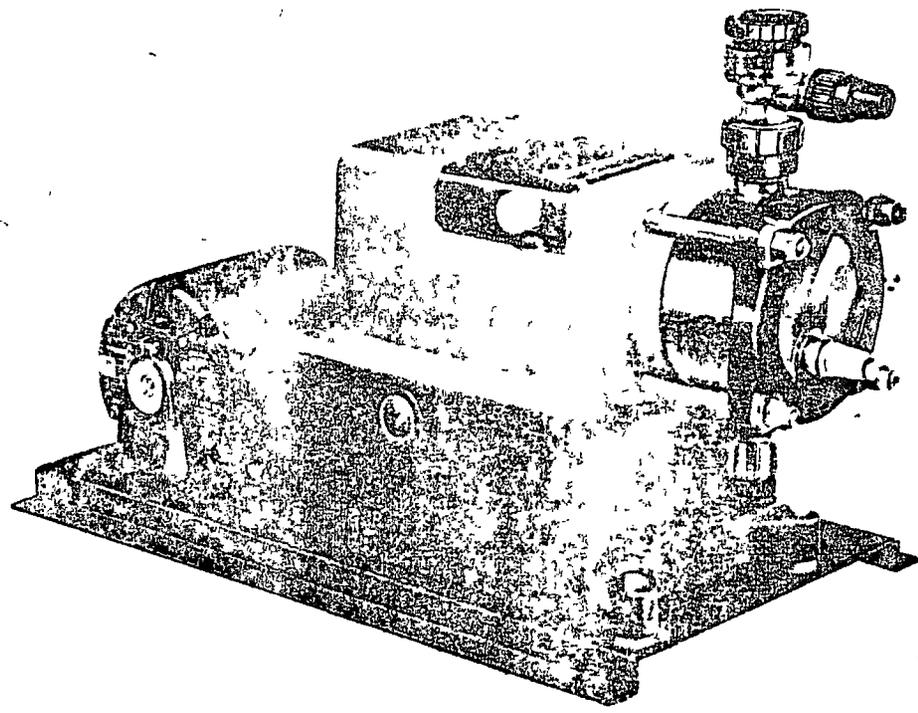


Fig No 11 - Bomba de ificadora de diafragma.

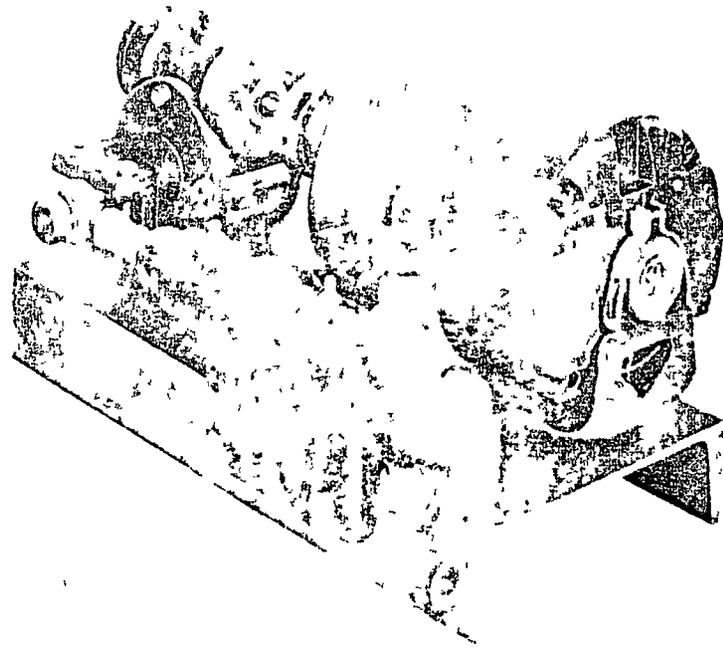


Fig. No. 12 - Bomba aositicadora de piston.

Los reactivos caen a un tanque con agua en constante agitación, donde se forma la suspensión o solución y así se vierten al agua de alimentación.

En el dosificador en húmedo, la mezcla de reactivos o la solución se prepara en un tanque y se dosifica al precipitador por gravedad mediante un tubo decantador que se hace descender proporcionalmente al flujo de agua, o bien mediante una bomba dosificadora.

2.7.1.1.4. CATALITICO. - Llamado también Spiractor, consiste en un tanque cónico vertical lleno hasta 2/3 de su altura con un material granulado que puede ser caliza o arena. El tanque puede operar a presión o ser de tipo abierto. El agua cruda y las sustancias químicas entran tangencialmente cerca del fondo del cono y el flujo, toma una dirección ascendente en espiral a través de la cama del material de relleno.

El carbonato de calcio formado por la reacción química, se deposita sobre los granos catalizadores con lo que estos aumentan de tamaño. Estos granos mayores, se van al fondo de donde son expulsados por purgas periódicas. También es necesario reponer con material nuevo de vez en cuando. Los dosificadores de reactivos pueden ser del tipo Seco o Húmedo.

El tiempo de retención del agua es de 8 a 12 minutos.

Este tipo de equipo por substituirlo con ventaja el tratamiento de contacto de lodos, tiene actualmente muy poca aplicación.

2.7.1.2 CONTROL. - Cuando se desea reducir la alcalinidad de calcio, únicamente se dosifica la cal de manera de obtener una alcalinidad de calcio de 35 p.p.m. con lo que se obtiene una reducción del magnesio de un 10% aproximadamente.

Cuando se necesita reducir la alcalinidad de calcio y de magnesio, se dosifica la cal para obtener 35 p.p.m. de alcalinidad de Calcio y menos de 33 p.p.m. de alcalinidad de magnesio.

Si se considera reducir la dureza de No-Carbonatos, se dosifica Carbonato de Sodio además de la Cal, hasta reducir la dureza a menos de 68 p.p.m. Con un exceso de reactivos se puede reducir la dureza hasta menos de 16 p.p.m. En este caso se aumenta la causticidad del agua.

La alcalinidad de Sodio puede reducirse a 0 con la dosificación adecuada de Sulfato de Calcio (Yeso)

La dosificación óptima de coagulante, se busca experimentalmente hasta encontrar la cantidad adecuada. Cuando es insuficiente, los lodos no se asientan y si es demasiado, el volumen del grumo es muy grande y su densidad disminuye sobrenadando en la superficie.

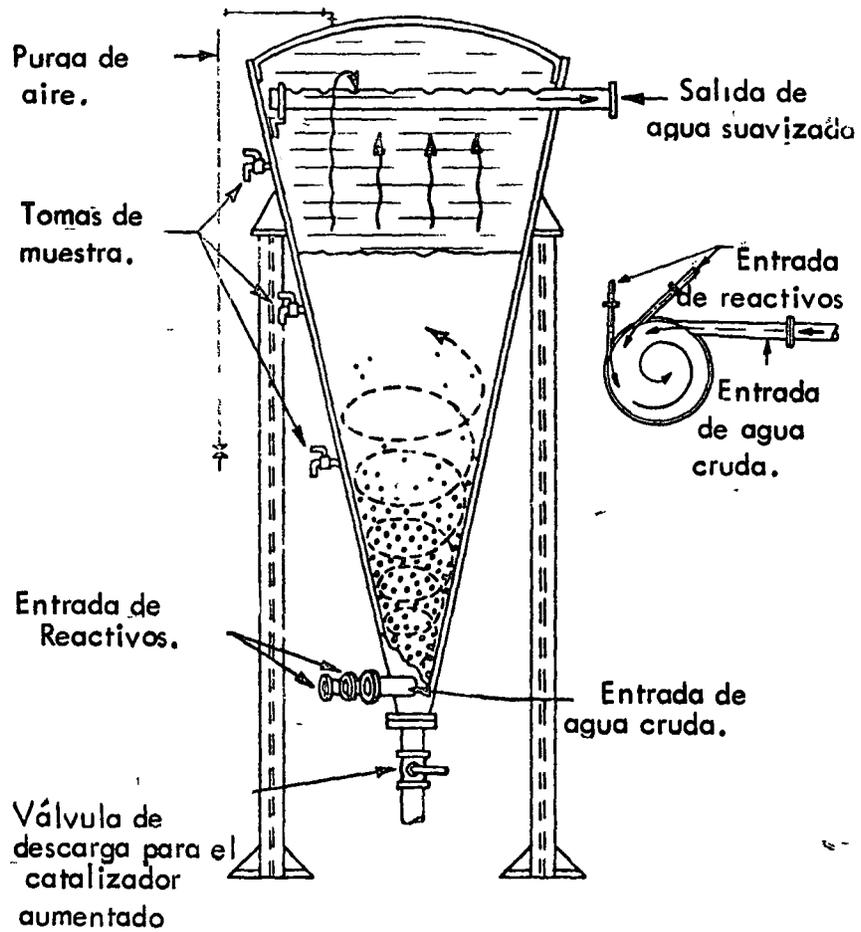


FIG. No. 13.- CORTE DE UN SPIRATOR MOSTRANDO EL FLUJO.

El efluente de estos tipos de tratamiento se emplea como repuesto en sistemas de enfriamiento de Condensadores en Plantas de Vapor. También puede emplearse como tratamiento previo a los suavizadores de zeolita para repuesto a los evaporadores, o bien para alimentar a un equipo de desmineralización.

2.7.1.3. PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO.

1. - Los lodos de reacción que se forman constituyen un problema, pues es necesario llevarlos a zonas apartadas donde no ocasionen molestias. Generalmente se bombean a depósitos de asentamiento donde se evapora o expulsa el agua y una vez semi-secos se transportan a los lugares donde van a tirarse.
2. - Es necesario efectuar paradas periódicas para efectuar limpieza del tanque, el cual se va azolvando con las impurezas de los reactivos.
3. - Se requiere un cuidadoso control en la dosificación de reactivos y en los resultados, para evitar que los efluentes no sean de las características deseadas. La vigilancia de la operación debe ser constante.
4. - Deben programarse revisiones periódicas para reponer las piezas de desgaste como son chumaceras, baleros, engranes de los moto-reductores, bandas, etc.
5. - Se debe vigilar la lubricación adecuada de las partes móviles.
6. - Deben revisarse periódicamente los aparatos de control como son: Medidores, relojes programadores de purgas, válvulas, sistemas de dosificación, etc.

2.7.2. PRECIPITADORES DE CAL EN CALIENTE. -

El proceso de suavización por Cal en caliente, como su nombre lo indica, difiere del tratamiento de cal en frío principalmente en que las reacciones se efectúan a temperatura elevada, generalmente cerca del punto de ebullición. Por este motivo las reacciones se efectúan varios cientos de veces más rápido que en los equipos de tratamiento en frío. Los precipitados formados son más grandes y más pesados y el asentamiento es más rápido ayudado además por la menor viscosidad del agua al aumentar la temperatura. Como ventajas adicionales, no es preciso emplear un coagulante para conseguir una buena clarificación, ni se requiere cal para eliminar el CO_2 en vista de que éste se elimina por desgasificación previa.

La aplicación de este tratamiento se limita exclusivamente a la alimentación de Calderas, bien directamente o bien como repuesto de los evaporadores. La suavización se puede refinar haciendo pasar el efluente por un suavizador de zeolitas que opere en caliente

Las reacciones que se producen en estos precipitadores son las mismas que las obtenidas en los equipos de tratamiento en frío.

La Cal precipita la dureza de Carbonatos en forma de Carbonato de Calcio e Hidróxido de Magnesio.

La dureza de No Carbonatos se precipita como carbonato de Calcio e Hidróxido de Magnesio, mediante la dosificación de Carbonato de Sodio (Soda Ash).

Cuando existe alcalinidad de Sodio, ésta se elimina mediante la adición de Yeso, formándose un precipitado de Carbonato de Calcio.

En estos equipos se tiene la ventaja de poder reducir el contenido de Sílice del agua cruda, lo cual se consigue mediante la adición de Oxido de Magnesio. Este óxido en el precipitador pasa a hidróxido, compuesto que tiene la propiedad de retener la Sílice. El contenido de Magnesio del agua también retiene la Sílice al formarse el hidróxido correspondiente. El Hidróxido de Magnesio formado actúa a la vez como coagulante para acelerar el asentamiento de los precipitados.

2.7.2.1 EQUIPO. - El proceso descrito se efectúa en tanques cerrados de forma cilíndrica, verticales y con fondo cónico. Operan a una presión de 0.35 a 0.7 Kg/cm^2 - (5 a 10 lbs./pulg.^2).

El agua cruda entra por la parte superior después de pasar por un medidor y por un cambiador de calor que sirve para precalentarla y para condensar el vapor de escape del interior del tanque. Posteriormente pasa el agua a un sistema de espreas, donde es pulverizada sobre una atmósfera de vapor en la que se calienta y se desgasifica. Los gases eliminados que son el Oxígeno y el bióxido de carbono, se expulsan por la línea de vapor de escape previa condensación del vapor en el cambiador de calor que precalienta el agua cruda. El agua se calienta hasta cerca de los 105°C .

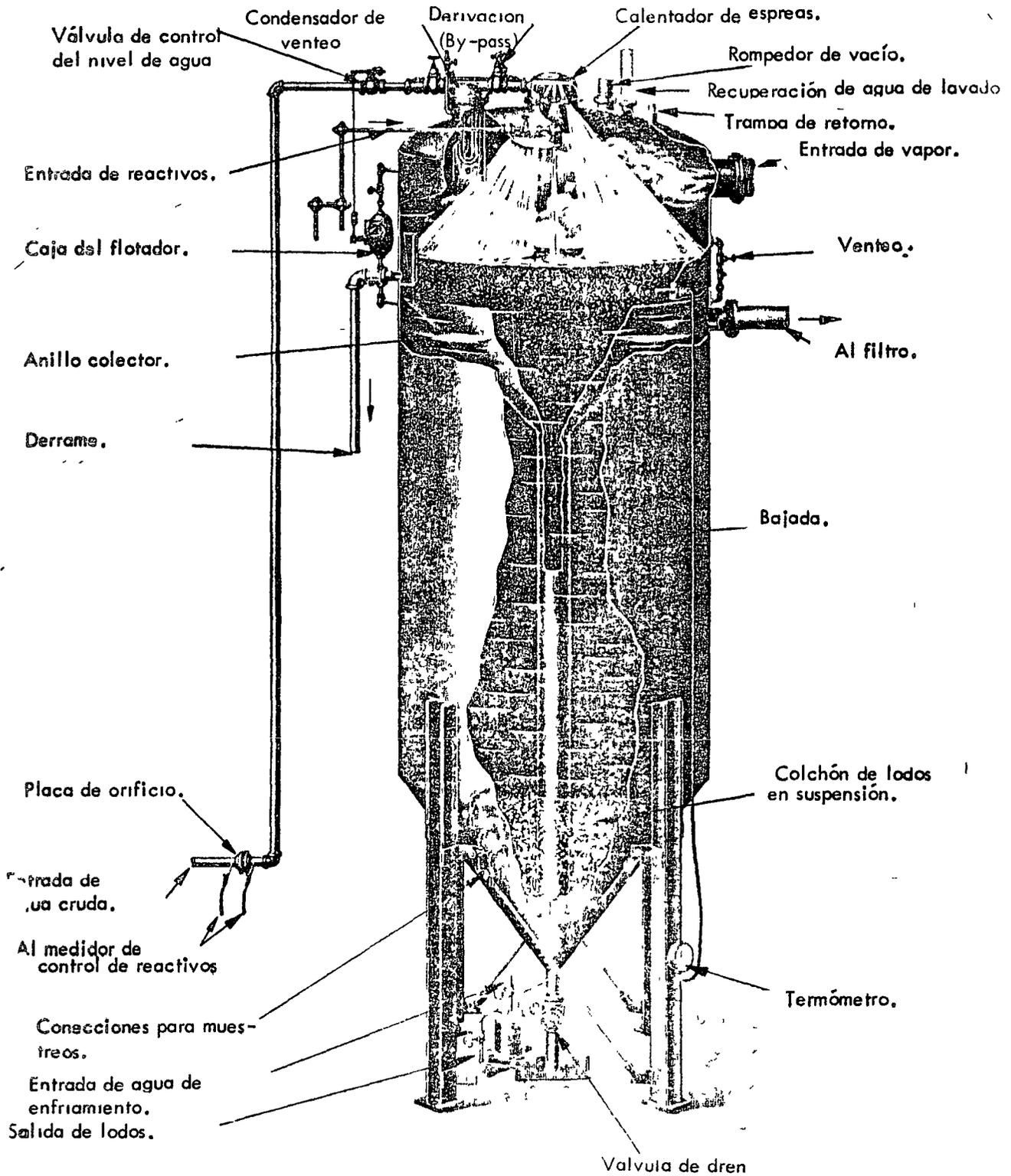


Fig No. 14.- Ablandador de agua en caliente del tipo de colchón de lodos

En la parte superior se adicionan las sustancias químicas que se mezclan con el agua, donde comienza la reacción de precipitación. El agua se conduce por medio de un tubo central en forma de embudo, al fondo del tanque donde se depositan los precipitados, que aumentan el colchón de lodos en el fondo cónico por donde atraviesa el agua con lo que se consigue un íntimo contacto entre éstos, el agua y los reactivos. El resultado es una mejor clarificación y una mayor eficiencia. El agua asciende por el exterior del embudo y sale del tanque ya tratada y clarificada, pasándose a través de filtros de antracita para alimentar suavizadores de zeolita, evaporadores o directamente calderas.

Los lodos se purgan mediante una válvula instalada en el vértice del cono donde se acumulan. El nivel de lodos se controla mediante válvulas instaladas a distintas alturas del cono.

La dosificación de los reactivos se hace adicionándolos todos a un tanque donde se mantienen en suspensión por medio de agitación continua y se inyectan mediante una bomba al tanque de reacción. La dosificación puede hacerse en forma automática y proporcional al flujo del agua, mediante un medidor de agua cruda que al paso de un número determinado de litros manda un impulso a un reloj programador (Timer) el cual hace operar el motor de la bomba dosificadora durante cierto tiempo, o bien hace operar un mecanismo decantador. Este mecanismo tiene un tambor en el que está enrollada una cinta de acero que sostiene el tubo decantador que es por donde se vacía el tanque. Al trabajar el mecanismo decantador, desenrolla parte del cable y hace bajar el tubo una distancia determinada.

El nivel en el tanque de reactivos desciende hasta la nueva posición del tubo decantador y la suspensión de cal se transporta de este tubo a la succión de una bomba centrífuga al tanque de reacción. La cantidad de cal inyectada es proporcional al agua cruda alimentada. Para el ajuste de la dosificación puede cambiarse la concentración de los reactivos, variar el tiempo del reloj o bien la velocidad de la bomba dosificadora.

2.7.2.2. CONTROL - El control del tratamiento se lleva mediante análisis químico del agua tratada. De acuerdo con los resultados se ajusta la dosificación de los reactivos.

Las determinaciones que se efectúan son las alcalinidades a la Fenolftaleína (F), al Anaranjado de Metilo (M), la dureza (D) y la Sílice.

Cuando el valor de dos veces la Alcalinidad a la Fenolftaleína menos - -

la Alcalinidad al Anaranjado de Metilo está entre 0 y 5 p.p.m., la dosificación es correcta.

Si $2F - M < 0$ hay que aumentar la Cal.

Si $2F - M > 5$ hay que disminuir la Cal.

La dosificación de Carbonato de Sodio se controla de manera de que M-D esté entre 20 y 40 p.p.m.

Si M-D es mayor que 40 hay que disminuir el Carbonato.

Si M-D es menor que 20 hay que aumentar el Carbonato.

Cuando existe Alcalinidad de Sodio se adiciona el Yeso controlando la dosificación de manera de mantener también el valor de M-D entre 20 y 40 p.p.m.

Si M-D es mayor que 40, aumentar el Yeso.

Si M-D es menor que 20, disminuir el Yeso.

La dosificación de Oxido de Magnesio se lleva a cabo experimentalmente de tal manera de obtener la máxima eliminación de Sílice con la menor cantidad de Oxido de Magnesio posible. La reducción de Sílice puede alcanzar hasta un 90%.

2.7.2.3. TIPOS DE EQUIPO. - Existen varios diseños de equipo de precipitación en caliente, con variaciones establecidas por cada fabricante de equipo. Algunos equipos incorporan la deaeración integral, obteniéndose agua hasta con 0.005 ml de oxígeno por litro. Otros reciben el condensado para su calentamiento y deaeración.

Este tratamiento es conveniente para la suavización de aguas con alta dureza que se emplean en la alimentación de evaporadores y de calderas de hasta 31 Kg/cm². (450 libras de presión.) Complementado el tratamiento con suavizadores de zeolita, puede alimentar calderas de hasta 42 Kg/cm². - - - (600 libras/plg².)

Aguas con baja dureza no se aconseja tratarlas por este procedimiento por obtenerse una reducción de dureza que varía entre 10 y 30 p.p.m.

Las desventajas de este tratamiento son que se requiere una vigilancia estricta y un cuidadoso control mediante los análisis. En vista de que no reduce la dureza totalmente se hace necesario un tratamiento interno de fosfatos en las calderas y evaporadores y en la mayoría de los casos se requiere un tratamiento adicional de zeolitas.

2.7.2.4. PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO.

1.- Frecuentemente se incrusta la línea de alimentación de Cal, por lo que es necesario efectuar limpiezas periódicas a la tubería para poder efectuar dosificaciones correctas.

2.- El tanque de dosificación debe limpiarse periódicamente para eliminar la materia insoluble e impurezas de los reactivos que se depositan en el fondo.

3.- Los precipitados de Carbonato de Calcio y de Hidróxido de Magnesio que son arrastrados con el agua tratada, se eliminan en los filtros de Antracita los que deben lavarse periódicamente, sin embargo, el material filtrante se va recubriendo de lodos que en un momento dado no es posible eliminarlos por lavados y dejan pasar materia precipitada. Se hace necesario sacar la antracita de los filtros para efectuar una limpieza mecánica, o bien, reemplazar el medio filtrante.

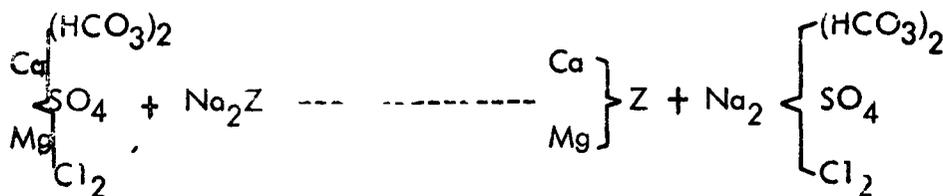
4.- Se requiere un control cuidadoso en la temperatura de reacción. Cuando está baja por insuficiente entrada de vapor, las reacciones son incompletas obteniéndose mayores valores de Sílice, Dureza y Alcalinidades.

5.- Debe efectuarse una inspección periódica de los mecanismos de dosificación, bombas dosificadoras, motores, medidores de agua y vigilar una lubricación adecuada de las partes que lo requieren.

2.7.3 PLANTAS SUAVIZADORAS DE ZEOLITA.

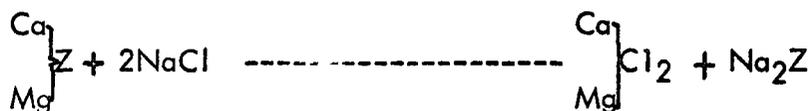
Los suavizadores de zeolita son equipos empleados para eliminar la dureza del agua por medio de un intercambio de iones.

Consisten esencialmente de un tanque de fierro cargado interiormente con un material insoluble denominado Zeolita. Cuando el agua dura se hace pasar a través de la cama de zeolita ésta le quita el calcio y el magnesio y simultáneamente cede cantidades equivalentes de Sodio. Las reacciones pueden indicarse de la siguiente manera



Después de que ha pasado un determinado número de litros de agua por el suavizador de zeolita, llega un momento en que la capacidad de ceder iones de Sodio a cambio de los de Calcio y Magnesio, se agota. Si se continúa pasando agua a través de la unidad, ésta no sufrirá ya cambio en su dureza. Entonces se saca la unidad de servicio, se le da un lavado (retrolavado) mediante una corriente de agua a flujo ascendente con lo que se eliminan las impurezas acumuladas en la capa superior de la resina y se regenera después con una solución diluida de sal común (Cloruro de Sodio). En algunos casos se emplea agua de mar. De esta manera se elimina de la zeolita el calcio y el magnesio en forma de cloruros solubles y la zeolita se combina con los iones de Sodio simultáneamente dando por resultado que se restablece la capacidad de ésta. Se enjuaga para eliminar el exceso de sal que queda y ésta nuevamente para operar.

Las reacciones durante la regeneración pueden indicarse de la siguiente manera:



2.7.3.1. EQUIPO.- Los suavizadores, aunque hay algunos que trabajan por gravedad, la mayoría de ellos operan a presión y consisten de un cilindro de acero con cabezas abombadas de un espesor suficiente para soportar una presión hasta de 7 Kgs./cm². El diámetro del cilindro varía desde 28 cms. (11") hasta 3 mts. (10') con alturas en la parte recta hasta de 2.45 mts. (8'). Otras unidades trabajan en forma horizontal y sus diámetros pueden ser hasta de 3 mts., con largo hasta de 7.6 mts. (25'). Las unidades horizontales tienen muy poca aplicación.

En el fondo del tanque se encuentra un sistema de distribución que sirve para coleccionar el agua suavizada durante la operación normal, o bien para distribuir el agua de lavado o para coleccionar el agua de enjuagado. En las unidades pequeñas este colector es un tramo de tubo con ranuras transversales, en las unidades de tamaño mediano es una placa deflectora que tiene una pequeña separación del fondo del tanque. En los tamaños mayores consiste de un cabezal -

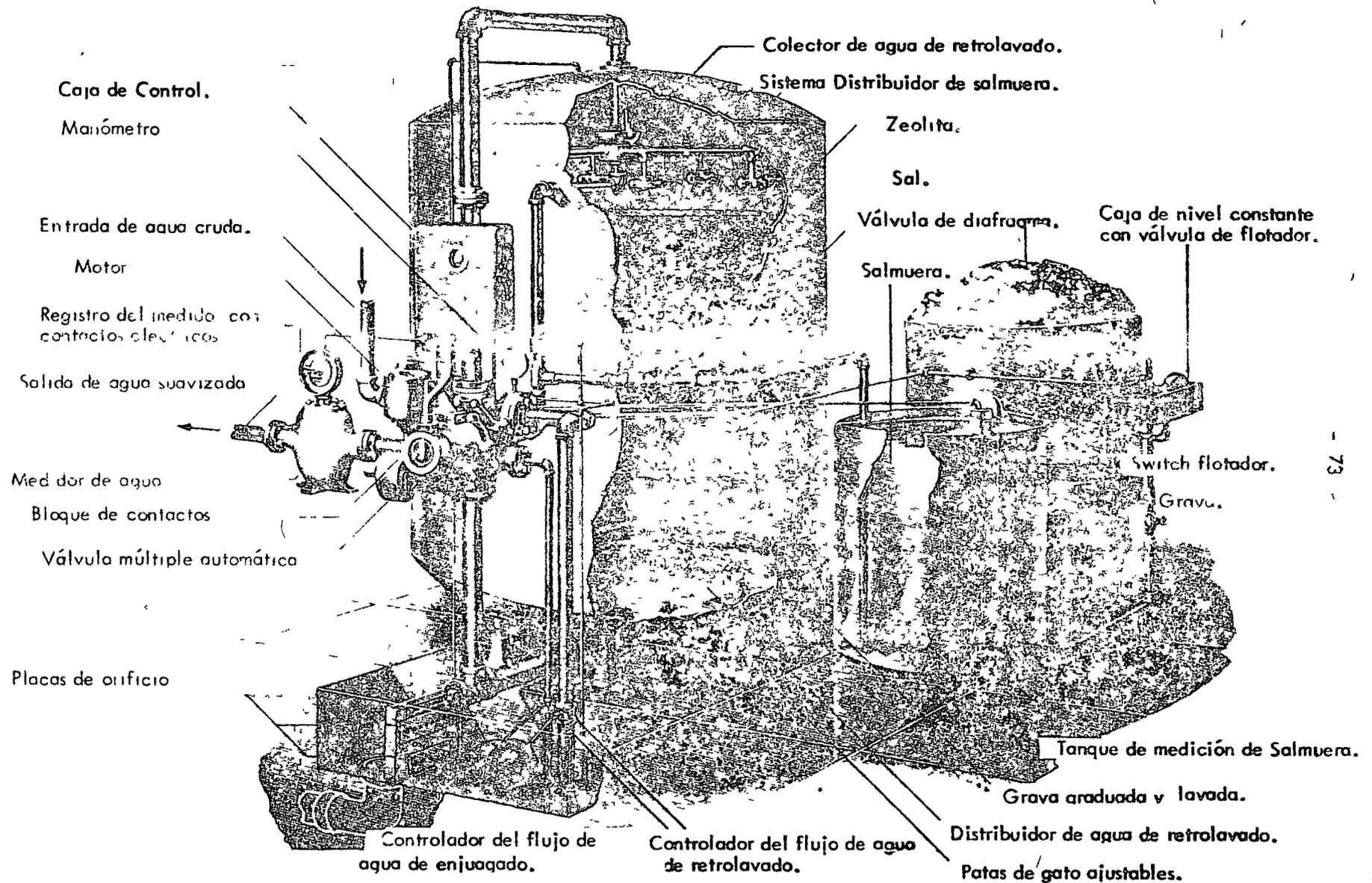


FIG. No. 15 EQUIPO SUAVIZADOR DE AGUA.

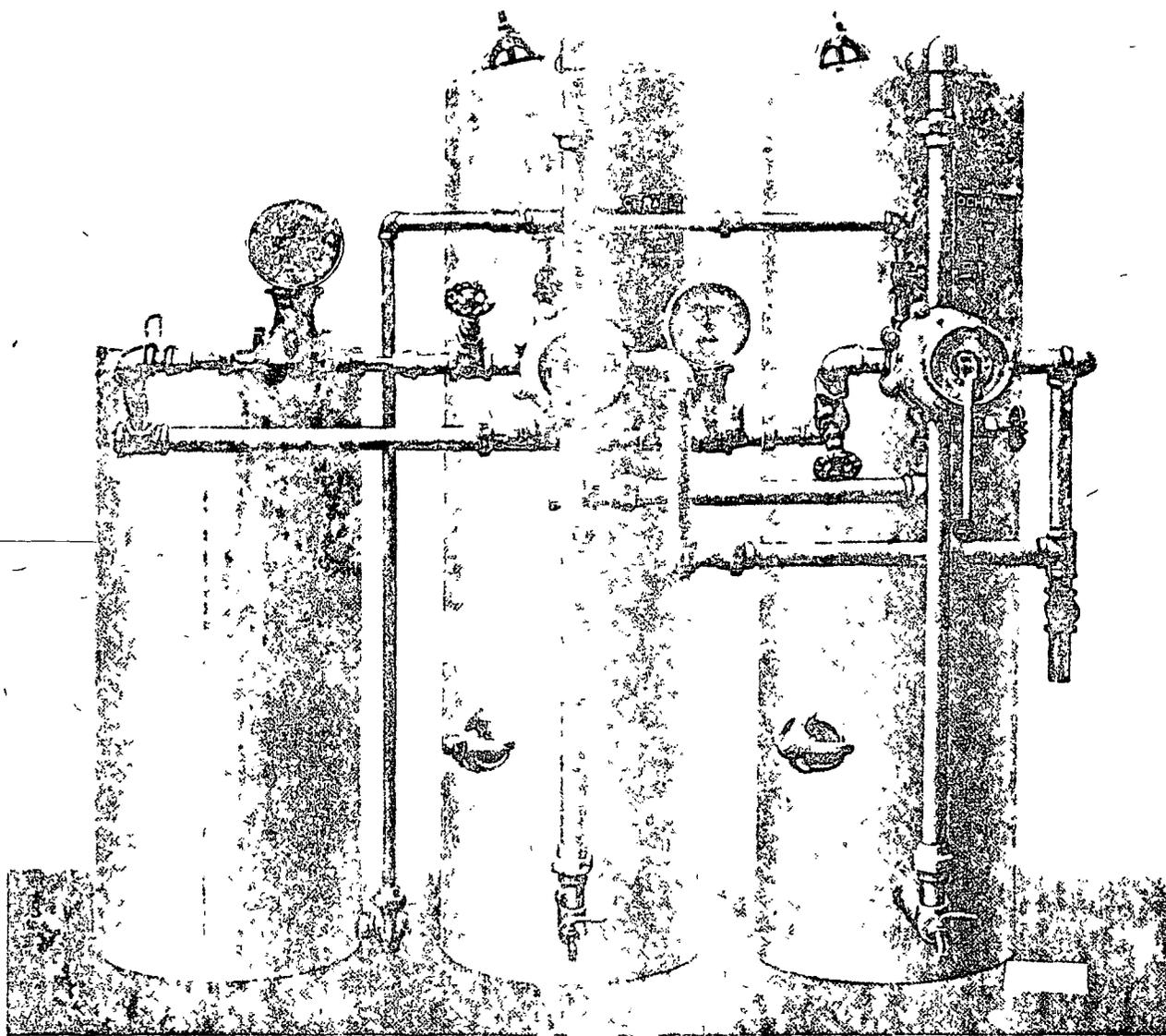


FIG No. 16 SUAVIZADOR DE AGUA CON UNIDAD DOBLE

y varios tubos laterales distribuidores y con perforaciones para efectuar la distribución del agua en todo el diámetro del tanque

Cubriendo el distribuidor inferior se colocan unas capas de grava o -- de antracita, estando la capa más gruesa en el fondo, y la más fina en la parte superior.

El objeto de estas capas es el de soportar la cama de zeolita y evitar que se fugue ésta por los distribuidores inferiores, además de que ayuda a la distribución del agua durante el retrolavado. Los tamaños de la grava y antracita quedan comprendidos desde 38 mm (1 ½") hasta 3 mm. (1/8").

Encima de las capas de grava se coloca el lecho de zeolita cuya altura varía desde 61 cms. (2') hasta 2.70 mts. (9').

Por encima de la cama de zeolita queda un espacio libre, que sirve para que la zeolita se expanda durante el retrolavado separándose todas las partículas. De esta manera se expulsan las materias extrañas que se acumularon sobre el lecho. El espacio libre varía desde un 33% hasta un 75% con respecto a la altura del lecho de zeolita.

En la parte más alta del cilindro se encuentra el colector superior que consiste de una entrada de cople con un deflector por donde entra el agua y se desvía lateralmente durante la suavización y enjuagado, y para coleccionar el agua de lavado y llevarla por una tubería al drenaje. Este deflector es necesario principalmente para evitar que la corriente de agua de entrada a la unidad, se dirija directamente hacia la cama de zeolita y forme un canal por donde pueda fluir más fácilmente entorpeciendo la función de intercambio de iones.

Cerca de la superficie de la zeolita está el distribuidor de salmuera que sirve para introducir y distribuir uniformemente la solución diluida de sal sobre el lecho de zeolita con objeto de que toda la cama quede en contacto con la solución regenerante. En las unidades de menor tamaño la salmuera entra por el colector superior.

En la parte superior, el tanque tiene instalado un grifo para purgar periódicamente el aire que trae el agua y que queda atrapado en el espacio libre.

En la parte inferior del cuerpo, el tanque lleva un registro para la introducción y nivelación de las capas de grava. En la tapa del tanque puede estar otro registro o simplemente un cople de tamaño adecuado, para la carga de resina.

Como equipo auxiliar del suavizador se tiene un tanque donde se efectúa la disolución de la sal. Este tanque tiene un colector inferior, después lleva una capa de grava que sirve de soporte a la sal. El fondo del tanque es plano y no tiene tuberías que introduzca agua para que la sal se disuelva hasta obtener la solución saturada. El interior del tanque se recubre con una pintura con acetato que protege y evita el ataque corrosivo de la sal al fierro. La inyección de la sal en la solución al suavizador se efectúa mediante un eyector, donde se diluye a una solución al 10% y así se introduce para regenerar.

Algunos diseños tienen 2 tanques. Uno de almacenamiento de sal donde se forma la salmuera saturada y otro para medición de la salmuera.

Para conocer el caudal de agua que pasa por el suavizador se instalan medidores de agua, bien en la línea de entrada o en la de salida.

La entrada y salida de agua se puede llevar a cabo mediante tubería y un juego de válvulas de control y aisladas al frente del suavizador, o bien mediante una válvula de varios usos de las que hay de varios tipos. El agua de entrada, de lavado de enjuagado y el regenerante, se hacen pasar a través de esta válvula desde donde se desvían hacia el suavizador, drenaje, salida, etc.

Existen también otros dispositivos para la medición del agua de lavado y de enjuagado.

2.7 3.2. ZEOLITAS - Existen dos tipos de zeolitas que varían desde las naturales que son Sílice y Alúmina y Sodio y ciertas arenas (greensand) - hasta las sintéticas que son el sulfonato y las resinas poliestirénicas.

Constantemente se han hecho investigaciones para obtener resinas de mayor poder de intercambio iónico resistentes a la acción mecánica, a cambios de temperatura y a ácidos y agentes químicos.

La capacidad de intercambio iónico varía desde 3 kilogramos de dureza por pie cúbico para las naturales, hasta 50 kilogramos/pie³ para las resinas poliestirénicas. Esta última resina que actualmente se emplea casi en la totalidad de los suavizadores con una capacidad de 30 kilogramos por pie cúbico equivale a suavizar 7500 galones de agua con una dureza de 100 partes por millón, por cada pie³ de resina. La cantidad de regenerante es de 10 a 15 libras de sal por pie³ de resina. Con mayor cantidad de regenerante se obtiene mayor capacidad de intercambio iónico de la resina.

2.7 3 3 OPERACION -

Durante la operación normal del suavizador, el agua pasa a través de la válvula múltiple o línea de alimentación, al colector superior, entra al tanque suavizador y atraviesa la capa de zeolita donde se efectúa el proceso de suavización. El agua suavizada, atraviesa las capas de grava, pasa al colector inferior y por tubería de interconexión pasa a la válvula múltiple o a la línea de agua suavizada, de donde se envía al servicio.

Al atravesar el agua la capa de zeolita además de suavizarla, los granos de ésta actúan como medio filtrante, reteniendo las materias sólidas que lleva el agua tales como arena, tierra, etc., que cubren los granos de zeolita y no permiten que efectúe su trabajo. Por este motivo es necesario cada vez que se regenere, que se efectúe un retrolavado.

Durante el retrolavado, el agua entra por el distribuidor inferior de la unidad y asciende por la capa de zeolita, aflojándola y librándola de las materias extrañas acumuladas en la superficie, y las que se encuentran en los espacios que dejan los granos entre sí.

Al aflojarse y expansionarse la zeolita se reacomodan las capas -- por su densidad y su tamaño y se destruyen las canalizaciones que pudieran haberse formado y que disminuyen la capacidad.

Durante la introducción de salmuera y el enjuagado, el agua sigue el mismo curso que durante la operación normal de suavización, con excepción de que el agua se envía al drenaje una vez que pasó por la unidad.

El agua producida no tiene menor cantidad de sales que el agua -- original, pero la dureza se reduce hasta 2 a 4 partes por millón. Con aguas muy duras y con elevada cantidad de sales de sodio el proceso no se verifica completamente, en vista de que se efectúa una inversión de las reacciones y los efluentes pueden tener de 40 a 60 p.p.m. de dureza.

2.7 3.4. CONTROL.-

Para controlar la operación de un suavizador se efectúan análisis de Dureza al agua suavizada, mediante una solución valorada de jabón. La prueba consiste en agregar 5 gotas de jabón a 40 mililitros de agua suavizada colocada en un frasco aforado. El frasco se tapa y se agita vigorosamente. Cuando se produce espuma abundantemente y permanente, el agua está libre de dureza. Si la espuma no se forma, es indicio de que el agua ya lleva en solución sales de Calcio y Magnesio y debe procederse a regenerar la resina.

Por medio del medidor de agua se puede saber cuándo debe regenerarse el equipo, al computar el número de litros que han pasado por la unidad, - previos análisis de dureza en corridas anteriores, siempre y cuando la dureza -- del agua cruda y las condiciones de regeneración no cambien.

La prueba de espuma es también útil durante el enjuagado de la -- unidad para saber cuándo debe suspenderse este paso.

2.7.3.5. APLICACION.-

Estos suavizadores tienen aplicaciones para el agua de alimentación de evaporadores en Plantas Termoeléctricas. Pueden operar en frío o en caliente como refinamiento de los equipos de cal-soda. Puede emplearse para alimentar directamente a calderas de baja presión y tienen también aplicación en la obtención de agua suavizada para los sistemas de enfriamiento de las Máquinas Diesel.

El agua producida no causa incrustaciones en los serpentines de los evaporadores, calderas, enfriadores evaporativos, cambiadores de calor y camisas de las máquinas.

2.7.3.6. PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO.

El principal problema de estos equipos es la contaminación de las resinas.

Cuando el agua por suavizarse trae consigo turbidez y lodos, éstos van recubriendo los granos de resina y su capacidad va decreciendo gradualmente.

Si el agua procede de un precipitador de cal en frío, puede recubrirse la resina con Carbonato de Calcio o con Hidróxido de Aluminio, procedente del coagulante, debido a que el agua se encuentra saturada con estos -- compuestos y al pasar por la zeolita se depositan. También puede recubrirse la zeolita con lodos de Carbonato de Calcio, cuando el agua procede de un Precipitador de cal en caliente, por una mala filtración.

Para restaurar la capacidad de las zeolitas en los casos anteriores, es necesario efectuarles lavados con soluciones diluidas de Acido Clorhídrico que redisuelven las materias depositadas. Una doble regeneración con sal, convierte la zeolita a la combinación Zeolita de Sodio. Algunas zeolitas no resisten la acción del ácido.

Las válvulas múltiples pueden ocasionar contaminaciones del agua suavizada por paso a través de ellas de agua cruda a la corriente de agua suavizada. Esta falla se origina por rayaduras con arena de los discos fijos que son de material blando, por rotura de los empaques de hule o por mal asiento de los discos móviles. Es necesario reemplazar éstas piezas o en ocasiones cambiar totalmente la válvula, para eliminar la contaminación.

Los medidores de agua también presentan fallas por deterioro de los discos, desgaste de los engranes o atascamientos con arena. Cuando esto sucede pueden cambiarse fácilmente las piezas que han fallado, o limpiar el lodo o arena que obstruya el movimiento del disco o rotor.

Debe revisarse periódicamente la protección interior del tanque de Salmuera para prevenir cualquier ataque corrosivo de la sal al metal.

2.7.4. PLANTAS DESMINERALIZADORAS.

La desmineralización consiste en la eliminación de las sales minerales que tiene disueltas el agua, por medio del intercambio de iones. El agua producida es de características semejantes a la del agua destilada. Al proceso de desmineralización también se le denomina Des-ionización en vista de que se eliminan, con el proceso, todas las substancias que se encuentran ionizadas en el agua.

El proceso consiste en 2 reacciones de intercambio iónico:

1.- El intercambio catiónico y 2.- El intercambio aniónico.

En el intercambio catiónico se emplea la misma resina utilizada en los suavizadores de zeolita de sodio pero la regeneración se efectúa con Ácido Sulfúrico o Acido Clorhídrico. En este caso los iones que intercambia la resina son los iones Hidrógeno del ácido (H^+) tomando a cambio los iones de Calcio, Magnesio y Sodio. Las sales del agua, por efecto de este intercambio de iones, quedan convertidas en sus respectivos ácidos, formándose una solución de baja concentración de: ácido clorhídrico, ácido sulfúrico, ácido nítrico, ácido carbónico y ácido silícico.

Esta agua acidulada se hace pasar inmediatamente por la resina aniónica, donde se eliminan estos ácidos y el efluente resulta prácticamente libre de sales disueltas. Este segundo paso constituye el Intercambio Aniónico, donde la resina se regenera con una solución de Hidróxido de Sodio (Sosa Cáustica).

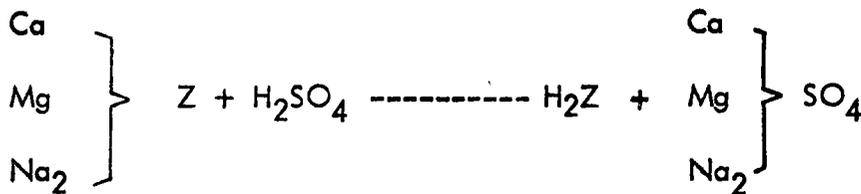
2.7.4.1. REACCIONES.

Las reacciones que tienen lugar en un proceso de desmineralización son las siguientes:

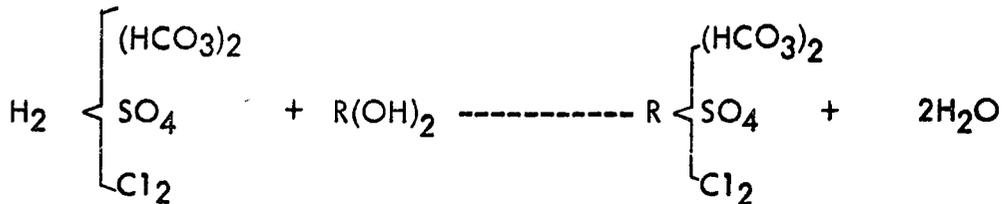
Unidad Catiónica.



Regeneración



Unidad Aniónica



Regeneración



El ácido carbónico puede eliminarse antes de pasar el agua por la unidad aniónica, haciéndola fluir a través de un descarbonatador que consiste de una torre de madera o de hierro recubierta de hule, empaçada, por la que desciende en cascada la corriente de agua, introduciéndose en sentido contrario una co-

riente de aire, mediante un ventilador. Con la eliminación del ácido carbónico de esta manera, se aumenta el rendimiento de la Unidad Aniónica.

2.7.4.2. EQUIPO.

El equipo usado en la desmineralización del agua consiste normalmente -- de (1) Unidad Catiónica, (2) Desgasificador, (3) Unidad Aniónica.

El agua pasa primero por la Unidad Catiónica, después por el Desgasificador donde se deposita en un tanque de Almacenamiento de agua ácida. De aquí se bombea a la Unidad Aniónica de donde sale agua desmineralizada al tanque -- de Almacenamiento.

El equipo de regeneración consiste de un tanque para el ácido sulfúrico -- en la Unidad Catiónica y un Tanque para la Sosa Caústica en la regeneración de la Unidad Aniónica.

Tanques de las Unidades. - Los tanques para recibir las resinas catiónicas y las -- aniónicas están constituidos de un cilindro vertical de acero con tapas abombadas, cubiertos interiormente con una capa de hule duro de 3 a 4.5 mm. (1/8" a 3/16") de espesor. Los hay también recubiertos de material plástico como el -- Cloruro de Polivinilo (P.V.C.), de vidrio, o de algunas resinas especiales que se curan a alta temperatura, después de aplicadas. Este recubrimiento tiene por objeto evitar el ataque al metal de los ácidos de regeneración y los que se for-- man en las reacciones. Los dispositivos interiores, colector superior, distribui -- dor del regenerante y distribuidor interior son de hule duro, de fierro recubierto de hule o plástico, de plástico (P.V.C.) o de aceros inoxidables.

Cubriendo al distribuidor inferior se colocan capas estratificadas de an -- tracita que sirven para soportar la resina, y para evitar que ésta se arrastre a -- través del distribuidor. Algunos diseños modernos ya no tienen la cama soporte de antracita y para evitar el arrastre de resina, a los distribuidores inferiores se -- les pone una camisa de malla fina de tela de plástico o de acero inoxidable.

Encima de la antracita se coloca la cama de resina cuya altura varía -- desde 61 cms. (2') hasta 2.70 mts. (9').

El espacio libre en las Unidades es de 33% á 75% del lecho de resina + en la Unidad Catiónica, y de un 100% en la Unidad Aniónica. La resina anió -- nica es de menor densidad por lo que el volúmen de expansión es mayor durante el retrolavado.

Las válvulas son del tipo de diafragma, recubiertas interiormente, de hule y la tubería de interconexión para entrada y salida del agua es de P.V.C., o de fierro recubierto de hule. En la tapa del tanque existe un registro para la introducción de la antracita y la resina y también una conexión para instalar una válvula de purga de aire.

Las válvulas de diafragma pueden substituirse por una válvula múltiple recubierta de hule, para realizar las operaciones de retrolavado, enjuagado y operación normal.

El equipo de regeneración de la Unidad Catiónica cuando la regeneración se hace con ácido sulfúrico consiste generalmente de 2 tanques, uno de lámina de acero / sin protección, cerrado, que sirve para medir el volumen de ácido concentrado necesario de cada regeneración. Este tanque se coloca sobre otro tanque sin tapa que está forrado de hule duro o de lámina de plomo en el que se hace la dilución del ácido a una concentración del 20%. En el fondo del tanque se encuentra un serpentín de plomo o de P.V.C., que está perforado y sirve para agitar el ácido durante la dilución, mediante aire a presión que se introduce por el serpentín.

De este tanque se succiona el ácido diluido por un eyector que lo introduce a la Unidad Catiónica, donde entra a una concentración del 2 al 4% por efecto de la dilución que se efectúa en el eyector.

El ácido concentrado se introduce al tanque de medición por la acción de otro eyector cuya succión está conectada a la parte superior del tanque y efectúa un vacío parcial, succionándose el ácido mediante una manguera que conectada al tanque llega hasta el garrafón en que se encuentra el ácido.

El equipo de regeneración de la unidad aniónica consiste de un tanque de acero sin recubrimiento, en donde se hace la solución de la sosa cáustica. El tanque está provisto de un agitador mecánico portátil movido con motor eléctrico. La inyección de la sosa se hace en algunas ocasiones en caliente, para lo cual se cuenta con un cambiador de calor que eleva la temperatura de la solución a 38°C, con vapor, antes de introducirla a la unidad. La succión del regenerante se efectúa con un eyector que diluye la sosa hasta el 4%. Algunos diseños introducen el regenerante con bomba centrífuga y en este caso se requiere tener la solución de sosa ya al 4%, de concentración.

El flujo de agua de lavado y enjuagado se controla con medidores de gasto o con flotadores instalados en las líneas de descarga. La altura de los

flotadores en una fosa con derrame, controla la apertura de las válvulas de mariposa.

Desgasificador.- El desgasificador consiste de una torre construida de madera o de lámina de acero con recubrimiento interior de hule. La altura del desgasificador varía desde 2 40 mts (8') hasta 6 mts (20'), con diámetro desde 76 cms. hasta 6 mts.

El interior de la torre lleva unas tirillas de madera sobrepuestas, o bien está rellena de pequeños tubos de cerámica llamados Anillos de Raschig.

El agua que sale de la Unidad Catiónica se lleva por la tubería de salida a la parte superior del descarbonatador donde entra a través de un distribuidor de charola con perforaciones, para distribuir el agua y con tubos para la salida del aire. El agua desciende a través de las tirillas de madera en forma de cascada. El agua que cae de las orillas de una tirilla se deposita al centro de la que está inmediatamente abajo. En el fondo de la torre el agua aerada y desgasificada fluye a través de un sello de agua a un recipiente de almacenamiento.

El aire se suministra a través de la parte inferior de la torre, por medio de un ventilador con dirección ascendente del aire, a contra corriente con el flujo de agua. La cantidad de aire necesaria varía de 2.5 a 5.0 pies³ por galón de agua, (18 a 36 LPM de aire por 1 LPM de agua).

La parte superior de la torre tiene varios tubos en forma de chimeneas con mamparas por donde descarga el aire y el CO₂ eliminado del agua, de donde pasa a una cámara de aire encima de la charola de distribución y de ahí sale a la atmósfera por un ducto.

Medidores.- Para conocer el flujo de agua que pasa por las Unidades, se instalan medidores de agua a la entrada de la Unidad Catiónica y a la salida de la Unidad Aniónica.

Resinas.- Las resinas catiónicas pueden ser del tipo de Carbón Sulfonado con capacidades de 8 kilogramos por pie³ o del tipo de resina poliestirénica sulfonada con capacidades hasta de 20 kilogramos por pie³. La regeneración se hace con 2 5 a 15 libras (5 a 6 como normal) de ácido sulfúrico o clorhídrico por pie³ de resina, (40 a 240 Kg/M³ de resina (80 a 95 como normal).

Estas resinas son las mismas que se emplean en los suavizadores de zeolita regenerados con sal

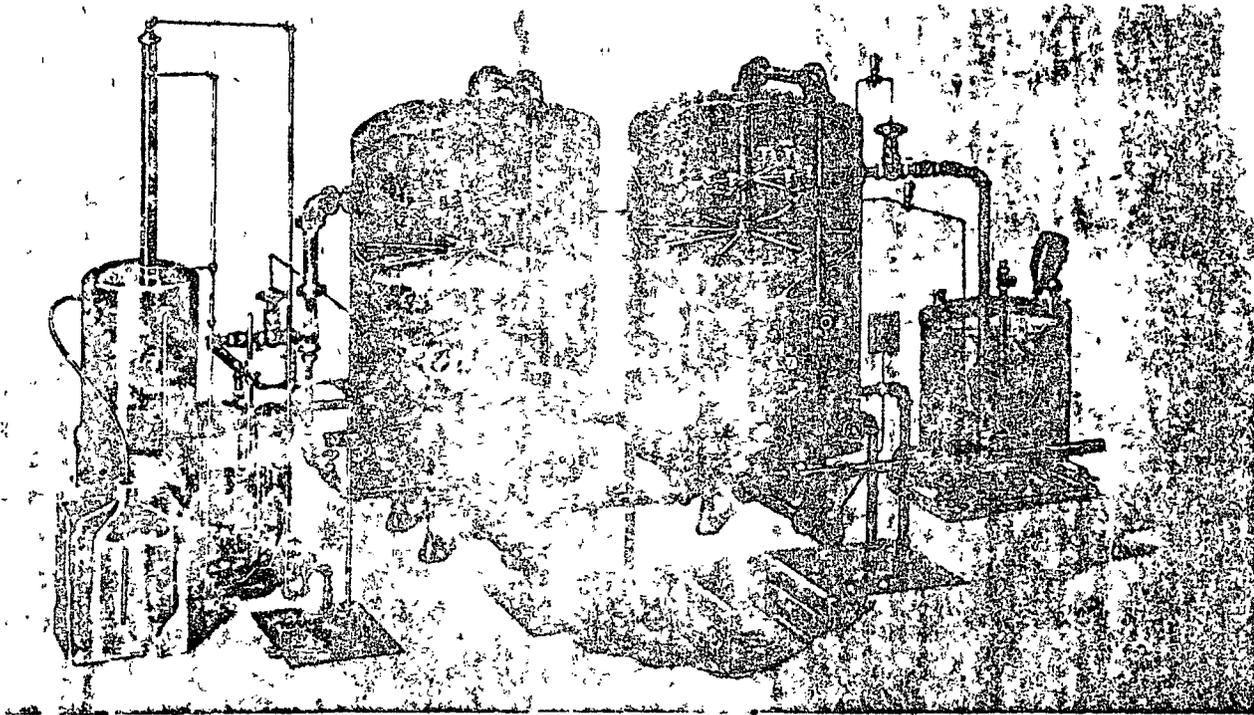


Fig. No. 17 - Planta Desmineralizadora Automática, sin desgasificador.

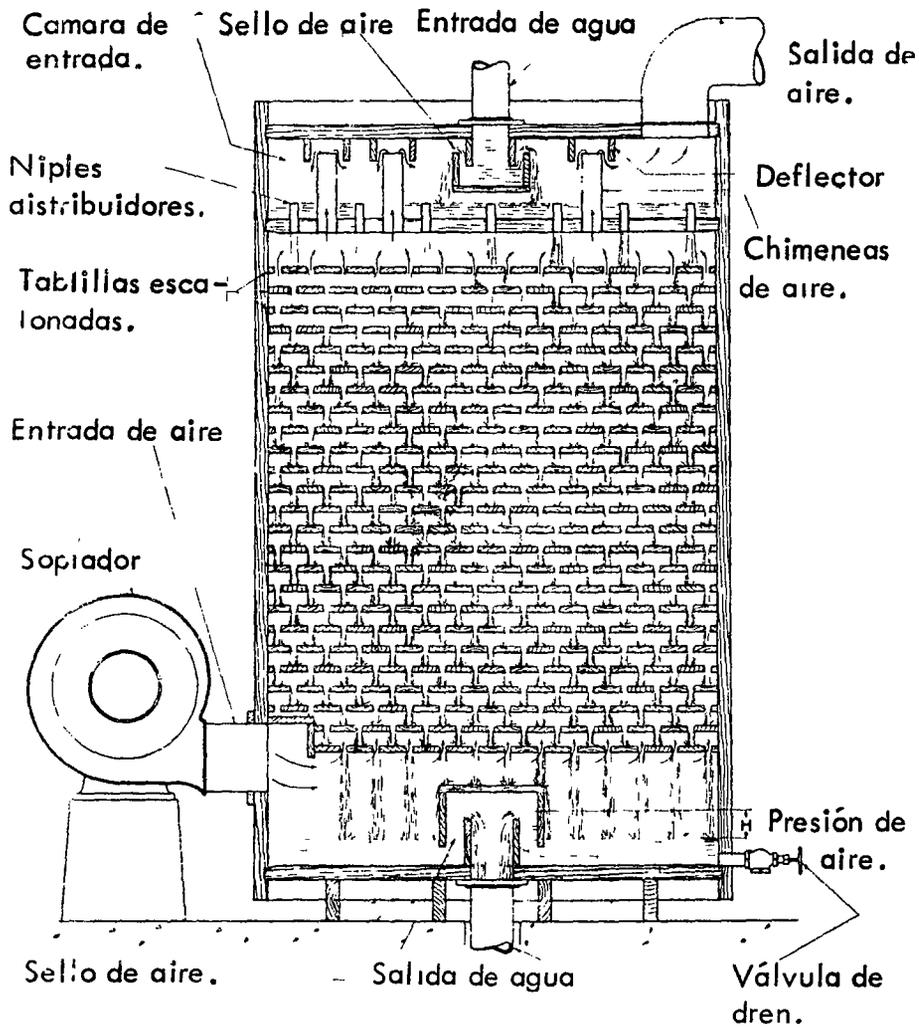


Fig. No. 18.- Corte de un desgasificador.

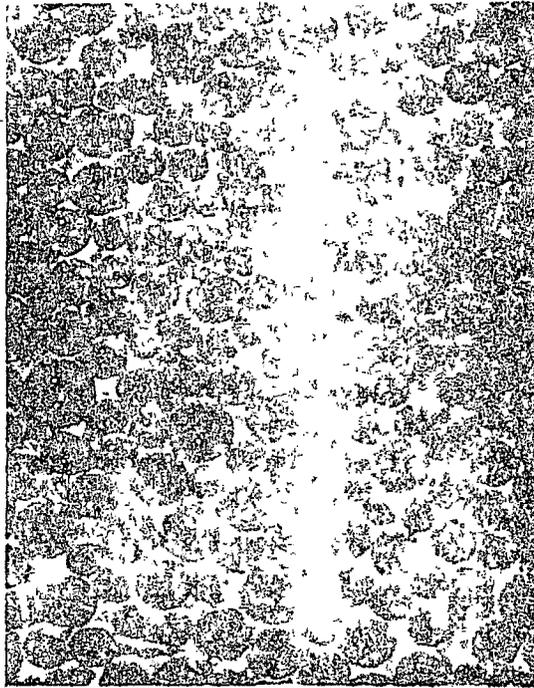


FIG No 17 - Fotografia microscópica de una resina
cationica utilizada

Las resinas aniónicas son también compuestos orgánicos derivados del poliestireno y divinil-benceno combinados con una amina.

Cierto tipo de estas resinas tienen la propiedad de retener únicamente los ácidos fuertes (sulfúrico, clorhídrico y nítrico). A estas resinas se les da el nombre débilmente básicas.

Las hay que además de los ácidos fuertes, retienen en su molécula los ácidos débiles como el Carbónico y el Silícico. Estas resinas se llaman Fuertemente básicas.

Dentro de las Fuertemente Básicas las hay del Tipo I, que son más resistentes a la acción de agentes oxidantes, su vida es más larga y su capacidad es de 10 a 14 kilogramos por pie³. Las del tipo II tienen mayor capacidad; - entre 12 y 17 kilogramos por pie³, son más eficientes, pero más susceptibles al ataque y su capacidad disminuye más pronto.

Actualmente se prefiere la resina Tipo I por su mayor estabilidad.

El regenerante varía entre 4 y 10 libras de Sosa Caústica por pie³ de resina. Las resinas débilmente básicas pueden regenerarse también con Carbonato de Sodio.

2.7.4.3. OPERACION

Como ya se indicó, el agua por desmineralizarse se introduce a presión a través de la Unidad Catiónica en donde se eliminan los cationes Calcio, Magnesio y Sodio, al atravesar la cama de resina cationica. El efluente es un agua que lleva disueltos ácidos equivalentes a los aniones presentes del agua. Pasa por la tubería de salida y se hace llegar por la misma línea de presión al desgasificador, en donde se elimina el gas carbónico (CO₂) que se formó por los bicarbonatos existentes. El CO₂ se elimina por medio de un caudal de aire a presión a contracorriente.

El agua descarbonatada y acidulada se recibe en un depósito que está en la parte inferior de la torre descarbonatadora.

De este depósito es enviada mediante una bomba centrífuga de acero inoxidable, a la unidad aniónica donde se eliminan los ácidos minerales, la sílice y el CO₂ que no alcanzó a eliminarse en el descarbonatador.

El efluente de la unidad aniónica es agua libre de sales minerales disueltas que se envía al tanque de almacenamiento de agua desmineralizada. La concentración de sólidos disueltos de esta agua es del orden de 1 a 5 p.p.m. y la concentración de sílice queda entre 0.01 y 1 p.p.m.

Cuando la resina aniónica es débilmente básica, la sílice no se reduce y el CO_2 del agua desmineralizada depende de la eficiencia del descarbonatador (entre 5 y 10 p.p.m.)

2.7.4.3 i. REGENERACION DE LA UNIDAD CATIONICA.

Cuando el agua que pasa por la unidad catiónica ya no intercambia totalmente los cationes por los iones Hidrógeno, la acidez del efluente (Acidez Mineral Libre) empieza a disminuir. Cuando la Acidez Mineral Libre disminuye en un 10% de la que tiene durante toda la corrida, se hace necesario regenerar la unidad ya que el agua producida no reúne las características de pureza necesarias.

Antes de proceder a regenerar la unidad, se efectúa un retrolavado a la resina, con agua cruda, a un flujo de 4 - 6 galones por minuto por pie² de área de la unidad, (163 á 245 Lts/m²).

El retrolavado tiene por objeto eliminar las impurezas que se han acumulado en la resina y eliminar las canalizaciones que pudieron formarse, lo que se consigue con la expansión y reacomodo de la resina.

El ácido de regeneración se prepara primero midiendo la cantidad de ácido en el tanque de ácido concentrado por la acción succionante del eyector.

En el tanque de ácido diluido se agrega el agua necesaria para obtener un ácido al 20% de concentración. Sobre el agua y con la línea de -- aire de agitación abierta, se agrega el ácido concentrado.

Por medio del eyector se succiona el ácido diluido y se introduce a la unidad generalmente a una concentración del 2 al 4%. La cantidad de ácido sulfúrico es alrededor de 5 libras por pie³ de resina.

Una vez agregado el ácido se enjuaga la unidad con agua cruda hasta que la acidez mineral libre tenga un 10% arriba del valor esperado durante la corrida. En este momento se suspende el enjuagado y se pasa la unidad al servicio.

2.7.4.3.2. REGENERACION DE LA UNIDAD ANIONICA.- Cuando la capacidad de la Unidad Aniónica se agota, se procede también a regenerar la resina para restaurarle su poder de absorción de ácidos. El término de la corrida se controla por un aumento en la concentración de Sílice en las resinas fuertemente básicas, o un aumento en la conductividad para las resinas débilmente básicas.

El retrolavado de la Unidad se efectúa con agua efluente de la unidad catiónica o bien con agua suavizada, a un flujo de 3 galones por minuto/pie² de área.

En el tanque de regeneración se prepara la solución de sosa cáustica, donde se agrega la cantidad de agua necesaria y posteriormente la sosa cáustica en escamas o sosa líquida al 50%. La concentración de la sosa en este ranque se diluye aproximadamente al 20%. El regenerante se introduce a la unidad aniónica por medio de un eyector donde se diluye a una concentración del 4%.

Después de agregada la sosa cáustica, se enjuaga la unidad con agua efluente de la unidad catiónica hasta que la sílice y la conductividad bajan a su nivel normal. Después del enjuagado se pasa la unidad al servicio.

2.7.4.4. CONTROL.- El control químico que se lleva en las Plantas Desmineralizadoras como ya se asentó, es la determinación de la Acidez Mineral Libre en la unidad catiónica, considerando agotada la unidad cuando la Acidez Mineral Libre es inferior en un 10% de la normal, considerando terminado el enjuagado cuando la acidez está en un 10% arriba de la Acidez Mineral Libre normal.

En la Unidad Aniónica el control se lleva mediante la determinación de sílice, considerándose agotada cuando el valor se aumenta en un 100% del valor normal. Este valor normal varía desde 0.01 a 1 p.p.m.

Además se encuentra instalada en la línea de agua desmineralizada - una celda de conductividad para efectuar esta determinación que indica la pureza del efluente. Cuando alguna de las dos unidades se agota, la conductividad se eleva

Por medio de medidores de agua colocados a la entrada de la unidad catiónica y a la salida de la aniónica, se conoce el número de litros que pasan por las unidades. De esta manera se conoce la capacidad efectiva de cada unidad, la que previamente se determina mediante los análisis químicos ya indicados.

2.7.4.5. CONTROL DE FLUJO.- En la línea de descarga de la Unidad Catiónica al Desgasificador se instala una válvula de diafragma que funciona de acuerdo con el nivel del tanque de almacenamiento del desgasificador, cerrando cuando el tanque que llega a un nivel superior y abriendo cuando el agua baja hasta determinado nivel inferior. La válvula de diafragma se opera con presión de agua o de aire a través de una válvula solenoide conectada eléctricamente con el interruptor de nivel del tanque.

También puede tener la unidad aniónica una válvula de diafragma - - operada a través del conductímetro instalado en la salida de la unidad. Esta válvula cierra cuando la conductividad del agua es más alta del valor normal, y abre cuando alcanza dicho valor.

La bomba que alimenta la unidad aniónica se controla también mediante el nivel del tanque de agua del descarbonatador, arrancado a un nivel medio y parando a un nivel inferior o cuando se encuentra lleno el tanque de almacenamiento de agua desmineralizada.

2.7.4.6. APLICACION.- El agua desmineralizada se emplea para la alimentación de las calderas en Plantas de Vapor que no han sido provistas de evaporador. La calidad del agua en muchos casos es superior a la del agua producida en los evaporadores. El proceso de desmineralización es conveniente en calderas que operan de 900 a 1400 lbs./pulg². y muy útil en calderas que operan arriba de 1400 libras.

La desmineralización se prefiere a la evaporación, desde el punto de vista económico, cuando se trata de aguas hasta con 300 p.p.m. de sólidos disueltos. Si los sólidos se encuentran entre 300 y 500 p.p.m. es necesario hacer un balance económico. Cuando el agua contiene más de 500 p.p.m. de sólidos, resulta ventajosa la evaporación debido al fuerte gasto por concepto de regenerantes.

Cuando se requiere un agua desmineralizada de óptima pureza y el mínimo contenido de sílice (0.01 p.p.m.), especialmente cuando el agua se va a emplear en calderas de alta presión, es conveniente instalar después de la unidad aniónica una unidad pulidora llamada también de camas mezcladas. Esta unidad es un tanque que tiene en su interior mezcladas la resina catiónica y la aniónica fuertemente básica. El agua al pasar por esta unidad equivale a pasarla muchas veces a través de las unidades catiónicas y aniónicas. Cuando las resinas que se encuentran mezcladas se agotan, se separan por diferencia de densidades mediante el retrolavado y de este modo pueden regenerarse por separado.

Otros arreglos intercalan después de los tanques catiónico, descarbonatador y aniónico, otro banco de unidad catiónica y unidad aniónica.

Con aguas bajas en bicarbonatos, se puede eliminar el descarbonatador pasando directamente el agua de la unidad catiónica a la aniónica, o bien se intercala entre estas unidades una unidad con resina débilmente básica.

2.7.4.7. PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO.- El principal problema en la operación de los desmineralizadores es la contaminación de las resinas, que se refleja en una pérdida de la capacidad parcial o total.

Las resinas catiónicas pueden contaminarse con la materia orgánica - del agua disminuyendo su capacidad, así como con los cationes fierro, manganeso y aluminio en estado trivalente, que se absorben por la resina y no se eliminan fácilmente durante la regeneración.

El cloro residual ataca a las resinas de tipo de carbón sulfonado oxidándola. La concentración de Cloro máxima que debe llegar a la resina es de 0.1 p.p.m.

Una resina catiónica oxidada ya no puede recuperar su poder de intercambio. Cuando está contaminada con materia orgánica se le da un tratamiento de desinfección a base de lavados con soluciones de sosa cáustica al 5% conteniendo 1% de Sulfito de Sodio. Las resinas poliestirénicas pueden lavarse con soluciones diluidas de Hipoclorito de sodio.

Cuando la resina está recubierta de Sulfato de Calcio por formación de depósitos durante la regeneración, se hacen lavados con soluciones diluidas de Acido Clorhídrico.

Las resinas Aniónicas pueden sufrir descomposiciones de su estructura molecular y contaminaciones.

La descomposición puede ser motivada por oxidación con el Cloro libre del agua, o por el Oxígeno y por regenerarlas a temperaturas superiores al límite de operación (40 ó 50°C). Se aconseja eliminar estos factores para prevenir los ataques. El cloro libre debe tener como máximo una concentración de 0.1 p.p.m.

La contaminación de las resinas pueden ocasionarla, la materia orgánica, el fierro y la sílice.

La eliminación de estos contaminantes se lleva a cabo por diversos procedimientos.

La materia orgánica se elimina por tratamientos de desinfección con soluciones de cloruro de sodio en el agua de alimentación a la desmineralizadora debe tratarse con cuidado que el contenido de materia orgánica no sea superior a 100 ppm. En el caso de exceder al máximo esta contaminación. Con el adelanto de los procesos la materia orgánica se elimina más fácilmente durante las regeneraciones.

El fierro puede llegar a formar un ataque ácido de alguna tubería desnuda y puede eliminarse por medio de lavados con soluciones de ácido clorhídrico.

La sílice que se atrapa en los granos de resina por regeneración insuficiente y que continúa en el efuente gradualmente por hidrólisis, puede eliminarse empleando mayor cantidad de sosa en la regeneración y en caliente.

Es conveniente tener siempre en carga de resinas de repuesto, para cambiarla de inmediato en caso de descomposición o contaminación, o reponer los faltantes en caso de perdidas por fugas durante los lavados.

Los diafragmas de las válvulas deben emplazarse cuando presenten fugas.

Deben tenerse en existencia los repuestos de los medidores, para cambiarlas cuando sea necesario.

Cuando el fondo de metal de los tanques o de alguna tubería se desprenda o rompa, debe arreglarse de inmediato para prevenir la corrosión del metal y la contaminación de las aguas por filtrar.

Cuando la operación se termina debe tenerse repuestos de diafragma de válvulas, conexiones de tuberías y válvulas solenoides.

2.7.5. DESALCALIZACIÓN POR INTERCAMBIO DE IONES - que además de eliminar la dureza también elimina la alcalinidad.

En aplicaciones donde el agua es sometida a los evaporadores, la alcalinidad del agua es un problema debido a que al aumentar las concentraciones la alcalinidad también aumenta proporcionalmente. El agua demasiado alcalina al hervir, tiene tendencia a la formación de espuma y provoca arrastres de sólidos con el vapor, consiguiente contaminación.

Para mantener el pH de la columna de intercambio catiónico, es preciso hacer purgas periódicas para evitar la acumulación de carbonatos.

En esta columna su función es eliminar los iones de estas unidades descalcificadoras.

Básicamente se trata de una resina catiónica que intercambia con sal y una Unidad Aniónica que elimina el calcio.

El agua que pasa por el intercambiador cambia los iones de calcio y magnesio por iones de sodio. En la segunda columna Aniónica, donde todos los aniones se transforman en cloruro, resultando en el agua con una concentración de Cloruro de sodio equivalente a los sólidos totales disueltos del agua cruda.

Ambas resinas pueden estar mezcladas en una sola unidad.

La alcalinidad puede ser eliminada y controlada con 2 unidades catiónicas operando una en el modo de intercambio y la otra en el modo de Hidrógeno. Los efluentes de ambas unidades se mezclan en proporción tal, que los ácidos del efluente de la Unidad de Hidrógeno neutralicen la alcalinidad del agua que sale de la Unidad de Sodio, dando el valor requerido. Posteriormente se hace pasar la mezcla de aguas crudas por un descalcificador donde se elimina el CO_2 .

Por este sistema se elimina la dureza, la alcalinidad y se reducen los sólidos en proporción a la alcalinidad eliminada y a las cationes intercambiadas por Hidrógeno.

Otros sistemas de tratamiento de la alcalinidad son los siguientes:

a). - Inyectando ácido sulfúrico en el efluente de una unidad suavizadora trabajando en el modo de intercambio después de un descalcificador.

b). - Usando una unidad aniónica con resina regenerada con ácido, pasando el efluente de un descalcificador directamente por una zeolita de sodio. En la unidad de intercambio aniónico los iones de las sales que están combinadas únicamente con iones de calcio y magnesio como el Carbonato

2.7.6 EVAPORADORES - La evaporación es el sistema más empleado actualmente para producir agua de buena calidad como repuesto para calderas. El sistema consiste en producir agua desmineralizada mediante el calentamiento con vapor de extracción de la tubería. Para una buena operación es necesario que el agua que alimenta a los evaporadores este libre de dureza con objeto de evitar incrustaciones, la alcalinidad y sólidos totales se encuentren en concentración moderada para evitar las amiasas que contaminan el vapor producido, y para reducir al mínimo las purgas que son causa de pérdida de calorías.

En algunos casos se trata internamente el agua del evaporador con fosfatos que eliminan la dureza residual del agua producida por los suavizadores y con sustancias antiespumantes y dispersantes de lodos.

Algunos evaporadores toman el agua con cierto grado de dureza y las incrustaciones se eliminan periódicamente drenando en forma rápida la unidad, admitiendo vapor a los tubos hasta que se seque la incrustación y se calienten adicionando en seguida agua fría sobre los tubos calientes. La contracción de la tubería ocasiona el desprendimiento de las incrustaciones. Sin embargo este sistema sólo es recomendable en los evaporadores especialmente diseñados para este objeto y tiene la desventaja de que se pierde tiempo de producción de agua evaporada.

Los evaporadores consisten de un cuerpo cilíndrico de acero, horizontal o vertical, con cabezas abombadas, con conexiones para entrada de agua de alimentación, salida de vapor producido por el evaporador, entrada de vapor de calentamiento y salida para condensado y purgas.

El vapor producido se condensa en un cambiador de calor separado o bien se envía en forma de vapor al deaerador donde finalmente se condensa.

Los distintos tipos de evaporador son los siguientes:

2.7.6.1 DE SERPENTINES - Consisten de un cuerpo de acero o fierro que tiene en la parte superior un domo que sirve de cámara para coleccionar el vapor. El calentamiento del agua se hace por medio de serpentines de vapor sumergidos en el seno del agua. Los serpentines se conectan a cabezales superior e inferior. Los múltiples se atornillan a una puerta del cuerpo del evaporador del modo que los serpentines se pueden desconectar del cuerpo para inspección o reparación. Por encima de los serpentines se instalan mamparas para prevenir arrastres de agua con el vapor.

2.7.6.2 DE TUBOS DOBLADOS - Este tipo está diseñado para operar en vacío o a baja presión. Los tubos están sumergidos en el agua y se instalan con una curvatura ligera y fijados en los extremos a cabezales. Los cambios de temperatura incrementan la curva de los tubos. El cuerpo cilíndrico horizontal tiene una tapa removible para tener acceso a los elementos de calentamiento. En la parte de los tubos lleva una mampara que previene las proyecciones de agua por una ebullición violenta. Esta mampara dirige el vapor liberado hacia los lados del cuerpo del evaporador hasta el espacio de vapor, disminuyendo la humedad. En la parte superior se tiene además un separador centrífugo por donde pasa todo el vapor.

2.7.6.3. DE TUBOS SUMERGIDOS - Se usa para instalaciones grandes donde se genera vapor de proceso. El vapor producido en las calderas se condensa en los serpentines y se retorna el condensado nuevamente a las calderas. También puede emplearse vapor de extracción de una turbina de alta presión y producir vapor de baja presión para proceso o que al condensarlo sirve para alimentación de calderas.

Los serpentines son flexibles y con suficientes curvas por serpentín para permitir las desincrustaciones. Estos serpentines están unidos a cabezales horizontales soportados por estructuras de acero montados sobre ruedas que se deslizan sobre rieles.

Se instalan mamparas para eliminar arrastres de sólidos.

2.7.6.4 DE TUBOS CURVOS - El cuerpo de este evaporador es de dimensiones tales que permite una área grande de liberación de vapor y los tubos operan completamente sumergidos.

Tiene un registro para dar acceso al exterior del haz de tubos. Las placas soportes del haz de tubos son de tipo flotante por lo que se mueven libremente junto con los movimientos del haz de tubos. Los tubos tienen una curva inicial. La tubería de vapor interna tiene curvas para compensar la expansión. El agua de alimentación se rocía por un sistema de espreas interiores que distribuyen el agua sobre la superficie de la masa líquida.

El vapor producido al elevarse de la superficie de evaporación pasa a través de la cortina de agua de alimentación donde se lavan las gotas de agua concentrada que arrastra. Esto contribuye a la purificación del vapor por reducción de la concentración de impurezas antes de que pase al separador. El agua de alimentación ayuda a prevenir la espuma.

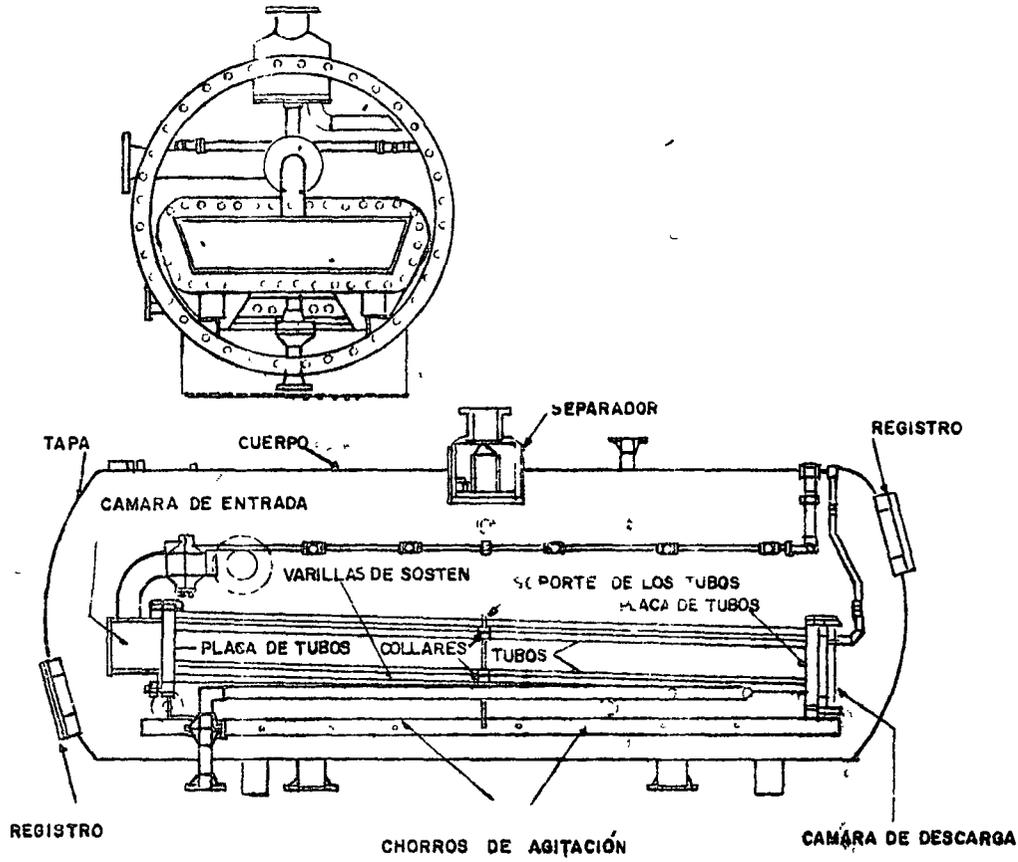


FIG No 20- Corte de un evaporador de tubos curvos

La purificación final se hace en el separador centrífugo.

2.7.6 5. DE TUBOS HORIZONTALES CON CASQUETES SEPARADORES DE VAPOR.

En este tipo de evaporador los tubos horizontales en U se instalan en una placa de modo que el haz completo se puede retirar. El haz tiene soportes que se mueven sobre carriles.

El nivel del líquido se mantiene en la hilera superior de tubos. El agua de alimentación entra por el fondo del tanque pasando por el haz de tubos que llevan en su interior vapor para el calentamiento.

La unidad tiene una línea superior de agua fría con espumas distribuidas, para la desincrustación.

El vapor producido pasa por unos casquetes montados sobre una cubierta. Los casquetes rompen la corriente de vapor en pequeñas burbujas que pasan por el agua de lavado de la cubierta, depurando el vapor. El agua de lavado se descarga al evaporador a través de un sello de agua.

La operación de los evaporadores puede ser de efecto sencillo donde el vapor producido se condensa para alimentarlo a la caldera, o de efecto múltiple donde se instalan 2 o más unidades en serie. El vapor producido por un evaporador se condensa en el serpentín de calentamiento del evaporador siguiente que opera a menor presión. El agua evaporada de cada paso va a un cabezal común.

2.7.7. DEAERACION . -

Ciertos gases principalmente el oxígeno, el bióxido de carbono y el amoníaco, se encuentran disueltos en el agua de repuesto a calderas y en el condensado, acelerando sus propiedades corrosivas, en proporción a la cantidad disuelta.

Es absolutamente indispensable la disminución de la concentración de estos gases hasta los valores más bajos posibles, principalmente el oxígeno, que es el más agresivo. Esto se consigue mediante la deaeración mecánica, por medio de aparatos denominados deaeradores o desaeradores y que son equipos que se encuentran en toda instalación Termoeléctrica de Vapor.

Los tipos de deaeradores se dividen en.

2.7.7.1. CALENTADORES ABIERTOS - Los calentadores de este tipo, reducen el oxígeno disuelto del agua hasta 0.03 ml. por litro. El calentamiento del agua se efectúa pasándola en sentido descendente a través de charolas contenidas en un tanque de acero o por pulverización del agua dentro del calentador. El calentamiento se efectúa con vapor de baja o media presión.

En vista de que el sulfuro de hidrógeno y de los otros gases contenidos en el agua se reduce enormemente por el calentamiento, estos se liberan del agua y se escapan a la atmósfera. El vapor de agua y los gases pasan a través de un condensador para recuperar el vapor de agua y reducir las pérdidas de calor. El agua deaerada se colecta en la parte inferior del tanque de donde es bombeada.

2.7.7.2. CALENTADORES DE AERADORES - Estos equipos llamados también únicamente Deaeradores, son similares a los Calentadores Abiertos; pero diseñados para eliminar casi totalmente el oxígeno (0.005 ml. por litro) y reducir a valores muy bajos el CO₂ y demás gases disueltos en el agua de alimentación. La mayor eficiencia de estos deaeradores se consigue al adaptarles suficiente área de deaeración y tiempo de contacto.

Existen los diseños de charolas (Tray-Type) y de aspersion (Spray-Type)

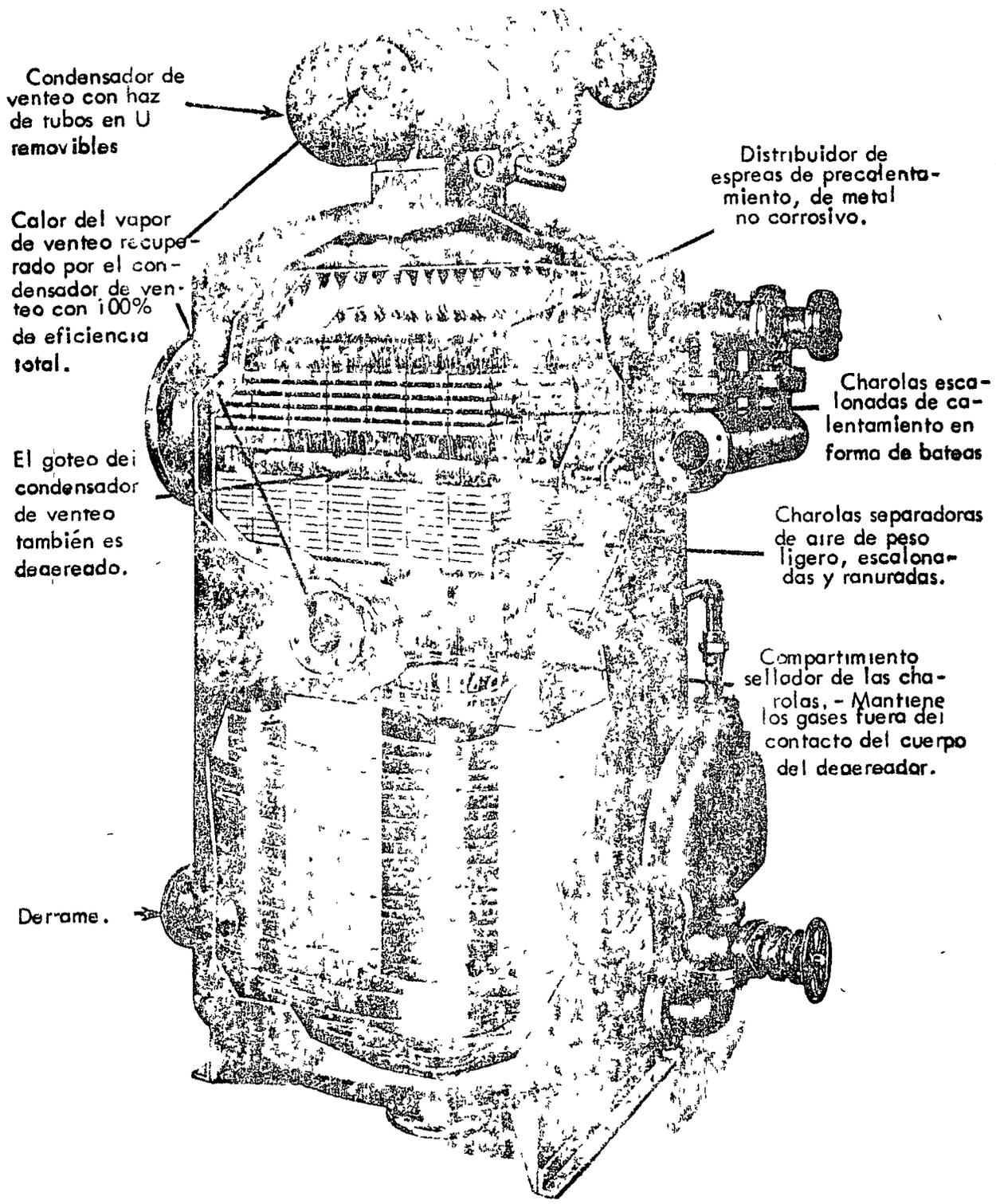
En los deaeradores de charolas, el agua es calentada haciéndola descender en cascada sobre una serie de charolas sobrepuestas en el seno de una atmósfera de vapor. Los hay de flujo a contracorriente, flujo cruzado y flujo paralelo. En el deaerador de flujo a contracorriente el vapor se dirige en sentido contrario a la corriente descendente de agua. En el flujo cruzado se emplean 2 bancos de charolas. El flujo de vapor cruza el banco inferior y pasa en sentido ascendente a través del banco superior. En el de flujo paralelo, el vapor pasa en sentido descendente y paralelo al flujo de agua que atraviesa las charolas.

Los deaeradores de aspersion son de diseño vertical y horizontal.

En ellos pasan el agua y el vapor de agua que pulverizan el agua en el seno de un espacio de vapor donde el agua se calienta y deaera hasta menos de 0.3 ml. de oxígeno por litro. Después de salir el agua posteriormente a un compartimiento donde todo el agua es calentada por el vapor de entrada al deaerador. El agua deaerada pasa a la parte inferior donde se almacena y se bombea a la caldera.

Los deaeradores horizontales son de atomización en los cuales el deaerador propiamente dicho es un deaerador vertical colocado en la parte superior de un tanque horizontal que sirve como tanque de almacenamiento.

Los hay horizontales armados de una o varias charolas. Estos consisten de un cilindro de acero, horizontal, con los elementos de charolas deaeradoras colocadas en la parte superior del tanque, dejando la parte inferior como almacenamiento de agua deaerada. Las charolas se contienen en un depósito cerrado con lo que protege al cuerpo del deaerador de la acción corrosiva de los gases.



Condensador de venteo con haz de tubos en U removibles

Distribuidor de espesas de precalentamiento, de metal no corrosivo.

Calor del vapor de venteo recuperado por el condensador de venteo con 100% de eficiencia total.

Charolas escalonadas de calentamiento en forma de bateas

El goteo del condensador de venteo también es deaerado.

Charolas separadoras de aire de peso ligero, escalonadas y ranuradas.

Compartimento sellador de las charolas. - Mantiene los gases fuera del contacto del cuerpo del deaerador.

Derrame.

Fig No 21
Corte de un deaerador vertical de charolas mostrando las partes principales

Caja de agua con válvulas de aspersión

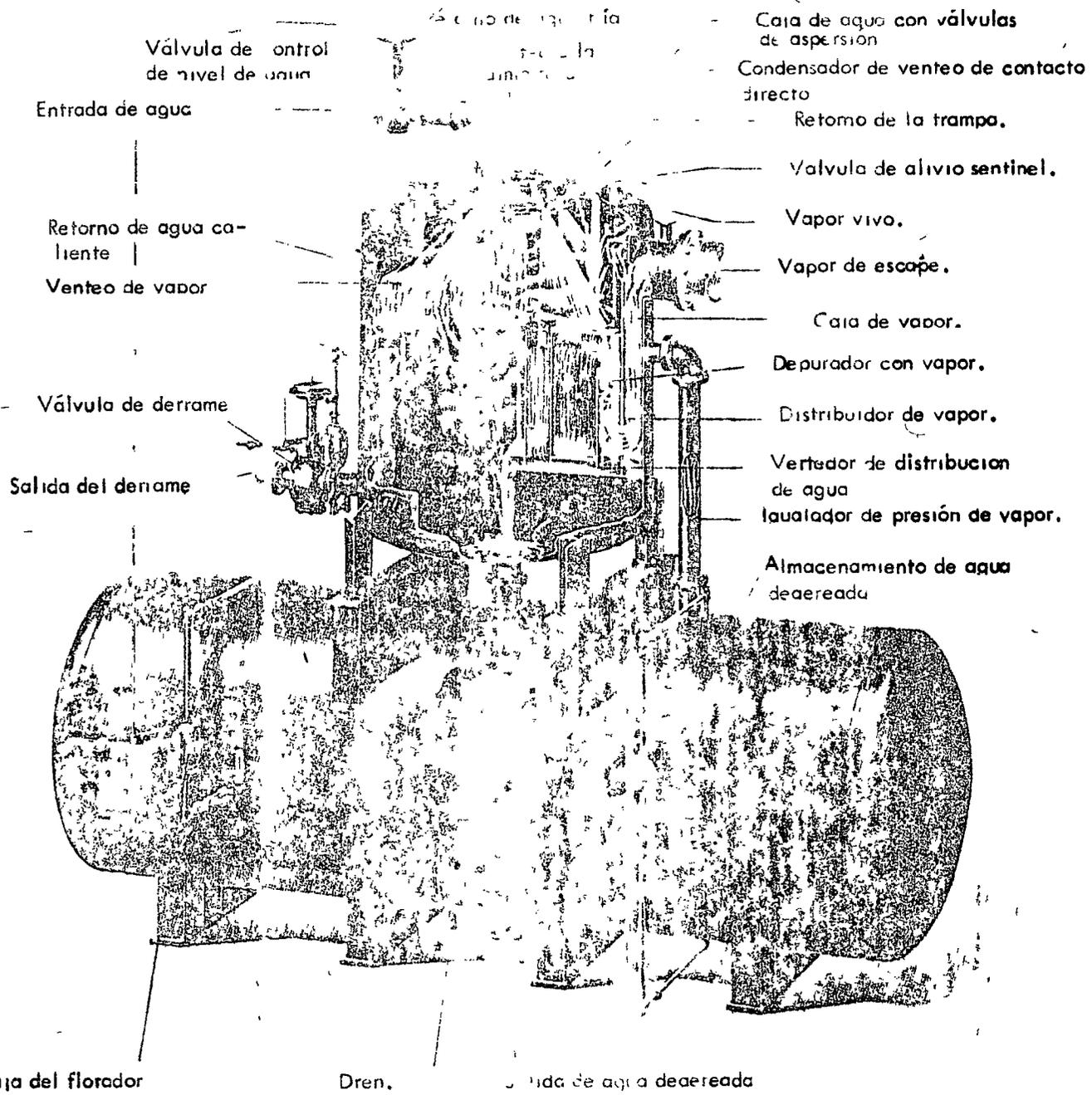


Fig. No 22 - Deaerador de aspersión con tanque de oscilación horizontal

En estos condensadores cuentan con accesorios esenciales para una operación satisfactoria. Estos son el condensador de vapor para los gases de escape, válvula de control de nivel para el depósito de almacenamiento, válvula de drenaje, válvula de alivio, Separador de Aceite, indicador de nivel y manómetro.

2 7 7 5. CONDENSADORES DEAERADORES - En muchas Plantas la eliminación de gases no condensables se efectúa en el pozo caliente del condensador principal. Este tipo de deaeración es muy conveniente cuando el repuesto es bajo y donde existe además deaeración química.

En este sistema el condensado se vierte a través de una atmósfera de vapor donde se liberan los gases que se expulsan en un eyector de aire. El oxígeno residual en estos condensadores deaeradores llega hasta 0.03 ml. por litro.

2 7 8. POTABILIZADORES DE AGUA DE MAR.

Para aliviar la escasez de agua de muchas partes del mundo se ha recurrido a la obtención de agua dulce a partir del agua de mar que es una fuente inagotable. Varios sistemas se han desarrollado para hacer agua potable pero todos ellos adolecen de la desventaja de la inestabilidad tratándose de volúmenes muy grandes.

Los métodos que se han desarrollado son

2 7 8 1. CONGELACION -

Una ventaja de este método es que al congelar el agua se consume menos energía que al evaporarla y que en la manipulación del agua a baja temperatura son menores los problemas de incrustación y corrosión. Sin embargo, los costos iniciales de una planta de eliminación de sales por congelación son mayores que los de una unidad evaporadora de la misma capacidad.

La técnica consiste en convertir rápidamente el agua de mar en finos cristales de hielo. El líquido salino se adhiere a la superficie de los cristales donde puede ser lavado con agua limpia. Actualmente se haya este proceso en plantas de experimentación donde se ensayan distintos métodos de aplicar la refrigeración y de separar las sustancias salinas de los cristales de hielo.

2 7 8 2. ELECTRODIALISIS -

Esta técnica aprovecha la propiedad de la ionización de las sales disueltas. El agua que entra al sistema pasa a través de una serie alterna de membranas anódicas y catódicas. Los iones de sodio se dirigen al cátodo y los iones de cloruro se dirigen a los ánodos. Se extraen las sales en diversas direcciones dejando la corriente principal de agua con una concentración de 300 a 500 p.p.m. El costo de purificación por este proceso es muy elevado.

2.7.8.3. EVAPORACION INSTANTANEA -

En este procedimiento el agua de mar se hace pasar a través de cambiadores de calor calentados con vapor producido por una caldera, donde el agua se calienta a temperaturas de 82-85°C.

El agua de mar se circula por una bomba a través de una serie de cambiadores de calor donde se va calentando gradualmente por el vapor que se condensa producido en una serie de cámaras de evaporación instantánea. El calentamiento final se efectúa por medio de un suministro externo de vapor. Este vapor puede provenir de la extracción de una turbina. El agua así calentada se hace pasar por las cámaras de evaporación que operan a presiones progresivamente decrecientes.

En estas cámaras tiene lugar la evaporación instantánea del agua y el vapor se condensa en los cambiadores de calor que tiene cada cámara y que calientan el agua de alimentación.

La mayor parte del agua de enfriamiento usada se desecha; pero una porción de ella (200 a 220% de la cantidad de destilado), se descarga como alimentación a las cámaras de evaporación de baja presión.

El exceso de salmuera se descarga continuamente del sistema, por la válvula de purga. Si la alimentación es 200% de la producción de destilado, la purga será de un 100% del destilado producido, y la salmuera que circule en el evaporador se concentra 2 veces.

El destilado producido en cada calentador se pasa de una etapa a la otra y se extrae en la última etapa por la bomba de extracción de destilado. El condensado producido en la cámara de calentamiento del suministro de calor, se regresa al sistema de condensado para alimentarse a la caldera.

Se requiere un eyector o bomba de vacío para mantener el vacío requerido.

Los tubos de los cambiadores de calor son generalmente de latón o aluminio, rolados en placas de latón. Si el agua contiene arena o algún material corrosivo, se pueden emplear tubos de cupro-níquel. Los calentadores y cámaras de evaporación instantánea se construyen de acero dulce.

Los volúmenes de destilado producido son desde 5,000 hasta 250,000 Kg. por hora.

Las incrustaciones se evitan limitando las concentraciones a una máxima de 2.5 ó 3 para evitar los depósitos de CaSO_4 y CaCO_3 , y dosificando 5 p.p.m. de Hagevap L.P. que es una combinación de polifosfatos dispersantes orgánicos y anti-espumantes. Los ligeros depósitos que se producen en los tubos después de una operación prolongada usando Hagevap L.P. se diferencian de la incrustación dura y gruesa que se produce por un agua de mar sin tratar a altas temperaturas. Estos depósitos se limpian fácilmente con cepillo, pero se pueden limpiar sin interrumpir la operación.

Si se quiere operar a mayor temperatura, es necesario dosificar ácido sulfúrico y desgasificar para eliminar el CO_2 .

Para evitar la corrosión por oxígeno y bióxido de carbono remanente se deaerea el agua de repuesto. La etapa última que es donde se alimenta el repuesto, está diseñada para que actúe como un deaerador.

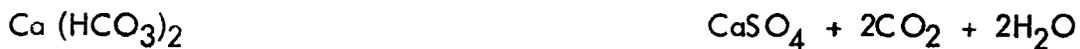
La operación y el control de la unidad es muy simple. Una vez que se alcanza el vacío necesario y que la planta comienza a producir, el operador establece la producción del destilado, ajustando la circulación de la salmuera, el vapor de suministro de calor, el flujo de alimentación y la dosificación de Hagevap L.P. o de ácido. Las purgas se controlan automáticamente.

La planta puede operarse en forma semi - o totalmente automática.

2.7.9. DOSIFICACION DE ACIDO A TORRES DE ENFRIAMIENTO.

Un sistema de tratamiento muy común para el agua de repuesto a las torres de enfriamiento consiste en la adición de ácido sulfúrico con objeto de eliminar la alcalinidad y evitar que los Bicarbonatos de Calcio y Magnesio se transformen a Carbonatos por efecto de calentamiento y se depositen como incrustaciones en las superficies de intercambio de calor, es decir, en los tubos del Condensador.

Las reacciones que tienen lugar son las siguientes



Los bicarbonatos se transforman en Sulfatos de Calcio, Magnesio y Sodio. Los 2 últimos son muy solubles y por lo mismo no se toman en consideración para el control de concentraciones. La solubilidad de Sulfato de Calcio es de 1200 p.p.m. expresado como CaCO_3 , por lo que es necesario mantener en el agua de circulación un valor en la concentración de Calcio por debajo de este límite para evitar que se deposite en forma de incrustación.

279 EQUIPO - El ácido sulfúrico se adiciona al agua de repuesto por medio de una bomba dosificadora de un material resistente al ácido sulfúrico concentrado.

La bomba puede ser del tipo de pistón con válvulas de bola en la cabeza de succión y descarga. El material de construcción puede ser de acero con balas y asientos de acero inoxidable y pistón de Hastelloy o de Cerámica.

También pueden ser las bombas del tipo de diafragma hecho de materiales especiales como el Pentón, Teflón o Hipalon. El cuerpo de la bomba que está en contacto con el ácido puede ser de acero inoxidable o de plásticos especiales resistentes al ácido sulfúrico concentrado. Los impulsos del diafragma ejercen la succión y descarga del ácido a través de las válvulas.

El movimiento de la bomba se hace por medio de un motor eléctrico acoplado a un reductor de velocidad, que se conecta a la biela y ésta transmite el movimiento al émbolo de la bomba o al pistón que está conectado con el diafragma.

La dosificación del ácido se hace automáticamente y en forma proporcional al flujo de agua de repuesto. El sistema consiste de un medidor de agua instalado en la línea de agua de repuesto. Este medidor puede ser del tipo de orificio, del tipo de disco o de turbina e intercalado directamente en la línea y tienen por objeto totalizar el agua que pasa a través de la tubería. Al paso de un determinado número de litros el medidor envía una señal eléctrica a un reloj programador (Timer) y éste hace actuar un relevador que cierra el circuito eléctrico del motor de la bomba dosificadora.

Cada vez que el medidor envía su señal, trabajará la bomba durante un tiempo determinado por la posición del reloj (Timer).

Las variaciones para ajustar la dosificación se pueden llevar a efecto aumentando o disminuyendo la carrera de la bomba o variando el tiempo de trabajo de la misma mediante la posición del programador. Es importante que la colocación del programador no sea nunca mayor que el intervalo entre contactos al flujo máximo puesto que esto ocasiona que se envíe la señal eléctrica antes de que deje de operar la bomba, resultando un trabajo continuo de la bomba pero no proporcional al flujo de agua.

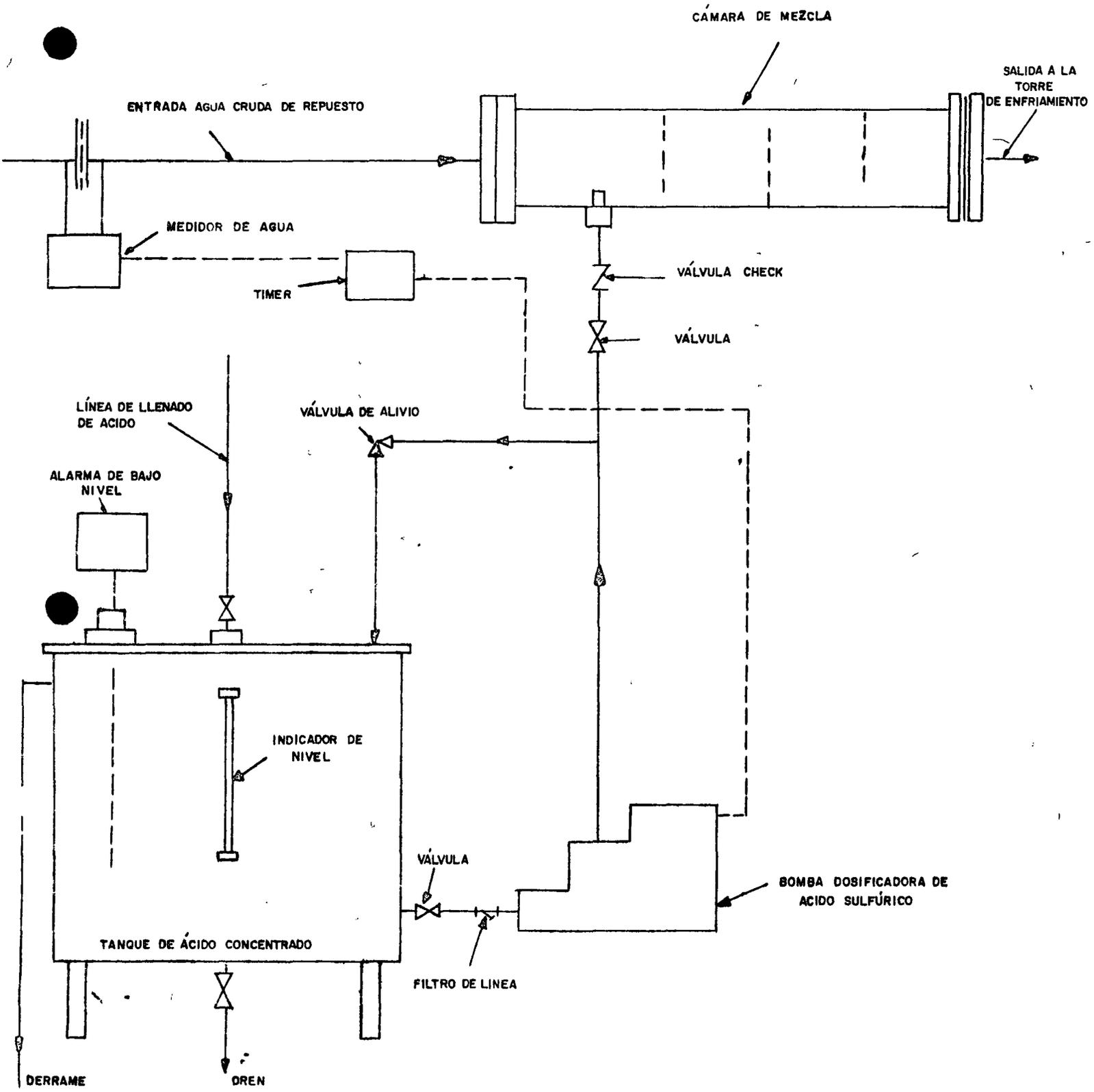


FIGURA N° 23 - DIAGRAMA DE DOSIFICACION DE ACIDO SULFÚRICO CON CAMARA MEZCLADORA

Es conveniente que la colocación del reloj programador sea de tal modo, que la bomba opere lo mas continuo posible pero dejando un tiempo muerto entre el término de tiempo fijado por el programador y la nueva señal del medidor.

El ácido se envía de la bomba por una tubería paralela a la línea de agua de repuesto y se descarga en la salida de esta agua por medio de un difusor terminal de material resistente al ácido concentrado y diluido.

También puede enviarse el ácido de la bomba, a una cámara de dilución forrada interiormente de hule o de plomo, la cual está conectada a una derivación de la línea principal. Esta derivación se toma antes de un orificio instalado en la línea de agua. El ácido diluido pasa a la línea principal por una tubería que se conecta después del orificio, adelante se encuentra una cámara de mezcla instalada también en la línea principal, en donde por medio de mamparas el ácido se diluye aún más con el flujo principal de agua.

2.7.9.2. CONTROL. - La dosificación de ácido al agua de repuesto se controla mediante el análisis practicado al agua de circulación. Las determinaciones que se efectúan son la alcalinidad total y el pH que deben estar entre los valores de 40 a 60 p.p.m. como CaCO_3 para la alcalinidad y de 7.0 a 7.5 para el pH.

Para evitar las incrustaciones, se efectúan análisis de dureza de calcio debiendo mantenerse mediante purgas un valor máximo de 1000 p.p.m. como CaCO_3 . Los sólidos totales también se determinan por conductividad para evitar concentraciones elevadas de más de 2000 p.p.m.

Con todos estos análisis se puede calcular el índice de saturación del agua llamado Índice de Langelier que es un método muy práctico para controlar el agua contra posibles incrustaciones o corrosiones. Mediante el empleo de una tabla se calcula este índice partiendo del análisis del agua y debe procurarse mantenerse en valores ligeramente positivos del orden de 0.1 a 0.5.

Cuando el índice de Langelier es positivo, el agua tiene propiedades incrustantes; si es negativo, el agua tiene propiedades corrosivas.

Se ayuda al tratamiento de ácido sulfúrico por medio de una dosificación de Hexametáfosfato de Sodio o algún otro Polifosfato cuya dosificación también puede hacerse mediante una bomba automática y proporcionalmente al flujo de agua. La dosificación varía de 5 a 15 p.p.m. como PO_4 . El hexametáfosfato se combina con las sales de calcio formando compuestos solubles que no precipitan. También tiene la propiedad de formar una película protectora que inhibe la acción corrosiva del agua.

La dosificación de ácido se emplea para el tratamiento de aguas de repuesto a torres de enfriamiento, principalmente cuando el agua es de baja dureza y alta o baja alcalinidad, substituyendo al tratamiento de cal en frío por ser aquel un equipo de menor costo.

Recientemente se han desarrollado nuevos sistemas de tratamiento de agua de enfriamiento, basados en la formación de una superficie pasiva del metal que lo protege de ulterior oxidación.

Estos sistemas emplean principalmente cromatos en combinación con otros inhibidores catiónicos o aniónicos.

El llamado tratamiento dianódico es uno de éstos y utiliza una combinación de fosfatos y cromatos en concentraciones de 40-60 p.p.m. (40 p.p.m. de PO_4 y 20 p.p.m. de CrO_4) a un pH entre 6.0 y 7.3. También se emplean otros sistemas que son variantes del dianódico estos son el Fosfato-Dianódico, Zinc-Dianódico, Fluoruro-Dianódico, Cromo-Dianódico, así como combinaciones de estos métodos.

Otro sistema generalmente empleado es el de cromato-sulfato de zinc en concentraciones de 30 p.p.m. y a pH de 6.8 a 7.3.

Para mantener estos pHs es necesario el empleo del ácido sulfúrico ya que al concentrarse el agua de circulación y aumentar la alcalinidad y por tanto el pH, se precipita el zinc en forma de cromato básico.

La dosificación de ácido también se emplea como tratamiento complementario de los efluentes de precipitadores de cal en frío, para bajar la alcalinidad al valor deseado y para estabilizar el agua transformando el carbonato de calcio en solución y evitar precipitaciones en las superficies de intercambio de calor.

2.7.10. CLORACION.-

El agua de torres de enfriamiento por efecto de la luz solar favorece al desarrollo de algas y por efecto de la elevación de temperatura, concentración del alimento de bacterias y la mayor contaminación del aire, constituye un medio propicio para el desarrollo de limos, crecimientos que ocasionan problemas tapando las tomas de agua de la succión de las bombas de circulación, los tubos del condensador, las boquillas de distribución de agua y las espreas. También se reproducen hongos que atacan la madera de las torres de enfriamiento.

Para evitar estos problemas se dosifican brocidas entre ellos el cloro en solución en forma intermitente en concentraciones de 1 a 2 p.p.m. El cloro destruye las bacterias e impide su desarrollo por oxidar la materia orgánica.

También es útil la cloración para evitar el desarrollo de moluscos en la tubería de circulación, cuando el agua de enfriamiento es agua de mar. En este caso, la dosificación se hace mediante choques de cloro en concentraciones de 1 a 5 p.p.m.

Otros empleos de cloro en los procesos de clarificación, son la aplicación al agua cruda junto con los coagulantes para oxidarlos a hidróxidos trivalentes. Además actúa reduciendo el sabor, olor y color por oxidación de la materia orgánica.

La adición del cloro al agua tratada en plantas de aguas negras se ha usado ampliamente para el control de olores y para desinfección.

El cloro en soluciones acuosas se hidroliza formando ácido hipocloroso y ácido clorhídrico. El ácido hipocloroso es el que actúa en la desinfección y oxidación de los compuestos y materias orgánicas del agua.

2.7.10.1. EQUIPO.-

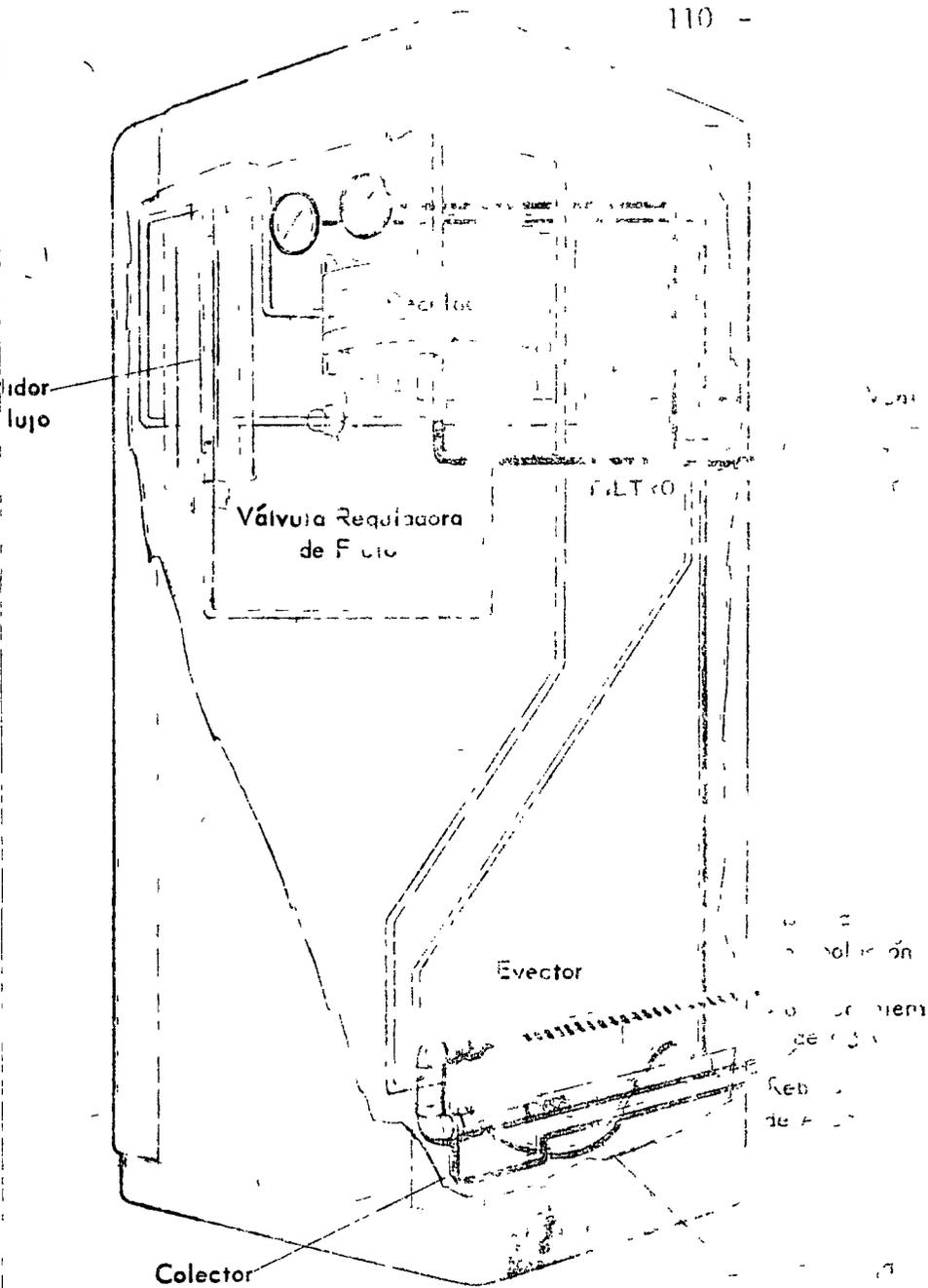
La aplicación de las soluciones de cloro al agua se lleva a cabo mediante aparatos dosificadores denominados cloradores. El cloro de los tanques de almacenamiento se conecta a un cabezal de donde se envía al clorador. En esta línea puede instalarse una válvula reductora de presión y en ocasiones calentadores o evaporadores de cloro.

El aparato consiste de una válvula reguladora de presión por donde pasa el cloro a un Rotámetro donde se mide la dosificación generalmente en Kgs. o Lbs. por 24 horas, inmediatamente pasa a un dosificador del tipo de orificio variable y de allí se envía a un eyector, previo paso a través de una válvula reguladora del vacío.

El eyector operado con agua a presión succiona el cloro y efectúa la solución del mismo. Esta solución se envía por tubería de P.V.C. o de hierro recubierto de hule, al punto de aplicación. El aparato tiene una válvula de alivio para presión y vacío, y todo el conjunto se encuentra montado en un gabinete.

El cloro es un elemento sumamente tóxico y peligroso por lo que deben tomarse precauciones extremas en su manejo para evitar accidentes por fugas y el personal debe contar con mascarillas especiales para el manejo del cloro.

En ocasiones principalmente cuando las dosificaciones son pequeñas, se substituye el cloro por substancias que lo contienen, como el Hipoclorito de Calcio y el de Sodio. Estos compuestos son de facil manejo y se inyectan en soluciones al 1 ó 2% con bombas dosificadoras del tipo de diafragma. También se emplean substancias como las cloraminas y los clorofenatos, estos últimos también como fungicidas.



Gas Cloro a Presión de Cilindros

Gas Cloro a 20" de Columna de Agua de Presión Negativa

Gas Cloro a 35" de Columna de Agua de Presión Negativa

Gas Cloro Bajo "Vacío" del Evector

Delu...

Abast...

El clorador F&P Número 750 A, con distribución a base de columna, es una unidad que opera bajo el principio de "vacío".

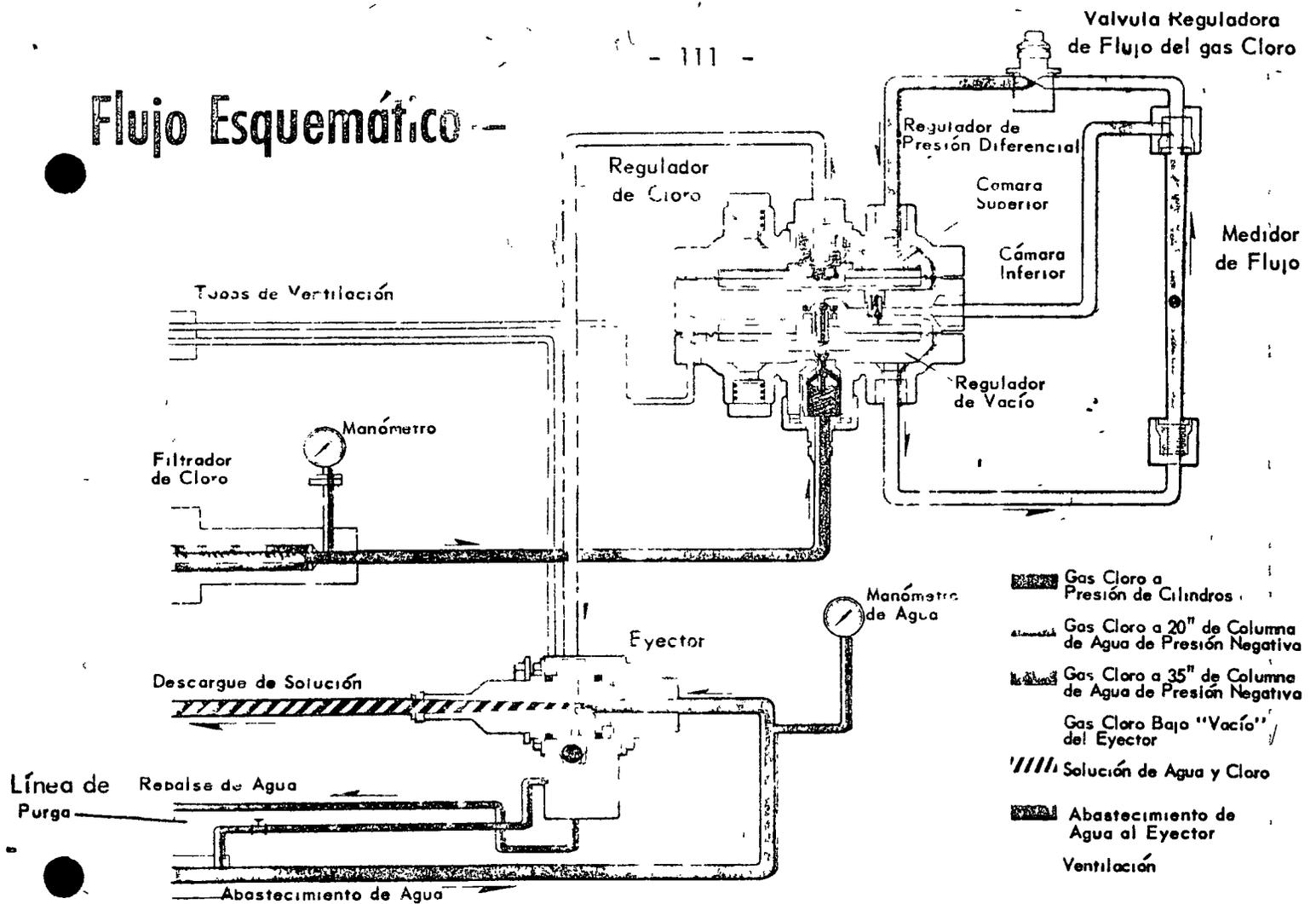
Todos los componentes están alojados en un gabinete de "vidrio prensado" que es ultra-pulcro en diseño y tiene estructura y pintura que requiere mantenimiento alguno durante la vida útil del clorador.

Controlan la operación del clorador diafragma, que se acciona simple pero accionada por una válvula mecánica, en ningún momento el gas cloro entra en contacto con sellos de agua o sustancias que pueden dar origen a la corrosión.

Los materiales usados en el aparato son productos de The Rubber Company, duPont, M. W. Kellogg, Union Carbide and Carbon Corporation, estos materiales son completamente inertes a la acción de la corrosión y tienen en algunos casos más de 20 años de servicio activo en usos industriales.

Fig. No. 24 Esquema de un clorador

Flujo Esquemático



Operación

La operación del clorador Fischer & Porter puede ser explicada en los siguientes términos

1 La iniciación del funcionamiento del clorador se efectúa al abrir las válvulas de abastecimiento de agua y cloro

2 Al pasar el torrente de agua a través del "EJECTOR" origina un "vacío" que se extiende hasta el regulador de cloro. El "vacío" de referencia servirá en todo momento para mantener el flujo de cloro en el clorador

3 La presión del cloro al entrar al "Regulador de Cloro" es reducida del valor mantenido en los cilindros, a una presión negativa equivalente a 20 pulgadas de columna de agua

4 El flujo del cloro en las condiciones anteriores, es medido por el "Medidor de Flujo" localizado en la parte frontal del gabinete

5 La válvula controladora de flujo, localizada tam-

bién en la parte frontal del clorador, se encarga de regular el flujo de cloro deseado en el sistema. Además, dicha válvula produce una caída de presión entre la cámara superior del "Regulador de Presión Diferencial" y el "Medidor de Flujo". Esta caída de presión es mantenida a un valor constante equivalente a 15 pulgadas de columna de agua por medio de la válvula obturadora contenida en el regulador antes mencionado

6 La válvula "Controladora de Flujo" del cloro, está también conectada en paralelo con la cámara inferior del "Regulador de Presión Diferencial", esto permite mantener una presión diferencial equivalente a 15 pulgadas de columna de agua entre ambos lados del diafragma del regulador mencionado anteriormente

7 Una vez que el cloro pasa por el "Regulador de Presión Diferencial" es conducido al "Ejector" donde es mezclado con el torrente de agua

Fig. No. 25. Flujo Esquemático de un Clorador

2.7.11. FILTRACION

La filtración es el proceso en el cual se hace pasar agua u otro líquido a través de un material poroso adecuado con objeto de eliminar la materia que lleva en suspensión el líquido.

La filtración es un recurso empleado en el tratamiento de agua para eliminar o reducir los sólidos en suspensión y la turbidez que pueden estar presentes en el agua cruda. También se emplea como un complemento en los procesos de precipitación en caliente y en los procesos de coagulación y precipitación de Cal-Soda en frío, para llevar a cabo la clarificación final antes de emplear el agua tratada. La filtración como tal, no elimina sólidos disueltos.

Con una sedimentación adecuada, seguida de coagulación, las partículas coaguladas más pesadas se eliminan antes de la filtración, llegando al filtro únicamente los flóculos más pequeños y más ligeros.

Cuando se pone en servicio un filtro recién retrolavado, muchas de las partículas finas coaguladas penetran a la cama filtrante a través de los múltiples huecos que están en la superficie. Al irse alojando las partículas entre los granos del medio filtrante, el flujo se va restringiendo, incrementándose a través de los espacios más grandes que no están obstruidos y decreciendo a través de los pasos más pequeños y parcialmente obstruidos. A medida que el flujo continúa penetrando en la cama filtrante, el agua se distribuye y la velocidad decrece con nuevo alojamiento de partículas coaguladas en los puntos de baja velocidad.

La penetración al medio filtrante por partículas coaguladas, se extiende normalmente a una profundidad de 5 a 10 cms. y la mayor parte de la filtración se efectúa en la superficie ó en los primeros 2 a 5 cms. de la cama filtrante; la capa de materia coagulada retenida actúa como un filtro fino para las partículas más pequeñas.

Es necesario seleccionar el tamaño del medio filtrante, de tal manera que sea lo suficientemente grueso para que la penetración de la materia filtrada sea de algunos centímetros hacia el interior de la cama, y lo suficientemente fino para evitar el paso de los flóculos a través del filtro.

Con una selección adecuada debe conseguirse alojar el flóculo lo menos compacto que sea posible para obtener un lavado fácil y alojar el mayor volumen posible de flóculo sin obstruirse.

Cuando no hay penetración en el lecho filtrante por materias coaguladas, la pérdida de presión se incrementa rápidamente y las corridas entre lavados son más cortas.

La eliminación de la turbidez se afecta no solamente por el tamaño de granos de arena sino por su forma; si éstos tienen ángulos agudos, forman grandes huecos y no eliminan tanta materia fina como los granos redondos del mismo diámetro equivalente.

2.7.11.1. - MATERIAL FILTRANTE

La arena de cuarzo, la arena de sílice y la antracita, son por lo general los materiales más empleados como medio filtrante. La profundidad de la cama es de 28 a 70 cms. (15 a 30 pulgadas), dependiendo del tipo de filtro de que se trate.

Estos materiales se clasifican por estándares denominados "tamaño efectivo" y "coeficiente de uniformidad". El tamaño efectivo es aquel en que el 10% de los granos son más pequeños y el 90% más grandes, por lo tanto, el "tamaño efectivo" es el tamaño mínimo del total de los granos de material filtrante. Sin embargo, esto no indica ni los límites de tamaño ni el grado de variación.

Para asegurarse que la variación no es demasiado grande, debe hacerse la segunda medición, que consiste en obtener el tamaño del 60% en peso de la arena más fina y el 40% de la más gruesa. Este tamaño dividido por el tamaño efectivo, es el "coeficiente de uniformidad". Por ejemplo si un análisis de mallas indica que el 10% de la arena es más fina que 0.40 mm. y el 60% es más fina que 0.64 mm., el tamaño efectivo será 0.40 mm. y el coeficiente de uniformidad será 0.64 dividido por 0.40 o sea 1.6.

El tamaño efectivo y el coeficiente de uniformidad más adecuado dependen de las condiciones de operación y de las necesidades de calidad del efluente. Por lo general se requieren dos grados de arena para filtros. En los filtros de presión se emplea arena de un tamaño efectivo de 0.50 a 0.60 mm. con un coeficiente de uniformidad de 1.7 máximo, sin embargo, se obtienen buenos resultados con arena más gruesa de un tamaño efectivo de 0.60 a 0.72 mm. con un coeficiente de uniformidad de 1.3 a 1.5. Para los filtros de gravedad el tamaño efectivo es de 0.35 a 0.50 mm, con un coeficiente de uniformidad no mayor de 1.75.

La antracita seleccionada en tamaños similares es igualmente efectiva y puede usarse en los filtros en vez de la arena y la grava.

En muchos casos se prefiere la antracita debido a que no se adiciona sílice al agua cuando se opera en caliente y con alcalinidades elevadas.

Por tener la antracita menor densidad que la arena se prefiere en ocasiones por permitir una velocidad de retrolavado menor.

Para fines especiales de filtración se usan otros medios filtrantes como el cuarzo, la calcita, la magnetita y la tierra diatomea.

2.7.11.2. - TIPOS DE FILTRO

En primer lugar se tienen los filtros mecánicos, los cuales se dividen en dos tipos: filtros de gravedad y filtros de presión.

2.7.11.2.1. - Filtros de Gravedad. - Como su nombre lo indica el flujo de agua a través de estos filtros, se obtiene por gravedad.

Conviene mencionar los 'Filtros de Arena Lentos' o 'Filtros Ingleses', - debido a su importancia histórica. Esta fué la primera forma de filtración empleada. Dichos filtros de grandes áreas de filtración y que actualmente están obsoletos, usaban camas de arena fina. El agua se filtraba a velocidades muy bajas (0.032 - 0.160 g.p.m. por pie²). La eliminación de los sólidos en suspensión se conseguía por el colado a través de los poros de la superficie de la capa de arena y por la adherencia de las partículas de sólidos a los granos de arena. La acción biológica de estas camas respondía a los buenos resultados obtenidos. Como el retrolavado en estas áreas tan grandes era impráctico, la materia acumulada y en suspensión se eliminaba periódicamente de la parte superior de la cama con algo de arena, por medio de rastrillos.

En los filtros rápidos de arena o de antracita el agua pasa de arriba a abajo por gravedad, a una velocidad relativamente alta, por lo general de 2 a 4 galones por minuto por pie².

Es necesario un pretratamiento por coagulación y sedimentación para permitir estas altas velocidades de filtración. La eliminación de la materia en suspensión - acumulada se efectúa mediante un retrolavado a través de la cama filtrante expandiendo la cama y enviando los sólidos al drenaje.

Las partes esenciales de un filtro de gravedad, además del medio filtrante son las siguientes.

1. - El cuerpo del filtro que puede ser de concreto, acero o madera y puede ser de base cuadrada, rectangular o circular. Las unidades rectangulares de concreto reforzado son las que más se emplean.
2. - El medio filtrante se soporta en una cama de grava cuyo objeto es el de prevenir que la arena fina o la antracita pasen al sistema de drenaje inferior. También actúa como distribuidor del agua de retrolavado. La cama soporte varía en profundidades de 12 a 24 pulgadas, en tamaños que varían desde $1\frac{1}{2}$ " hasta $1/8$ " de diámetro.
3. - El sistema de drenaje inferior el cual tiene dos propósitos, la colección del agua filtrada después de pasar por el medio filtrante y por la cama soporte, y también para distribuir el agua de retrolavado a la parte inferior del medio filtrante. Es esencial que el sistema de drenaje inferior distribuya el agua uniformemente en ambas operaciones, de otra forma las velocidades de filtración y retrolavado en una parte del filtro podrían exceder a la de otra parte y resultar una operación deficiente.

El sistema de drenaje inferior puede consistir en un cabezal y laterales con perforaciones o mallas, convenientemente espaciados.

Se pueden instalar coladeras (strainers) y fondos falsos que consisten en planchas acanaladas de concreto o de un enrejado donde descansa la grava.

4. - Las artesas que tienen por objeto coleccionar el agua que va a emplearse para el retrolavado. Estas artesas pueden ser de acero, fierro, vaciado o concreto y en las plantas más nuevas se emplea aluminio, asbesto-cemento y fibra de vidrio para mayor resistencia a la corrosión. Deben de ser de tamaño adecuado para manejar la máxima velocidad de retrolavado sin inundarse.
5. - Los dispositivos de control que se requieren para asegurar la máxima eficiencia en la operación de filtración, son los siguientes:
 - a). - Medidores controladores de flujo que mantienen uniforme y automáticamente la salida de agua filtrada, operando mediante tubos Venturi en la línea del efluente.
 - b). - Controladores de flujo para retrolavado, que se usan en forma similar para asegurar las condiciones adecuadas del lavado.
 - c). - Los medidores de pérdida de presión también son necesarios para la mayor eficiencia en la operación.

Dentro de los filtros de gravedad deben mencionarse los filtros automáticos sin válvulas, los cuales reducen la necesidad de varios controles y operaciones manuales que son necesarios en los filtros estándar de gravedad.

2.7.11.2.2. - Filtros de Presión. - Los filtros de presión se emplean en mayor proporción que los filtros de gravedad para el acondicionamiento industrial del agua. Tienen la ventaja de que pueden colocarse en la línea a presión y con esto se elimina el doble bombeo. Los filtros de presión se usan en la suavización en caliente por permitir altas temperaturas de operación. El diseño general de los filtros de presión es esencialmente el mismo que para los filtros de gravedad con respecto al medio filtrante, camas soporte, sistemas de drenaje inferior y dispositivos de control. El cuerpo del filtro por supuesto difiere de un filtro de gravedad y no se emplean artesas para el agua de retrolavado.

Los filtros de presión pueden ser del tipo vertical u horizontal. El cuerpo del filtro es de acero, de forma cilíndrica con cabezas en forma de platos. Los filtros verticales varían en su diámetro de 1 a 10 pies con capacidades de 2.4 a 235 galones por minuto, a una velocidad unitaria de filtración de 3 galones por minuto por pie² de superficie filtrante. Los filtros horizontales por lo general de 8 pies de diámetro pueden ser de 10 a 25 pies de longitud con capacidades de 218 a 570 galones por minuto. La tendencia general es descartar los filtros horizontales debido a que ciertas áreas de la cama filtrante adyacente al cuerpo del filtro están inactivas durante la filtración y el retrolavado.

2.7.11.2.3. - Otros tipos de Filtros. - Además de los filtros descritos existen otros tipos en los que el agua pasa a través de tubos de un material poroso. El agua por tratar entra al cuerpo del filtro y pasa a través de cilindros porosos que se encuentran en el interior para después llegar a la cámara de salida.

Este mismo tipo de filtro puede operar adicionándole con la corriente de agua un ayuda filtro que puede ser tierra diatomácea o fibra de asbesto.

Otro tipo lo constituye el filtro de placa en el cual la filtración tiene lugar a través de placas perforadas de metal Monel sobre las que se deposita el material filtrado. Para cubrir las placas se puede emplear tierra diatomácea, carbón activado, asbesto, arcilla u hojas de papel. El agua pasa por cada lado de la placa y sale por la sección central llegando a un cabezal donde se descarga el agua filtrada.

Existen otros tipos de filtros para la eliminación del aceite en condensado o en otra clase de agua. El diseño es semejante al de los filtros de presión pero se requiere agitar la cama filtrante para asegurar la limpieza adecuada de la unidad. Periódicamente se dan lavados con sosa caústica para desalojar el aceite que cubre los granos del material filtrante. También se forma una capa previa con soluciones de alúmina y carbonato de sodio.

2.7.11.3. - OPERACION.

El funcionamiento de los filtros es un procedimiento relativamente sencillo, pero el operador debe tener ciertos conocimientos de los principios sobre los que se basa el proceso.

Durante la operación, la materia en suspensión eliminada por el filtro se acumula sobre la superficie. Cuando el incremento de pérdida de presión que indica el medidor instalado alcanza 5 lbs./pulg.², es conveniente retrolavar el filtro para eliminar la capa depositada.

El flujo unitario de filtración es por lo general de 3 galones por minuto por cada pie² de área filtrante como máximo.

El flujo de retrolavado es de 12 á 15 g.p.m. por pie² para la arena y de 8 á 12 g.p.m. por pie² para la antracita.

Los filtros requieren retrolavarse cada 6 á 24 Hrs., aunque puede ser necesario acortar o alargar estos períodos. El agua de lavado debe entrar al filtro lentamente ya que con un choque súbito de agua se pueden desarreglar los distribuidores o la cama soporte. El tiempo de retrolavado es por lo general de 5 a 10 minutos; después la unidad se retorna al servicio. Al poner el filtro en operación la primera agua filtrada se envía al drenaje y se continúa así durante unos minutos hasta que el agua sale clara. Con este procedimiento se evita la posibilidad de que entren al sistema sólidos en suspensión que se quedan en los drenajes inferiores después del retrolavado, y también permite que se acumule en el lecho una pequeña cantidad de materia en suspensión. Tan pronto como el filtro produce agua clara, la unidad se retorna al servicio.

Existen lavadores de superficie que son útiles para mantener la máxima eficiencia en la filtración. Estas unidades consisten de brazos horizontales equipados con espreas y colocados encima de la superficie de la cama filtrante. El agua de alta presión para el retrolavado del filtro es la que se suministra a estos lavadores y origina la rotación

de los brazos. El agua que sale de las espumas golpea sobre la superficie y afloja la materia en suspensión acumulada

En las Tablas siguientes se enumeran las velocidades de filtración y retro-lavado para los filtros de presión verticales, así como las alturas típicas de los lechos de filtración.

T A B L A No. 1

VELOCIDADES DE FILTRACION Y RETROLAVADO PARA FILTROS VERTICALES DE PRESION

Diámetro en pies	Area en pies ²	Flujo de filtración * en g p.m.	Flujo de Retrolavado + en g.p.m.
3	7.1	21	106
4	12.6	38	189
5	19.6	59	295
6	28.3	85	425
7	38.5	116	578
8	50.3	150	755
9	63.6	190	954
10	78.5	235	1180

* Flujo de 3 galones por minuto por pie²

+ Flujo de retrolavado de 15 galones por minuto por pie²

T A B L A No. 2

LECHOS DE FILTRACION TIPICOS Y TAMAÑOS PARA FILTROS DE PRESION

Arena	altura 12"	- arena, 0.45-0.50 mm de tamaño efectivo
	altura 10"	- arena, 0.80-1.20 mm. de tamaño efectivo
	altura 4"	- grava, 1/4" - 1/8"
	altura 4"	- grava, 1/2" - 1/4"
	altura 8"	- grava, 1" - 1/2"
	altura 4"	- grava, 1 1/2" - 1"
Antracita	altura 18"	- Antracita No. 1, 0.6 - 0.8 mm.
	altura 9"	- Antracita No. 2, 3/32" - 3/16"
	altura 9"	- Antracita No. 4, 5/16" - 9/16"
	altura 4"	- Antracita No. 6, 13/16" - 1 5/8".

2.7.11.4. - PROBLEMAS Y MANTENIMIENTO.

El principal objeto de la filtración es el de eliminar los sólidos en suspensión del agua y para efectuar este trabajo eficientemente se requiere.

1. - Mantener el medio filtrante en buenas condiciones.
2. - Conservar el filtro en buen estado de mantenimiento.
3. - Controlar inteligentemente la aplicación de los reactivos.
4. - Limpiar regularmente toda la cama filtrante.
5. - Llevar registros diarios de operación.

El medio filtrante es la parte mas importante del filtro y debe inspeccionarse a intervalos regulares para determinar su condición. Existe una tendencia en ciertas áreas del lecho filtrante de cubrirse con acumulaciones de lodos que si no se eliminan cuando se retrolava la unidad, pueden causar serios problemas de operación. Esta condición ocurre frecuentemente cuando se filtran aguas arcillosas, pero puede ocurrir también al filtrar los flóculos de cal y sales de magnesio en las plantas precipitadoras. La situación se presenta cuando se lavan los filtros inadecuadamente pero también puede presentarse en unidades bien diseñadas y que operan correctamente.

Cuando la superficie del filtro se obstruye con depósitos, la unidad debe salir de servicio, drenarse y raspar los depósitos de la superficie con una espátula.

Si los depósitos no se eliminan durante el retrolavado, la porción de la cama donde esto ocurre opera a un flujo menor, resultando una filtración desigual a través de las diversas áreas del filtro. El depósito puede penetrar dentro de la cama filtrante y ensuciarla, reduciendo el flujo y evitando una buena clarificación.

La distribución desigual del agua de lavado lo indica la irregularidad de la superficie de la cama filtrante.

Donde hay evidencias de que la capa de grava se ha desordenado, se debe sacar la arena o antracita e inspeccionar el sistema de drenaje inferior para repararlo si es necesario. Cuando se desarregla la grava o antracita empleadas como soporte de la arena o la antracita filtrante, hay peligro de que penetre este material dentro del sistema colector de agua filtrada. Este problema es más objetable en los filtros de presión, los cuales se instalan en la tubería de presión y el material filtrante que pasa se descarga directamente a las líneas de agua causando problemas graves en bombas y otros equipos.

Cuando se diseña un filtro correctamente debe haber una distribución uniforme del agua de lavado para que elimine prácticamente toda la materia extraña que se recolecta en el filtro durante la operación. Esta operación debe llevarse a cabo sin ocasionar pérdida del material filtrante. Debe tenerse cuidado de que el operador no exceda el flujo máximo de diseño para el retrolavado ni que agite la cama filtrante en forma violenta cuando se use aire o agitación mecánica. No se establece un período predeterminado para los lavados ya que el tiempo que un filtro debe operar entre lavados se controla por la cantidad y naturaleza de las materias en suspensión del agua cruda, la temperatura del agua, los cambios de dicha temperatura y muchos otros factores.

La filtración sin coagulación y sedimentación por lo general es un método poco satisfactorio para eliminar totalmente la turbidez y los sólidos en suspensión. En tal aplicación, el filtro elimina solamente las partículas más grandes.

Los filtros de presión también requieren menos espacio de instalación. Estos filtros se emplean con la operación de los procesos en caliente y previenen pérdida de calor durante la filtración y el retrolavado. El acarreo de oxígeno también se evita con el uso de estos filtros.

La filtración a presión, tiene la desventaja de que la apariencia del efluente y del medio filtrante no están en observación, la efectividad del retrolavado no puede ser observada y la pérdida del medio filtrante no se puede notar.

Las artesas para agua de lavado no se pueden adoptar en los filtros de presión para un retrolavado tan efectivo como en los filtros de gravedad.

Los filtros de presión son más difíciles de inspeccionar y limpiar. El reemplazo del medio filtrante, de la grava y de los drenajes inferiores, constituyen un problema.

Sin embargo, la crítica más pertinente de los filtros de presión en comparación con los filtros de gravedad es la imposibilidad de observar la efectividad de las operaciones de filtración y retrolavado.

En tanto que los filtros de presión son capaces de producir un efluente de tan alta calidad como los filtros de gravedad, la imposibilidad de mantener una observación constante del proceso, puede conducir a la producción de un efluente de más mala calidad que la que se obtiene con los filtros de gravedad. Consecuentemente los filtros de gravedad se prefieren donde las condiciones de la instalación permiten su uso y donde se desea un agua de máxima calidad.

Cualquier mal funcionamiento de los filtros de gravedad puede observarse y corregirse rápidamente.

La selección entre los dos tipos debe hacerse después de un estudio de las condiciones y problemas relativos a la instalación en particular.

Fig. No. 26
FILTRO VERTICAL
DE PRESION.

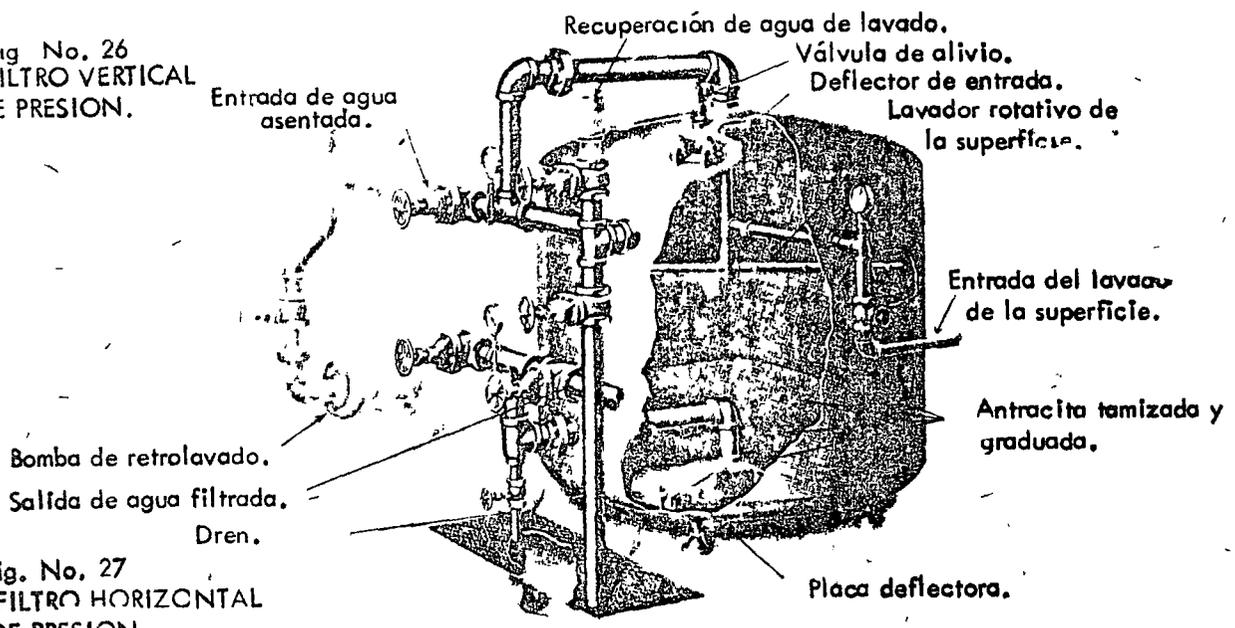
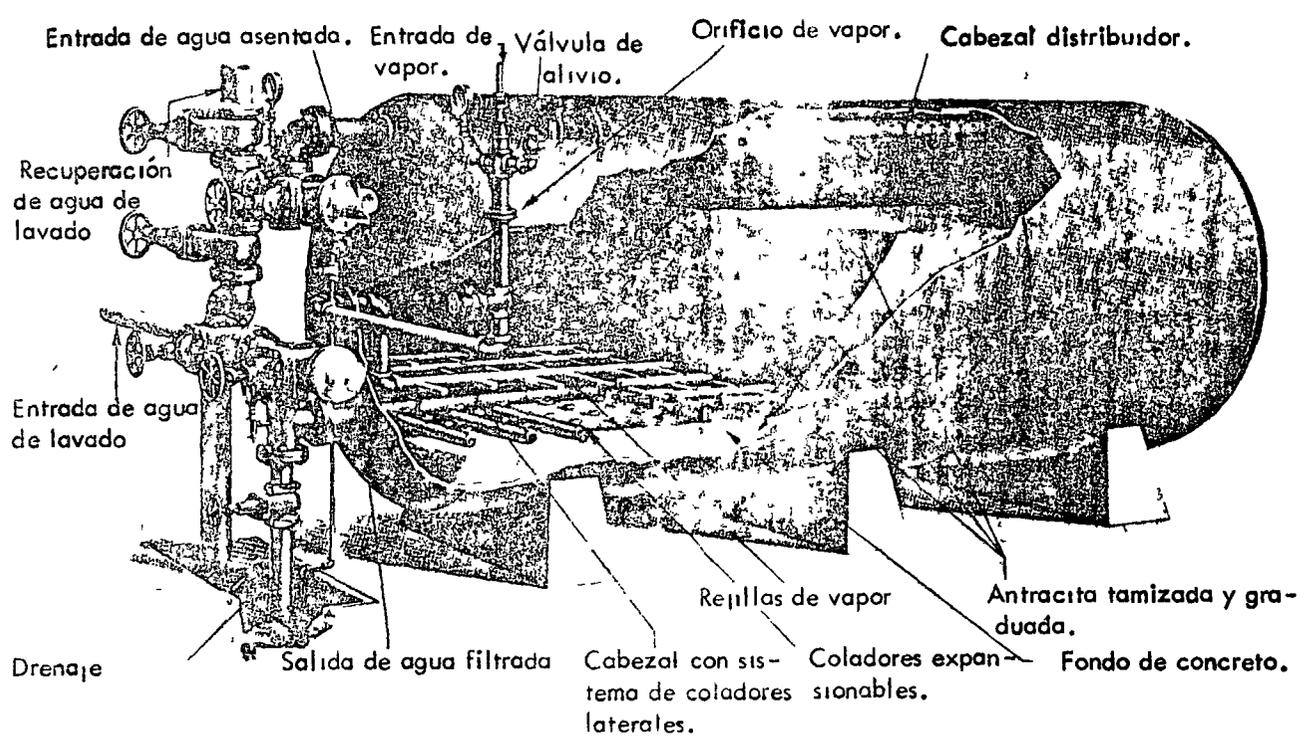


Fig. No. 27
FILTRO HORIZONTAL
DE PRESION



2.8. - TRATAMIENTO DE AGUAS NEGRAS

Se denominan aguas negras a las aguas de desecho que se envían al drenaje en una ciudad o población. Esta agua lleva las excreciones líquidas y sólidas del cuerpo humano, los desechos domésticos y el agua de desecho de las Industrias. En época de lluvias se suman a las aguas negras las aguas pluviales que se colectan en las atarjeas, y llevan consigo tierra, arena y materias extrañas que arrastran las corrientes formadas.

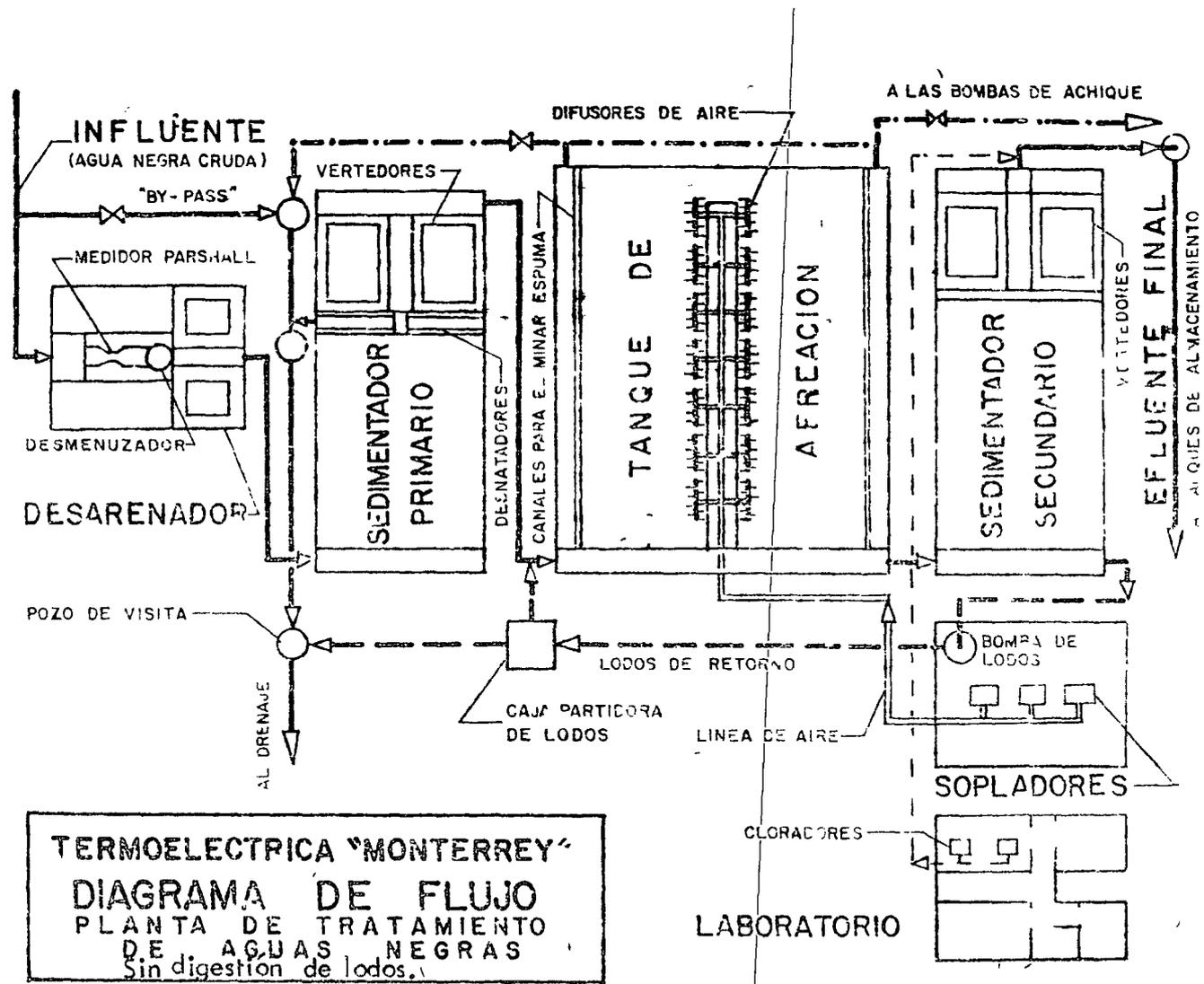
La mayor parte de las materias orgánicas que llevan estas aguas son en extremo putrescibles y contienen un gran número de bacterias muchas de ellas productoras de enfermedades humanas. Al descomponerse los desechos orgánicos originan malos olores y gases venenosos.

Los desechos industriales pueden contener ácidos o álcalis y pueden llevar sustancias químicas tóxicas o venenosas.

Al descargarse las aguas negras a otra masa mayor de agua, por ejemplo un río, lago o al mar, el agua se contamina y puede ser peligrosa para la vida de los peces y una amenaza para la salud pública.

En muchos países Europeos y en los Estados Unidos, los Gobiernos decretan el tratar convenientemente las aguas de desecho industriales obligando a las industrias a entregar aguas de desecho libres de sustancias tóxicas. Construyen plantas de tratamiento para eliminar las materias orgánicas sólidas putrescibles de las aguas domésticas y produciendo aguas claras, sin bacterias patógenas que ya no constituyen un peligro para la vida humana.

En nuestro país aún no se han emitido leyes para este propósito, sin embargo, en las grandes ciudades como México y Monterrey se han instalado plantas para tratar las aguas de desperdicio de la ciudad y aprovecharlas para fines de riego, para usos en Industrias, y para enfriamiento de equipo y de condensadores en Plantas Termoeléctricas.



TERMoeLECTRICA "MONTERREY"
DIAGRAMA DE FLUJO
PLANTA DE TRATAMIENTO
DE AGUAS NEGRAS
Sin digestion de lodos.

Fig. No 28

2.8.1. EQUIPO.-

La Planta de Tratamiento de aguas negras empleada para estos propósitos es del tipo de "Lodos Activados" y consiste en 3 etapas.

- 1.- Tratamiento primario, consistente de eliminación de sólidos de tamaño grande, desmenuzador y sedimentación primaria.
- 2.- Tratamiento secundario o Proceso de Lodos Activados consistente de Aereación y Sedimentación Final.
- 3.- Digestión de Lodos y Secado.

2.8.2. TRATAMIENTO PRIMARIO.-

El agua tal como llega a la planta es de color grisáceo, cuando es fresca y negro cuando es séptica y contiene materiales en suspensión y flotantes, tales como heces fecales, papel y desperdicios de verduras, frutas, carnes, pedazos de telas, etc.

Después de pasar el agua por una criba de barras, en donde se separan los objetos flotantes de gran tamaño, pasa el agua al desmenuzador, que consiste en un tambor rotatorio con cuchillas que pasan a través de unas guías estacionarias donde es desmenuzada la materia gruesa. Esta, una vez desmenuzada penetra con el agua al interior del tambor a través de ranuras angostas y de aquí se conduce por un canal desarenador, el que se hace de dimensiones apropiadas para reducir la velocidad del agua y facilitar el depósito de arena y materiales pesados. La velocidad en este canal es de 0.30 mts/seg. De aquí se conduce el agua al tanque de sedimentación primaria.

El Tanque de Sedimentación Primaria se construye de concreto y puede ser circular o rectangular. La velocidad del agua es lo suficientemente baja para permitir que se asienten los sólidos pesados y los lodos primarios. Generalmente se requiere un período de retención de 1 a 2 horas.

El tanque circular es de fondo cónico y descubierto en la parte superior. El agua entra por el centro y fondo del tanque. Por medio de dos rastras una en el fondo y la otra en la superficie, movidas desde el centro del tanque por motor eléctrico con reductor de velocidad, se van enviando al centro del tanque los lodos asentados en el fondo y se recogen grasas y natas de la superficie. Los lodos se bombean al digestor.

En el tanque rectangular, el agua pasa a través de unas mamparas y fluye a todo lo largo del tanque.

Los lodos sedimentados se envían por medio de rastras a unas tolvas colocadas en la parte anterior del tanque y de aquí se bombean al digestor.

En el tanque de sedimentación primaria se queda alrededor de un 30 a 40% de la materia orgánica del agua. El resto sale con el efluente primario.

Los lodos primarios constituyen del 0.5 al 2% del flujo total de la Planta de aguas negras. Es una masa espesa de olor desagradable.

2.8.3. TRATAMIENTO SECUNDARIO. -

El efluente del tanque de sedimentación primaria contiene las impurezas solubles tales como desechos humanos líquidos, agua de lavados de ropa y utensilios domésticos, etc. y sólidos muy finos que no se eliminaron en la sedimentación primaria.

Esta agua pasa por un canal de concreto a los tanques de aereación. - En este canal descargan los lodos activados donde se mezclan.

Si se colecta una muestra de agua aereada, en una probeta, se observan flóculos finos de color café que se van asentando lentamente, dejando agua clara. Estos flóculos contienen millones de bacterias y otras formas de micro-organismos y es lo que constituyen los lodos activados.

Las bacterias y demás organismos son de tipo aerobio que necesitan oxígeno libre para reproducirse, por lo que es necesario un suministro de fuertes volúmenes de aire a los tanques de aereación por medio de sopladores.

El proceso de lodos activos consiste en mezclar los lodos activados con el efluente primario. Se aerea el agua por varias horas en los tanques de aereación y después se separan los lodos por asentamiento en los tanques de sedimentación secundaria. Las impurezas del efluente primario son absorbidas sobre la superficie de los flóculos donde se alimentan los micro-organismos aerobios. Al final de la aereación el licor mezclado fluye de los tanques de aereación a los de sedimentación secundaria, que son tanques de concreto cilíndrico o rectangular de tamaño semejante al tanque de sedimentación primaria. En estos tanques de sedimentación se asientan los lodos en el fondo de donde se bombean continuamente y se regresan para mezclarse con el efluente primario y el excedente a los tanques de sedimentación primaria. Los tanques de sedimentación circulares tienen rastras en el fondo que conducen los lodos al centro de donde son bombeados.

El agua clarificada se derrama por vertedores a un canal periférico de donde se conduce por un canal común, a un cárcamo de bombeo para enviarla a tanques de almacenamiento o a su utilización. En este canal común se aplica cloro para destruir los organismos patógenos.

2.8.4. DIGESTION DE LODOS.-

Los lodos del tanque de sedimentación primaria con los excedentes de los lodos activados, se bombean diariamente a un tanque digestor, cerrado, donde la materia orgánica es digerida por la acción de bacterias anaerobias y la transforman en compuestos más estables. El período de digestión es de 30 a 60 días.

Por la acción de esta digestión de la materia orgánica se obtiene un gas que contiene metano 60 a 70% y dióxido de carbono. Este gas se emplea como combustible.

La digestión se acelera calentando los lodos con serpentines de agua caliente a 95°. El pH de los lodos debe ser neutro. Si baja de 6.4 se agrega cal para neutralizar la acidez y evitar formación de espuma.

En el digestor los materiales se encuentran en 2 capas, la superior o licor sobrenadante y la capa del fondo o de lodos. Cuando el digestor está lleno se expulsa el licor sobrenadante al dar cabida a nueva cantidad de lodos. Este licor sobrenadante se regresa nuevamente al proceso de lodos activados.

Los lodos acumulados en el fondo del digestor que deben tener apariencia granulosa y olor a tierra se envían a las camas de lodos con fondo de arena, donde son secados. La altura de las camas no debe ser mayor de 25 cms. para facilitar el secado y deben limpiarse una vez que estos lodos estén secos. El nuevo lodo húmedo no debe aplicarse sobre un lodo parcialmente seco.

Los lodos del digestor tampoco deben eliminarse totalmente ya que son necesarios para continuar el proceso de digestión con los organismos anaerobios.

2.8.5. CONTROL.-

Las pruebas analíticas que deben efectuarse en una planta de aguas negras son:

- 1 - Oxígeno disuelto
- 2 - Sólidos en Suspensión
- 3 - Prueba de asentamiento de lodos.
- 4 - Índice de Volúmen de Lodos.
- 5 - Demanda Bioquímica de Oxígeno.
- 6 - pH.
- 7 - Demanda de Oxígeno del licor Mezclado.
- 8.- Estabilidad relativa.

1.- El Oxígeno disuelto se determina en el licor mezclado y en el efluente final. El Oxígeno es necesario para la vida de los micro-organismos aerobios.

2 - Los lodos en suspensión se determinan por filtración de la muestra y pesando el residuo

3 - La prueba de asentamiento da el % en volúmen de sólidos sedimentados en 30 minutos.

4 - El índice de volúmen de lodos es el volúmen ocupado por 1 -- gramo de sólidos en suspensión después de 30 minutos de asentamiento

5 - La Demanda Bioquímica de Oxígeno es el oxígeno requerido por las bacterias aerobias para estabilizar la materia orgánica

6 - El pH se determina con potenciómetro o colorimétricamente.

7.- La demanda de oxígeno del licor mezclado es un método químico para medir la utilización del oxígeno de la vida biológica en el licor mezclado, se mide en p p m por hora

8 - La estabilidad relativa es una medida de la calidad del efluente en la planta de aguas negras. Se mide en número de días que desaparece el color de una muestra a la que se adiciona azul de metileno y da una relación del oxígeno disponible presente en el efluente y la demanda total de -- oxígeno

2.9. TRATAMIENTO INTERNO. -

Todos los tratamientos externos de agua que ya hemos visto tienen por objeto eliminar al máximo y en las condiciones más económicas las impurezas que trae consigo el agua cruda y que causarían multitud de problemas si se alimentaran a la caldera ocasionando interrupciones frecuentes en la operación. A medida que las presiones de operación de las calderas se incrementa, mayores son las exigencias que se requieren con respecto a la pureza del agua de alimentación.

El agua del interior de las calderas debe reunir ciertas características químicas para prevenir los problemas de incrustación, corrosión, contaminación del vapor y fragilización cáustica del metal. Esto se consigue mediante la dosificación adecuada de sustancias químicas específicas.

Al tratamiento del agua para su operación en el interior de la caldera se le denomina tratamiento interno o Tratamiento Secundario.

Las sustancias químicas que se agregan al interior de la caldera — las vamos a enumerar a continuación

2.9.1. FOSFATOS. -

Los principales fosfatos que se emplean son el Fosfato Trisódico y el Hexametáfosfato de Sodio. Se requieren para precipitar la dureza residual del agua de alimentación originada por fugas en suavizadores, desmineralizadores, arrastres de evaporadores o fallas en los tubos de los condensadores.

Las sales de Calcio reaccionan con el fosfato produciendo un precipitado de Fosfato Tricálcico ($\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$). El Magnesio precipita con la alcalinidad del agua como Hidróxido de Magnesio o bien con los fosfatos en forma de Hidroxifosfato. $\text{Mg}_3(\text{PO}_4)_2$. $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Los productos formados precipitan en forma de lodos que se expulsan, con las purgas.

Cuando la alcalinidad del agua de la caldera es baja, se emplea el Fosfato Trisódico que es alcalino. Si el agua tiene la alcalinidad en sus valores normales se emplea un fosfato neutro como el Hexametáfosfato de Sodio o el Fosfato Disódico.

En ocasiones cuando se pretende bajar la alcalinidad del agua de la caldera se emplea un Fosfato ácido como el Fosfato Monosódico.

Se aconseja mantener una cantidad de fosfato residual con objeto de asegurar la precipitación total de la dureza y evitar la formación de incrustaciones de calcio o magnesio. Con esto se asegura también la precipitación de dureza por alguna contaminación del agua de alimentación, bien por rotura de algún tubo condensador o bien con agua de sello de las bombas.

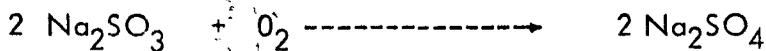
Las concentraciones de fosfato residual varían de 2 a 80 p.p.m. como PO_4 dependiendo de la presión de la caldera y del método de tratamiento empleado.

2.9.2. SULFITO DE SODIO.-

El agua de alimentación después de pasar por el deaerador tiene un contenido de oxígeno de 0.005 ml. por litro de agua cuando opera a su máxima eficiencia. Este oxígeno puede ser mayor a bajas cargas por operar el deaerador a menor temperatura.

El oxígeno en el interior de la caldera es causa de una corrosión severa caracterizada por ataque centralizado en puntos que van ahondándose dentro del metal hasta perforar las paredes.

La eliminación del oxígeno se logra mediante la deaeración química por medio de la inyección de desoxigenantes como el sulfito de sodio, de acuerdo con la siguiente reacción.



1 p.p.m. de oxígeno disuelto requiere 7.88 p.p.m. de sulfito de sodio químicamente puro, sin embargo, la cantidad por dosificar es mayor que ésta relación en vista de que es necesario mantener una cantidad de sulfito residual en el agua de la caldera. La cantidad de sulfito requerida también depende del volumen de purgas y de la pureza del producto.

La concentración de Sulfito residual en el agua de la caldera varía de 5 a 40 p.p.m. como SO_3 , de acuerdo con la presión de operación. Se recomiendan concentraciones de 20 a 40 p.p.m. para presiones hasta de 42 Kg/cm^2 (600 lbs/pulg².) y valores de 5 a 10 p.p.m. para presiones de 63.5 Kg/cm^2 (900 lbs/pulg².) Esta concentración menor se debe a que a la temperatura de operación de las calderas de 63.5 Kg/cm^2 (900 lbs/pulg².) el sulfito se descompone más rápidamente y manteniendo bajas concentraciones se disminuye el consumo y son menores los productos de descomposición. Aun a presiones mayores de operación se emplea el sulfito de sodio a bajas concentraciones.

La inyección del sulfito es conveniente hacerla en la sección de almacenamiento del deareador con objeto de proteger las bombas de alimentación, los calentadores de alta presión, la tubería de alimentación y la válvula de control de agua de alimentación.

En plantas que tienen sobrecalentadores de tipo de rocío en los que la temperatura del vapor sobrecalentado se controla rociando el agua de alimentación al vapor, el sulfito disuelto en el agua sería llevado hasta la turbina donde quedaría depositado en los álabes en forma de incrustación. En este caso el sulfito se alimenta después del punto donde el agua de alimentación se introduce al sobrecalentador.

2.9.3. HIDRAZINA. -

La hidrazina es un producto orgánico empleado también en soluciones acuosas para la eliminación química del oxígeno.

La reacción de desoxigenación es la siguiente:



Como se vé, los productos de reacción no aumentan la concentración de sólidos en el agua de la caldera a diferencia del Sulfito de Sodio que produce Sulfato de Sodio al reaccionar con el oxígeno.

1 p.p.m. de oxígeno necesita solo 1 p.p.m. de Hidrazina para reaccionar completamente y la cantidad de Hidrazina residual en la caldera es del orden de 0.01 a 0.1 p.p.m. por lo que su aplicación resulta económicamente ventajosa.

La Hidrazina se recomienda principalmente para calderas de alta presión donde las temperaturas del agua descomponen rápidamente el Sulfito de Sodio. Se vende en soluciones acuosas del 15% de concentración.

Como ventaja sobre el empleo del sulfito además de que no aumenta los sólidos, está la de que puede usarse con sobrecalentadores de tipo de rocío.

Por el calentamiento se descompone cierta cantidad de Hidrazina formándose como subproducto amoníaco.

Esta descomposición se acelera al aumentar la concentración de Hidrazina en la caldera. El amoníaco neutraliza el bióxido de carbono producido por la descomposición de los carbonatos, disminuyendo las características corrosivas del condensado, sin embargo, en presencia de oxígeno este amoníaco ataca el cobre de los tubos del condensador produciendo una corrosión en los mismos. Por este motivo debe vigilarse la concentración de amoníaco en el condensado y mantenerse en menos de 0.25 p.p.m.

En ausencia total de oxígeno en el condensado la concentración de amoníaco no constituye un problema.

2.9.4. DISPERSANTES ORGANICOS.-

Son sustancias del tipo de la lignina y los taninos extraídas de la madera o de la corteza de algunas especies de árboles. Se emplean para reducir la tendencia de los lodos a adherirse a las superficies de la caldera. Sin el dispersante los lodos tienden a permanecer en la caldera ya sea acumulándose en los cabezales en forma suelta o como una capa adherente sobre las superficies de la caldera.

Cuando las partículas de lodo comienzan a formarse se cubren con una película de dispersante, impidiendo la agrupación de unas partículas con otras y evitando que se formen masas rápidamente asentables y adherentes.

Estos dispersantes se emplean muy raramente en calderas de alta presión, pero son muy útiles cuando el agua de alimentación es agua suavizada, y como tratamiento del agua de los evaporadores.

2.9.5. ANTIESPUMANTES.-

En las calderas que se operan, con alto contenido de sólidos y alcalinidad en el agua, o con materia orgánica disuelta, se tiene el problema de la formación de múltiples burbujas sobre la superficie del agua. La espuma producida puede llegar a llenar el espacio de vapor de la caldera y originar la producción de un vapor contaminado. El agua concentrada en sólidos y arrastrada con el vapor ocasiona depósitos en los sobrecalentadores, tuberías de vapor y álabes de las turbinas.

Los depósitos en sobrecalentadores provocan rotura de tubos por sobrecalentamiento, y los depósitos en las turbinas ocasionan pérdidas de eficiencia.

Para evitar estos problemas es necesario mantener un elevado régimen de purgas, con objeto de mantener los valores de sólidos y alcalinidad dentro de límites determinados.

Esto da por resultado pérdidas considerables de calor, por lo que se ha recurrido al empleo de sustancias orgánicas denominadas antiespumantes que inhiben la formación de las burbujas sobre la superficie del agua permitiendo, por tanto, mayores concentraciones de sólidos en el agua de la caldera. Las sustancias que tienen estas propiedades anti-espumantes son ésteres polimerizados, polímeros y alcoholes que se dosifican a la caldera en concentraciones de 1 a 10 p.p.m.

Desde luego que también hay factores mecánicos y de operación que contribuyen a los arrastres y contaminación del vapor los que deben eliminarse para conseguir un vapor de buena calidad

Estos factores son, un mal diseño de la caldera, separadores mal instalados, niveles altos de operación, y circulación defectuosa por cambios de carga.

Para evitar estos arrastres mecánicos se emplean dispositivos tales como - mamparas, separadores ciclónicos y otros tipos de depuradores que desvían el flujo de vapor en la caldera separando el agua que lleva consigo.

2.9.6. AMINAS.

Los carbonatos disueltos en el agua de la caldera se descomponen produciendo CO_2 que se mezcla con el vapor y queda disuelto al condensarse éste. Además, el oxígeno que entra al sistema por bombas de condensado y sellos hacen que el condensado tenga propiedades ácidas y corrosivas. El empleo de algunas aminas contrarresta esta agresividad. Las aminas empleadas se dividen en Neutralizantes y Fílmicas.

Las aminas neutralizantes tales como la ciclo-Hexilamina $\text{C}_6\text{H}_{11}\text{NH}_2$ y la morfolina $\text{C}_4\text{H}_9\text{NO}$. cuando se alimentan a la caldera se volatilizan con el vapor y se combinan con el CO_2 en el condensado, neutralizando su acidez. La dosificación se controla bajo la base de elevar el pH del condensado a 7.0.

Las aminas fílmicas funcionan de manera diferente a las aminas neutralizantes ya que no neutralizan el CO_2 sino que forman una película monomolecular sobre la superficie metálica, repelente al agua, que es una barrera entre el metal y el condensado protegiendo a aquel contra el ataque corrosivo del CO_2 y del oxígeno.

Las aminas empleadas son las de cadena lineal de 10 a 12 carbonos como la hexadecil-amina, octadecilamina, y la di-octadecilamina.

Estas aminas se dosifican en solución al 1% a la línea principal de vapor donde se dispersan fácilmente con el vapor, o bien directamente a la caldera.

La concentración de aminas que debe mantenerse en el condensado es de 0.5 a 1.0 p.p.m. para conseguir una buena protección.

2.9.7. NITRATOS.-

Las altas concentraciones de hidróxido de sodio en el agua de la caldera dan lugar a un fenómeno de cristalización del metal que lo vuelve frágil, quebradizo y finalmente causa la falla del metal. Este fenómeno se denomina Fragilización Cáustica y ocurre en los domos remachados, en el extremo del rolado de los tubos o donde existe alguna pequeña fuga de agua de la caldera. Es condición además, que el metal de la caldera esté sujeto a altas tensiones debido a trabajo bajo frío del metal o a expansiones y contracciones.

En donde ocurren las pequeñas fugas o donde se atrapa el agua de la caldera, tiene lugar por efecto de la evaporación, una alta concentración de sólidos alcanzándose alcalinidades del orden de 75,000 a 500,000 p.p.m. que producen la Fragilización Cáustica.

Para determinar si un agua tiene tendencias a la fragilización se instalan aparatos de prueba especiales llamados Detectores de Fragilización Cáustica.

El nitrato de sodio es una sustancia inorgánica que se emplea como inhibidor de la fragilización cáustica en concentraciones que dependen del valor de alcalinidad cáustica en el agua. Las relaciones de $\text{NaNO}_3/\text{NaOH}$, varían de acuerdo con la presión, de 0.20 a 0.40.

2.9.8. DOSIFICACION.-

Todas estas sustancias, es decir los fosfatos, sulfitos y demás productos se dosifican a las calderas preparando soluciones en tanques, de donde toma una bomba de pistón de alta presión y las inyecta directamente en el punto de aplicación que puede ser la línea de alimentación, deaerador, domo de la caldera o línea de vapor. Las bombas deben operar lo más continuo que sea posible para conseguir una protección uniforme.

En algunos casos se dosifican estos productos en forma intermitente, preparando las soluciones en tanques de presión donde son arrastradas a la caldera por medio de una conexión en derivación entre este tanque y la línea de descarga de la bomba de agua de alimentación.

2.10. CONTROL Y ANALISIS DEL AGUA DE LA CALDERA.-

El control en el tratamiento interno se lleva mediante análisis frecuentes del agua de la caldera con objeto de vigilar que se mantengan dentro de los límites de concentración recomendados, las sustancias dosificadas así como los compuestos que pueden ocasionar incrustaciones, corrosiones y arrastres.

Las determinaciones que normalmente se efectúan en el agua de la caldera son:

2.10.1. ALCALINIDADES A LA FENOLFTALEINA Y AL ANARANJADO DE METILO.

Para evitar la corrosión y la tendencia del agua a causar la fragilización cáustica, en calderas de menos de 45 Kg/cm^2 , se mantienen los valores de F. y M en valores que varían de 60 a 80 p.p.m. para F, y de 150 a 350 p.p.m. para M. Se procura que toda la alcalinidad sea debida a alcalinidad de Carbonatos con límites de alcalinidad de Hidróxidos de 3 a 35 p.p.m. Se limita este valor de los OH^- como ya se dijo, para prevenir la Fragilización Cáustica. El agua alcalina también mantiene la sílice en solución. El control de alcalinidades se regula mediante un ajuste en el régimen de purgas. Para aumentar la alcalinidad de Hidróxidos se dosifica Sosa Caústica o Fosfatos alcalinos. No se recomienda el uso de Carbonato de Sodio por introducir al sistema el Bióxido de Carbono corrosivo.

Las alcalinidades elevadas aumentan la tendencia a la formación de espuma.

2.10.2. pH.

Mediante el control de la alcalinidad en el agua de la caldera se obtienen valores de pH entre 10.5 y 11.6 que es donde ocurre la menor disolución del acero. Cuando el pH es menor o mayor que estos valores pueden ocurrir fenómenos de corrosión.

En calderas de alta presión se recomiendan en ocasiones valores de pH entre 8 y 9 con bajas concentraciones de fosfatos, para reducir al mínimo los arrastres de sólidos en el vapor.

2.10.3. SILICE

El agua de repuesto a las calderas, bien evaporada o desmineralizada, lleva aún disueltas cantidades pequeñas de sílice que varían desde 0.01 hasta 1 p.p.m. Por efecto de la concentración del agua en la caldera, la sílice también se concentra, ocasionando incrustaciones muy duras y de alta resistencia a la transmisión de calor. La sílice forma incrustaciones de silicato de Calcio al combinarse con este elemento. Con el Aluminio proveniente de los coagulantes solubilizados que llegan hasta la caldera, la sílice se combina formando incrustaciones de Sílico-Aluminatos (analcita).

En la operación de calderas de alta presión la concentración de Sílice es más crítica, en vista de que además de las incrustaciones formadas, a las temperaturas de operación la sílice se volatiliza y es arrastrada con el vapor, depositándose en los álabes de las turbinas al enfriarse el vapor por la expansión.

Las asociaciones de fabricantes de calderas establecen límites para la concentración de Sílice de acuerdo con las presiones de operación. Estos límites aparecen más adelante.

La manera de mantener los valores de Sílice por debajo de los límites es disminuyendo su concentración en el agua de alimentación y regulando las purgas de la caldera. En la mayoría de los casos la Sílice es el factor determinante del régimen de purgas.

2.10.4. SÓLIDOS TOTALES.

Los sólidos en suspensión y los disueltos en el agua de la caldera, deben mantenerse por debajo de ciertos límites de acuerdo con la presión, para prevenir la tendencia a la formación de espuma y los arrastres de sólidos con el vapor. Las tolerancias varían de 200 a 3500 p.p.m. de sólidos totales, de acuerdo con la presión de la caldera.

2.10.5. FOSFATOS, SULFITOS, HIDRAZINA.

Mediante el análisis de estos compuestos se conoce su concentración en el agua de la caldera, determinando los cambios en la dosificación con objeto de mantener los valores dentro de los límites. Como ya se indicó la Hidrazina se inyecta cuando no se emplea el Sulfito de Sodio.

2.11. CONCENTRACIONES PERMISIBLES.

La Asociación Americana de fabricantes de Calderas (A.B.M.A.) de los Estados Unidos, con objeto de garantizar la pureza del vapor, estipula los límites de la tabla siguiente en la concentración de Sólidos Totales, Sólidos en Suspensión y Alcalinidad, aunque para cada caso particular, deben de establecerse los valores límites que la práctica haya sancionado y que eviten los problemas mencionados con anterioridad.

Kg/cm ²	PRESION lbs/plg ²	SOLIDOS EN SUSPENSION p.p m.	SOLIDOS TOTALES p p m	ALCALINIDAD Total p p m
0-21 1	0-300	300	3500	700
21 2-31.7	301-450	250	3000	600
31.8-42.2	451-600	150	2500	500
42 3-52 8	601-750	100	2000	400
52 9-63 4	751-900	60	1500	300
63 5-70 4	901-1000	40	1250	250
70 5-105.6	1001-1500	20	1000	200
105 7-140 8	1501-2000	10	750	150
140 9 ó mayor	2001- ó mayor	5	500	100

La concentración de Sílice se recomienda mantenerla por debajo de los siguientes valores límites para evitar incrustaciones en tubos y álabes de las turbinas.

Kg/cm ²	PRESION lbs/pulg ²	SILICE MAX. p.p m SiO ₂
17 6-42 2	250-600	40-50
42 3-63 4	601-900	20-30
63.5-84 5	901-1200	10-20
84.5	1200	5-10
126 8	1800	1

Los Laboratorios Hall especialistas en tratamiento de agua de los Estados Unidos recomiendan los siguientes valores para aguas de calderas

Kg/cm ²	PRESION lbs/pulg ²	ALCALINIDAD p.p m OH	FOSFATOS p p m. PO ₄	SULFITOS p p.m. SO ₃	SILICE ppm SiO ₂	SOLIDOS EN SUSPENSION	SOLIDOS DI- SUELTOS
3.52	50	35	30-50	30-60	185	1400	3400
21 1	300	30	30-50	30-60	125	640	2800
42 2	600	25	30-50	30-60	50	290	2000
63 4	900	15	5-10	5-10	26	136	1250
84 5	1200	3	3		7		500
126 8	1800	3	3		8		300

Para el acondicionamiento químico de calderas de alta presión, se han desarrollado cuatro tratamientos específicos denominados:

- 1.- Control de Precisión.
- 2.- Método de Alcalinidad Cautiva ó Control Coordinado Fosfatos-pH
- 3.- Fosfatos Bajos o Método Congruente.
- 4.- Agua Pura.

	CONTROL DE PRECISION	CONTROL COORDINADO FOSFATO-pH	CONTROL - CONGRUENTE.	AGUA PURA
NaOH en -- p.p.m.	15-50	0	0	0
PO ₄ en p.p.m.	2-4	15-50	2-4	0
Sólidos Totales	50-100	100-200	6-10	1-2
pH	10.5-11.0	10.0-10.6	8.5-9.3	8.9-9.1

1.- Control de Precisión.

Consiste en mantener bajas concentraciones de sílice y fosfatos, para reducir los arrastres de sílice a la turbina y evitar los depósitos de fosfato de magnesio en las superficies de la caldera.

El magnesio que entra a la caldera se combina con el fosfato para formar un compuesto pegajoso de Hidroxi-fosfato de Magnesio. Con concentraciones bajas de fosfatos, el magnesio se combina casi exclusivamente con la sílice, para formar un lodo menos adherente de silicato de magnesio, llamado serpentina. Por esta razón es necesario disminuir la concentración de fosfato al mantener en la caldera concentraciones más bajas de sílice, para evitar la formación del hidroxifosfato de magnesio.

Este control requiere la presencia de cierta cantidad de hidróxido libre, para mantener fluidos los lodos que llegaran a formarse. Sin embargo se ha visto que a medida que las presiones de operación se han incrementado, aumentando consecuentemente las temperaturas del metal, se ha encontrado que la alcalinidad de hidróxidos ha sido perjudicial, pues acelera la corrosión debajo de los depósitos de productos de corrosión particularmente en las superficies calientes, causando lo que se llama "ataque cáustico", caracterizado por picaduras y acanaladuras. Este fenómeno se ha presentado con mayor frecuencia en calderas que operan a presiones superiores a los 98 Kg/cm^2 . - - - - (1400 lbs/plg²).

2. - Control Coordinado Fosfatos-pH.

Consiste en mantener el pH del agua de la caldera debajo de una curva que tiene como coordenadas los fosfatos y el pH de soluciones de diferentes concentraciones de fosfato trisódico. Se supone que al no existir causticidad libre no puede ocurrir el ataque cáustico.

Sin embargo para mantener un pH entre 10.0 y 10.6 se requiere mantener un fosfato residual de 15 a 50 p.p.m. Estas concentraciones en calderas de más de 140 Kg/cm^2 . (2000 lbs/pulg.².) pueden causar arrastres a la turbina disminuyendo su eficiencia.

Una modificación a este método emplea residuales de fosfato de 10 --- p.p.m.

3. - Control Congruente.

En algunos casos no es suficiente mantenerse abajo de la curva Fosfatos-pH del control coordinado para evitar la corrosión porque en condiciones en las que se producen concentraciones localizadas (hideout), se puede producir hidróxido de sodio a partir de soluciones de fosfato de sodio; en cambio se ha encontrado que la relación congruente de sodio a fosfato (Na/PO_4) es entre 2.65 y 2.85. Con base a esta relación se ha construido una curva representando una relación de Sodio a Fosfato inferior a 3.0, en substitución de la de fosfato trisódico. Se recomienda que la relación que deberá tomarse es la de 2.6 para las calderas de alta presión.

Los fosfatos mantenidos son entre 2-4 p.p.m. y pH entre 8.5 y 9.3. - Esta relación se logra mediante la adición apropiada de ácido fosfórico, fosfatos monosódico, fosfato disódico, fosfato trisódico, hidróxido de sodio, o mezclas de los mismos.

CONTROL DE ALCALINIDAD CAUTIVA

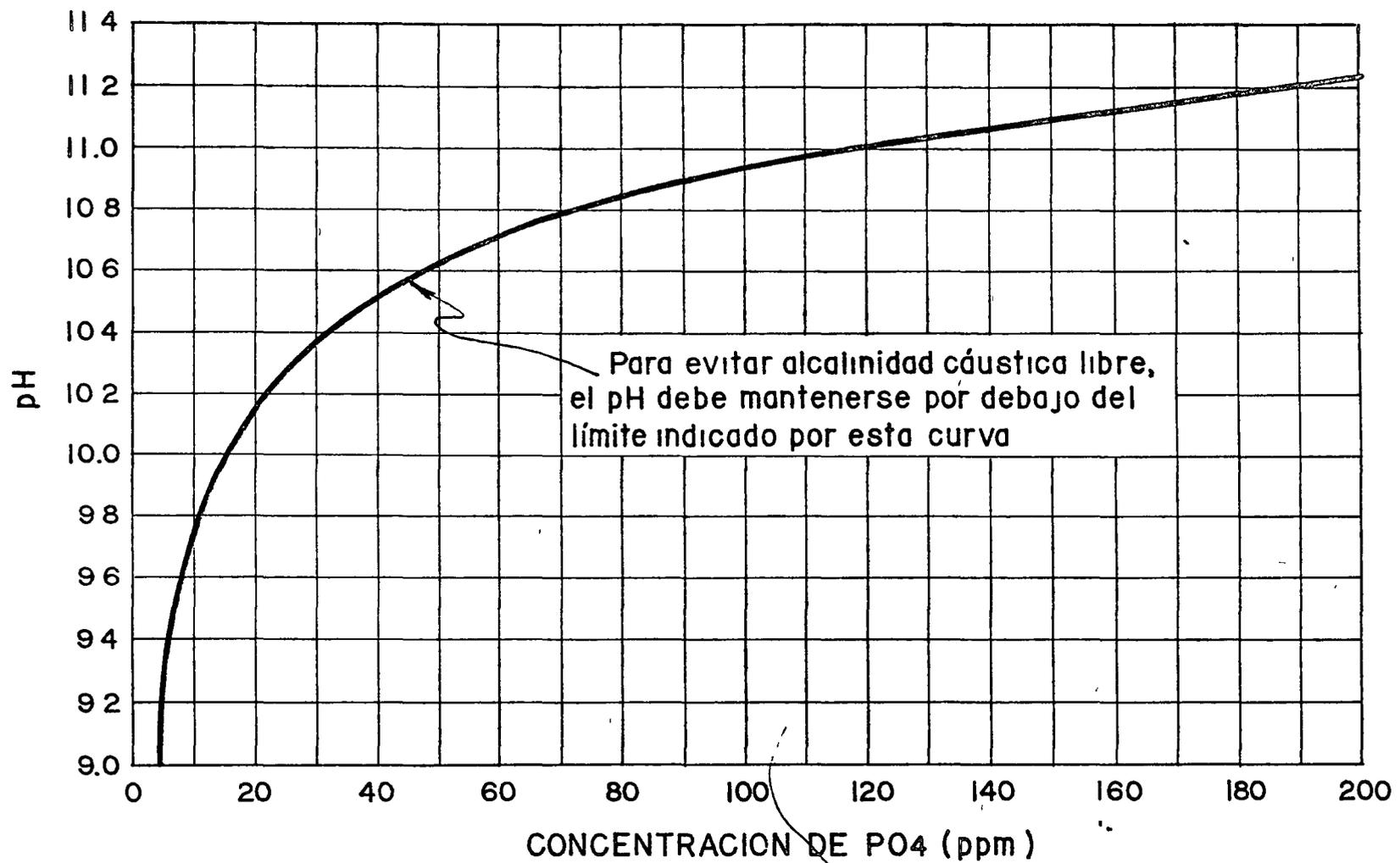


FIG. No. 29

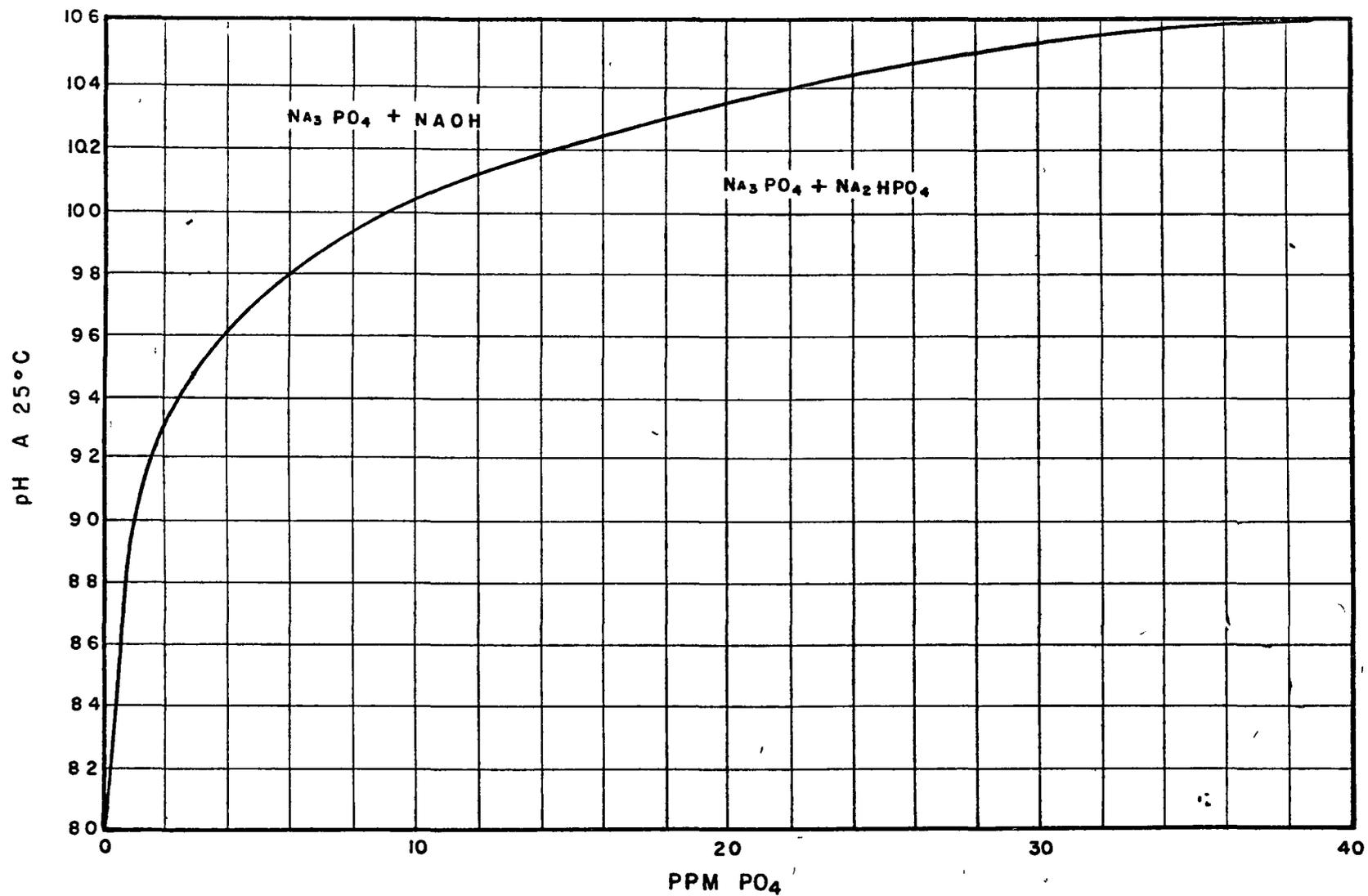


FIG. No. 30.- CURVA PARA EL CONTROL COORDINADO DE FOSFATOS, NIVEL BAJO, PARA USO EN CALDERAS DE ALTA PRESION

4. - Agua Pura

El método del "Agua Pura" o también llamado de "Cero sólidos" no mantiene prácticamente sustancias químicas o cuando menos sustancias químicas disueltas en el agua de las calderas. No excluye por completo el uso de sustancias químicas sino que su empleo está dirigido a mantener pura el agua de la caldera.

Este método ha tenido aceptación últimamente en las calderas modernas, las que por ser de muy elevadas presiones de operación toleran menos la presencia de sólidos en el agua. Sin embargo, este método deja de ser adecuado cuando existe la posibilidad de que inadvertidamente se introduzcan en el sistema contaminantes tales como sílice, fierro, cobre y dureza.

2.12. PROBLEMAS OCASIONADOS POR FALLAS EN EL TRATAMIENTO INTERNO.

Las fallas tenidas en el tratamiento del agua se reflejarán en una disminución en la eficiencia de los equipos, mayores gastos de mantenimiento y costosas paradas en las unidades afectadas.

Los principales problemas debidos a un mal control en el tratamiento del agua son los siguientes.

- 1.- Formación de incrustaciones y depósitos en las superficies de calentamiento.
- 2.- Corrosión tanto en las líneas de vapor condensado como en la misma caldera.
- 3.- Arrastre de impurezas en el vapor.

1o.- Formación de incrustaciones y depósitos. La principal causa de la formación de incrustaciones en calderas, economizadores, calentadores y bombas de agua de alimentación, es la disminución de la solubilidad de las sales formadoras de incrustaciones, cuando se incrementa la temperatura del agua de la caldera o de alimentación, que las contiene.

Las sales contenidas en la película de agua adyacente al metal serán las primeras en cristalizar hasta llegar a formar una incrustación de espesor considerable.

Las incrustaciones así formadas crean un problema en la operación de las calderas debido a su baja conductividad térmica como lo muestra la tabla siguiente en la cual se les compara con las conductividades encontradas en otros materiales.

Incrustación o material	Conductividad Térmica BTU/Pie ² (°F) plg.
-----	-----
Analcita	8.8
Fosfato de calcio	25
Sulfato de calcio	16
Fosfato de magnesio	15
Oxido de hierro magnético	20
Incrustación de silicato (poroso)	0.6
Acero de la caldera	310
Ladrillo	7.7
Ladrillo aislante	0.7

- 1.- Formación de incrustaciones y depósitos en las superficies de calentamiento.
- 2.- Corrosión tanto en las líneas de vapor condensado como en la misma caldera.
- 3.- Arrastre de impurezas en el vapor.

1o.- Formación de incrustaciones y depósitos.- La principal causa de la formación de incrustaciones en calderas, economizadores, calentadores y bombas de agua de alimentación es la disminución de la solubilidad de las sales formadoras de incrustaciones, cuando se incrementa la temperatura del agua de la caldera o de alimentación, que las contiene.

Las sales contenidas en la película de agua adyacente al metal serán las primeras en cristalizar hasta llegar a formar una incrustación de espesor considerable.

Las incrustaciones así formadas crean un problema en la operación de las calderas debido a su baja conductividad térmica como lo muestra la tabla siguiente en la cual se les compara con las conductividades encontradas en otros materiales

Incrustación o material	Conductividad Térmica BTU/pie ² (°F) plg.
-----	-----
Analcita	8 8
Fosfato de calcio	25
Sulfato de calcio	16
Fosfato de Magnesio	15
Oxido de hierro magnético	20
Incrustación de silicato (poroso)	0.6
Acero de la caldera	310
Ladrillo	7.7
Ladrillo aislante	0 7

La presencia de la incrustación aislante tendrá como consecuencia una disminución en la eficiencia de la caldera y por lo tanto un mayor consumo del combustible utilizado.

El problema de las incrustaciones puede ser mucho más grave, por la necesidad de incrementar la temperatura en el horno para obtener la misma capacidad de evaporación en una caldera pues puede alcanzarse una temperatura a la cual los tubos sufran abombamientos (aproximadamente 900°F) y finalmente ocurra la falla de los mismos, teniendo que parar la unidad.

Cuando se trata de calderas de alta presión con su correspondiente elevada temperatura, la situación se vuelve aún más crítica debido a la menor diferencia entre la temperatura límite del material y la temperatura normal de operación.

Las fallas en los tubos puede deberse también a su taponamiento por depósitos desprendidos, los cuales impiden la circulación del agua, ocurriendo entonces el sobrecalentamiento del tubo.

Las incrustaciones pueden ser identificadas por medio de análisis químicos gravimétricos pudiendo recurrir también al método de difracción y fluorescencia de rayos X en el caso de que se trate de un material cristalino.

Las incrustaciones más comunes son las producidas por las sales de calcio y magnesio, las de Sílice y las de óxidos de Hierro y Cobre. Con el tratamiento externo, tal como en los procesos ya descritos de cal-carbonato y suavización con zeolitas se reduce el contenido de calcio y magnesio en el agua de alimentación. Con el tratamiento interno a base de fosfatos, se eliminarán las trazas de dureza remanente en la caldera, eliminando los lodos depositados de fosfato tricálcico e hidróxido de magnesio por medio de extracciones de fondo.

La precipitación del carbonato de calcio ocurrirá en ausencia de fosfatos y cuando el agua contiene cantidades apreciables de bicarbonato de calcio, por lo mismo es frecuente encontrar depósitos de carbonato de calcio en las líneas de agua de alimentación, en los economizadores y en los calentadores abiertos.

El sulfato de calcio es más soluble en agua que el carbonato de calcio y la presencia de ésta sal en las calderas es indicación de falta de tratamiento interno o de falta de control químico en la caldera.

El silicato de calcio es frecuentemente depositado en la caldera resultando de la combinación de los compuestos de calcio y los iones de silicato normalmente presentes en la caldera.

Es más fácil prevenir la formación de incrustaciones debidas a las sales de magnesio El fosfato de magnesio es un precipitado pegajoso, la incrustación de silicato de magnesio es en cambio un compuesto de extrema dureza que suele formarse en las superficies de alta transferencia de calor.

Además de las incrustaciones de silicatos antes mencionados existen otras incrustaciones debidas a la sílice, particularmente las que entran en combinación con el ión Aluminio, un ejemplo de este tipo de incrustaciones es la "Analcita" $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. La formación de este complejo, generalmente ocurre en calderas de alta presión, cuando no se mantienen bajos valores de sílice en el agua de la caldera a base de extracciones o por no tener un tratamiento externo adecuado para bajar la sílice, el aluminio puede llegar a la caldera por una falta de control en el equipo precipitador permitiendo gran exceso en la dosificación del coagulante de aluminio usado.

Los depósitos de Oxido de Fierro y Cobre son encontrados generalmente en calderas a las que se le suministra un agua de alimentación muy pura.

Los precipitados de fierro encontrados en la caldera, son el producto de la corrosión del fierro y del acero por el agua de condensado o de alimentación.

En algunos casos, los depósitos de óxido de hierro y silicato de hierro no son solo productos de corrosión externa a la caldera, el ataque corrosivo puede ocurrir en la misma caldera por altas concentraciones de alcalinidad cáustica u oxígeno disuelto.

El cobre procede de la corrosión en el condensador, impulsores de bomba, calentadores y evaporadores, cuando estos equipos se fabrican con aleaciones de cobre

Para evitar la corrosión de las líneas de condensado por Bióxido de Carbono se recurre al uso de aminas filmicas, aminas neutralizantes y amoniaco.

Este último gas puede obtenerse como subproducto de la hidrazina, cuando se utiliza este compuesto en el tratamiento interno de la caldera.

El amoniaco que destila con el vapor en concentraciones elevadas como 10 p p.m. en presencia de Oxígeno ataca al cobre y sus aleaciones rápidamente.

damente, siendo el condensador el primer equipo afectado.

En recientes instalaciones de plantas nucleares y en algunas unidades de vapor que requieren una excelente calidad en el agua de alimentación, utilizan un desmineralizador dentro del ciclo mismo de generación de vapor además del desmineralizador utilizado para el agua de repuesto de éste ciclo. Con la unidad pulidora de condensado podremos eliminar el fierro, el cobre, gases, etc.

2o.- Corrosión.- La corrosión es un problema que se presenta en las calderas, líneas de condensado, válvulas, trampas de vapor, etc.

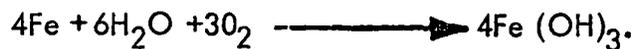
Cuando este fenómeno se presenta, el problema no se reduce a reemplazar las piezas afectadas sino que es necesario eliminar los productos de la corrosión los que podrían ocasionar taponaduras en otras partes del sistema.

Las unidades en ocasiones son puestas fuera de servicio por problemas de corrosión por lo que los costos se elevan excesivamente.

La corrosión y picado de los tubos en las calderas se debe casi siempre a un bajo pH generalmente ocasionado por la presencia de CO_2 disuelto en el agua de la caldera o a la presencia de oxígeno.

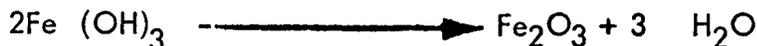
La corrosión en las líneas de vapor y condensado se debe principalmente a la acción de los gases oxígeno, y dióxido de Carbono.

La reacción de corrosión por oxígeno disuelto puede ser ilustrada como sigue:



Fierro + Agua + Oxígeno \longrightarrow Hidróxido Férrico.

El Hidróxido de Fierro puede transformarse en herrumbre como sigue



Hidróxido Férrico \longrightarrow Óxido Férrico + Agua

El Bióxido de Carbono disuelto en el agua forma el ácido carbónico, el cual es un ácido débil que ataca al fierro de acuerdo con la siguiente ecuación.



Fierro + Acido Carbónico = Bicarbonato de Hierro + Hidrógeno

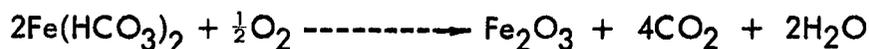
Esta reacción se lleva a cabo rápidamente cuando el pH es más bajo de 5.9, el bicarbonato de hierro eleva el pH y cuando este llega a 5.9, la reacción se vuelve muy lenta, el hidrógeno formado también tiende a detener la reacción particularmente a pH superior a 5.9.

El bicarbonato de hierro es soluble y puede permanecer disuelto en el condensado, sin embargo puede precipitarse cuando hay una caída de presión o se reduce la cantidad de Bióxido de Carbono en el vapor descomponiéndose según la reacción.



Bicarbonato Ferroso \longrightarrow Oxido Ferroso + Dióxido de Carbono + Agua.

Cuando el oxígeno está también presente acelera la corrosión eliminando el hidrógeno del agua y el bicarbonato precipitará entonces como sigue:



Bicarbonato de fierro + Oxígeno \longrightarrow Oxido Férrico + Dióxido de carbono + agua.

El bicarbonato ferroso puede también descomponerse en óxido ferroso-férrico Fe_3O_4 (Magnetita) y en carbonato ferroso FeCO_3 . Todos éstos depósitos de FeO , Fe_2O_3 , Fe_3O_4 y FeCO_3 se han localizado y son generalmente los responsables de las temperaturas.

Arrastre de impurezas en el vapor - Los arrastres de agua de una caldera causa que las sustancias originalmente disueltas en la misma sean llevadas con el vapor y se depositen en las válvulas de corte y no retorno, sobrecalentadores, tuberías de vapor y en la turbina.

Las obturaciones no uniformes y progresivas en las turbinas pueden causar fallas en los cojinetes de empuje, fricción del rodete, etc.

La cantidad de sólidos presentes en el vapor no nos indican siempre la cantidad de sales depositadas. El tipo de material que arrastra el vapor a la turbina es tan importante como la cantidad.

Las principales sales arrastradas son la sosa cáustica el cloruro de sodio, el carbonato de sodio, el silicato de sodio y el fosfato de sodio. Estas sales dependiendo de su solubilidad a diferentes temperaturas se depositarán en la superficie caliente del sobrecalentador como el sulfato, carbonato y fosfato de sodio o en los diferentes álabes de la turbina, como el cloruro y silicato de sodio y la sosa cáustica.

Se han analizado una gran cantidad de depósitos para determinar la localización y tipo de material silíceo adherido a las aspas de la turbina. La sílice se deposita en forma de los siguientes compuestos y en el orden siguiente:

- | | | |
|--|---|----------------------------|
| 1.- $2 \text{Na}_2\text{O} \cdot \text{SiO}_2$ | } | Arriba del punto de rocío. |
| 2.- $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{SiO}_2$ | | |
| 3.- $\text{Na}_2\text{O} \cdot 2\text{SiO}_2$ | | |
| 4.- SiO_2 Cuarzo | } | Abajo del punto de rocío. |
| 5.- SiO_2 Cristobalita | | |
| 6.- SiO_2 Sílice amorfa. | | |

La información disponible sugiere que un vapor con un contenido de sílice menor de 0.02 p.p.m. no causa depósitos en las turbinas.

Con anterioridad se han indicado los límites máximos de alcalinidad, sólidos disueltos, y sílice, necesarios para evitar la espumación y arrastre de sólidos y sílice a diferentes presiones de operación de las calderas.

Además de este control químico, el diseño de la caldera deberá contar con un buen medio mecánico para separar las masas de agua del vapor sometiendo éste a una serie de cambios bruscos, golpes contra mamparas y fuerza centrífuga, secándolo finalmente en superficies amplias y a muy baja velocidad para conseguir la eliminación de la humedad.

En calderas de muy elevada presión y donde la sílice no puede ser reducida por el tratamiento externo a los valores convenientes, se somete el vapor a la acción lavadora del agua de alimentación, con lo cual se evitan costosas purgas para mantener la sílice en el agua de la caldera dentro de valores conservadores. El lavado requiere un eficiente y rápido contacto entre el agua de alimentación limpia y el vapor. Estos elementos se encuentran también dentro del mismo domo de vapor.

2.13. HERVIDO DE CALDERAS ANTES DE SU PUESTA EN SERVICIO.

Al terminar el montaje de una caldera, las superficies internas se encuentran sucias con grasa y aceite que provienen de la capa protectora - aplicada a los tubos durante la erección para prevenir la corrosión del metal y de los aceites empleados como lubricante para el rolado de los tubos. Todas estas impurezas así como la tierra que se encuentra en el interior es necesario eliminarlas antes de poner en servicio la unidad, ya que constituyen un aislante para la transmisión del calor resultando en un aumento de la temperatura del metal, que puede ser suficiente para causar abolsamientos y roturas de tubos y placas.

Para eliminar estas grasas es necesario hacer una saponificación con sustancias alcalinas a la temperatura de ebullición del agua. Los jabones formados por efecto de la saponificación de las grasas intervienen como dispersantes y emulsionantes de las grasas con lo que se consigue su eliminación total de las superficies metálicas.

2.13.1. PROCEDIMIENTO DE HERVIDO.

Se llena la caldera de preferencia con agua destilada o tratada, a un nivel ligeramente inferior del registro del domo superior y se introduce por éste, disueltas en agua destilada caliente, las siguientes sustancias químicas.

Fosfato Trisódico ($\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$) ----- 5,000 p.p.m.

(o sean 5 Kgs. por cada 1000 litros de capacidad de la caldera).

Sosa Cáustica ----- 500 p.p.m.

(o sean 0.5 Kgs. por cada 1000 litros de capacidad de la caldera).

Después de lo cual se cierra el registro del domo, utilizando una junta provisional de asbesto (no la de acero inoxidable definitiva).

La combustión de la caldera se debe controlar para aumentar gradualmente la presión de la unidad hasta llegar a la recomendada por la ebullición inicial que es de $1/5$ de la presión normal de operación.

Al elevar la presión se deberá mantener abierta la purga del sobrecalentador con objeto de que haya mejor circulación.

Una vez que se haya llegado a esta presión se deberá mantener durante cuatro horas, después de las cuales se deberá cerrar la purga del sobrecalentador y apagar todos los fuegos dejando reposar la caldera durante una hora, con objeto de permitir que se sedimenten los sólidos en suspensión. Después de este período de reposo se deberán abrir las válvulas de vaciado de la caldera sucesivamente (cabezales y domo inferior) hasta purgar aproximadamente $\frac{1}{2}$ cristal de nivel, reponer luego al nivel y encender los pilotos o con baja flama recuperar la presión, con la purga del sobrecalentador abierta.

Una vez que se recupere la presión se deberá mantener durante cuatro horas, después de las cuales se deja reposar y se repite la operación mencionada en el párrafo anterior.

Este proceso se repite continuamente durante el período del hervido, tomando muestras cada vez que se purgue, preferentemente del tanque de descargas. Estas muestras deberán analizarse por fosfatos y alcalinidad. Normalmente se nota un ascenso de estos valores al principio, debido a la mezcla que se efectúa en la caldera, pero si se nota un descenso marcado, deberán reponerse las sustancias químicas mediante la introducción de las mismas en solución concentrada, empleando las bombas dosificadoras de calderas, de preferencia separadamente el fosfato de la sosa cáustica, en las concentraciones siguientes

Fosfato Trisódico 5 Kgs. por Mt³. de agua de repuesto.

Sosa Cáustica 0.5 Kgs. por Mt³. de agua de repuesto.

El tiempo total de hervido no deberá ser menor de 48 horas. Si al término de este período, los materiales en suspensión han disminuido considerablemente y no se observan partículas gruesas en suspensión, se dará por terminado el hervido, de lo contrario deberá prolongarse en la forma descrita hasta lograr esta condición

2.13.2. INSTRUCCIONES PARA DESPUES DEL HERVIDO.

El procedimiento a seguir después de hervida la caldera, es dejarla enfriar, vaciarla y luego abrirla para lavarla con abundante agua cruda a presión mediante mangueras, hasta expulsar todos los depósitos y mate--

rias sólidas. Posteriormente se revisa que todos los tubos estén libres de materiales que puedan obstruir la circulación.

Los cristales de los niveles deberán limpiarse para asegurar una vi - sibilidad adecuada en la operación.

- Después de lo anterior se prepara la caldera para la operación ini - cial, instalando las partes internas del domo que hayan sido quitadas para ha - - cer el lavado a presión, y poniendo la junta definitiva del registro del domo de la caldera.

2.14 MÉTODOS DE ALMACENAMIENTO DE CALDERAS.

Quando una caldera va a quedar fuera de servicio por un período de terminado de días, semanas o meses, es necesario tomar algunas providencias para evitar la corrosión interna del metal. Esta corrosión la origina el oxígeno del aire en presencia de humedad.

La protección de la caldera o almacenamiento se efectúa empleando diversos métodos y sustancias químicas.

Si la caldera va a permanecer fuera de servicio mucho tiempo, se recomienda emplear el método seco, que consiste en vaciar la caldera, sellarla para prevenir la entrada de aire y humedad y mantenerla seca interiormente mediante el empleo de charolas conteniendo cal viva (CaO), Alúmina o Gel de Sílice, las que se introducen en los domos de la Caldera y tienen la propiedad de tomar la humedad del medio que las rodea con lo cual se mantiene seco el interior de la caldera.

También se emplean sistemas de secado que consisten en soplar aire seco y caliente por el interior de la caldera y sobrecalentadores, o bien se desplaza el aire una vez seca la caldera con nitrógeno manteniendo una presión de 0.5 a 1 Kg./cm².

Quando la caldera se va a parar por un período relativamente corto y hay necesidad de tenerla lista para entrar al servicio, se emplea el método llamado húmedo el cual consiste en mantener la caldera totalmente llena de agua que se trata con sustancias químicas que como la sosa cáustica en concentraciones de 200 a 300 p.p.m., mantienen un pH elevado en el agua, con lo cual se previene la corrosión por acidez, y como el Sulfito de Sodio o la Hidrazina que se dosifican en concentraciones de 100 p.p.m. uno u otro, y reaccionan con el Oxígeno previniendo la corrosión que produce este elemento en presencia de humedad.

Algunos métodos emplean aminas Neutralizantes ó aminas Fílmicas y otros métodos complementan la protección manteniendo el interior de la Caldera a presión con Nitrógeno.

También se ha empleado un método que consiste en mantener a presión de vapor la caldera, mediante la aplicación de vapor de 0.5 a 1 Kg/cm² sobre el nivel de operación.

Las calderas de alta presión se protegen llenando con agua a nivel normal de operación y a sus concentraciones normales de reactivos, y se mantiene una presión de nitrógeno de 0.35 Kg/cm^2 . (5 lbs./pulg.^2) del lado del vapor y en el sobrecalentador.

El sobrecalentador puede quedar inundado con condensado tratado con Hidrazina y Amoniaco o bien se protege con Nitrógeno.

Los métodos empleados por la Comisión Federal de Electricidad para protección de las calderas son los siguientes.

2.14.1 ALMACENAMIENTO EN SECO DE CALDERAS.

1. - Una vez apagada la Caldera, que ha bajado su presión, y se ha enfriado, se vacía ésta, eliminando lodos o depósitos en el cuerpo, domos y tubos, mediante un lavado con agua a presión. Se elimina también el agua que se abolsa en tubos, cabezales y curvas del sobrecalentador.

2. - La caldera se seca completamente calentando con un fuego lento de leña, cuando menos durante 3 días, o hasta que se observe que no hay escape de vapor por las purgas de los domos y del sobrecalentador. Debe vigilarse la temperatura de los tubos de la caldera más expuestos a sobrecalentamientos, mediante la instalación de termopares o algún otro sistema de medición de temperatura. La temperatura del metal no debe ser superior a 120°C .

3. - Para mantener la caldera seca, se usa Cal viva, en cantidades de 10 Kgs. por cada 100 Mts. cuadrados de superficie de calentamiento. La cal se coloca en charolas de 2.5 cm. de altura y se introduce en los domos.

4. - Se sellan inmediatamente los domos y se cierran las válvulas alimentación, vapor, purga y grifos.

5. - Las charolas deben inspeccionarse a intervalos de 3 meses y el suministro de cal debe reabastecerse si ha ocurrido su hidratación.

6. - Las superficies del lado de fuego de la caldera, deben limpiarse y mantenerse lo más secas posible. Es necesario asegurarse que no penetre agua dentro del aislamiento, envolvente o refractario y que no penetre agua de lluvia por los ductos de salida de gases de la caldera y por la chimenea. Todas las compuertas y mamparas deben mantenerse perfectamente cerradas. En tiempo lluvioso es conveniente calentar el horno con fuego lento de leña.

2.14.2. ALMACENAMIENTO EN HUMEDO DE CALDERAS.

Las dificultades que se presentan, para lograr un secado efectivo -- de la caldera, han motivado que se prefiera el almacenamiento en húmedo aún por períodos largos, con la enorme ventaja de que en un tiempo relativamente corto, se puede volver a poner la caldera en condiciones de operación, con -- unas cuantas maniobras

2.14.2.1. PERIODOS CORTOS.

No se drene la unidad. Si la caldera se pone fuera de servicio por un período de 2 a 3 días y la presión de la caldera va a bajar a la presión atmosférica, procédase como sigue:

Introdúzcase nitrógeno a través de la purga del sobrecalentador ó -- del venteo del domo cuando la presión baje a menos de 0.35 Kg/cm^2 . (5 lbs/plg².) Manténgase una presión total de 0.35 Kg/cm^2 . (5 lbs/plg².) con nitró-- geno.

2.14.2.2. PERIODOS MAYORES DE ALMACENAMIENTO.

Si la caldera no se va a abrir para trabajos de reparación y estará -- fuera de servicio por una temporada larga de un mes ó mas.

1. - Cuando la caldera esté fría, vacíese y llénese el sobrecalentador y reca-- lentador con condensado que contenga 200 p.p.m. de hidrazina y un pH míni-- mo de 10.0 ajustado con amoníaco (Alrededor de 300 p p.m. de NH_3). Intro-- dúzcase el condensado a través de la salida de las secciones no drenables de -- la caldera y llénese la caldera totalmente. El condensado tratado puede des-- plazarse del sobrecalentador con nitrógeno cuando existe posibilidad de que el agua se congele por baja temperatura ambiente, ó bien la unidad puede alma-- cenarse totalmente en húmedo bajo presión de nitrógeno. Manténgase una pre-- sión de nitrógeno de 0.21 á 0.35 Kg/cm^2 (3 a 5 lbs/plg² manométricas). -- Cuando no hay instaladas válvulas a la salida del sobrecalentador y el recal-- entador, deberán tomarse medidas para cegar las líneas de tal manera que la ca-- ldera pueda ser mantenida a presión.

2. - Si la temperatura ambiente llegara a valores inferiores a 0°C durante el -- período en que se encuentra la caldera fuera de servicio y almacenada, se de-- berán tomar medidas apropiadas para mantener la temperatura de los elementos -- arriba del punto de congelación.

NOTA 1) Cuando la unidad se va a volver a poner en servicio, será necesario Abrir los venteos del domo y del sobrecalentador y poner el nivel -- del agua en el domo al nivel normal de operación antes de encender. Para conservar el suministro de nitrógeno usado para mantener la uni-- dad a presión, ciérrase la válvula de los cilindros de nitrógeno an-- tes de abrir los venteos de la caldera.

NOTA 2) Si no se dispone de suficiente agua desmineralizada o condensada -- que permita drenar totalmente la caldera para llenarla con agua con las cantidades de hidrazina y amoniaco recomendadas, se dejará a -- su nivel de operación, llenando unicamente el sobrecalentador y el -- espacio de vapor del domo, con condensado tratado. Esto no es muy recomendable, ya que el agua de la caldera, que aunque tiene un -- pH correcto, no contiene hidrazina que efectúa la acción pasivado-- ra al metal.

3. - Cálculos. - La hidracina generalmente se expende en el comercio a una -- concentración del 15% de N_2H_4 (BAYER) por lo tanto, para lograr una concen-- tración de 200 p.p.m. ($200 \text{ gr}/M^3$) se deberá emplear

$$\frac{200}{0.15} = 1340 \text{ gr}/M^3$$

1340 gramos de solución de Hidrato de Hidrazina por metro cúbico de agua con-- densada utilizada para llenar la caldera y el sobrecalentador.

Las soluciones de Hidróxido de Amónio contienen 28% de NH_3 .

$$\frac{300}{0.28} = 1070 \text{ gr}/M^3$$

Como la densidad de la solución de amoniaco es de 0.9 se deberán -- emplear

$$\frac{1070}{0.9} = 1200 \text{ cm}^3/M^3$$

1200 cm^3 de solución de hidróxido de amonio por metro cúbico de condensado.

EN RESUMEN

Para obtener las concentraciones indicadas es preciso añadir al condensado que va a introducirse al sobrecalentador de la caldera, en el tanque - de donde succiona la bomba de llenado 1340 grs. de solución de Hidrato de - Hidrazina del 15% y 1200 centímetros cúbicos de amoníaco por cada metro cúbico de condensado.

2.15. DETERMINACION DE GASTOS PARA AGUAS DE REPUESTO EN LAS - TORRES DE ENFRIAMIENTO, SEGUN EVAPORACION, ARRASTRES Y CONTROL DE CONCENTRACIONES

Se requiere conocer la cantidad de agua de repuesto de una -
torre de enfriamiento, debido a que será este gasto, la base para determinar la capa-
cidad del equipo que ha de dosificar sustancias químicas, tales como ácido sulfúrico,
cloro, cromatos, etc., así como para determinar la capacidad del equipo de trata -
miento externo, en caso de que se piense utilizar agua tratada como repuesto.

La cantidad de agua de repuesto añadida deberá ser equivalente a
la cantidad de agua perdida en el ciclo de enfriamiento.

Estas pérdidas son debidas a 3 causas:

E. - Evaporación

A. - Arrastres.

P. - Purgas.

Por lo que la cantidad de agua de repuesto $R = E + A + P \dots (1)$

El enfriamiento del agua en una torre no solo es debido a su contac-
to con el aire frío (calor sensible) sino que se debe principalmente a que una pequeña -
porción de agua se vaporiza al entrar en contacto íntimo con el aire.

Para esta evaporación se requiere una cantidad considerable de ca -
lor (calor latente) el cual es robado a la gran masa de agua, la cual es entonces enfria-
da.

Para vaporizar una libra de agua se requieren aproximadamente --
1000 BTU.

Para enfriar 100 libras de agua, 10°F se requiere una pérdida de --
1000 BTU.

Por ello podemos decir que por cada 10°F de enfriamiento tenido en
100 lbs. de agua de la torre se evapora 1 lb. de agua con el aire, o sea que por cada-
10°F de enfriamiento que garantice la casa vendedora de la torre vamos a tener un 1%
de pérdidas por evaporación.

$$E = 0.01 C \times \frac{^{\circ}F}{10} = 0.001 C x (^{\circ}F) (2)$$

C: Cantidad de agua de circulación.

$^{\circ}F$ Grados Farenheit de enfriamiento

Arrastres En cualquier torre de enfriamiento habrá pérdida de -- partículas salpicadas al exterior.

Las pérdidas de agua arrastradas por el viento en una torre de tiro natural, como las utilizadas en el circuito abierto de plantas diesel alcanzan valores tan elevados como el 3-5%.

Las pérdidas habidas por este concepto en las torres de tiro inducido ya sean de flujo cruzado o a contracorriente, como las usadas normalmente en las termoeléctricas de vapor son del orden del 0.1 a 0.3%.

$$A = 0.003 C (3)$$

Purgas Debido a la evaporación tenida en la torre de enfriamiento, las sales contenidas en el agua van concentrándose, si el agua de la torre no se purgara, llegaría un momento en el cual la concentración no aumentaría y la cantidad de sólidos introducida en el agua de repuesto sería equivalente a la cantidad de sólidos eliminados en los arrastres del agua concentrada, en ese momento llegaríamos al número máximo de concentraciones

Nm. Número máximo de concentraciones $\frac{\text{Sólidos en el agua de circulación}}{\text{Sólidos en el agua de repuesto.}}$

$$N_m = \frac{S_c}{S_r} (4)$$

Efectuando un balance de Sólidos se tiene

$$R. S_r = A S_c \qquad R = E + A$$

$$(E+A) S_r = A S_c$$

$$\frac{S_c}{S_r} = \frac{E + A}{A} \qquad N_m = \frac{E + A}{A} . . . (5)$$

Sr: Sólidos en el agua de repuesto

Sc: Sólidos en el agua de circulación

Nm: Número máximo de concentraciones.

En la práctica es raro el caso en que el agua de la torre no se purga pues las sales de calcio van concentrándose hasta llegar a su saturación, depositándose en el condensador y tuberías de agua de circulación.

Para las temperaturas encontradas en el ciclo de agua de circulación y con un tratamiento a base de ácido sulfúrico para formar Sulfato de Calcio, se puede aceptar el límite máximo conservador de 900 p.p.m. de calcio como CaCO_3 .

El número de concentraciones permisibles se basará precisamente en la relación del valor indicado de 900 p.p.m. como límite de Calcio y la concentración de calcio del agua de repuesto.

$$N = \frac{900}{Ca} \dots \dots \dots (5)$$

N = Número de concentraciones permisibles.

Ca = Calcio del agua de repuesto como CaCO_3

Efectuando un balance de sólidos se tiene

$$RSr = (A+P) Sc$$

$$(E+A+P) Sr = (A+P) Sc$$

$$\frac{E+A+P}{A+P} = \frac{Sc}{Sr} \quad \frac{Sc}{Sr} = \frac{900}{Ca} = N$$

$$N = \frac{E+A+P}{A+P}$$

$$N (A + P) = E + A + P$$

$$N (A + P) - (A + P) = E$$

$$(N - 1) (A + P) = E$$

$$P (N - 1) = E - A (N - 1)$$

$$P = \frac{E - A (N - 1)}{N - 1} \dots\dots\dots (6)$$

Con esta fórmula se puede determinar el valor de P que es la cantidad de agua que se necesita purgar para mantener el valor de Calcio en el Agua de circulación de 900 p.p.m.

A continuación se presenta un ejemplo en el que se calcula el agua de repuesto en una torre de enfriamiento.

DATOS

C Gasto de agua de circulación (dato obtenido de la capacidad de las bombas de agua de circulación) 66,000 GPM.

°F Enfriamiento en la torre 18°F (real o de diseño).

Ca Calcio del agua de repuesto. (dato obtenido por el análisis del agua cruda, o en el caso de utilizar agua tratada como repuesto deberá determinarse la calidad aproximada del agua efluente del tratamiento del agua correspondiente) = 152 p.p.m.

Calcio permisible en el agua de circulación 900 p.p.m.

De la fórmula (2)

$$E = 0.001 \times C \times \text{°F.}$$

(1% por cada 10°F.)

$$E = 0.001 \times 66,000 \times 18 = 1188 \text{ G.P.M.}$$

De la fórmula (3)

$$A = 0.003 \times C$$

$$A = 0.003 \times 66,000 = 198 \text{ G.P.M.}$$

De la fórmula (5)

$$N = \frac{900}{C_a}$$

O sea:
$$N = \frac{900}{152} = 5.9$$

De la fórmula (6) .

$$P = \frac{E - A (N - 1)}{N - 1}$$

$$P = \frac{1188 - 198 (5.9 - 1)}{5.9 - 1} = 44.4 \text{ G.P.M.}$$

De la fórmula (1) :

$$R = E + A + P$$

$$R = 1188 + 198 + 44.4 = 1430.4 \text{ G.P.M.}$$

B I B L I O G R A F I A

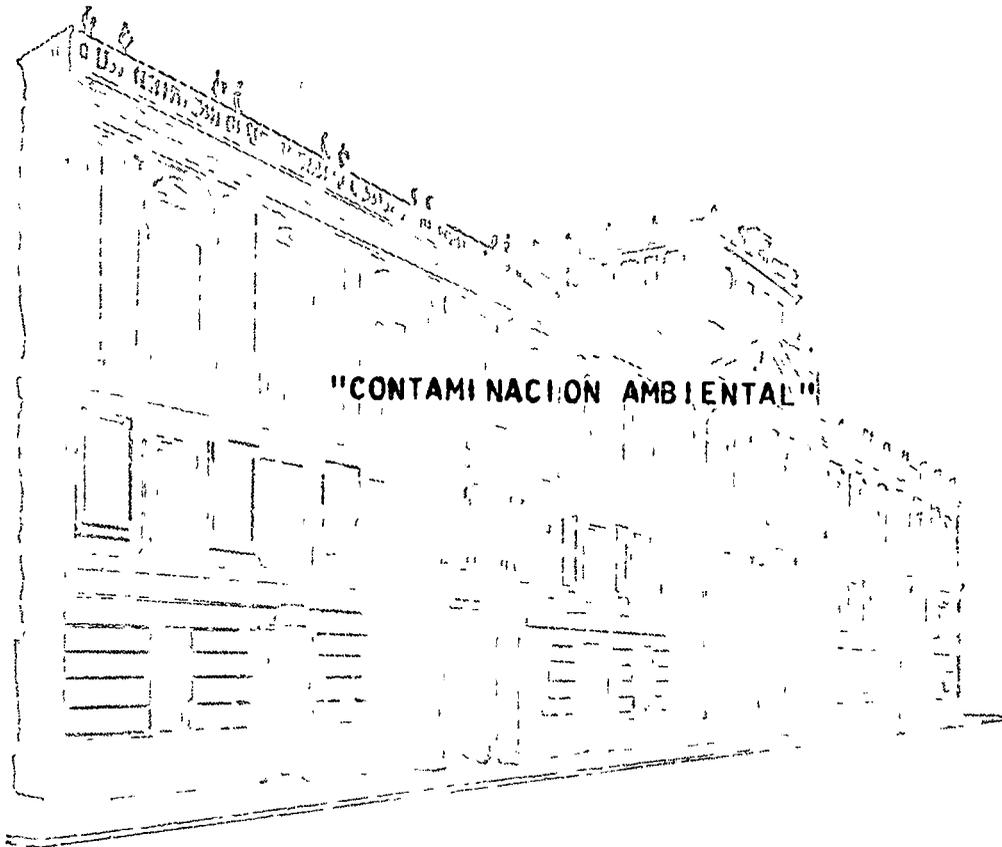
- 1.- Fieser Louis F. y Fieser Mary.- "Química Orgánica"
Editorial Atlante, S. A - 1948.
- 2 - Avalos y Vez León - "Generadores de Vapor".
Editorial Esime.- 1943.
- 3.- Pratt Arthur D.- "Principles of Combustion in the Steam Boiler Furnace"
Babcock & Wilcox, Ltd. London. 1954.
- 4.- "Hays Gas Analyzers Operating Instructions and Parts List".- Pub. No.
46-559.
The Hays Corporation.- Michigan City, Indiana, U.S.A.
- 5.- Betz Handbook of Industrial Water Conditioning.- Sixth Edition
Betz Laboratories, Inc.- Philadelphia, Pa. 1962.
- 6.- Nordell Eskel.- "Water Treatment for Industrial and other uses"
Reinhold Publishing Corp - New York - 1951.
- 7 - Powell Sheppard T.- "Water Conditioning for Industry".
McGraw-Hill Book Company, Inc. 1954
- 8.- Hamer P - "Industrial Water Treatment Practice"
Butterworths and Imperial Chemical Industries Limited.- 1961
- 9 - "The Operation of a "Chicago" Activated Sludge Sewage Treatment --
Plant" -
Instruction Booklet 1165-2 2nd Edition
Chicago Pump Company - 1945
- 10.- Hall Seminar on Boiler Water Problems in Central Stations -
Hall Laboratories - 1958.
- 11 - Hall Laboratories Field Seminar on water Problems in Central Stations.
Dallas, Texas, U.S.A. 1966



centro de educación continua
división de estudios superiores
facultad de ingeniería, unam



DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS



Ing. Evencio Gómez Gómez
Mayo de 1977

CONTAMINACION AMBIENTAL Y SU CONTROL

El hombre ha ocasionado una crisis en la tierra al ir destruyendo el ambiente que habita. Esta crisis no sólo afecta al aire, al agua, al suelo, a las plantas y a los animales, sino que también al hombre mismo. Resulta una paradoja que la especie más inteligente del mundo se comporte a menudo como la más necia. Ninguna especie, excepto el hombre y sus animales domésticos, destruye el ambiente del que depende.

Nuestro planeta está expuesto a una destrucción ininterrumpida como consecuencia del aumento continuo de seres humanos. Cuanto mayor es la población, mayor es el número de personas que tendrán que morir de hambre y más violenta la lucha por el territorio.

No parece probable que el hombre pueda colonizar otros planetas en un futuro predecible. El planeta Tierra es la única esperanza del hombre para seguir existiendo en el futuro inmediato. Por lo tanto a todos concierne y debe preocupar el problema ambiental, para hacer que nuestro planeta resulte más adecuado para la convivencia humana. Para alcanzar dicho estado debemos considerar nuestra naturaleza de organismos biológicos dependientes del ambiente natural.

No sólo pertenecen a nuestra civilización los edificios, el arte, la electricidad, los campos cultivados, los bosques artificiales y otras creaciones de la mano del hombre. La naturaleza libre es parte asimismo de nuestra herencia. Si el hombre destruye los últimos vestigios de ella, pierde el derecho de hablar de sí mismo en términos de civilización.

EL AIRE.—El crecimiento de las ciudades y de la industria se considera generalmente como índice de progreso y prosperidad. Aún cuando la sociedad industrial facilita al hombre el ascenso de su nivel de vida, también acarrea un menoscabo de la salubridad ambiental. El aire que tiene que respirar se contamina en diferentes grados. La calidad del mismo puede contribuir o no al bienestar físico de cada individuo. Todavía desconocemos hasta que grado la inhalación de residuos venenosos invisibles debilita la salud del hombre y acorta el promedio de vida, pero se están acumulando pruebas al respecto.

La contaminación del aire procede de muchas fuentes y salvo la excepción de la procedente de las erupciones volcánicas, el hombre es res -

ponsable de ella. Los gases de desecho de la industria, el humo de las chimeneas domésticas y de la basura incinerada, los escapes de cientos de miles de vehículos que queman gasolinas y diesel en una zona relativamente pequeña, son algunos de los productos de contaminación que se descargan constantemente al aire. En una ciudad como Los Angeles - con mas de tres millones de autos que emiten diariamente un volumen enorme de gases de escape, junto con los factores climatológicos locales, contribuyen a que exista la contaminación urbana del aire de las mas graves del mundo.

El desprendimiento continuo de humos y gases venenosos es especialmente peligroso para todas las formas de vida en aquellas regiones en que las condiciones atmosféricas crean masas de aire estancadas, nieblas e inversiones de temperatura. Estas últimas acumulan los desechos tóxicos en el aire y forman el "SMOG". Estos fenómenos atmosféricos constituyen - los primeros eslabones de lo que llamamos la cadena de la contaminación del aire, que termina en nuestros pulmones o de los animales o de las plantas, llegando a envenenar e inclusive a matar cualquier forma de vida. También sirve de barrera a los rayos del sol reduciendo su efecto en el proceso de fotosíntesis de las Plantas, llegándose a la alteración y cambio de los climas.

Si los habitantes de una ciudad pudieran comprobar la cantidad de productos nocivos que inhalamos diariamente, pondríamos en duda la justificación de nuestra residencia urbana por las comodidades citadinas.

La mayoría de la gente que habita las ciudades mas grandes de los Estados Unidos inhalan normalmente un aire que contiene unas diez mil partículas por centímetro cúbico. Los investigadores clasifican como aire limpio aquel que contiene dos mil partículas o menos en el mismo volumen. Los especialistas en vías respiratorias afirman que es indudable el daño que causa la contaminación en el hombre acortando varios años la vida de una persona.

Normalmente la parte inferior del aire está bien mezclada y su composición es uniforme excepto en zonas de alto grado de contaminación. Sin embargo, los vientos arrastran este aire contaminado a grandes distancias y pueden formarse depósitos y concentraciones de sustancias venenosas muy lejos de su fuente de origen. En Europa por ejemplo, los gases de azufre arrojados por las zonas industriales de Alemania e In

glaciar perjudican a varios países vecinos y llegan hasta los países escandinavos. Lo mismo sucede con los desechos radiactivos, que transportados por el viento pueden contaminar tierra, agua, plantas y animales que se encuentren a miles de kilómetros de donde se arrojaron. Este problema es desde luego de competencia internacional. En la Antártida, las capas recientes de hielo contienen cantidades de plomo que se puede medir.

Los principales componentes gaseosos del aire normal son el nitrógeno (78 %) oxígeno (21 %) y gases raros, dióxido de carbono, etc. (1 %) Las alteraciones frecuentes causadas por la contaminación del aire pueden crear un desequilibrio grave en los distintos HABITATS y trastornar ecosistemas completos.

Una amenaza seria a la fase correspondiente del aire en el ambiente, es la alteración de los procesos de fotosíntesis a consecuencia de la destrucción de la vegetación, tanto en el agua como en la tierra, por ser las plantas las que reintegran gran parte del oxígeno a la atmósfera. Las algas verdes de los océanos producen una gran cantidad de oxígeno que se reincorpora a la atmósfera. Estas diminutas plantas son afectadas por sustancias químicas que continuamente contaminan los océanos. Por ejemplo, un miligramo de DDT por metro cúbico de agua es suficiente para reducir la capacidad de producción de oxígeno de estas algas en forma considerable. Asimismo en tierra, la vegetación desaparece gradualmente para dar paso a los desiertos artificiales de concreto y asfalto en ciudades y zonas industriales que no producen oxígeno, mas bien lo consumen e impurifican. De este modo la destrucción paulatina de la vegetación terrestre y marina en el mundo puede conducir a un súbito rompimiento del equilibrio del oxígeno en la biosfera. Este ciclo también puede ser alterado por los procesos de combustión de grandes cantidades de combustibles como son el carbón, el petróleo, gas natural, etc. El oxígeno consumido por estas combustiones es restituido como ya se mencionó por los procesos de fotosíntesis de las plantas. Sin embargo al incrementar esta combustión, se ha elevado el contenido de bióxido de carbono en la atmósfera aproximadamente en un diez por ciento en los últimos cien años. Aunque los océanos tienen un inmenso potencial para absorber este gas, no han podido impedir el ascenso de su contenido en el aire. Las selvas tropicales pueden también asimilar grandes cantidades de gas carbónico, pero lo único que hacen es retrasar el efecto de concentración.

Tal efecto de concentración de bióxido de carbono en el aire origina un aumento de temperatura de la Tierra debido al efecto de invernadero: el bióxido de carbono permite el paso de la luz pero disminuye la reflexión del calor hacia la atmósfera. Este incremento paulatino de temperatura puede conducir a que lentamente se derritieran los casquetes polares lo que a su vez ocasionaría un incremento del nivel del mar, causando inundaciones catastróficas en el peor de los casos.

En 1970 en el Primer Informe Anual al Congreso de los Estados Unidos presentado por el Consejo de la Calidad del Ambiente, se enumeraron las siguientes alteraciones causadas por la contaminación:

- 1.-Aumento del contenido atmosférico de bióxido de carbono por quemar combustibles fósiles.
- 2.-Disminución de la transparencia atmosférica con aerosoles procedentes de la industria, de los automóviles y de la calefacción doméstica.
- 3.-Disminución de la transparencia atmosférica por introducción de polvo, principalmente debida a malas prácticas agrícolas.
- 4.-Alteración de las propiedades térmicas de la estratósfera con vapor de agua procedente de la combustión que originan los aviones a reacción.
- 5.-Calentamiento de la atmósfera por quemar combustibles fósiles y nucleares.
- 6.-Alteración de la capacidad de irradiación de la superficie terrestre para reflejar los rayos solares hacia el espacio debido principalmente a la urbanización, agricultura, desforestación y presas construidas por el hombre.
- 7.-Alteración de la relación de transferencia de energía térmica y mecánica entre los océanos y la atmósfera por el derrame de combustible en la superficie del agua. Estas capas aceitosas del océano proceden de las combustiones incompletas o derrames procedentes de barcos y torres de perforación petrolera.

El número cuatro indudablemente recibirá una atención especial cuando los futuros aviones supersónicos viajen por la estratósfera, porque una alteración del contenido de vapor de agua en esa zona, puede alterar el equilibrio de radiación térmica de la corteza terrestre.

Algunas de las catástrofes serias debidas a la contaminación se reportan; la ocurrida en diciembre de 1952 en Londres, como consecuencia directa del humo de las chimeneas domésticas acumulado encima de la ciudad, un SMOG tóxico que ocasionó la muerte de mas de cuatro mil personas. Afectó a personas de diferentes edades principalmente ancianos y niños menores de un año. Además a miles de personas se les agravó la bronquitis o la cardiopatía que ya padecían.

Otras catástrofes semejantes se han presentado en diversas partes del mundo, en el año de 1954 en Los Angeles, en el Valle de Mosa Bélgica - 1930. En la ciudad de Poza Rica, México, murieron 28 personas y 320 se intoxicaron con gases sulfurosos desprendidos accidentalmente en 1950.

Es evidente que los peligros letales de la contaminación del aire se han observado principalmente y discutido en conexión con los mencionados desastres, que son manifestaciones espectaculares de las condiciones prevalentes. La amenaza mas grave para los seres vivos son, sin embargo, los efectos masivos y a largo plazo de la contaminación del aire. El envenenamiento diario, lento e invisible, quebranta la salud gradualmente y hace disminuir la resistencia a otras enfermedades.

CONTAMINACION SONICA (Ruido).--Otro tipo de contaminación del aire es el ruido artificial. En las ciudades modernas en las que millones de personas residen permanentemente, los efectos perjudiciales, múltiples e insidiosos del ruido en la salud física y mental son obvios, pero -- no se reconocen todavía en forma adecuada. La contaminación por ruido también se presenta fuera de las ciudades. De todos los ruidos aportados por la tecnología quizá el mas amenazador sea el estampido procedente del transporte supersónico. Indudablemente serán muy perjudiciales, pero todavía se desconoce hasta qué grado.

El ruido es difícil de definir, lo que para algunas personas es acústicamente bello o entretenido, para otras es indeseable y hasta insoponible. Las reacciones individuales tambien dependen de las circunstancias. Por lo tanto el límite de tolerancia expresado en decibeles resulta casi imposible determinar. Sin embargo se pueden distinguir 4 categorías generales de efectos o grados de contaminación sónica: molestia, alteración de actividad, sordera y deterioro físico-mental. Quizá el choque que produzca el transporte supersónico se incluya en una quinta categoría aún desconocida.

Hasta ahora las consecuencias de la contaminación por ruido mas graves se encuentran generalmente en los ambientes industriales. La exposición excesiva al ruido por largos períodos de tiempo puede ocasionar la sordera. En los Estados Unidos se calcula que hasta 16 millones de trabajadores padecen alguna lesión que afecta su poder auditivo.

La legislación concerniente al ruido indeseable y a su control, se ha puesto en marcha o está por ponerse en varios países. La contaminación por ruido es indudablemente una irremediable y lamentable característica de nuestra civilización mecánica.

CONTAMINACION DEL MAR.-El hombre ha creado un desequilibrio en el ambiente marino en algunas regiones debido a la explotación excesiva. La contaminación de mares y océanos y los efectos adversos en los recursos marinos vivos, han alcanzado proporciones alarmantes en todo el mundo, aún en regiones remotas y relativamente poco frecuentadas como los océanos Artico y Antártico. El Mar Báltico es quizá, el mas contaminado en el mundo; la pesca del Mar del Norte está siendo afectada en forma negativa, así como algunas zonas del Mar Mediterráneo muestran grados de contaminación altos y peligrosos. La situación crítica del Mediterráneo se debe a una concentración de población en sus costas. Además de la concentración industrial, urbana y turística, los buques cisterna derraman cerca de trescientas mil toneladas de petróleo anuales en la superficie, miles de yates y barcos pesqueros arrojan tambien aceites lubricantes y las refinerías de petróleo dejan escapar anualmente otras veinte mil toneladas de petróleo. Actualmente todos los ríos europeos llevan grandes cantidades de contaminantes como lodos saturados de titanio, fósforo, nitrógeno, etc. En la Bahía de Nápoles, por lo menos cien especies de animales han desaparecido por completo durante las últimas décadas. Los métodos inadecuados de pesca han reducido las colonias piscícolas costeras en un ochenta por ciento.

Uno de los efectos mas conocidos con certeza es sobre las aves marinas de los derrames de petróleo. En el mar las parvadas de patos y alcas a menudo bajan a las zonas donde hay petróleo porque el mar suele aparecer menos agitado. Estas manchas actúan como verdaderas trampas. El ave llena de aceite no puede volar ni sumergirse y termina inhabilitada para sobrevivir.

Pero no es el petróleo el único contaminante del mar. Las aguas de la costa sobre todo a inmediaciones de zonas industriales se encuentran altamente contaminadas con sustancias tóxicas, por ejemplo, algunos peces que viven en mar abierto como el Atún, en el año de 1970 se descubrieron millones de latas que contenían concentraciones peligrosas de mercurio. La Administración de Alimentos y Medicinas de los Estados Unidos confirmó que hasta un 23 % del atún que se vendía en el país podía estar contaminado con mercurio. Cada año se producen en ese país 900 millones de latas de atún. El pescado tóxico se producía en las ocho zonas pesqueras principales de los Estados Unidos en las que se encontraron concentraciones de mercurio todavía más altas en el pez espada. Concentraciones que rebasaban los límites permisibles de 0.5 partes por millón en algunos casos hasta 1.5 p.p.m.

El mercurio en el pescado ha ocasionado muertes entre seres humanos. En 1953 y 1961 los habitantes de Maranata, Japón, comieron peces marinos contaminados con mercurio procedente de los desechos industriales que se arrojan en esa zona y murieron 49 personas y nacieron 19 con anomalías congénitas, hijos de madres que habían comido pescado contaminado.

CONTAMINACIÓN DE AGUAS NATURALES .-(DULCE).-

Uno de los mayores problemas existentes en la actualidad es el mantener las reservas adecuadas cualitativa y cuantitativamente de este recurso natural y de vital importancia.

No obstante el peligro que representa para la salud humana en la misma medida que lo hace con el aire y con el mar lo hace con este vital elemento. Diariamente se arrojan al agua enormes cantidades de desperdicios de las ciudades, de las industrias y de la agricultura. El agua tiene una capacidad enorme de autopurificación, pero no ilimitada, un enorme porcentaje de los desechos son tóxicos. La contaminación del agua se ha venido haciendo durante décadas y en gran escala sin reacciones significativas de parte del hombre. Apparentemente los municipios y las industrias creían que el agua podía absorber, asimilar, diluir y arrastrar indefinidamente cantidades astronómicas de desechos. Esta creencia es falsa y costará sumas enormes bajo la forma de impuestos durante muchos años futuros, sobre todo -

en países industrializados, en los que el costo del agua pura es muy alto. El uso de plaguicidas en la agricultura y en los bosques, así como el empleo de compuestos mercuriales en la industria, no solo han contaminado las aguas sino que las han envenenado. Los plaguicidas llegan al agua de diversas maneras, pero principalmente con el escurrimiento superficial procedente de las zonas tratadas, con los desperdicios de productores e industriales o directamente del aire al pulverizarlos. Tal como se mencionaron, los estragos que causa el mercurio en el agua de mar, se reportan ininidad de casos de intoxicación, envenenamiento y extinción de ciertas especies que habitan en aguas de ríos, lagos, lagunas e inmediaciones de los mismos.

En junio de 1971 los Gobiernos de Canadá y Estados Unidos llegaron a un acuerdo para llevar a cabo una serie de programas para la restauración de los Lagos Erie y Ontario, lo que representa una de las medidas mas significativas para la conservación del ambiente.

Las concentraciones de DDT y Dieldrina se han determinado en casi todas las vías fluviales de los países industrializados, especialmente en los Estados Unidos donde se alcanzan las concentraciones mas altas en Los Grandes Lagos. (hasta 7.77 p.p.m.)

El Censo de las pérdidas de la riqueza pesquera ocasionadas por la contaminación se empezó a registrar en los Estados Unidos en 1960. En 1969 el total en ese período era de 144,380 000 que incluían -- las dos tercés partes de peces con valor comercial. Uno de los mayores desastres fué el del Lago Thonotosassa de Plant City, Florida en el que las aguas de albañal acumuladas procedentes del municipio y de las industrias, redujeron el contenido de oxígeno disuelto en el agua a tal grado que murieron 26 millones 500 mil peces. En la parte baja del río Mississippi los plaguicidas mataron -- mas de 3 millones de peces y mas de 2 millones en un pantano de -- Florida. Casos semejantes de contaminación y pérdidas enormes de riqueza pesquera se reportan en varios ríos de Europa como en el Rin de Alemania; el que arrastra grandes cantidades de residuos industriales que se calculan en 300 tons de cobre, 20 tons. de cadmio -- 80 tons. de arsénico, 10 tons, de mercurio y 1 ton. de insecticidas -- mensualmente.

CONTAMINACION DE LOS SUELOS.

En los capítulos anteriores referentes a la contaminación del aire, del mar, del agua dulce, de la vegetación y de los animales, se discuten diversas formas de contaminación que afectan al suelo, una forma característica de contaminación del suelo por el nombre es con desechos sólidos o basura. En los países industrializados la basura se encuentra en todos lados, formando parte del paisaje y en los países en desarrollo está empezando a suceder lo mismo.

Los datos mas significativos sobre la magnitud de la cantidad de desperdicios sólidos de un país industrial se encuentran en el primer informe anual al Congreso de los Estados Unidos por parte del Consejo de Calidad del Ambiente, que se publicó en 1970 y del cual citamos la siguiente información:

La tecnología y riqueza crecientes de la sociedad norteamericana constituyen una carga pesada en el transporte de los desperdicios. La basura que se recoge en las zonas urbanas de la nación ha aumentado de 1.25 Kg. por persona/día en 1920 a 2.27 Kg. en 1970 y se esperan 3.62 kg. en 1980. Este volumen ascendente de basura sólida es variable. La tendencia a emplear en vasos desechables para los productos ha contribuido a que suba la cantidad de papel, de plástico, de vidrio y de metales, en vez de materia orgánica. Y la tecnología de la recolección y procesamiento de la basura para eliminarla está muy atrasada en relación con las otras.

El total de desperdicios sólidos producidos en los E.U. en 1969 llegó a 4,300 millones de toneladas, de acuerdo con la siguiente tabla:

Basura procedente de alojamientos, comercios e instituciones:	250 millones tons.
Basura recogida	190 "
Basura sin recoger	60 "
Basura Industrial	110 "
Desechos minerales	1700 "
Desechos agrícolas	2030 "
Total.....	4340 "

La mayor parte procedía de la agricultura y del ganado. Otras cantidades muy grandes de la minería y de las Industrias. Un poco menos del 6 % se clasificaron como desechos de alojamientos, comercios e instituciones y solamente llegaron a recogerse 75 % de estos últimos. Aunque la basura procedente de las casas, negocios e instituciones, es una pequeña parte del total producido, es la mas desagradable y peligrosa para la salud cuando se acumula en lugares cercanos donde habita la gente. Los desechos agrícolas y minerales a pesar de ser mas abundantes generalmente se extienden en una superficie mayor. Están mas aislados de las concentraciones de población y a veces no exigen una recolección o tratamientos especiales. No obstante cuanto mas se aprende acerca de los efectos de los desperdicios agrícolas y minerales en la calidad del aire, del agua y de la estética se percibe mejor la necesidad de limitar su producción y facilitar el tratamiento.

La fuente de desechos más grande del país es la agricultura. Es responsable de mas de la mitad del total. Los dos mil millones de toneladas de desechos agrícolas que se producen cada año, incluyen los desperdicios animales y de los rastros, los residuos de las cosechas de granos, las cáscaras de frutas y desperdicios de verduras.

El ganado que antes pastaba en prados extensos, ahora está encerrado en pequeños espacios, en los que engorda mas rápido para llevarse al mercado. En estas áreas la concentración del estiércol es muy alta que a veces el suelo no puede asimilar. El estiércol penetra por la tierra e invade las aguas subterráneas que en ocasiones las llega a contaminar seriamente. Asi mismo en estos lugares se multiplican los insectos, las moscas y el polvo. Cada vez resulta mas difícil eliminar el estiércol porque su demanda como abono del suelo ha disminuido. Entre otras razones se prefieren los fertilizantes químicos por su facilidad de manejo y rendimiento.

Los desperdicios sólidos recolectados anualmente incluyen 30 millones de tons. de papel y sus derivados, 4 millones de tons. de plásticos, 100 millones de llantas de vehículos, 30 mil millones de botellas, 60 mil millones de latas, demoliciones y vehículos de desecho.

Quizá existan algunos efectos ambientales útiles de los desechos -

sólidos. Algunos animales, especialmente las aves utilizan como "Habitats" estos desechos sólidos para construir sus nidos; en la misma forma los peces aprovechan para habitación desechos sumergidos. De hecho el Servicio de Peces y de la Fauna Silvestre están investigando la posibilidad de utilizar las llantas viejas como arrecifes y fondeaderos a lo largo de la Costa del Atlántico de los EE.UU. El fondo del Océano es arenoso y relativamente plano en grandes extensiones. Los arrecifes artificiales contruidos con llantas pudieran estimular la multiplicación de algunas especies deseables que precisan un relieve mas escarpado, como el de los arrecifes para protegerse y desovar. Si resulta práctico, podrían convertirse estas grandes cantidades de llantas en un beneficio ecológico importante. En el este del Canadá se han creado nuevas colonias de langosta, hundiendo rocas en el fondo arenoso del mar para crear los arrecifes artificiales.

Algunos otros efectos secundarios pero de importancia en la transformación ecológica y que diréctamente compete al hombre mismo son los siguientes:

La tala inmoderada que conduce a la deforestación con sus graves consecuencias.

Prácticas inadecuadas de la agricultura que conduce a la erosión de los suelos ya sea por efectos pluviales o erosión eólica.

Alteración del curso de los ríos, construcción de presas, etc.

Contaminación radiactiva y sus graves consecuencias.

Explosión demográfica.

En forma breve se ha esbozado el panorama que contempla la contaminación ambiental en sus diferentes fases y la magnitud del problema en el mundo:

La historia del hombre en la Tierra ha puesto en evidencia la necesidad de la conservación de la naturaleza para asegurar la supervivencia humana. Por lo tanto hay que adoptar una política de manejo y uso de los recursos renovables basada en consideraciones ecológicas. Los gobiernos deben poner en ejecución esta política. ¿Pero quien la definirá? Es preferible que las Naciones Unidas con sus agencias especializadas en particular, como la UNESCO y la FAO en colaboración con la IUCN formen un consejo de administración ambiental, compuesto

por un grupo ecológico selecto con visión global y que representen diferentes disciplinas y distintas regiones del mundo. El papel de este equipo científico sería el de ayudar y aconsejar a los países miembros de las Naciones Unidas sobre la utilización de los recursos naturales, los problemas de la población y las investigaciones ambientales.

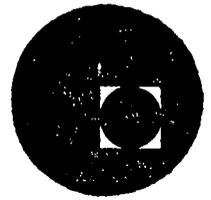
La formación de un cuerpo de consejeros que constituya la autoridad científica internacional mas alta, sobre la conservación de la naturaleza y los problemas ambientales, debe ser una responsabilidad y una obligación internacional. Cada país tendría que seguir lealmente su consejo, empresa que en sí misma exige un grado muy alto de conocimientos ecológicos y de responsabilidad social.

Quizá la conservación de los recursos naturales y del ambiente, aparecerá en las Naciones Unidas como tema de vital importancia, que proporcionará vida nueva a la organización y una mejor comprensión entre las naciones que comparten el ecosistema finito llamado Tierra.

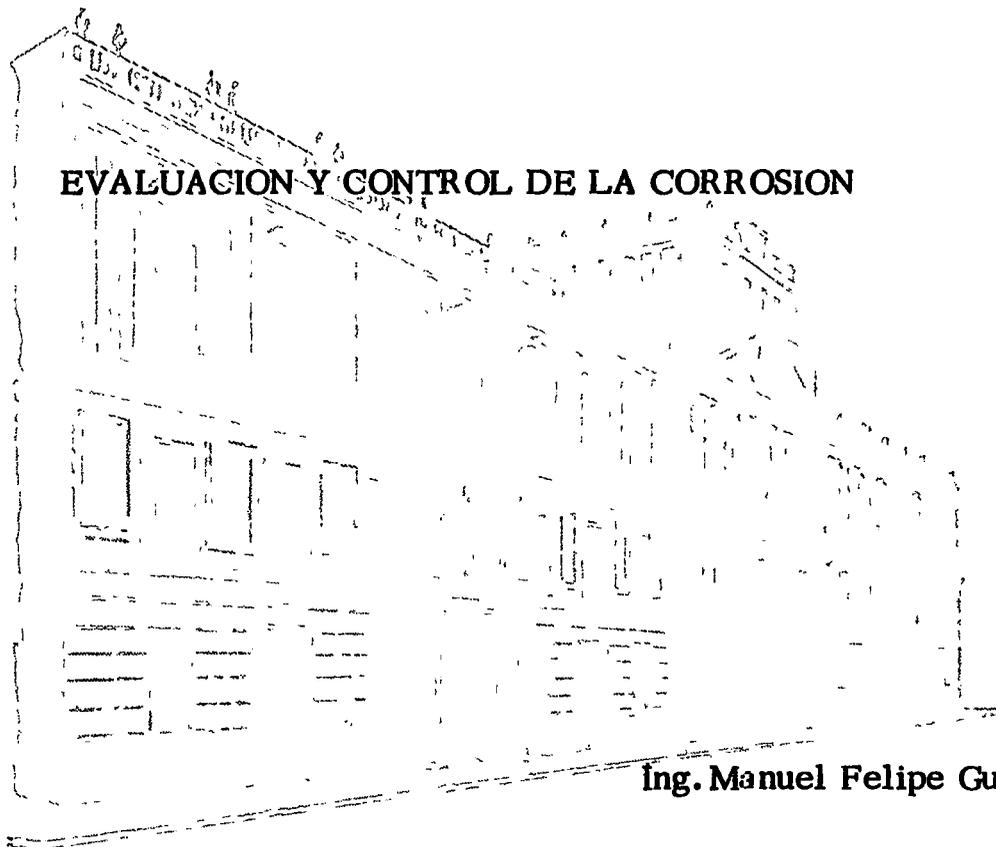
Tomado del libro: "CONSERVAR PARA SOBREVIVIR" Kai Curry-Lindahl.



centro de educación continua
división de estudios superiores
facultad de ingeniería, unam



DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS



Ing. Manuel Felipe Guerrero F.

Abril-Junio, 1977

EVALUACION Y CONTROL DE LA CORROSION

Ing. Quim. Manuel Felipe Guerrero F.
División de Corrosión
Subdirección de Tecnología de la Explotación
Instituto Mexicano del Petróleo

INTRODUCCION.

Cuando se estudian problemas provocados por el fenómeno de la corrosión, uno de los parámetros más importantes para su evaluación lo representa la medición de la velocidad o rapidez con que se manifiesta y en la mayoría de los casos la forma más económica de examinar el comportamiento de la corrosión es permitir que esta ocurra para conocer su velocidad y así contar con predicciones fidedignas que conduzcan a un mejor diagnóstico y solución al problema.

En este trabajo se estudia en particular la forma de calcular la velocidad de la corrosión mediante pruebas de laboratorio ó planta, utilizando especímenes de prueba que son corroídos por el medio ambiente bajo estudio, sufriendo un desgaste que se mide por la cantidad de material disuelto mediante el uso de una balanza, razón por la que las pruebas se conocen con el nombre de Gravimétricas ó de Pérdida de Peso.

MEDICION DE LA VELOCIDAD DE CORROSION EN PRUEBAS DE PERDIDA DE PESO

Antes de seleccionar una prueba o técnica para medir la corrosión, es importante definir el motivo para hacerla. Esto aumentará las oportunidades de escoger el mejor método con la ventaja adicional de evitar la realización de pruebas que a menudo no son necesarias.

Las principales razones para medir la corrosión son:

Controlar la corrosión tal y como ocurre en la planta. Evaluar materiales y efectos del medio para aplicaciones futuras.

Evaluar la calidad de un lote específico de materiales conociendo - su comportamiento como por ejemplo, el tratamiento térmico correcto que se va a usar.

Estudiar los mecanismos de corrosión.

Las pruebas de corrosión para satisfacer estas necesidades pueden dividirse en 3 grupos:

- 1.- Pruebas de servicio en procesos actuales o con medios naturales.
- 2.- Pruebas de servicio en las cuales se procura simular anticipadamente las condiciones que se usarán. Esto podría ser tan simple como una prueba en el laboratorio o tan sofisticado como la operación de una gran planta piloto.
- 3.- Pruebas aceleradas en las cuales el medio de prueba puede estar o no estar relacionado con el servicio que se requiere.

Las pruebas aceleradas pueden ser subdivididas en:

Pruebas de control de calidad. Muchas pruebas de control de calidad son aceleradas. El medio de prueba debe tener una pequeña relación con el servicio deseado del material, pero será capaz de detectar en unas cuantas horas o días una condición metalúrgica o de superficie que se sabe o sospecha es nociva para el funcionamiento del servicio.

Pruebas de protección. Cuando se están desarrollando aleaciones o se está decidiendo que materiales se someterán a pruebas de servicio, se acostumbra a menudo someter los materiales a la influencia de un medio parecido aunque no igual, al del servicio deseado. Por ejemplo, es habitual probar los posibles materiales para accesorios de automóviles en un medio muy húmedo, sal rociada, etc.

Los materiales utilizados en procesos fuertemente oxidantes pueden o deben ser probados en una solución oxidante tal como ácido nítrico.

ESTUDIO DE MECANISMOS.

Servicio simulado acelerado. En este caso las condiciones de prueba son parecidas a las del servicio deseado, pero se cambian una o más variables con la esperanza de producir en corto tiempo el mismo tipo y grado de corrosión que podría ocurrir en servicio. Por ejemplo, la temperatura puede ser aumentada para incrementar la velocidad de corrosión sin cambiar en forma. Esta prueba es muy difícil de interpretar.

PRUEBAS DE PERDIDA DE PESO.

Las pruebas de pérdida de peso son las más comunes de todas las pruebas de medida de corrosión. Una pieza limpia se mide, pesa y se expone a un medio co-

rosivo por un tiempo bien determinado, después se saca del medio, se limpia para quitar los productos de corrosión y se vuelve a pesar.

Con los datos de pérdida de peso sufridos por el cupón corrosimétrico se puede calcular la velocidad de corrosión expresada como el cociente de los gramos de pérdida y el tiempo de duración de la prueba, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C = \frac{W}{t} \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

C = Velocidad de corrosión

W = Pérdida de peso en gramos, sufrida por el cupón corrosimétrico.

t = Duración de la prueba expresada en unidades de tiempo como: horas, días, mes ó año.

De acuerdo con lo anterior con esta simple ecuación sería factible conocer la velocidad de corrosión pero para fines prácticos de comparación de velocidades de corrosión es más conveniente expresarlas en términos de disminución de espesor por unidad de tiempo o bien como pérdida de peso por unidad de tiempo y de área expuesta. Estas formas de expresión de la velocidad de corrosión se obtienen fácilmente a partir de la ecuación (1) tomando en cuenta la definición de densidad de un material que se expresa como:

$$D \frac{g}{cm^3} = \frac{W g}{V cm^3} \dots\dots\dots (2)$$

Por lo que el volumen será igual a:

$$V cm^3 = \frac{W g}{D \frac{g}{cm^3}} \dots\dots\dots (3)$$

Por otra parte el volumen de un cuerpo geométrico es función de su área de la base y de la altura o espesor expresándose como:

$$V \text{ cm}^3 = A \text{ cm}^2 \cdot e \text{ cm} \dots \dots \dots (4)$$

Igualando los segundos miembros de las ecuaciones (3) y (4) se obtiene:

$$A \text{ cm}^2 \cdot e \text{ cm} = \frac{W \text{ g}}{D \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}} \dots \dots \dots (5)$$

Ecuación fundamental de donde se puede obtener el espesor del material corroído para que la velocidad de corrosión quede expresada en disminución del espesor por unidad de tiempo.

$$C = \frac{e}{t} \dots \dots \dots (6)$$

Donde:

C = Velocidad de corrosión

e = Disminución de espesor en unidades de longitud.

t = Duración de la prueba en unidades de tiempo.

De la ecuación (5) se obtiene el espesor,

$$e \text{ cm} = \frac{W \text{ g}}{A \text{ cm}^2 \cdot D \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}} \dots \dots \dots (7)$$

Que al ser sustituido en la ecuación (6) da:

$$C = \frac{W \text{ g}}{A \text{ cm}^2 \cdot D \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \cdot t \text{ hr}} \dots \dots \dots (8)$$

$$C \frac{\text{cm}}{\text{hr}} = \frac{W}{A D t} \frac{\text{cm}}{\text{hr}} \dots\dots\dots (9)$$

La ecuación (9) representa la forma fundamental para expresar la velocidad de corrosión en términos de disminución de espesor por unidad de tiempo que - dependiendo del sistema de unidades escogidas tomará la forma de:

$$C = K \frac{W}{A D t} \dots\dots\dots (10)$$

En la que K representa una constante que involucra todos los factores de conversión de las unidades utilizadas en las mediciones de la pérdida de peso, - área del cupón, densidad del material y tiempo de duración de la prueba. Por ejemplo si se quiere la velocidad de corrosión en pulgada por año a partir de W g de pérdida de peso de un cupón corrosimétrico que tiene un área de A cm², fabricado con un material con densidad de D g/cm³ y en una prueba con duración de t hr, tenemos:

$$C = \frac{W \text{ g}}{A \text{ cm}^2 \times \frac{1 \text{ in}^2}{6.4516 \text{ cm}^2} \times t \text{ hr} \times \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ hr}} \times D \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \times \frac{16.387 \text{ cm}^3}{\text{in}^3}}$$

$$C = 3.448 \times 10^3 \frac{W}{A D t} \frac{\text{in}}{\text{año}} \dots\dots\dots (11)$$

En tablas de la literatura de corrosión los valores de la constante se redondean a dos cifras decimales con lo que finalmente queda:

$$C = 3.45 \times 10^3 \frac{W}{A D t} \frac{\text{in}}{\text{año}} \dots\dots\dots (12)$$

Procediendo en la forma descrita se obtiene los valores de las constantes requeridas para expresar la velocidad de corrosión en diferentes unidades, teniendo el cuidado de que las mediciones realizadas se lleven a cabo con las siguientes precauciones.

W en gramos, con aproximación de 0.1 miligramos.

A en centímetros cuadrados, con aproximación de 0.01 cm²

t en horas completas.

De acuerdo con lo anterior a continuación se presenta una tabla con las unidades deseadas las dimensiones y el valor de la constante.

T A B L A No. 1

UNIDADES DESEADAS	DIMENSIONES	CONSTANTE K
mpy	milésimas pulgada / año	3.45 x 10 ⁶
ipy	pulgada / año	3.45 x 10 ³
ipm	pulgadas / mes	2.87 x 10 ²
mm / yr	milímetros / año	8.76 X 10 ⁴
Mm / yr	micron / año	8.76 X 10 ⁷
pm / seg	pico metro / segundo	2.78 X 10 ⁶

En algunos casos se necesita la velocidad de corrosión expresada como pérdida de peso por unidad de área y unidad de tiempo en cuyo caso sólo será necesario multiplicar por la densidad introduciendo los factores de corrección correspondientes - por ejemplo:

$$C \frac{\text{in}}{\text{año}} \cdot \frac{D \text{ g}}{\text{in}^3} = CD \frac{\text{g}}{\text{in}^2 \text{ año}}$$

En estas condiciones se obtiene la siguiente tabla que resume los factores de conversión para velocidades de corrosión expresadas como espesor desgastado por unidad de tiempo a velocidades de corrosión en peso de material consumido por unidades de tiempo y de área expuesta.

TABLA No. 2

UNIDAD DESEADA	DIMENSIONES	CONSTANTE K
$g/m^2 \text{ hr}$	$\frac{\text{gramo}}{\text{metro cuadrado} - \text{hora}}$	$1.00 \times 10^4 D$
mdd	$\frac{\text{miligramos}}{\text{decímetro cuadrado} - \text{día}}$	$2.40 \times 10^6 D$
$g/m^2 \text{ seg}$	$\frac{\text{microgramos}}{\text{metro cuadrado} - \text{segundo}}$	$2.78 \times 10^6 D$

El conocimiento de los factores de conversión permite transformar una velocidad de corrosión expresada en un tipo de unidades a cualquier otro tipo.

Para convertir una velocidad de corrosión en unidades X a unidades Y, multiplicamos por K_y / K_x . Por ejemplo si $C = 15 \text{ mpy}$ y deseamos la velocidad en $\mu\text{m}/\text{seg}$ tenemos.

$$15 \frac{2.78 \times 10^6}{3.45 \times 10^6} = 12.1 \frac{\mu\text{m}}{\text{seg}}$$

Finalmente como las velocidades de corrosión en los Estados Unidos son usualmente medidas en mpy o mil/año, es necesario, a veces, transformar rápidamente

las velocidades de corrosión expresadas en otras unidades a mpy por lo que a continuación se presenta una tabla que permite hacer este trabajo.

TABLA No. 3

UNIDADES DADAS	DIMENSIONES	MULTIPLICAR POR PARA CONVERTIR A (MPY) Mils/año
ipy	pulgada / año	1000
ipm	pulgada / mes	12000
mm / yr	milímetro / año	39.4
mm / yr	micron / año	0.039
pm / seg	picómetro / segundo	1.24
$g / cm^2 \text{ hr}$	$\frac{\text{gramo}}{\text{centímetro cuadrado} \cdot \text{hora}}$	$\frac{345}{D}$
mdd	$\frac{\text{miligramos}}{\text{decímetro cuadrado} \cdot \text{día}}$	$\frac{1.44}{D}$
$Mg / m^2 \text{ seg}$	$\frac{\text{microgramos}}{\text{metro cuadrado} \cdot \text{segundo}}$	$\frac{1.24}{D}$

En la que D = densidad del metal en $gramos / cm^3$

CONTROL DE CORROSION EN GENERADORES DE VAPOR Y CONDENSADORES.

Las propiedades corrosivas del agua se deben a los gases disueltos tales como el oxígeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y posiblemente amoníaco.

De estos gases al hablar de calderas, el oxígeno es mas agresivo y se requiere una eliminación total de éste en la prevención de la corrosión provocada por el agua en las calderas. La solubilidad de un gas en agua depende de la temperatura de ésta y de la presión del gas existente en la atmósfera sobre el agua. Si la temperatura del agua se eleva hasta su punto de ebullición y el gas se elimina totalmente de la atmósfera sobre el agua, se comprende que el gas esté totalmente eliminado de la solución. Este es el principio para la deaireación de aguas de alimentación en calderas. El método consiste en calentar el agua por contacto directo con vapor de tal manera que el gas liberado es barrido del recipiente y descargado del sistema por medio de una corriente de vapor. Con este método la cantidad de oxígeno disuelto se puede reducir prácticamente a 0, sin embargo, el método químico para eliminación del oxígeno es una alternativa que ayuda bastante al método mecánico para asegurar la eliminación completa del oxígeno.

La eliminación de los gases disueltos dentro de los cuales el oxígeno es el componente mas serio, promotor de la corrosión, es necesario ya que en una caldera existe una alta temperatura y es un hecho perfectamente demostrado que la corrosión es una reacción de óxido reducción y que por consiguiente está sujeta a las leyes que gobiernan las reacciones químicas y se sabe que una reacción química duplica su velocidad de -

reacción por cada 10°C se eleve la temperatura.

Por la misma razón se debe eliminar del agua de alimentación de calderas, la presencia de sustancias disueltas en ella, que puedan descomponerse por medio del calor suministrando gases corrosivos a las temperaturas de operación de las calderas. Los gases corrosivos podrán pasar con el vapor causando corrosión en las líneas de alimentación y de retorno en condensado.

Generalmente las aguas que contienen ácido sulfhídrico o proporciones apreciables de bióxido de carbono no son usadas como aguas para alimentación de calderas y si hay necesidad de usarlas estos gases también deberán ser eliminados durante el proceso de la eliminación del oxígeno por el procedimiento mecánico de aereación. A las temperaturas de operación de la caldera, aún el agua pura puede atacar el acero. Para obtener la mínima velocidad de corrosión, las aguas de las calderas deberán de poseer un pH, medido a temperatura ambiente del orden de 10 a 12.

La solubilidad de fierro en el agua, incrementa a medida que el pH decrece abajo de su punto neutro cuyo valor es 7. Como ya se vió en la teoría de la corrosión en los capítulos anteriores, el ataque del acero por el agua con un pH ácido es de una naturaleza general sobre la superficie completa del material, con poca tendencia a producir corrosión localizada, el método obvio de prevenir la corrosión en estas condiciones, es naturalmente la neutralización del ácido con un álcali. El carbonato de sodio y la sosa cáustica comunmente se emplean para este propósito en el tratamiento de las aguas de alimentación de las calderas. Excepto en casos especiales de corrosión en calderas de alta presión, la experiencia vuelve a demostrar que es deseable mantener el agua con un

pH mínimo de 10.5. Este pH es suficientemente alto para sofocar el ataque ácido y la posibilidad de corrosión ácida en una caldera es bastante remota. La presencia de ácido mineral libre rara vez ocurre en aguas naturales. Sin embargo, la contaminación ácida en las aguas de alimentación de las calderas, se puede presentar a partir de procesos donde se tiene calentamiento de soluciones ácidas para decapado de materiales, calentadas con serpentines de vapor, los cuales pueden llegar a picarse y permitir la entrada de ácido hacia el condensado que se regresa a la alimentación de la caldera. En este tipo de plantas es absolutamente necesario entonces el tener equipo que permita controlar el pH de la alimentación del condensado hacia la caldera evitando así con toda seguridad la posibilidad de la corrosión producida por el ácido mineral libre.

Los sistemas para control de la pureza de la alimentación del agua de las calderas podrán ser de tipo automático o manual siendo preferibles las que operan en forma automática para eliminar el error humano.

Bajo la influencia de la alta temperatura presente en una caldera ciertas sales minerales, principalmente aquellas que contienen magnesio, pueden descomponerse formando ácidos pero si la alcalinidad adecuada y el pH de 11 a 12 se mantiene, estos ácidos se neutralizan tan pronto como se forman. Por ejemplo el sulfato de magnesio que puede estar presente en el agua de alimentación, se puede hidrolizar para formar hidróxido de magnesio y ácido sulfúrico.



De acuerdo con lo anterior el mantenimiento de la alcalinidad adecuada para la alimentación de agua a una caldera es un seguro definitivo que previene la

corrosión en la caldera.

La fragilidad cáustica o el termino mas técnico de fractura inter-cristalina, en una caldera, es una forma peculiar de la corrosión, caracterizada por fracturas del metal a lo largo de los límites de grano de los cristales que constituyen el material de construcción. Este fenómeno corrosivo puede ocurrir cuando las zonas metálicas fuertemente preesforzadas del material, se exponen a aguas de caldera concentradas bajo ciertas condiciones; estas condiciones pueden ocurrir o presentarse en juntas remachadas o juntas roladas donde el metal fue necesariamente sobre esforzado y donde debido a pequeñas fugas hay una alta concentración de las sales contenidas en el agua de la caldera. El ataque generalmente va asociado con una alta concentración de hidróxido de sodio.

Se ha llevado a cabo una gran cantidad de experimentación y aún se continúa llevando a cabo ésta para determinar las causas y prescribir un remedio para este tipo de corrosión. En un principio los estudios indicaron que era necesario una relación del sulfato de sodio a soda ash en la proporción de 2 a 3 para inhibir el ataque y se recomendaba mantener estas relaciones por el Código de Calderas de la A.S.M.E. Actualmente se cree que la relación carbonato - sulfato no asegura la protección completa y se están investigando otro tipo de inhibidores. Obviamente, ya que los metales sobreesforzados y las zonas de alta concentración de sales son el factor para este ataque intercrystalino, es absolutamente indispensable tomar ciertos cuidados durante la construcción de una caldera para eliminar dichas condiciones. Bajo los métodos modernos de manufactura de calderas, se está aplicando el alivio de esfuerzos dond^e se aplica soldadura dando por con siguiente poca oportunidad para que se presente la fragilización cáustica.

La presencia de aceites en el agua de alimentación de calderas tarta

bién puede conducir a fallas del metal ya sea por depósito directo del aceite sobre la superficie metálica impidiendo que ésta se moje por el agua o bien en forma indirecta causando lodos que aglomeran partículas y se adhieren sobre las superficies de transmisión de calor. El aceite entra al agua de alimentación, principalmente a través de los condensados de escape provenientes de bombas reciprocantes o de alimentación. Este condensado se puede limpiar mediante filtración después de adicionar un absorbente para el aceite tal como los hidróxidos de fierro o aluminio. Si la cantidad de tales condensados no es muy grande es mucho mas económico deshacerse de ella que tratar de limpiarla.

De lo expuesto anteriormente, se ve que el factor que provoca la corrosión en las calderas, con más frecuencia es definitivamente el oxígeno por lo que éste deberá ser eliminado de las aguas de alimentación de las calderas.

Como ya se dijo también anteriormente, el método de eliminación de oxígeno mas sencillo es el método mecánico que permite eliminar junto con el oxígeno algunos otros gases como el bióxido de carbono. Sin embargo el método mecánico no asegura la eliminación completa del oxígeno y es necesario complementarlo con el método químico que puede ser llevado a cabo con dos técnicas principales, a saber:

a).- Adición de sulfito de sodio.

b).- Adición de hidrazina.

a).- Método del sulfito de sodio.- El sulfito de sodio es el agente químico que se emplea con mas frecuencia para la deaeración química, debido a su bajo costo y facilidad de manejo. Las propiedades de eliminación de oxígeno, características del sulfito de sodio, se ilustran de acuerdo con la siguiente reacción química:



La relación de una parte por millón de oxígeno disuelto, requiere teóricamente de 7.88 partes por millón de sulfito de sodio puro por lo que al emplear sulfito de sodio de tipo comercial que no es 100 % puro, será necesario agregar un ligero exceso para compensar las pérdidas de sulfito de sodio que se transforma a sulfato de sodio durante el manejo de este producto desde la planta de su fabricación hasta el lugar de empleo. Por lo anterior, se acostumbra adicionar en términos generales 10 partes de sulfito de sodio comercial, para eliminar una parte de oxígeno disuelto en el agua.

Para asegurar la remoción completa del oxígeno, es necesario entonces, mantener una concentración residual de sulfito en el agua de la caldera. La cantidad residual, depende de un gran número de factores, como el método de alimentación y el punto de aplicación, la concentración de oxígeno disuelto y la variación de la concentración de oxígeno disuelto en el agua de alimentación. La alimentación continua de sulfito de sodio generalmente es la mas recomendada para la eliminación completa del oxígeno. En la mayoría de las plantas, el punto de aplicación mas adecuado es el comportamiento de almacenamiento de el calentador abierto para deaeración. En otras plantas, se permite que exista el tiempo suficiente para que el sulfito reaccione con el oxígeno, alimentando éste en un punto y extrayendo el agua en un punto totalmente opuesto a la alimentación del sulfito. Por otra parte no es recomendable hacer aplicaciones intermitentes ya que no suministran una protección adecuada manteniendo las concentraciones residuales necesarias en el agua de la caldera.

La velocidad de reacción sulfito-oxígeno se afecta por un gran nú-

mero de factores de los cuales el más importantes es la temperatura. El tiempo de reacción disminuye al incrementar la temperatura, tal y como se indicó anteriormente. A temperaturas de 100 °C ó superiores a este valor, la reacción es muy rápida. También se ha encontrado que la presencia de un exceso de un sulfito de sodio incrementa la velocidad de reacción. Algunos investigadores han encontrado que en la velocidad de reacción procede más rápidamente con valores del pH con la vecindad de 9.0 a 10.0

También se ha podido demostrar que algunas aguas naturales poseen un efecto inhibitor para la reacción oxígeno-sulfito. Así por ejemplo la reacción es muy rápida con agua de mar teniéndose una remoción completa del oxígeno en aproximadamente 2 minutos mientras que con agua destilada solamente el 75 % del oxígeno se ha eliminado después de 10 minutos de tiempo de contacto. Con una superficie que posea características inhibitoras, después de 10 minutos de contacto solamente el 3 % del oxígeno puede ser removido.

Estas circunstancias han conducido a los investigadores a tratar de incrementar la velocidad de la reacción oxígeno-sulfito de tal forma que se han encontrado que algunos materiales actúan como catalizadores acelerándola. Los catalizadores más frecuentemente usados, son cationes metálicos pesados con dos o mas valencias. Así por ejemplo el fierro, cobre, cobalto, níquel y manganeso se encuentran dentro de los catalizadores más efectivos para que se complete rápidamente la reacción oxígeno-sulfito. Se ha comprobado también que la reacción se vuelve más rápida si se hacen combinaciones de algunos de estos cationes metálicos pesados.

Como un resultado de la investigación para encontrar catalizadores

que ayuden a la remoción del oxígeno, actualmente se vende en el mercado un sulfito de sodio catalizado. Este tipo de sulfito de sodio catalizado prácticamente elimina el oxígeno en forma instantánea aún cuando el agua posea propiedades inhibidoras naturales.

La eliminación del oxígeno del agua con la rapidez lograda mediante el uso del sulfito de sodio catalizado, elimina por consiguiente la corrosividad del agua debida al oxígeno disuelto.

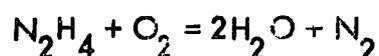
El sulfito de sodio catalizado se usa en la actualidad en sistemas de remoción de oxígeno de bajas temperaturas y también encuentra su aplicación en sistemas de calderas donde la alimentación del agua se hace a temperatura baja, donde la deaeración mecánica no es completa o donde es indispensable obtener una reacción rápida para la prevención de picaduras en líneas de alimentación economizadores y calentadores cerrados.

Como las presiones de operación de las calderas se han incrementado, se han encontrado dos desventajas en el uso del sulfito de sodio como un deaerador químico. El producto de la reacción sulfito-oxígeno, es el sulfato de sodio que incrementa la concentración de sólidos disueltos en el agua de la caldera.

Mientras que el incremento de sólidos disueltos en calderas de baja o mediana presión es generalmente de poca importancia, este se vuelve significativo en calderas de alta presión. También a altas presiones, el sulfito en la caldera tiende a descomponerse formando gases ácidos tales como el bióxido de azufre (SO_2) y el ácido sulfídrico (H_2S) que pueden contribuir a la corrosión en los sistemas de retorno. Por lo anterior en la actualidad se está utilizando otro producto químico que es la hidrazina y que nos da o-

rigen al segundo método de desoxigenación química.

b).- Adición de hidrazina.- La hidrazina es un agente reductor que no posee las desventajas del sulfito de sodio en la operación a alta presión. La hidrazina elimina el oxígeno disuelto de acuerdo con la siguiente reacción:



Ya que los productos de esta reacción son agua y nitrógeno, la adición de hidrazina al agua, no agrega sólidos a ésta. Los productos de descomposición de la hidrazina son amoníaco y nitrógeno. El amoníaco es alcalino y entonces no atacará al acero. Sin embargo si está presente en cantidades grandes, puede atacar a las aleaciones a base de cobre cuando el oxígeno se encuentra presente. Con aplicación adecuada, la concentración de amoníaco en el vapor puede ser controlada de tal manera que el peligro de ataque hacia las aleaciones a base de cobre no se presente o se reduzca al mínimo. Al mismo tiempo, el amoníaco, podrá neutralizar el bióxido de carbono de tal manera que la línea de retomo no presente corrosión debida a la presencia de bióxido de carbono.

La hidrazina es un líquido tóxico por lo que deberá ser manejado con mucho cuidado tal y como se hace con todos los materiales venenosos.

La hidrazina pura tiene un bajo punto de inflamación por lo que generalmente se emplea en forma de solución con concentración de 35 % que no tiene punto de inflamación.

Teóricamente 1.0 ppm de hidrazina se requiere para reaccionar con 1.0 ppm de oxígeno disuelto. Sin embargo en la aplicación práctica de la hidrazina, ge-

neralmente se recomienda agregar 1.5 a 2.0 partes de ésta por parte de oxígeno.

Para evitar concentraciones excesivas de amoniaco en el vapor, la concentración residual de hidrazina en el agua de caldera, deberá ser mantenida a 0.1 ppm o menos.

Protección de calderas fuera de uso.- A menos que se sigan procedimientos de almacenamiento adecuados para las calderas, la corrosión en forma severa se presentará en calderas que estén fuera de uso. El método de protección para calderas que se encuentren fuera de uso, depende fundamentalmente de la longitud de tiempo en el que van a estar fuera de operación. El almacenamiento seco se prefiere cuando la caldera va a estar fuera de servicio por un mes o mas mientras que el almacenamiento en fase húmeda podrá llevarse a cabo para períodos de tiempo mas cortos.

En el proceso de almacenamiento seco, la caldera deberá ser drenada completamente, limpiada y secada por medio de aire caliente o un fuego pequeño. Se deberá prestar mucha atención para la eliminación de humedad a partir de los tubos del sobrecalentador que no tienen drenado.

También se puede emplear un material absorbente de humedad encerrado en un recipiente bien cerrado que se colocará en el tambor de la caldera o en la parte superior de los fluxes en una caldera de tubos de fuego. El absorbente de humedad más abundantemente usado son la cal y la sílica gel. Desde luego la sílica gel es un absorbente de humedad más eficiente y además tiene la ventaja de que puede ser regenerado por medio del calentamiento de tal manera que puede emplearse, regenerarse y volverse a emplear en forma prácticamente indefinida.

En el método húmedo, la caldera deberá ser limpiada e inspeccionada y finalmente llenada a su nivel normal de agua. En caso de no tener a la mano agua deacereada los gases disueltos deberán eliminarse por medio de ebullición del agua durante un corto tiempo con la caldera descargando a la atmósfera. La alcalinidad del agua de la caldera se ajustará con carbonato de sodio a un mínimo de 400 ppm agregando suficiente sulfito de sodio para tener un sulfito residual mínimo de 100 ppm.

Cuando sea necesario poner a funcionar normalmente la caldera, ésta deberá ser sometida a una purga de alta velocidad para que la alcalinidad y el sulfito existente en el agua puedan reducirse a los niveles de operación normales en una forma rápida.

En lo que respecta al almacenamiento de los sobrecalentadores, se puede decir que en las calderas modernas, no es posible separar la sección del sobrecalentador del resto de la caldera.

Dicho de otra forma por lo anterior, es necesario seguir los mismos procedimientos para el almacenaje en el sobrecalentador que para las otras porciones de la caldera.

El almacenamiento húmedo de sobrecalentadores que puedan ser drenados, es relativamente simple mientras que ésta operación en aquellos sobrecalentadores que no tienen drenado, es mucho más complicado.

En el almacenaje seco, se deberá tener cuidado para eliminar toda la humedad de los sobrecalentadores que no tienen drenado por medio de recalentamiento del sobrecalentador en forma suficiente para evaporar toda el agua. Esto se logra por me-

dio de un pequeño fuego en la caja de combustión de la caldera.

2. FUNDAMENTOS BASICOS SOBRE CORROSION.

2.1 ASPECTOS GENERALES DE LA CORROSION.

La vida útil del equipo de la industria petrolera se acorta a menudo como un resultado de la corrosión y en los últimos 10 años se han tenido grandes adelantos en su detección y remedios aplicados para controlarla, en la producción del petróleo.

En términos técnicos simplificados, la corrosión ha sido definida como la destrucción de un metal por reacción química o electroquímica - por el medio ambiente y representa la diferencia entre una operación libre de problemas con gastos de operación muy elevados.

Para efectos prácticos, es casi imposible eliminar la corrosión y el secreto efectivo de la ingeniería en este campo radica más en su control, - que en su eliminación siendo necesario tomar en cuenta el fenómeno corrosivo desde el diseño de las instalaciones y no después de ponerlas en operación.

El ingeniero que trabaja en problemas de corrosión necesita saber donde empezar y tener un conocimiento básico para reconocer la corrosión, cómo se produce, cómo impedir su severidad, qué herramientas son necesarias, técnicas de inspección, variables de diseño que afectan a la corrosión, selección de materiales, y la forma de interpretar y aplicar la información del problema corrosivo, así como saber donde obtener ayuda.

Todos los metales y aleaciones son susceptibles de sufrir el fenómeno de corrosión, no habiendo material útil para todas las aplicaciones. Por ejemplo, el oro, conocido por su excelente resistencia a la atmósfera, se corroe si se pone en contacto con mercurio a temperatura ambiente. Por otra parte el acero no se corroe en contacto con el mercurio, pero rápidamente se oxida expuesto a la atmósfera.

Afortunadamente se tienen bastantes metales que pueden comportarse satisfactoriamente en medios específicos, y también se tienen métodos de control de la corrosión que reducen el problema.

Los paros de las plantas pueden ocurrir y ocurren como un resultado de la corrosión, provocando gastos directos e indirectos de aspecto económico y humano.

Dentro de los aspectos económicos tenemos:

a).- Reposición del equipo corroído.

- b).- Coeficientes de seguridad y sobrediseño para soportar la corrosión.
- c).- Mantenimiento preventivo como la aplicación de recubrimientos.
- d).- Paros de producción debidos a fallas por corrosión.
- e).- Contaminación de productos.
- f).- Pérdida de eficiencia ya que los coeficientes de seguridad, sobrediseño de equipo y productos de corrosión por ejemplo, decrecen la velocidad de transmisión de calor en cambiadores de calor.
- g).- Pérdida de productos valiosos.
- h).- Daño de equipo adyacente a aquel en el cual se tuvo la falla de corrosión.

Dentro de los aspectos humanos y sociales tenemos:

- a).- La seguridad, ya que fallas violentas pueden producir incendios, explosiones y liberación de productos tóxicos.
- b).- Condiciones insalubres por ejemplo, contaminaciones debido a productos del equipo corroído o bien un producto de la corrosión misma.
- c).- Agotamiento de los recursos naturales, tanto en metales como en combustibles usados para su manufactura.
- d).- Apariencia, ya que los materiales corroídos generalmente son desagradables a la vista.

Naturalmente estos aspectos sociales y humanos también tienen sus aspectos económicos y podemos ver claramente que hay muchas razones para controlar la corrosión.

1.2 FORMAS DE LA CORROSION.

La corrosión ocurre en muchas y muy variadas formas pero su clasificación generalmente se basa en uno de los tres siguientes factores:

- 1.- Naturaleza de la substancia corrosiva.- La corrosión pue-

de ser clasificada como húmeda o seca. Para la primera se requiere un líquido o humedad mientras que para la segunda las reacciones se desarrollan con gases a alta temperatura.

2.- Mecanismo de corrosión.- Este comprende las reacciones electroquímicas o bien las reacciones químicas.

3.- Apariencia del metal corroído.- La corrosión puede ser uniforme y entonces el metal se corroe a la misma velocidad en toda su superficie o bien puede ser localizada, en cuyo caso solamente resultan afectadas áreas pequeñas.

La clasificación por apariencia, uniforme o localizada, es muy útil para una discusión preliminar que en caso de requerirse en forma más completa, necesita del establecimiento de las diferencias entre la corrosión localizada de tipo macroscópico y el ataque microscópico local.

En el ataque microscópico la cantidad de metal disuelto es mínima y puede conducir a daños muy considerables antes de que el problema sea visible.

De lo indicado anteriormente se ve la necesidad de reconocer en primer lugar, las diferentes formas en las que se presenta la corrosión para así tomar las medidas pertinentes que permitan establecer los métodos correctivos para atenuarla, los cuales son mejor comprendidos si se conoce la teoría de la corrosión.

1.3 QUIMICA Y ELECTROQUIMICA DE LA CORROSION.

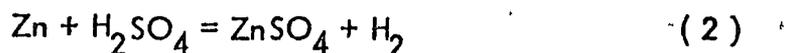
La corrosión como una reacción química.- Para poder comprender el fenómeno corrosivo como el resultado de una reacción química, es necesario disponer de algunos principios elementales de química, los cuales se enunciarán brevemente a continuación.

1.4 CORROSION EN ACIDOS.

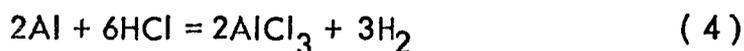
Es de todos conocido que una de las formas de obtener hidrógeno en el laboratorio, es colocar un pedazo de zinc metálico dentro de un vaso conteniendo un ácido diluído, tal como el clorhídrico o el sulfúrico.

Al depositarse el zinc en la solución ácida, el zinc se oxida rápidamente desprendiéndose el hidrógeno, tal y como se indica en las reacciones 1 y 2.





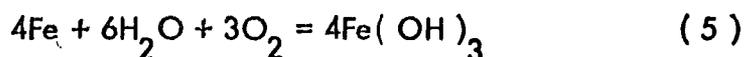
Otros metales también son corroídos o disueltos por medio de ácidos liberando hidrógeno.



Las reacciones 3 y 4 muestran que el fierro y aluminio también son corroídos por el ácido clorhídrico.

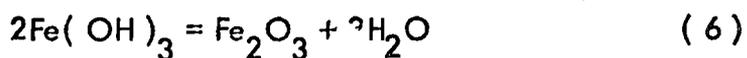
1.5 CORROSION EN SOLUCIONES NEUTRAS Y ALCALINAS.

La corrosión de los metales también puede presentarse en agua - limpia, agua de mar, soluciones salinas y soluciones alcalinas o básicas. En la mayoría de estos sistemas, la corrosión solamente ocurre cuando éstas contienen oxígeno disuelto. Las soluciones acuosas disuelven rápidamente el oxígeno del aire, siendo éste la fuente de oxígeno requerida en los procesos corrosivos. La corrosión más familiar de este tipo, es la oxidación del fierro cuando se expone a una atmósfera húmeda o bien en agua.

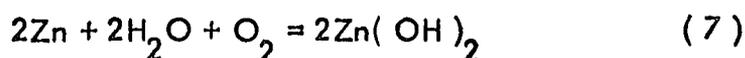


Esta reacción muestra que el fierro se combina con el agua y el oxígeno para darnos la substancia insoluble de color café rojizo que es el hidróxido férrico.

Durante la oxidación en la atmósfera, existe la oportunidad de que el producto de la reacción se seque, por lo que el hidróxido férrico se deshidrata y forma el óxido café rojizo que es tan familiar.



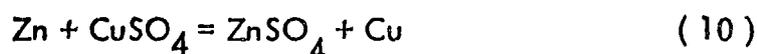
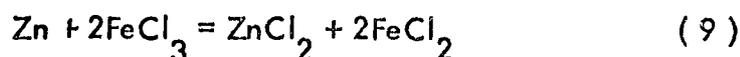
Reacciones similares se presentan cuando el zinc se expone al agua o en aire húmedo.



El óxido de zinc resultante es el depósito blanco que se observa en los equipos galvanizados.

1.6 CORROSION EN OTROS SISTEMAS.

Los metales también pueden ser atacados en soluciones que no contengan oxígeno o ácidos. Las soluciones típicas para este proceso son: - aquellas soluciones denominadas oxidantes que contienen sales férricas y compuestos cúpricos en los que la corrosión se presenta de acuerdo con las siguientes reacciones:



Es pertinente notar que en la reacción 9 el cloruro férrico cambia a cloruro ferroso a medida que el zinc se corroe. En la reacción 10 el zinc reacciona con el sulfato de cobre para formar la sal soluble de sulfato de zinc, obteniéndose además un depósito esponjoso de cobre metálico sobre la superficie del zinc. Por esta razón, las reacciones similares a ésta reciben el nombre de reacciones de sustitución metálica.

1.7 PRODUCTOS DE LA CORROSION.

El término productos de la corrosión se refiere a las sustancias obtenidas durante las reacciones de corrosión y estas pueden ser solubles como en el caso del cloruro de zinc y del sulfato de zinc o insolubles como en el caso del óxido de hierro e hidróxido de hierro.

La presencia de los productos de la corrosión es una de las formas por las cuales se detecta ésta, por ejemplo el óxido. Sin embargo es conveniente notar que los productos insolubles de la corrosión no siempre son visibles, por ejemplo al exponer una pieza de aluminio al aire, se forma una película de óxido casi invisible que protege al metal de un ataque posterior y la película es casi invisible porque es extraordinariamente delgada, siendo esta la razón del uso extensivo del aluminio en la construcción de ventanas, canales y molduras automotrices.

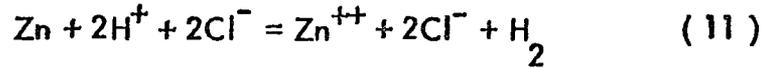
1.8 ELECTROQUIMICA DE LA CORROSION.

Reacciones electroquímicas.- Una reacción electroquímica se define como una reacción química en la cual existe una transferencia de electrones, es decir, es una reacción química que comprende el fenómeno de oxidación y reducción.

Como la corrosión metálica es casi siempre un proceso electroquímico, es muy importante comprender la naturaleza básica de las reacciones electroquímicas.

La definición anterior de reacción electroquímica puede ser me-

mejor comprendida observando en detalle una reacción típica de corrosión, así por ejemplo la reacción del zinc con el ácido clorhídrico, queda mejor expresada recordando que el ácido clorhídrico y el cloruro de zinc están ionizados en soluciones acuosas, por lo que podemos escribir:



Cuando la reacción se escribe en esta forma es obvio que el ión-cloruro no participa en forma directa en la reacción puesto que el ión-cloruro aparece en ambos miembros de la ecuación y no es alterado por la reacción de corrosión, es decir, la valencia del ión-cloruro permanece sin cambio.

De acuerdo a lo anterior, la ecuación 11 se puede escribir en forma simplificada como:



Esta última ecuación indica que la corrosión del zinc en ácido clorhídrico consiste simplemente en la reacción entre el zinc y los iones hidrógeno que producen iones-zinc y gas hidrógeno.

Durante esta reacción el zinc es oxidado a iones zinc es decir, la valencia del zinc se incrementa y simultáneamente los iones hidrógeno son reducidos a gas hidrógeno disminuyendo su valencia.

Por lo anterior la reacción 12 puede ser simplificada aún más al dividirla en una reacción de oxidación y una reacción de reducción.



Oxidación (reacción anódica)



Reducción (reacción catódica)
cuya suma nos da:



Una reacción de oxidación tal como la ecuación 13, significa un incremento en el estado de oxidación o valencia con producción de electrones y en forma similar, la reacción de reducción representa una disminución en el estado de oxidación o valencia y el consumo de electrones tal y como se ve en la ecuación 14.

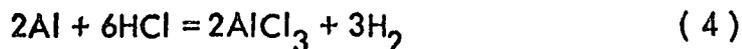
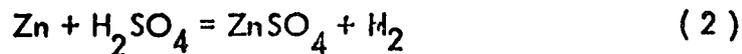
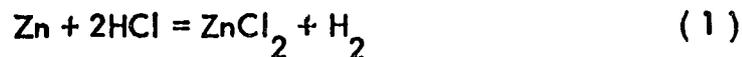
La suma de las reacciones 13 y 14 nos dan la reacción total - (reacción No. 12)

En términos de corrosión, una reacción de oxidación recibe el nombre de reacción anódica, mientras que a la reacción de reducción se le denomina reacción catódica.

Todo proceso de corrosión necesita por lo menos una reacción de oxidación y una reacción de reducción, por lo que podemos resumir que las reacciones de la corrosión son electroquímicas en naturaleza y debido a esto, es posible dividir el proceso de la corrosión, en reacciones anódicas y reacciones catódicas que permiten simplificar la presentación de la mayoría de los procesos.

1.9 REACCIONES ANODICAS.

Durante el ataque corrosivo la reacción anódica siempre es la oxidación de un metal a un estado superior de valencia, por ejemplo las reacciones 1, 2, 3 y 4.



Todas ellas, representan la reducción de los iones hidrógeno a gas hidrógeno en forma semejante a la reacción 14 y la única diferencia entre ellas, es la naturaleza de sus procesos anódicos de oxidación. Lo anterior permite ver que la corrosión por ácidos es muy simple ya que en cada caso, la reacción catódica es simplemente el desprendimiento de gas hidrógeno de acuerdo a lo explicado en la reacción 14.

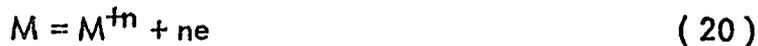
Este desprendimiento de hidrógeno ocurre con una gran variedad de metales y de ácidos, tales como el clorhídrico, sulfúrico, fluorhídrico, acético, fórmico y otros ácidos orgánicos solubles en agua.

Separando las reacciones 1, 2, 3 y 4 en reacciones anódicas y catódicas, vemos que las ecuaciones 1 y 2 representan la oxidación del zinc a sus iones, mientras que las 3 y 4 indican la oxidación del fierro y el aluminio a sus iones, tal y como se indica en las siguientes reacciones anódicas:





De acuerdo con estas reacciones, la reacción anódica se puede representar en forma general como sigue:



es decir, la corrosión del metal M da por resultado su oxidación para formar iones con valencia +n y la liberación de n electrones.

El valor de n depende de la naturaleza del metal, así por ejemplo, la plata es monovalente mientras que otros metales como el hierro, titanio y uranio son polivalentes y algunos pueden tener cargas positivas tan elevadas como 8. La ecuación 20 es entonces general y se aplica a todas las reacciones de corrosión.

1.10 REACCIONES CATODICAS.

Hay varias reacciones catódicas que se encuentran durante la corrosión de los metales, tales como las que se enlistan a continuación:

Desprendimiento de hidrógeno



Reducción de oxígeno (en soluciones ácidas)



Reducción de oxígeno (en soluciones neutras o alcalinas)



Reducción de iones metálicos



Depósito de metal



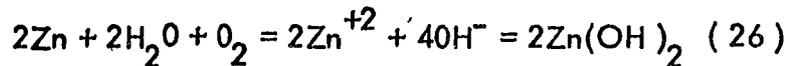
La reducción de iones hidrógeno con desprendimiento de hidrógeno ya fué considerada y no se discutirá más.

La reducción del oxígeno, ecuaciones 21 y 22, es una reacción catódica muy común ya que el oxígeno está presente en la atmósfera y las soluciones están expuestas a la misma.

La reducción de iones metálicos y el depósito de metales aunque es menos frecuente, causa problemas de corrosión muy severos.

Todas estas reacciones tienen en común que consumen electrones y todas las reacciones de corrosión son simplemente combinaciones de una o más de las reacciones catódicas indicadas, unidas con una reacción anódica similar a la ecuación 20.

Podemos establecer entonces que la mayoría de los casos de corrosión metálica pueden ser reducidos a estas seis ecuaciones ya sea en forma aislada o en combinaciones, así por ejemplo, el zinc se corroe en agua o en aire húmedo en la siguiente forma:



Los productos de esta reacción son iones zinc Zn^{+2} y iones OH^- , que inmediatamente reaccionan para formar el hidróxido de zinc $\text{Zn}(\text{OH})_2$, insoluble.

Durante la corrosión pueden ocurrir más de una reacción de oxidación y de reducción, así por ejemplo, durante el ataque de una aleación, los átomos de los componentes metálicos pasan a la solución en forma de iones, como sucede con la aleación de cromo hierro en donde tanto el cromo como el hierro son oxidados a iones.

Al considerar la corrosión del zinc en una solución de ácido clorhídrico conteniendo oxígeno disuelto, (Figura 1), hay la posibilidad de dos reacciones catódicas: el desprendimiento del hidrógeno y la reducción del oxígeno, por lo que la velocidad de corrosión del zinc se incrementa. Lo anterior indica que las soluciones ácidas conteniendo oxígeno disuelto o expuestas al aire, son generalmente más corrosivas que los ácidos exentos de aire y como conclusión se puede establecer que la remoción del oxígeno de las soluciones ácidas las hace menos corrosivas. Este es un método común para reducir la corrosividad de muchos medios ambientes en los que la remoción del oxígeno puede hacerse por medios químicos o mecánicos.

1.11 FENOMENO DE POLARIZACION.

Es interés primordial del Ingeniero de Corrosión, el conocer la velocidad a la cual se desarrollan las reacciones catódicas y anódicas que puede ser determinada por varios métodos físicos y químicos.

Cuando una reacción electroquímica se retarda, se dice que está polarizada y hay dos tipos diferentes de polarización que son: polarización de activación y polarización por concentración.

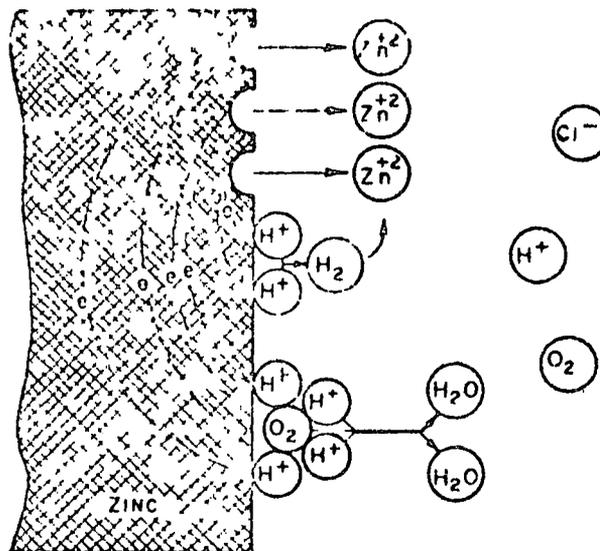


FIG 1 — REACCIONES ELECTROQUIMICAS DE LA CORROSION DEL ZINC EN HCL AIREADO

La polarización por activación se refiere a aquellos factores retardadores de la reacción que son inherentes a la reacción misma como por ejemplo, la velocidad a la cual los iones hidrógeno se reducen a gas hidrógeno.

La polarización por activación, es función de varios factores que incluyen la velocidad de transporte del electrón al ion hidrógeno en la superficie metálica, que naturalmente es inherente de un metal en especial y depende de la concentración de iones hidrógeno y de la temperatura del sistema, por lo que la velocidad de desprendimiento del hidrógeno es muy diferente para cada metal.

Por otra parte, la polarización por concentración (Figura 2) se refiere al retardo de la reacción electroquímica como un resultado de los cambios de concentración en la solución adyacente a la superficie metálica.

Si la reacción procede a muy alta velocidad y la concentración de iones hidrógeno de la solución es baja, se puede ver que la región cercana a la superficie metálica se agota en sus iones hidrógeno puesto que son consumidos en la reacción química. Bajo estas condiciones, la reacción es controlada por la velocidad de difusión de los iones

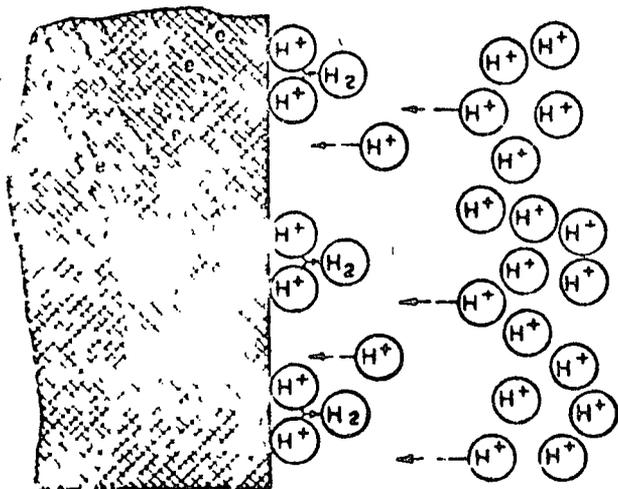


FIG 2 — POLARIZACION POR CONCENTRACION DURANTE LA REDUCCION CATODICA DE IONES HIDROGENO

hidrógeno a la superficie metálica.

La polarización por activación es generalmente el factor que controla la corrosión en ácidos fuertes, mientras que la polarización por concentración predomina cuando la concentración de las especies activas es baja, por ejemplo, en ácidos diluidos o en soluciones salinas y agua con oxígeno, ya que la solubilidad del oxígeno es muy baja en soluciones acuosas y en agua.

El conocimiento del tipo de polarización que se presenta es muy útil ya que permite predecir las características del sistema corrosivo, por ejemplo, si la corrosión es controlada por la polarización por concentración, entonces cualquier incremento en la velocidad de difusión de las especies activas como H^+ deberá incrementar la velocidad de corrosión y en un sistema de esta naturaleza, la agitación del líquido tiende a incrementar la velocidad de corrosión del metal. Por otra parte, si la reacción catódica se controla por polarización por activación, entonces la agitación no tendrá ningún efecto en la velocidad de la corrosión, lo cual confirma que el conocimiento del tipo de polarización presente permite hacer predicciones muy útiles concernientes al efecto relativo que sobre la velocidad de corrosión puede ser producida por el aumento de velocidad de flujo de un líquido en una tubería.

2.12 POTENCIAL DE CORROSION.

El potencial de un metal que se corroe es muy útil en los estudios de corrosión y se puede obtener fácilmente en el laboratorio y en condiciones de campo y se determina midiendo la diferencia de potencial existente entre el metal sumergido en un medio corrosivo y un electrodo de referencia apropiado.

Los electrodos de referencia más utilizados son el electrodo saturado de calomel, el electrodo de cobre-sulfato de cobre y el electrodo de platino-hidrógeno.

La medición de la diferencia de potencial entre el metal que se corroe y el electrodo de referencia se lleva a cabo con la ayuda de un potenciómetro (Figura 3)

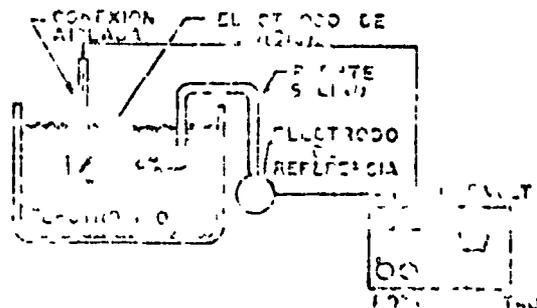


FIG 3 MEDICION EXPERIMENTAL DEL POTENCIAL DE CORROSION.

Al medir y reportar los potenciales de corrosión es necesario indicar la magnitud y el signo de voltaje obtenido.

La magnitud y el signo del potencial de corrosión es una función del metal, composición del electrolito y temperatura y agitación del mismo.

1.13 POTENCIALES DE OXIDO REDUCCION.

El potencial de óxido reducción se refiere al potencial relativo de una reacción electroquímica en condiciones de equilibrio por lo que las reacciones deben proceder a la misma velocidad en ambas direcciones.

Estos potenciales también son conocidos con el nombre de potenciales Redox, potencial de media celda y serie de fuerzas electromotrices.

1.14 CRITERIO PARA CORROSION.

Los potenciales de óxido reducción son muy útiles ya que pueden ser utilizados para predecir si un metal es o no corroído en un medio ambiente dado. Esto se puede establecer por medio de la siguiente regla generalizada:

"En cualquier reacción electroquímica la media celda más negativa tiende a oxidarse, mientras que la media celda más positiva tiende a reducirse"

Aplicando esta regla al caso del zinc que se corroe en soluciones ácidas, podemos ver que la media celda zinc metálico-iones zinc, es más negativa que la media celda iones-hidrógeno-hidrógeno gaseoso, por lo que aplicando la regla anterior se ve que el zinc deberá ser corroído en soluciones ácidas.

$Au \rightleftharpoons Au^{+3} + 3e$	1.2	Noble
$Pt \rightleftharpoons Pt^{+2} + 2e$	1.2	
$O_2 + 4H^+ + 4e \rightleftharpoons 2H_2O$	1.23	
$Pd \rightleftharpoons Pd^{++} + 2e$	0.83	
$Ag \rightleftharpoons Ag^+ + e$	0.799	
$2Hg \rightleftharpoons Hg_2^{++} + 2e$	0.798	
$Fe^{+3} + e \rightleftharpoons Fe^{+2}$	0.771	
$O_2 + 2H_2O + 4e \rightleftharpoons 4OH^-$	0.401	
$Cu \rightleftharpoons Cu^{+2} + 2e$	0.34	
$Sn^{+4} + 2e \rightleftharpoons Sn^{+2}$	0.154	
$2H^+ + 2e \rightleftharpoons H_2$	0.000	REFERENCIA
$Pb \rightleftharpoons Pb^{+2} + 2e$	-0.126	
$Sn \rightleftharpoons Sn^{+2} + 2e$	-0.140	
$Ni \rightleftharpoons Ni^{+2} + 2e$	-0.23	
$Co \rightleftharpoons Co^{+2} + 2e$	-0.27	
$Cd \rightleftharpoons Cd^{+2} + 2e$	-0.402	
$Fe \rightleftharpoons Fe^{+2} + 2e$	-0.44	
$Cr \rightleftharpoons Cr^{+3} + 3e$	-0.71	
$Zn \rightleftharpoons Zn^{+2} + 2e$	-0.763	
$Al \rightleftharpoons Al^{+3} + 3e$	-1.66	
$Mg \rightleftharpoons Mg^{+2} + 2e$	-2.38	
$Na \rightleftharpoons Na^+ + e$	-2.71	
$K \rightleftharpoons K^+ + e$	-2.92	ACTIVO

TABLA 1 POTENCIALES STANDARD DE OXIDO - REDUCCION (REDOX) A 25 °

Se puede ver que todos los metales que tienen potenciales Redox más negativos que la media celda iones hidrógeno-gas hidrógeno, serán corroídos por soluciones ácidas lo cual incluye a metales como el plomo, estaño, níquel, fierro y aluminio junto con los otros metales con potenciales negativos.

Por otra parte, el cobre, mercurio, plata, paladio y los otros metales con potenciales más positivos que la media celda iones hidrógeno-gas hidrógeno, no serán corroídos por soluciones ácidas, es decir, el cobre por ejemplo, podría ser un buen material para guardar ácidos, sin embargo el cobre se corroe si el ácido contiene oxígeno ya que el potencial Redox del cobre es menos positivo que el potencial de las dos medias pilas de oxígeno, tal y como se muestra en la tabla de los potenciales Redox a 25 °C. (Tabla No. 1)

1.15 DIAGRAMAS DE POTENCIAL ION pH.

El uso de los potenciales Redox puede ser extendido, graficando los potenciales Redox como función del pH de la solución. Estos diagramas se conocen como diagramas de Pourbaix y se elaboran utilizando cálculos electroquímicos, datos de solubilidad y constantes de equilibrio.

Es necesario recordar que el pH es simplemente el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno de tal manera que un pH de 7 indica que se tiene 10^{-7} iones gramo de hidrógeno por litro de solución y corresponde a una solución neutra, mientras que un pH = 0 representa una solución muy ácida y un pH = 14, es una solución muy alcalina.

El diagrama de Pourbaix para el sistema Fe-H₂O (Figura 4) permite ver que a potenciales más positivos que -0.6 volts y pH menor que nueve, los iones ferrosos son la sustancia estable por lo que el fierro deberá corroerse en estas condiciones suministrando iones Fe⁺² tal y como se indica en la ecuación 18.

En otras regiones del diagrama se puede ver que la corrosión del fierro produce iones férricos, hidróxido férrico, hidróxido ferroso y en condiciones muy alcalinas iones comple-

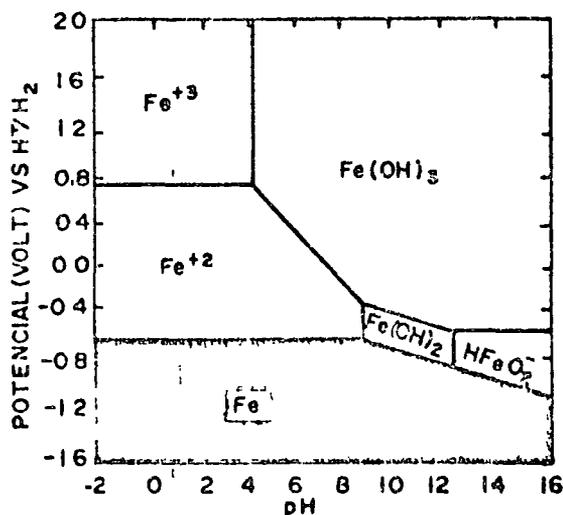


FIGURA 4 DIAGRAMA DE POURBAIX PARA EL SISTEMA FIERRO - AGUA.

jos de fierro.

El principal uso de los diagramas de Pourbaix, que pueden ser construídos para todos los metales son:

- 1.- Predecir si hay o no corrosión.
- 2.- Estimar la composición de los productos de la corrosión.
- 3.- Predecir cambios del medio ambiente que ayuden a prevenir o reducir el ataque corrosivo.

En el diagrama de Pourbaix en el sistema fierro agua, la región oscura indica que el fierro no se corroe bajo estas condiciones de potencial y pH, es decir, si el potencial de corrosión del fierro se hace suficientemente negativo, por ejemplo -1.2 volts, el fierro no se corroerá en ningún sistema que varíe desde pH muy ácido hasta pH muy básico.

Esta observación es el fundamento de la protección catódica del fierro.

1.16 CORROSION GALVANICA.

En las instalaciones de planta, se emplean una gran variedad de metales y aleaciones diferentes, que a menudo están en contacto físico y eléctrico. Este contacto o acoplamiento de metales diferentes algunas veces causa velocidad de corrosión elevada, que recibe el nombre de corrosión galvánica.

La corrosión galvánica se presenta cuando se tienen las siguientes condiciones:

- 1.- Cuando se conectan metales diferentes, el más activo o metal anódico se corroe más rápidamente mientras que el metal más noble o metal catódico tiende a protegerse.
- 2.- A medida que la diferencia de potencial entre los dos metales se incrementa, la corrosión galvánica también aumenta. Un ejemplo de la corrosión galvánica se presenta al conectar tuberías de aluminio y de fierro que dan como resultado una mayor velocidad de corrosión en la tubería de aluminio.

La corrosión galvánica se presenta también con mucha frecuencia en cambiadores de calor donde los tubos generalmente son de cobre, mien

tras que el resto del cambiador de calor es de acero. En estas condiciones, la parte de acero funciona anódicamente disolviéndose mientras que los tubos de cobre funcionan catódicamente protegiéndose.

En el problema planteado del cambiador de calor se puede ver el efecto que las áreas de los diferentes metales tienen en el fenómeno corrosivo y puede establecerse que a medida que la relación de área catódica a área anódica se aumenta, la velocidad de corrosión se acelera.

1.17 RECONOCIMIENTO DE LA CORROSION GALVANICA.

Antes de discutir la forma de prevenir la corrosión galvánica, es necesario asegurarse de que este tipo de corrosión está ocurriendo para lo cual es necesario que coincidan tres condiciones:

- 1.- Presencia de dos metales electroquímicamente diferentes.
- 2.- Contacto eléctrico entre los dos metales diferentes.
- 3.- Los metales deberán estar expuestos a un electrolito.

1.18 PREVENCION DE LA CORROSION GALVANICA.

Hay varias formas para evitar la corrosión galvánica y pueden ser usadas en forma aislada o combinadas y naturalmente, los métodos de prevención, se basan en el conocimiento del mecanismo de la corrosión galvánica.

La forma de prevenir este tipo de corrosión se puede hacer con los siguientes métodos:

- 1.- Evitando el uso de metales diferentes siempre que esto sea posible. Si esto no es práctico, tratar de usar metales que estén lo más cercano posible entre sí en la serie galvánica. (Tabla No. 2)
- 2.- Es necesario evitar una relación de áreas desfavorables, es decir, bajo ninguna circunstancia conectar una pequeña área anódica a una gran área catódica.
- 3.- Si se utilizan metales diferentes, aislar eléctricamente uno de el otro instalando juntas de aislamiento.
- 4.- Si se necesita utilizar metales diferentes, y no pueden ser aislados, las partes anódicas deberán ser diseñadas de ma-

T A B L A No. 2

SERIE GALVANICA EN AGUA DE MAR, DE ALGUNOS MATERIALES METALICOS
COMERCIALES.

Activo o Anódico

Magnesio
Aleaciones de Magnesio
Zinc
Acero Galvanizado
Aluminio 1100
Aluminio 2024
Acero
Hierro Dulce
Hierro Colado
Acero Inoxidable 13 % Cr, tipo 410
(activo)
Acero Inoxidable 18-8, tipo 304 (activo)
Soldaduras Pb-Sn
Plomo
Estaño
Metal Muntz
Bronce al Manganeso
Latón Naval
Níquel (activo)
Aleación 76 Ni - 16 Cr - 7 Fe (activa)
Aleación 60 Ni- 30 Mo - 6 Fe- 1 Mn
Latón Amarillo
Latón Admiralty
Latón Rojo
Cobre
Bronce al Silicio
Cuproníquel 70 - 30
Bronce G.
Soldadura de Plata
Níquel (pasivo)
Aleación 76 Ni - 16 Cr- 7 Fe (pasiva)
Acero Inoxidable 13 Cr, tipo 410
(pasivo)
Acero Inoxidable 18 - 8, tipo 304 (pasivo)
Plata
Grafito
Oro
Platino

Noble o Catódico

neira de poderlas reemplazar fácilmente o construirlas de materiales más gruesos para alargar la vida del equipo bajo los efectos de la corrosión.

1.19 COMPARACION DE LA SERIE GALVANICA CON LOS POTENCIALES REDOX.

Existe alguna confusión en la literatura con respecto a las aplicaciones de los potenciales Redox y la serie galvánica ya que los valores tabulados en estas dos series son muy similares, por lo que es conveniente indicar que el potencial de óxido reducción se usa para decidir si un metal solo se corroe o no, mientras que la serie galvánica se aplica para predecir cuando se presentará la corrosión galvánica y también cual de los dos metales aplicados presenta la mayor velocidad de corrosión.

1.20 PREVENCIÓN DE LA CORROSIÓN POR METODOS ELECTROQUIMICOS.

La protección catódica se utiliza cuando un metal se hace más catódica o negativo, imprimiéndole una corriente eléctrica, conectándolo con otro metal más activo que el metal del equipo que se desea proteger. Por ejemplo, cuando un equipo de acero se conecta a una pieza de zinc, el zinc se corroe dando protección al fierro, en este caso el zinc es el metal anódico y recibe el nombre de ánodo de sacrificio, mientras que el acero funciona como cátodo recibiendo protección.

En el siguiente capítulo se indicará la forma en que se estudia la prevención de la corrosión por medio de la protección catódica.

BIBLIOGRAFIA

Dull, C. E., Metcalfe, H. C. and Williams, J. E. Modern Chemistry, Holt, Reinhart and Winston, Inc., New York, 1962.

Fontana, M. G. and Greene, N. D. - Corrosion Engineering McGraw - Hill, New York, 1967.

Greene, N. D. - Experimental Electrode Kinetics, Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, New York, 1965.

Henthorne, Michael. - Fundamentals of Corrosion, Part 1, 2, 4. - Chemical Engineering, May 1971.

National Association of Corrosion Engineers. - NACE Basic Corrosion Course. - NACE, Texas, 1970.

Potter, E. C. - Electrochemistry, Cleaver-Hume Press, Ltd. London, 1956.

Pourbaix, M. - Atlas of Electrochemical Equilibrium in Aqueous Solutions, Pergamon Press, New York, 1966.

INFORMACION BIBLIOGRAFICA COMPLEMENTARIA, PARA EL CURSO "DISEÑO, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS Y RECIPIENTES A PRESION".

PORTE IV/8 "CORROSION Y PROTECCION ANTECORROSIVA"

PROFESORES: ING. DAVID GILLING
 ING. MANUEL S. GUERRERO (*)

(*) Maestro titular por oposición de Electroquímica, en la Facultad de Química de la U.N.A.M.

DISEÑO TERMICO, OPERACION Y MANTENIMIENTO
DE CALDERAS

TEORIA DE LA CORROSION Y SU CONTROL INTERNO
PROTECCION ANTICORROSIVA EXTERNA

ING. DAVID GUILLING CABRERA

ING. MANHER F. GUERRERO

ABRIL DE 1977.

DISEÑO OPERACION Y MANTENIMIENTO DE
CALDERAS Y RECIPIENTES A PRESION

INFORMACION BIBLIOGRAFICA COMPLEMENTARIA

PARTE IV/8 "CORROSION Y PROTECCION ANTICORROSIVA"

ING. DAVID GUILLING C.

ING. MANHER F. GUERRERO

JULIO DE 1976.

C O N T E N I D O

"Corrosión en estructuras de acero y su control"

Ing. David Gilling C.

"Técnica moderna en el combate contra la corrosión"

Ing. David Gilling C.

"The fundamentals of galvanic corrosion".

A. B. Lauderbaugh.

"Cathodic Protection Handbook"

O. Osborne, C. F. SCHRIEBER, W. B. Brooks, R. C. Jorgensen
& B. Douglas.

"Control of external corrosion on underground or submerged
metallic piping systems"

(RECOMENDED PRACTICE)

National Association of Corrosion Engineers.

Corrosión en Estructuras de Acero y su Control ⁽²⁾

Por David Gilling (1)

La corrosión es uno de los problemas más serios de la industria, millones de dólares se pierden en el mundo diariamente por su causa. Una estimación reciente aproximada de las pérdidas que ocasiona la corrosión en los Estados Unidos de Norteamérica arroja la cifra de 2,500 millones de dólares anuales. Para obtener esta cifra se han considerado todos los factores que significan directa o indirectamente daños económicos a las industrias, factores tales como pérdida directa de metal, debilitamiento de estructuras y mecanismos que ocasionan inutilidad temporal o definitiva del equipo, pérdidas de productos en el caso de conducción y almacenamiento de fluidos suspensiones temporales en los ingresos de las industrias al suspender un servicio, costos de reparaciones, daños a terceras personas, etc., sin considerar otra serie de factores imponderables como accidentes, situaciones insalubres, incomodidades a usuarios y trabajadores con la consiguiente reducción de eficiencia en las labores, etc.

La corrosión en hierro y acero puede presentarse en diversos tipos, el que ahora vamos a analizar, es el de corrosión electroquímica. Este es el tipo de corrosión que indudablemente más problemas ha dado al hombre, especialmente desde que éste empezó a usar el hierro como base de su pro-

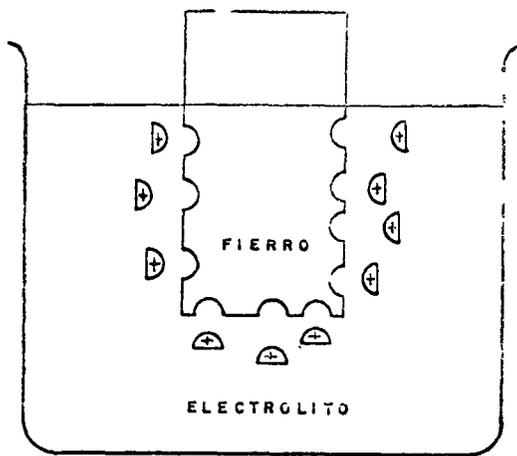
greso. Algunas veces la reacción de la ciencia ayuda al hombre a luchar contra ella y actualmente esto es el caso de la corrosión que se combate y se controla cada vez más eficientemente y segura.

Corrosión electroquímica es la que se presenta cuando un metal se encuentra total o parcialmente sumergido en un líquido. Como a consecuencia de esto en los casos de los barcos, en el interior de tanques y tuberías en equipos de condensación y de cambiadores de calor en algunas partes de los sistemas de refrigeración en tablas de los metales que se encuentran en contacto con el líquido que se conoce se denomina electroquímica. También es electroquímica la corrosión en la parte exterior de los cascos de los tanques apoyados en el suelo y en el exterior de tuberías además de pozos o cualquier otro tipo de tuberías enterradas. En estos casos la humedad del terreno constituye el electrolito.

El proceso mediante el cual se produce la corrosión electroquímica es el siguiente: Si se sumerge un metal cualquiera en un líquido los átomos de metal tienden a disolverse. Estos átomos toman el nombre de IONES y al descomponerse de la masa metálica dejan un exceso de carga eléctrica positiva (Fig. 1). Una condición necesaria para que este proceso se verifique es que el líquido sea conductor de la electricidad. Si en el instante en que se empieza a disolverse el metal, electrolito y metal quedan separados por el hecho de estar en contacto el metal y el electrolito tienden a disolverse más rápidamente. La masa metálica pierde tales cargas positivas generando entonces una diferencia de potencial (Fig. 2).

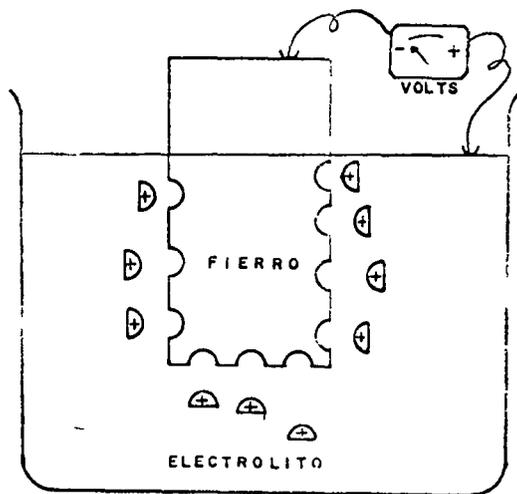
^{QUIMICO}
(1) Ingeniero Electricista Superintendencia de Construcción y Mantenimiento Petroleros Mexicanos, México, D. F.

(2) Conferencia Sustentada por el autor, el 4 de Mayo de 1959 en la A. I. P. M.



—Fig 1—

Atomos del metal se disuelven en el li-
quido



—Fig 2—

La masa metálica pierde cargas positivas,
cargándose negativamente con respecto
al electrolito

En el sistema eléctrico así constituido, el trozo de metal mostrará un potencial negativo puesto que ha perdido cargas positivas. Este proceso continúa el trozo de metal sigue perdiendo átomos y por lo tanto cargas positivas, incrementando continuamente su potencial negativo. Llega un momento en que la masa metálica alcanza un nivel eléctrico tan negativo que le impide perder más cargas positivas. El proceso entonces se detiene y el potencial del metal con respecto al electrolito se

estabiliza. El valor del potencial final del proceso depende exclusivamente de la naturaleza química de los constituyentes del sistema: masa metálica y electrolito.

Cuando se trata de un metal puro, sumergido en una solución molar de sus propios iones, el potencial final del proceso se llama 'POTENCIAL ELECTROLITICO DE SOLUCION' (Se llama solución molar de una sustancia a aquella que contiene una molecula gramo de esa sustancia disuelta en un litro de solución). Cada metal tiene su potencial electrolítico de solución, el cual es un valor característico y constante (VEASE TABLA).

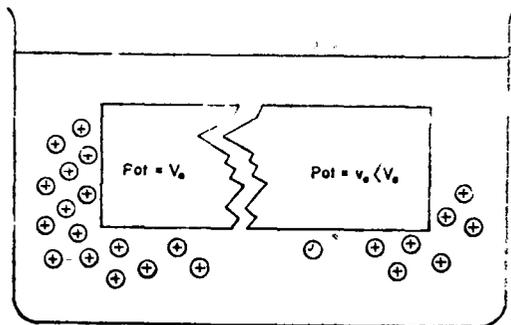
Si en una estructura metálica cualquiera el fenómeno electrolítico se presentara tal como se ha explicado, la corrosión no se llevaría a cabo, es decir, se detendría con una pérdida insignificante de metal al alcanzarse el potencial correspondiente del proceso, pues tratándose de electricidad estática son muy pequeñas las cantidades de energía necesarias para establecer diferencias de potencial muy considerables.

TABLA DE POTENCIALES ELECTROLITICOS DE SOLUCION

MAGNESIO	— 2.10
ALUMINIO	— 1.70
ZINC	— 0.76
FIERRO (FERROSO)	— 0.41
FIERRO (FERRICO)	— 0.04
HIDROGENO	— 0.00
COBRE (CUPRICO)	+ 0.51
COBRE (CUPROSO)	+ 0.17
NIQUEL	+ 0.23
PLATA	+ 0.80
ORO	+ 1.50

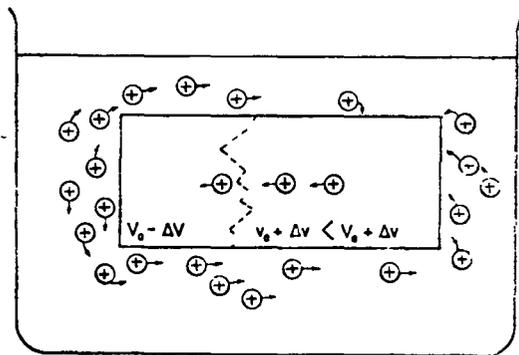
Cuando por cualquier motivo distintas partes de la masa metálica adquieren potenciales diferentes con respecto al electrolito se establecen corrientes eléctricas entre esas partes dando lugar a la formación de verdaderas pilas galvánicas cuyo funcionamiento permite en determinadasocas la pérdida constante de iones metálicos y en otras un poco ese desprendimiento, resultando estas últimas áreas protegidas.

Este proceso se explica como sigue (Fig 1) considerense separadamente dos secciones de la misma masa metálica. Las propiedades electrolíticas de una de estas partes permiten el desarrollo de un potencial de equilibrio V_e , al alcanzarse este potencial el desprendimiento iónico cesa. Simultáneamente la otra parte alcanza también su potencial de equilibrio, pero debido a determinadas circunstancias este potencial tiene un valor V_e' menor que V_e .



-Fig 4-

Si se unen estas dos partes, (Fig 5) ambos potenciales se alteran, el potencial mayor disminuye hasta un determinado valor ($V_0 - \Delta v$) y el potencial de la otra parte se incrementa hasta ($v_0 + \Delta v$). La parte cuyo potencial de equilibrio era v_0 no tan solo seguirá imposibilitada para perder cargas positivas, sino que las atraerá haciendo que ahí se depositen, en cambio la otra parte del trozo metálico cuyo potencial es ahora inferior a su potencial de equilibrio, está en posibilidad de perder iones positivos, estableciéndose entonces un proceso galvanico continuo



-Fig 5-

Las áreas de la superficie metálica en contacto con el electrolito donde tiene lugar el desprendimiento iónico, se denominan áreas anódicas o "ANODOS", las áreas donde las cargas positivas se depositan se denominan "CATODOS"

Soy muy diversos los motivos por los cuales se puede presentar el fenómeno electroquímico explicado anteriormente. En diferentes partes de una misma masa metálica sumergida en un electrolito se pueden presentar diferencias de potencial originadas por diferencias insignificantes en la constitución química del metal o por la presencia de ligeros películas heterogéneas de óxido o escoria en la superficie metálica, formadas ahí en su fabricación

El fenómeno electroquímico es más activo cuando en una estructura determinada se encuentran piezas de metales diferentes (por ejemplo una válvula de bronce intercalada en una tubería de hierro), diferencias de composición en la concentración, o simplemente en la área de diferentes partes de un mismo electrolito, puede también ser motivo de un fenómeno de corrosión galvánica

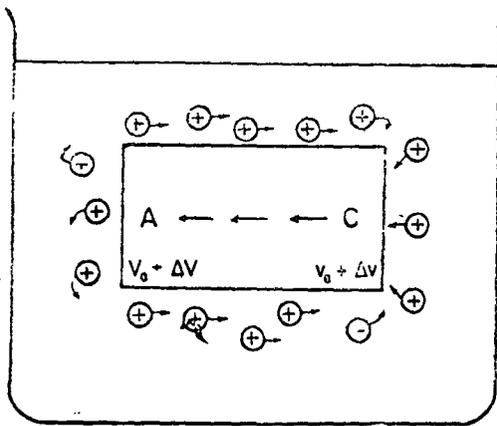
Este es someramente explicado, el proceso mediante el cual trabaja la corrosión electroquímica. Así puede comenzar la destrucción de cualquier instalación con la particular característica de que, por el hecho de desarrollarse este proceso en estructuras enterradas o sumergidas la mayor parte de las veces permanece fuera de la vista de quienes lo podrían evitar solo se hace evidente su presencia cuando la instalación comienza a fallar sin toma que algunas veces puede significar el fin de la vida útil del equipo o cuando menos, la presencia de daños cuya reparación resultara muy costosa. No son raros los casos de pozos de petróleo que tienen que ser abandonados poco tiempo después de haber resultado corroida su tubería de ademe

CONTROL DE CORROSION

Como se explicó la corrosión electroquímica ha llegado a ser controlada en forma eficiente y segura actualmente solo puede existir cuando el dueño o el encargado de un equipo la deja actuar libremente. El hombre tiene a la mano el remedio adecuado para cualquier caso de corrosión electroquímica y lo que es más importante a un precio verdaderamente insignificante. Son muy raros los casos (5% aproximadamente) de problemas de corrosión cuya solución resulta antieconómica. La economía de este control depende muy estrictamente de la oportunidad con que se tratan los problemas. Debe ser el control de corrosión, una actividad preventiva. Si los problemas de corrosión se estudian al ser diseñada una instalación, en el 95% de los casos los costos de protección serán despreciables comparados con el costo del equipo, en cambio, si se llevan a cabo las instalaciones y se espera a que los daños empiecen a hacerse notorios el control de la corrosión y la reparación de los daños ocasionados pueden llegar a ser más costosos que el equipo mismo.

El proceso mediante el cual trabajan los sistemas de protección contra corrosión electroquímica o de protección catódica es como sigue:

Si se tiene una masa metálica sumergida en un electrolito, y se desarrolla en este sistema un circuito galvánico como el que antes se presentó, se pueden distinguir las siguientes partes (Fig 6) un área anódica (A) del metal, donde este ha mostrado mayor tendencia a disolverse, y por lo

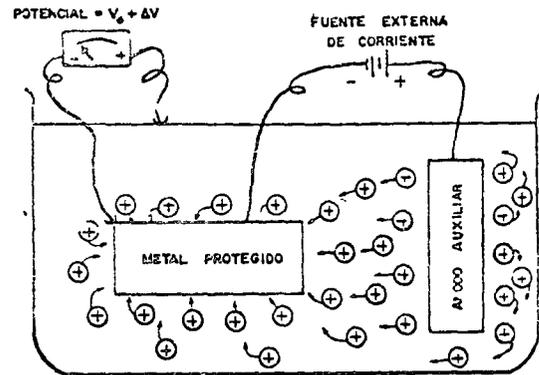


-Fig 6-

tanto ha alcanzado una diferencia de potencial ($V_0 - \Delta V$) relativamente grande con respecto al electrolito (el metal con signo negativo puesto que ha perdido cargas positivas), en la misma masa metálica un área catódica (C) con el mismo signo eléctrico que el área anódica, pero con una diferencia de potencial con respecto al electrolito inferior a la del área anódica, estas dos áreas en contacto eléctrico entre sí a través de la estructura, y todo sumergido en el electrolito

Así los iones cargados positivamente estarán abandonando a la estructura en el área anódica "A", las cargas positivas viajando a través del electrolito se depositarán en el área catódica "C", y el circuito se completará a través del metal, regresando las cargas positivas de "C" hacia "A", el proceso podrá continuar indefinidamente perdiéndose iones en el área anódica y por lo tanto corroyéndose el metal en ese lugar mientras haya ahí material y mientras el potencial negativo de esa área no alcance su valor de equilibrio cosa que no sucederá, mientras siga conectada al área "C" a menos que alteremos exteriormente el sistema

Existen dos procedimientos generales para alterar exteriormente un sistema electrolítico como este lo IMPRIMIENDO a la estructura por proteger una corriente directa que provenga de una fuente externa tal como un generador de corriente continua, un rectificador, una serie de pilas y dinamos cuya fuerza electromotriz sea mayor que el potencial del sistema electrolítico por proteger, en todos estos casos será necesario disponer de un dispositivo auxiliar que pueda servir como ánodo en el circuito de protección catódica, (Fig 7) Lo conectando eléctricamente a la estructura por proteger una masa metálica de un metal diferente,



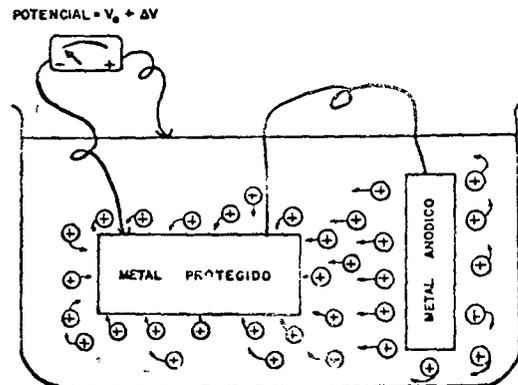
-FIG 7-

cuyo potencial electrolítico de solución sea superior a la diferencia de potencial generada en las áreas anódicas, esta nueva masa metálica deberá ser sumergida en el mismo electrolito (Fig 8)

Con cualquiera de estos dos procedimientos se ha logrado que la diferencia de potencial entre la estructura metálica y el electrolito haya alcanzado, en todas sus partes, valores suficientemente grandes para evitar todo posible desprendimiento iónico en la estructura protegida

La práctica común es proporcionar a las estructuras por proteger por cualquiera de estos dos métodos, diferencias de potencial con respecto al electrolito ligeramente superiores a las necesarias para detener el proceso de corrosión, resulta entonces, que no solo se elimina la pérdida de iones positivos, sino que, se provoca un flujo de tales iones del electrolito hacia las áreas metálicas, convirtiendo a la estructura metálica en un cátodo

Esta es la información que proporciona el análisis electroquímico del problema



-FIG 8-

Manera practica de aplicar estos conocimientos

A pesar de que estos principios electroquimicos eran ya conocidos desde el siglo XVIII, y que a principios de este siglo se empezaron a aplicar colocando trozos de zinc a los cascos de acero de las embarcaciones para preservarlas de la corrosion del agua de mar, solo ha sido hasta hace unos cuantos años, cuando el asunto ha merecido una profusa aplicacion en los paises mas industrializados

Son muchos los tipos de estructuras metalicas que se pueden proteger mediante estos procedimientos, algunos de los mas importantes en nuestra industria petrolera son los siguientes

Corrosion exterior de tuberias enterradas

Petroleos Mexicanos cuenta a la fecha con varios miles de kilometros de tuberias enterradas de diversos diámetros, y atravesando los tipos mas variados de terrenos. En esta gran red de conduccion y distribucion de hidrocarburos se encuentran problemas muy serios de terrenos especialmente corrosivos

Los procedimientos de proteccion catodica han empezado a ser utilizados por nosotros a partir de fechas relativamente recientes. Muchos de los problemas de corrosion corresponden a instalaciones que nuestra empresa recibio con la expropiacion petrolera mismas que fueron hechas sin prevenir convenientemente los ataques de medios corrosivos

Actualmente tecnicos especialistas proyectan y construyen tuberias para Petroleos Mexicanos siguiendo para ello los metodos más modernos. Debido a esta situacion, se han clasificado las tuberias en dos grupos generales: el primer grupo lo constituyen todas las tuberias antiguas que adolecen de defectos de construccion graves, especialmente en lo que respecta a su recubrimiento anticorrosivo, el segundo grupo lo constituyen las tuberias recientemente construidas, cuyos recubrimientos anticorrosivos han sido objeto de una especial atencion

Recubrimiento anticorrosivo para una tuberia enterrada

La manera practica de proteger una estructura metalica contra la corrosion electrolitica (del suelo en este caso) es establecer un circuito electrico en el cual la estructura por proteger resulte ser el catodo, es decir imprimirle una corriente que le permita recibir del electrolito cargas electricas positivas. Para que el consumo de corriente de proteccion (y por lo tanto de dinero) resulte mi-

nimo, es conveniente reducir hasta donde sea posible las areas de flujo de corriente. En el caso de las tuberias esto se consigue con la aplicacion de recubrimientos anticorrosivos electricamente aislantes. Se ha progresado mucho en la tecnica de aplicacion de recubrimientos anticorrosivos al grado que actualmente en Petroleos Mexicanos son muy comunes los casos de recubrimiento con eficiencia de 99.9%. Se podria facilmente pensar, que con estos recubrimientos el problema de corrosion esta practicamente resuelto y que lo demas o sea la proteccion catodica sale sobrando, pero hay que tomar en cuenta que el daño a una tuberia no se lo hacen los kilos de metal que pierde sino la concentracion de tal perdida que es la que origina las perforaciones de la pared metalica. Y si en una tuberia de unos cuantos kilometros tenemos varios millones de centimetros cuadrados de area exterior, basta que el recubrimiento falle en un pequeño porcentaje para que se expongan varios miles de puntos, con area de un centimetro cada uno, expuestos a la accion de la corrosion. Es ahí donde se debe hacer actuar la proteccion catodica

Tomando en cuenta que los costos de corriente para proteccion catodica son directamente proporcionales al area expuesta, se puede facilmente concluir que dichos costos en el caso de una tuberia pobremente recubierta (eficiencia del recubrimiento de 80%) pueden ser varios cientos de veces mayores que los de una tuberia bien recubierta (99.9% de eficiencia)

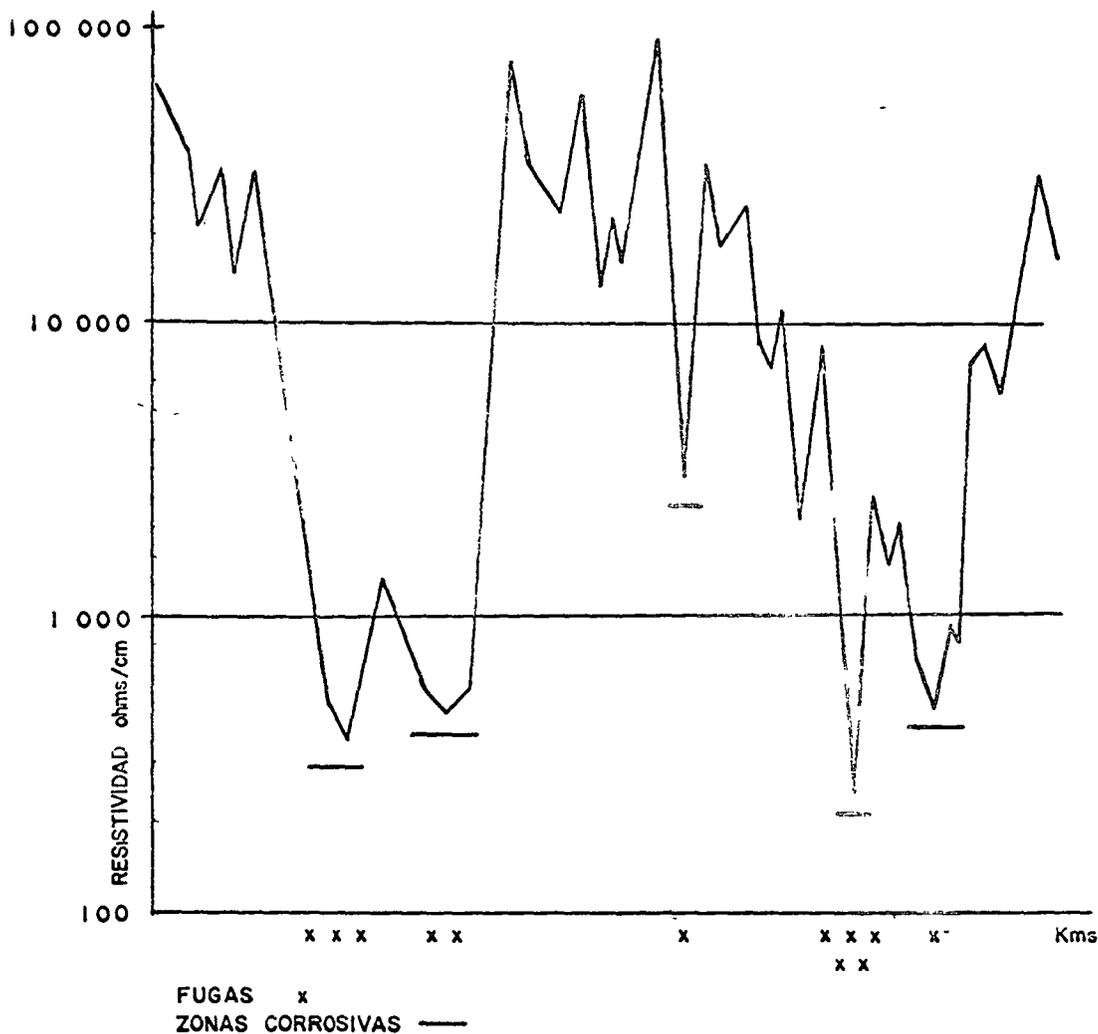
Las practicas que normalmente se siguen para proteger catodicamente una tuberia desnuda o pobremente recubierta, son las siguientes

Se investigan los antecedentes de fallas o fugas por corrosion en la tuberia. Y se hacen una serie de determinaciones de resistividad del suelo a intervalos convenientes y a lo largo de todo su desarrollo (Fig 9). Generalmente coinciden los puntos de baja resistividad con los de fugas registradas (aun cuando existen terrenos corrosivos con alta resistividad)

Determinados todos los puntos corrosivos y los probablemente corrosivos, basandonos en los registros de fugas y en las determinaciones de resistividad del suelo, se procede a hacer en todos ellos pruebas para investigar la corriente requerida para su proteccion. Estas pruebas dan todos los datos necesarios para el diseño de las instalaciones adecuadas, intensidad de la corriente de proteccion y una curva de potenciales del tubo con respecto al suelo en funcion de la distancia al punto de aplicacion de corriente (Fig 10, notese que la escala en el eje de las distancias está en metros), este ultimo dato permite conocer la distancia máxima

que puede ser alcanzada por la proteccion desde un punto determinado y dado el caso de zonas corrosivas muy amplias, el espaciamento que se debe tener entre puntos de aplicacion de corriente se procede entonces a instalar el sistema de proteccion para todas las zonas corrosivas antes deter-

minadas. Despues de unos cuantos dias de haber terminado de hacer las instalaciones, se llevan a cabo mediciones de potenciales y corrientes de proteccion para verificar la eficiencia del sistema y, en caso necesario hacer ajustes o refuerzos



-FIG 9-

En esta forma se logran reducir en un 90% las probabilidades de corrosión a lo largo de toda la tubería con un costo que puede ser de un 15 o 20% de lo que costaría la protección catódica de la misma tubería a lo largo del 100% de su desarrollo.

En el caso de tuberías desnudas o pobremente recubiertas, las curvas de potencial tubo/suelo vs distancias presentan atenuaciones o pendientes muy fuertes debido a que la corriente fácilmente fluye entre el tubo y el suelo en las proximidades del punto de aplicación llegando en una distancia muy corta a bajar dicho potencial tubo/suelo hasta valores que no garantizan protección contra corrosión. De este modo, se trata de alargar la distancia protegida desde un determinado punto, aumentando la corriente de protección aplicada en ese punto (Curva 2, Fig 10), el potencial del tubo al suelo se incrementa cerca del origen y con ello se incrementa también la densidad de corriente en esa

zona, consumiéndose un exceso de corriente en "sobre protección". Debido a la fuerte atenuación de potencial no se logra un incremento considerable en distancia protegida. Es por este motivo que se prefiere, para este tipo de tuberías, distribuir la corriente de protección en varios puntos de aplicación con potenciales moderados, en lugar de usar pocos puntos con potenciales altos, evitando así en esa forma los desperdicios por sobre protección. Estas circunstancias hacen que se prefiera usar en el caso de tubería desnuda o pobremente recubiertas, sistemas de protección bimetalica, aplicando masas de metales como magnesio, zinc o aluminio, que unidos eléctricamente al hierro trabajan anódicamente con respecto a este. Este procedimiento resulta más económico que el de imprimir corriente directa con fuentes externas como generadores, rectificadores o bancos de baterías, cuyas características fundamentales son las facultades que poseen de proporcionar corrientes fuertes a potenciales elevados.

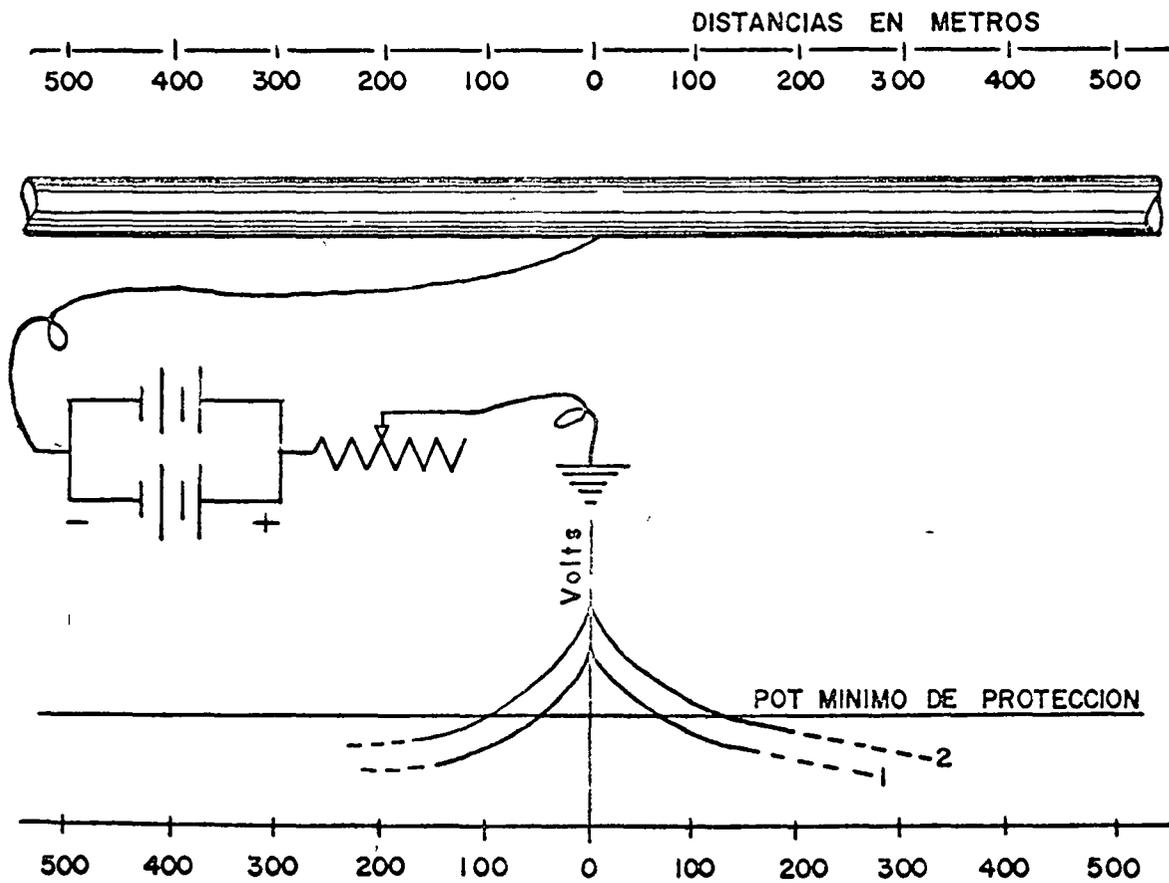


Fig 10

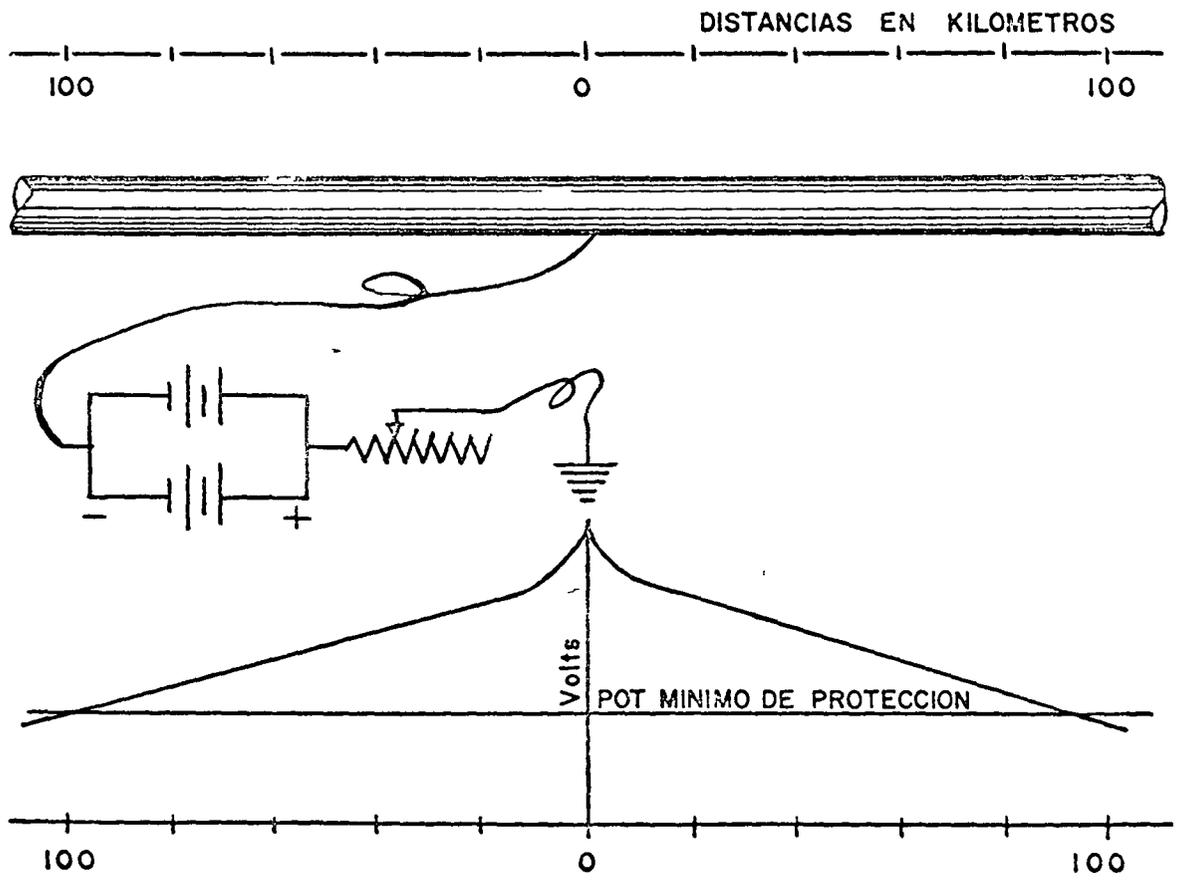
Tuberías bien recubiertas

Este es el caso de las tuberías cuya protección contra corrosión se empieza a diseñar desde que la tubería se proyecta

Antes de iniciarse la construcción de una nueva tubería el proyecto es revisado por los especialistas en corrosión. Entonces se especifican las instalaciones necesarias para aislar eléctricamente a la tubería de cualquier otra estructura metálica. Una vez que la tubería ha sido construida se procede a investigar la intensidad de corriente que se requiere para proporcionar potenciales de protección a toda la estructura. La tendencia general es elevar a un máximo el potencial tubo-suelo para lograr la protección de toda la estructura con un

número mínimo de puntos de aplicación o de drenaje de corriente.

Cuando al construir una tubería se logra obtener un buen recubrimiento dicha tubería se comporta eléctricamente como una estructura prácticamente aislada del suelo y solo cantidades muy pequeñas de corriente son las que fluyen a través de los circuitos de protección. En estos casos es cuando conviene imprimir potenciales altos del tubo con respecto al suelo, usando fuentes externas de corriente, es fácil lograr mantener dichos potenciales por encima de los valores mínimos de protección a lo largo de distancias que muy frecuentemente llegan a ser mayores de 100 kilómetros hacia cada lado del punto de aplicación (Fig. 11)



-FIG. 11-

Proteccion catodica de tuberías de ademe de producción en pozos de petroleo y gas

La corrosion que algunas veces se registra por la accion de los diferentes estratos del subsuelo sobre la parte exterior de las tuberías de ademe de producción en pozos es corrosion galvanica, que solo puede ser eficientemente combatida con proteccion catodica

Cuando el estudio geologico del subsuelo y los antecedentes de daños registrados en los pozos de determinado yacimiento hacen suponer la existencia de accion galvanica sobre las tuberías de ademe, se llevan a cabo investigaciones electricas que permitan conocer las características de las corrientes de proteccion que deben ser aplicadas para evitar dicha accion corrosiva. Esta investigacion resulta costosa ya que para realizar tales determinaciones electricas es indispensable cuando menos para unos cuantos pozos de una determinada formacion interrumpir su servicio y sacar su tubería de pro-

duccion para introducir un juego de electrodos de contacto especiales para registrar el comportamiento de la estructura al aplicar corrientes de prueba. El control y mantenimiento que se llevan posteriormente a la instalacion de proteccion catodica se hacen mediante mediciones electricas en la cabeza del pozo.

Otros tipos de estructuras de acero

Los sistemas de proteccion catodica para otros tipos de estructuras de acero, como interiores de tanques de almacenamiento, exteriores de cascos de barcos, etc. se diseñan mediante sencillos calculos en los que es necesario considerar las características del electrolito de que se trate y determinar las cantidades de corriente de proteccion necesarias por unidad de area expuesta. En todos los casos despues de instalar un sistema de proteccion catodica, es necesario hacer una serie de mediciones electricas para verificar su eficiencia y hacer los ajustes pertinentes.

DESARROLLO MODERNO EN EL COMERCIO CON LA COMERCIALIZACION

Por el Ing David Gilling

El empleo de los metales por el hombre se ha incrementado a medida que la civilizacion avanza llegando a constituir desde hace mucho tiempo factores que, en su ausencia, cambiarian en forma absoluta la fisonomia de cualquier grupo humano.

Aun cuando la presencia de los metales representa una considerable cantidad de esfuerzo humano acumulado, tal concentracion resulta de un orden muy inferior al de los rendimientos producidos. Esta consideracion incluye todas las formas de esfuerzo imaginables, aun las mismas actividades intelectuales, considerandose si no su influencia en este aspecto desde la aparicion de la imprenta, por ejem-

plo, hasta el presente de las fabulosas computadoras electronicas y los complejos aparatos modernos para control mecanizado. Todos los desarrollos cientificos que en ese curso hemos conocido han dado en forma directa un rendimiento enorme a las actividades mentales del hombre. Inquestionablemente tales mecanismos hubieran sido irrealizables sin la presencia de los metales.

No quiero hacer consideraciones respecto a otras formas utiles en las que los metales contribuyen para hacer posibles las facilidades de la vida moderna ni a la forma en que han contribuido al desarrollo de la civilizacion desde mucho antes de la revolucion industrial. Seria



una descripción demasiado larga, o más bien una rememoración de circunstancias de sobra conocidas por todos.

Decimos que los metales (en estado no combinado) representan un trabajo acumulado porque invariablemente ha sido necesario un proceso, a veces simple a veces costoso para traerlos de su estado natural a una forma en la cual nos pueden ser útiles.

Existe reciprocamente una tendencia de los metales para regresar a su estado nativo. Esto no es ningún atavismo ni máxima fatalista, es simplemente la circunstancia que conocemos, de que en la mayoría de los casos actúan sobre ellos los agentes de la naturaleza, agua y aire principalmente, que activados por otros como son variaciones de temperatura, cambios de estado, activación microbiológica, etc., ejercen acciones oxidantes que los hacen cambiar nuevamente de su estado libre a su estado combinado. En otros casos, cuando los metales se someten a condiciones más críticas (abrasión, flama directa, productos químicos...) la tendencia a regresar a su forma nativa y más estable, es más marcada. Esta tendencia, activada por la acción de los agentes mencionados, es lo que conocemos con el nombre de **CORROSION**.

En la tecnología de los metales, las actividades científicas fundamentales siempre han sido orientadas a resolver los problemas inherentes a los procedimientos de fabricación, acondicionamiento y uso, así cada nuevo metal o aleación ha ido encontrando nuevos campos en el terreno industrial. Transcurre después mucho tiempo para que un cierto objeto metálico en uso, presente problemas que ameriten su renovación, y en muchos casos los problemas suelen ser resueltos con el desarrollo de nuevos materiales, más resistentes. Esta circunstancia a provocado una situación de predisposición, aparentemente lógica, de aceptar como un hecho irremediable que los objetos metálicos tienen una vida útil limitada (a veces muy limitada) y que es razonable su deterioro por motivos de su "uso normal". Es

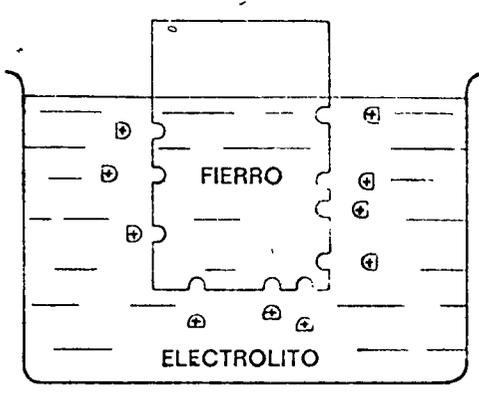


Figura No 1

decir todo el mundo considera justo y razonable el tributo que se paga a la naturaleza cuando ha sido posible utilizar un objeto metálico durante un tiempo suficiente para que rinda un determinado provecho económico.

No me estoy refiriendo a un medio o a un país determinado, este es un convencimiento subconsciente general y como decíamos antes aparentemente lógico, que se ha observado en todos los medios donde el desarrollo industrial ha sobrevivido. Aun en las actividades cotidianas es muy común oír decir "es natural que tal o cual objeto a la intemperie se haya inutilizado, puesto que tiene 4 o 5 años en ese servicio", en las ciudades costeras es una cuestión de todos aceptada, que la brisa obligue a reparaciones en las tuberías de su casa o en la carrocería de su coche cada 3 o 4 años, o tal vez con mayor frecuencia.

Han sido los casos, en que la duración de los objetos es extraordinariamente corta, cuando el técnico o el industrial juzgado que "tiene problemas de corrosión". Pero gracias a los problemas críticos se ha puesto atención, desde puntos de vista científicos a la corrosión. Los beneficios generalizados para problemas menos críticos y aun los beneficios laterales a otros tipos de problemas han sido de enorme provecho.



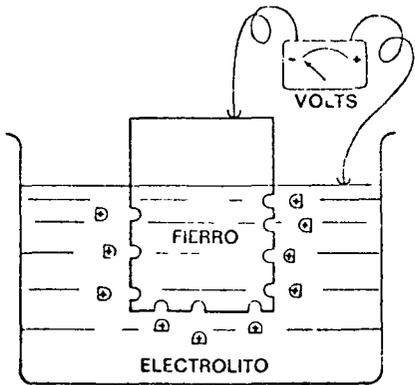


Figura No 2

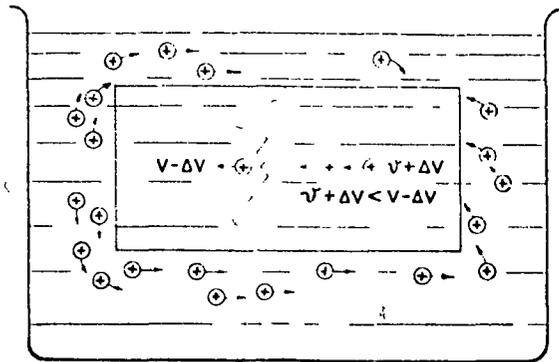


Figura No 3

En el complejo desarrollo industrial de los últimos años, los problemas críticos de corrosión se han multiplicado, requiriendo en el medio técnico, la atención permanente de individuos dedicados exclusivamente a esta especialidad, cuyas actividades han permitido establecer sobre bases firmes amplias disciplinas teóricas sobre la materia, perfectamente comprobadas con múltiples experimentaciones. De acuerdo con esto, actualmente cuando se proyecta una instalación industrial, es posible prever cualquier problema de corrosión y plantear con gran seguridad su solución económica y satisfactoria, aun en muchos casos en los cuales tradicionalmente la corrosión ha sido considerada como inevitable y con resignación y convencimiento cargados sus daños a los renglones de "costos de mantenimiento".

NATURALEZA ELECTROQUIMICA DE LA CORROSION

Corrosión es un proceso mediante el cual los materiales tienden a abandonar su estado metálico para formar compuestos semejantes a aquellos en que se les encuentra en su forma natural. La corrosión suele desarrollarse por ataque químico o en forma electroquímica. Es-

ta última forma es la más generalizada, a la cual nos vamos ahora a referir.

Corrosión electroquímica es la que se presenta cuando un metal está en contacto con un medio acuoso. Existe entonces una tendencia del metal a disolverse (Fig 1), iones metálicos cargados positivamente pasan al seno de la solución. Esto da como resultado una pérdida para la masa metálica de cargas positivas, desarrollándose en ella un potencial negativo con respecto a la solución (Fig 2).

Debido a diversas causas, cuando un metal se sumerge en un medio acuoso, algunas partes en la superficie del metal muestran más tendencia que otras a disolverse. Esto da lugar a la creación de áreas metálicas con diferente potencial entre ellas que trabajan como verdaderas pilas galvánicas (Fig 3). Se puede entonces distinguir la existencia de áreas anódicas y áreas catódicas. Las áreas anódicas son aquellas en las que la tendencia del metal a disolverse es más fuerte y por lo tanto desarrollan potenciales eléctricos más negativos. Estos potenciales se transmiten a otras áreas las cuales, teniendo menos tendencia a disolverse, y habiendo adquirido un potencial tan negativo, invierten el sentido del flujo iónico, recibiendo de la solución cargas positivas en lugar de cederlas, constituyendo así áreas



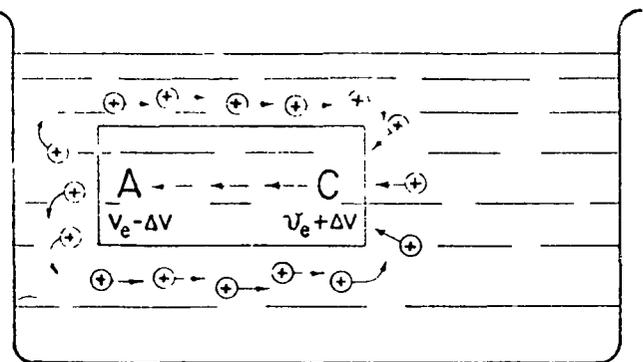


Figura No 4

catodicas (Fig 4) El circuito galvánico queda establecido y mientras la situación no se altere, las áreas catodicas del objeto permaneceran intactas, recibiendo iones positivos, mientras que las areas anodicas perderan tales iones positivos o son metal, consumiendose paulatinamente

Los componentes fundamentales de un sis-

tema galvanico son el anodo (o areas anodicas), el catodo, el electrolito en el cual deben de estar sumergidos el anodo y el catodo, y un conductor metalico que conecte electricamente al anodo y al catodo. Dependiendo de las características cualitativas y cuantitativas de estos componentes, la actividad de un fenomeno de corrosion galvanica puede ser muy grande, dando lugar a daños fuertes y localizados en periodos de tiempo muy breves

Se pueden facilmente identificar los daños por corrosion galvanica porque tienen la característica de mostrar fuertes perdidas de material en areas localizadas y algunas veces muy reducidas de un objeto metalico mientras que otras partes del mismo objeto se muestran totalmente libres de ataque (Cabe por lo tanto hacer notar que los daños a un objeto metalico, casi nunca son proporcionales a la cantidad de metal perdido. Puede una estructura perder su estabilidad debido a perdidas de metal muy pequeñas comparadas con su masa total)

RECURSOS DE DEFENSA CONTRA LA CORROSION

1 ALTERACION DEL MEDIO

- Supresion de agentes presentes
- Inhibidores
- Diseño de los equipos o estructuras

2 MATERIALES RESISTENTES

3- AISLAMIENTO ENTRE EL OBJETO POR PROTEGER Y EL MEDIO

4- PROTECCION CATODICA

5- COMBINACION DE VARIOS DE LOS RECURSOS MENCIONADOS

METODOS MODERNOS PARA COMBATE CONTRA LA CORROSION

Teniendo a la mano suficiente informacion cientifica sobre la naturaleza de la corrosion y conociendo los recursos actuales para combatirla, solo se requiere hacer un analisis racional de cada problema para conseguir la solucion mas economica en cada caso

En un problema existente se puede mediante la observacion cuidadosa y el analisis de los agentes que concurren conocer y cuantificar la naturaleza de un ataque corrosivo. El mismo conocimiento se puede lograr para una instalacion futura, en las fases de proyecto, conociendo las características inherentes al medio y a los procesos involucrados en el equipo industrial por proteger

Para plantear una solucion es necesario entonces, establecer un programa como el que a continuacion mencionamos, que subordine los recursos de defensa (Fig 5 - Tabla)

Figura No 5



RECURSOS DE DEFENSA CONTRA LA CORROSION

- 1 ALITERACION DEL MEDIO
 - 1.1 Supresion de agentes presentes
 - 1.2 Inhibidores
 - 1.3 Diseño de los equipos o estructuras
- 2 MATERIALES RESISTENTES
- 3 AISLAMIENTO ENTRE EL OBJETO POR PROTEGER Y EL MEDIO
- 4 PROTECCION CATODICA
- 5 COMBINACION DE VARIOS DE LOS FACTORES ANTES MENCIONADOS

1—ALTERACION DEL MEDIO Existen algunos casos de corrosion en los cuales es posible eliminar la accion de un agente corrosivo y lograr una solucion muy economica sin requerir adaptaciones o modificaciones a los equipos

La alteracion del medio puede lograrse mediante la supresion de agentes presentes, la adiccion de inhibidores o la modificacion en el diseño del equipo

1.1 SUPRESION DE AGENTES PRESENTES — Por ejemplo, en los casos de combustion de gases contaminados con sulfuro de hidrogeno existe el riesgo de corrosion en las partes finas del equipo en contacto con los gases producto de la combustion. La eliminacion del sulfuro contaminado hara desaparecer el riesgo

Existen otros casos de equipos que manejan gases, en los cuales una variacion en alguna característica de un proceso (temperatura, presion, humedad) podra eliminar una accion o actividad corrosiva sin necesidad de modificar basicamente la composicion quimica del gas ni las características del equipo

En el manejo de liquidos se pueden presentar casos semejantes, susceptibles de soluciones similares

1.2 INHIBIDORES — El medio puede ser alterado algunas veces adicionando inhibidores que reduzcan o eliminan totalmente la accion corrosiva de determinados agentes

Los avances de la quimica en este campo han sido muy fecundos, produciendose actualmente una variedad muy grande de compuestos de eficacia absolutamente comprobada. Solo se requiere en estos casos hacer la seleccion correcta del inhibidor indicado y determinar la dosificacion adecuada

1.3 DISEÑO — En el diseño de algunos equipos suele darse poca importancia a cuestiones secundarias de forma o apariencia, permitiendo la existencia de cavidades, juntas, rincones, etc que facilitan la acumulacion de humedad y suciedad y dificultan la limpieza y aplicacion de pinturas anticorrosivas

Estos puntos representan lugares expuestos a corrosion que muchas veces son los que rigen los costos de mantenimiento o determinan la vida util de un equipo. Esta situacion es muy frecuente en construcciones donde se utilizan perfiles estructurales

El criterio, al proyectar un nuevo equipo, cuando se tienen en mente los problemas de corrosion, puede evitar a tiempo daños muy costosos, que en su origen pueden ser eliminados sin alteracion sensible en el costo

2 MATERIALES RESISTENTES — Sobre el particular no se requiere citar ejemplos. Sabemos que en la mayoria de los casos, cualquier material puede ser substituido por otro mas resistente a la corrosion. Esta posibilidad esta subordinada a factores economicos y a la condicion de tolerar en algunas ocasiones el sacrificio de propiedades fisicas coligadas como dureza, fatiga de trabajo, etc

3 AISLAMIENTO ENTRE EL OBJETO POR PROTEGER Y EL MEDIO — En esta clasificacion entre la inmensa variedad de pinturas y recubrimientos tradicionalmente conocidos, a base de aceites secantes, alquitranes, bitumenes, parafinas, resinas naturales y otros materiales organicos

Otro tipo de barreras entre el objeto y el medio son los recubrimientos metalicos como el cromo, cromado, niquelado, etc

El grupo mas destacado de recubrimientos



es el de los productos introducidos por la química sintética moderna cuyos progresos cada día dan contribuciones más valiosas

El procedimiento de combate de corrosión a base de pinturas y recubrimientos es el más conocido empleado y experimentado

Sin embargo, la selección correcta de un recubrimiento es una cuestión que requiere un especial cuidado

Debe entenderse por principio de cuentas, que **NO EXISTE UN RECUBRIMIENTO BUENO PARA TODO**. Un recubrimiento excelente para proteger contra cierto medio puede ser pésimo en otro medio

Cuando se selecciona un recubrimiento, debe asegurarse que se está seleccionando el mejor recubrimiento para ese trabajo sin dejar de tomar en consideración por supuesto los factores de costo

SELECCION CORRECTA DE UN RECUBRIMIENTO (Fig 6 - Tabla)

Para hacer una buena selección de un recubrimiento se debe de hacer por principio de cuentas, una identificación correcta del medio o agente corrosivo que actúa

Con base en lo anterior, se pueden determinar las características deseables del material de recubrimiento

Si varios materiales satisfacen los requerimientos establecidos, se deberán tener en consideración los factores que influyen sobre el costo

El criterio técnico de criterio experimentado y con un laboratorio especializado, se reducen a un mínimo las posibilidades de falla

4 PROTECCION CATODICA

Como vimos al tratar sobre corrosión electroquímica, la mayor parte de los fenómenos de corrosión involucran un fenómeno electroquímico, mediante el cual se crean en las superficies metálicas en contacto con un electrolito, áreas anódicas que son las que se corroen y áreas catódicas que se conservan intactas (Fig 4)

SELECCION DE UN RECUBRIMIENTO

CLASIFICACION DE LOS AGENTES CORROSIVOS

INMERSION TOTAL	MEDIOS ACUOSOS	SALES ACIDOS ALCALIS COMPOSTOS OXIDANTES CORROSION QUIMICA HUMEDAD
SALPICADURAS		
CONDENSACIONES	ELEMENTOS ATMOSFERA	
TEMPERATURA	AGENTES QUIMICOS ACEITES SOLVENTES	
PRESION	AGENTES DECOHESIVOS BRILLO	

CARACTERISTICAS DESEABLES

ADHESION	ELASTICIDAD
RESISTENCIA QUIMICA	RESISTENCIA DIELECTRICA
IMPERMEABILIDAD	CONDUCTIVIDAD TERMICA
DUREZA	TEXTURA
RESISTENCIA A LA ABRASION	BRILLO

CONSIDERACIONES ECONOMICAS

- COSTO UNITARIO
- RENDIMIENTO (Por Cubic pie)
- FACILIDADES DE APLICACION
- REQUERIMIENTOS DE PREPARACION DE SUPERFICIE

Figura No 6

La protección catódica es un procedimiento mediante el cual, se alteran con dispositivos externos, las características eléctricas de la estructura que se pretende proteger. Esta alteración consiste en impartir a la estructura potenciales eléctricos tan negativos que impiden

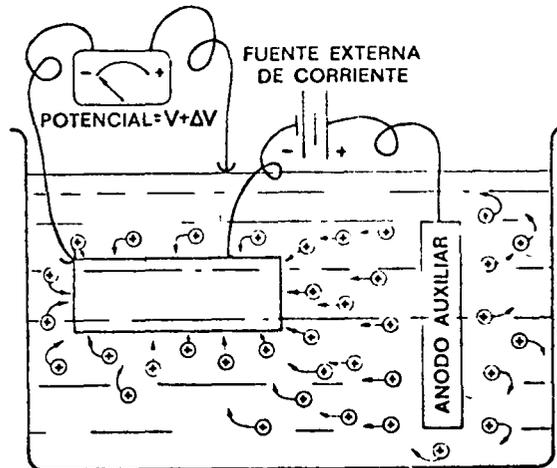


Figura No 7



el desprendimiento de cargas eléctricas positivas o iones positivos. Cuando esto se logra, las áreas que antes eran anódicas invierten la corriente iónica, recibiendo entonces iones positivos del electrolito convirtiéndose toda la estructura en un cátodo, quedando así garantizado que no perderá dicha estructura ni una molécula más de metal (Fig 7)

La aplicación de los sistemas de protección catódica está supeditada a ciertas características de la estructura por proteger y del medio que la rodea

En primer lugar, es necesaria una continuidad eléctrica en la estructura, no se pueden proteger estructuras seccionales en elementos aislados eléctricamente o conectados deficientemente, en tales casos se requiere primero, y siempre que sea posible, ligar eléctricamente todos los elementos. Es igualmente importante la presencia y continuidad eléctrica del electrolito, no se puede proteger catódicamente una estructura salpicada por un electrolito, se requiere indispensablemente inmersión completa, o al menos, solo las partes totalmente sumergidas pueden ser protegidas catódicamente. A este respecto, el suelo es generalmente un magnífico electrolito por la humedad que contiene a partir de cierta profundidad (60 u 80 cm) considerándose para el caso, las estructuras enterradas, como si fueran sumergidas y por lo tanto susceptibles de protección catódica

Otro elemento indispensable para un sistema de protección catódica es, obviamente, la disponibilidad de corriente eléctrica directa a costo razonable

En cualquier forma, el diseño de un sistema de protección catódica es objeto de un estudio más o menos cuidadoso para cuantificar correctamente las características eléctricas de potenciales de protección y densidades de corriente por unidad de superficie requeridas para brindar la protección deseada contra corrosión a bajo costo y aun para prevenir daños resultantes a los recubrimientos de la estructura o daños a estructuras próximas no protegidas. Al

ser instalado e iniciada la operación de un sistema de protección catódica se requieren también ciertas verificaciones y ajustes

5 COMBINACION DE VARIOS DE LOS RECURSOS MENCIONADOS

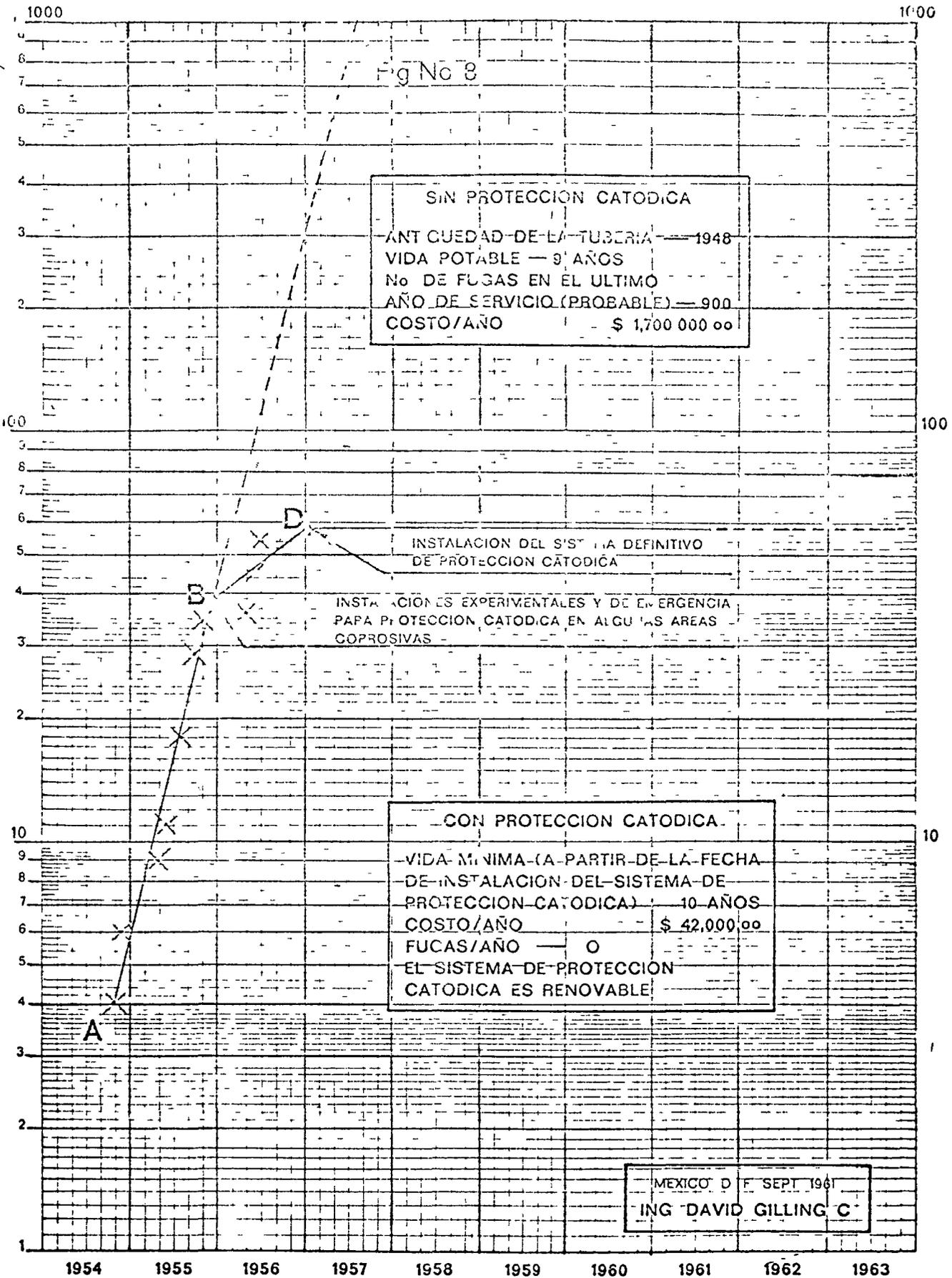
Muy frecuentemente el estudio por parte de un especialista a un problema de corrosión, da como resultado la selección de una combinación de algunos de los recursos mencionados anteriormente. Esto no puede ser considerado como un método en sí, solo se menciona para enfatizar que el conocimiento y familiarización con los problemas de corrosión y los recursos de combate, permite considerar los aspectos más complejos en cada caso, dando lugar a soluciones más adecuadas y a costos, tanto iniciales como de operación y mantenimiento, más bajos

Actuar con una tendencia injustificada o sin criterio suficiente, hacia el empleo de determinado recurso, puede dar, en el mejor de los casos, resultados satisfactorios a medias, pero difícilmente la solución más económica y durable

A continuación se mencionan en forma breve algunos casos en los que se experimentaron beneficios económicos jamás sospechados antes de planear y poner en ejecución un programa de combate racional contra la corrosión

En cierta ocasión se construyó una tubería submarina de unos cuantos kilómetros de longitud para conducción de gas natural. Esta tubería se encuentra localizada en la desembocadura de una laguna, en el Golfo de México, por fenómenos de mareas y corrientes, la salinidad del agua a lo largo del desarrollo de la tubería es variable. Esto provoca diferencias muy fuertes del potencial del tubo con respecto al medio y dio lugar a la formación de pilas de corrosión muy activas. El problema llegó a ser de tal intensidad que 18 meses después de instalada la tubería, era prácticamente inoperante debido a la frecuencia de las fugas registradas





SIN PROTECCION CATODICA
 ANTIGÜEDAD DE LA TUBERIA — 1948
 VIDA POTABLE — 9 AÑOS
 No DE FUGAS EN EL ÚLTIMO AÑO DE SERVICIO (PROBABLE) — 900
 COSTO/AÑO — \$ 1,700 000 00

INSTALACION DEL SISTEMA DEFINITIVO DE PROTECCION CATODICA
 INSTALACIONES EXPERIMENTALES Y DE EMERGENCIA PARA PROTECCION CATODICA EN ALGUNAS AREAS COPROSIVAS

CON PROTECCION CATODICA
 VIDA MINIMA (A PARTIR DE LA FECHA DE INSTALACION DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA) — 10 AÑOS
 COSTO/AÑO — \$ 42,000 00
 FUGAS/AÑO — 0
 EL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA ES RENOVABLE

MEXICO D.F. SEPT 1961
 ING DAVID GILLING C

Se estudio el problema y se determino sacar totalmente la tuberia para su reparacion, aplicar un buen recubrimiento y protegerla catodicamente. Varios tramos de tuberia fueron substituidos por tuberia nueva. Cuando el tramo submarino fue resutuido se aplico un sistema de proteccion catodica a base de anodos de magnesio impartiendo potenciales de proteccion libermente excedidos. Hace seis años que la tuberia esta en servicio y no se ha registrado una sola fuga por corrosion

El costo origin l de la tuberia fue de	\$ 1 075 000 00
Costo aproximado de la reparacion 18 meses despues de su instalacion	250 000 00
Costos de mantenimiento los primeros 18 meses (20 fugas a \$3,500 00 c u)	70 000 00
Costo de mantenimiento en los 8 años siguientes a su re-acondicionamiento (incluyendo amortizacion del sistema de proteccion catódica \$ 17,000 00/año)	102 000 00

MANTENIMIENTO

Costo por año sin proteccion 320 000 =	213 333 00
15	
Costo por año despues de re-acondicionamiento y proteccion	17 000 00

No se han considerado las perdidas por concepto de suspensiones al servicio, fugas de gas, etc, y los riesgos al realizar las reparaciones

En otro caso un gasoducto de 47 Km de longitud empezo a manifestar daños por corrosión del suelo 6 años despues de haber sido puesto en servicio. A partir de ese entonces la frecuencia de las fugas por corrosion fue aumentando siguiendo una ley logaritmica la cantidad acumulada de fugas, graficada contra tiempo (Fig 8). Observando la pendiente de

la recta que representa el fenomeno se comprueba que año y medio despues del punto 'B' en la grafica, en el cual nos encontramos, se llegarían a totalizar 1,000 fugas aproximadamente (Esta especulacion tiene bases cientificas)

Se estudio el problema y se empezo a ensayar un sistema de proteccion catodica de emergencia consiguiendo abatir la pendiente de la linea de frecuencia de fugas. Posteriormente se instalo un sistema definitivo de proteccion catodica suspendiendose definitivamente las fugas

El costo estimado de la tuberia es de \$ 15 500 000 00

Se consideraba como inevitable substituir la tuberia 9 años despues de su instalacion. Registrandose solo por este concepto un costo anual de \$ 1 700 000 00

La instalacion del sistema de proteccion catodica supone una duracion minima de 10 años, a partir de la fecha de su instalacion y su costo fue de \$ 418 878 00

Lo cual significa un costo anual de \$ 43 848 00

UNA OBSERVACION IMPORTANTE
En cualquier proceso industrial, los costos de operacion estan directamente alterados por los costos de mantenimiento y sobre todo por los tiempos perdidos que las operacines de mantenimiento suelen significar. Cuesta muy poco y rinde enormes beneficios considerar oportunamente los problemas de corrosion y planear racionalmente su solucion, el mejor tiempo para este planeamiento es cuando la operacion industrial se encuentra en la fase de proyecto



The Fundamentals of Galvanic Corrosion

By

A. B. LAUDERBAUGH

Chief Gas Engineer
The Manufacturers Light and Heat Co
Pittsburgh, Pa

The Fundamentals of Galvanic Corrosion

Showing how corrosion works and how it may be prevented
—a primer on this increasingly important problem

By A B LAUDERBAUGH

Chief Gas Engineer

The Manufacturers Light and Heat Co., Pittsburgh, Pa

THE subject for discussion in this paper is not a new and recent development. In fact, the statement of the principle of the electric cell constructed of dissimilar metals in a salt solution is older than the Dominion government. Five years before the British Parliament passed the Constitutional Act creating upper and lower Canada, an Italian physiologist, Luigi Galvani, reported on his experiments with metallic arcs of dissimilar metals in an electrical circuit.

Galvani was a recognized authority on comparative anatomy, much of his study being devoted to the muscle structure of the frog. During the course of work in his laboratory, he noticed that suspending the frogs on an iron rack by copper hooks caused twitching of the muscles of their legs. He suspected that this twitching was due

to some electrical phenomenon, and that the two metals, iron and copper, had some direct connection. In his report, Galvani presumed that it was a combination of internal and external electricity.

Another famous Italian, Volta, disagreed with Galvani about the origin of this electricity. As one of the foremost physicists of the period, Volta was already well known for his many experiments with electricity. He was able to demonstrate that this flow of electricity was because of the dissimilarity of the metals touching the muscles of the frogs.

The phenomenon has been named in honor of Galvani, the first person to notice it. However, it was from Volta that we received the first explanation of the variables affecting the origin and magnitude of these electric currents.

What follows here will be, for the most part, illustrations from

common, everyday applications in the gas industry, of the principle of the electric cell discovered by Luigi Galvani, and developed and explained by Volta. To those who are corrosion engineers, these illustrations may be a new variation of an old theme. But to those who are responsible for the management and operation of the various properties of the gas industry, and it is toward this group that this discussion is particularly pointed, this is a primer of corrosion. It is intended to explain the why and wherefore of the end results of the corrosion.

Did you know that every time you used a flash light, you were making practical application of a galvanic cell? (Fig 1) There is probably no more common example of the principle of this cell than the ordinary flash light battery.

Its behavior is analogous to the galvanic cells found along a pipe

Paper delivered before the 43rd Annual Meeting, Canadian Gas Association, Murray Bay, P.Q., Canada, June 17-23, 1950

BATTERY ACTION (GALVANIC CELL)

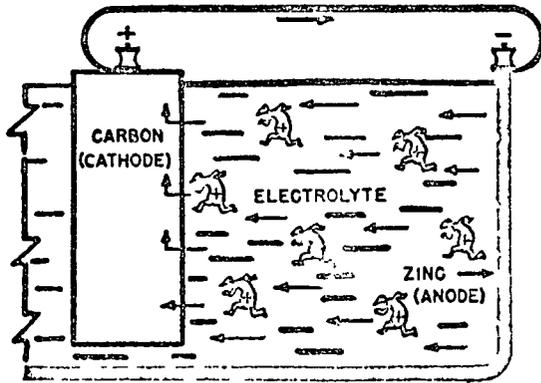


Figure 1

HYDROGEN ION

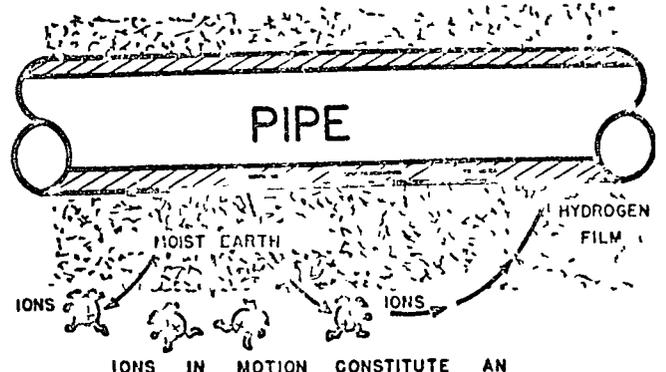


Figure 2

PIT ACTION

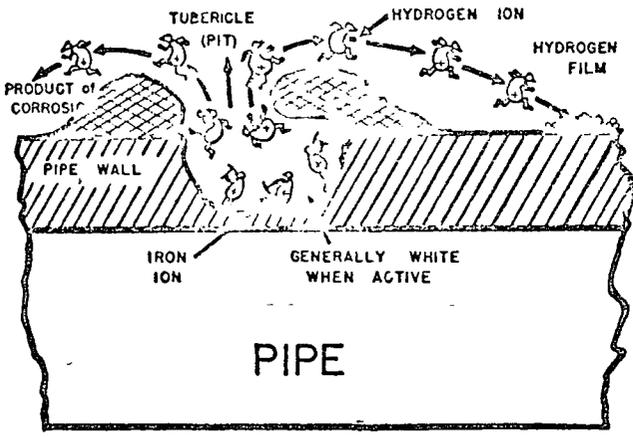


Figure 3

CORROSION CAUSED BY DISSIMILAR METALS

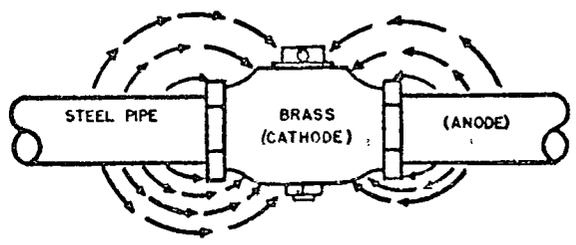


Figure 1

The electricity that lights the filament is a result of placing two dissimilar metals, carbon and zinc, in an electrolyte, and connecting them externally with a wire. In producing the current, zinc, the anode, is corroded. I am sure all of you have had the experience of having the outer shell of a dry battery break through in a pit hole after continued use. In a like manner, the wall of a buried pipe line may corrode through in a pit hole when the pipe, or a portion of it, is the anode of a galvanic cell.

Let us presume for the moment, that there is a galvanic cell at some point on a pipe line, and see what the corresponding parts of the cell are. (Fig 2) The moist earth becomes the electrolyte. Two areas on the surface of the pipe are the two

DISSIMILAR METAL CORROSION

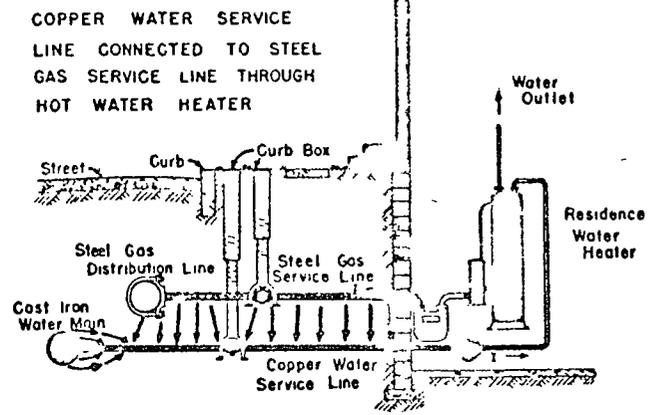
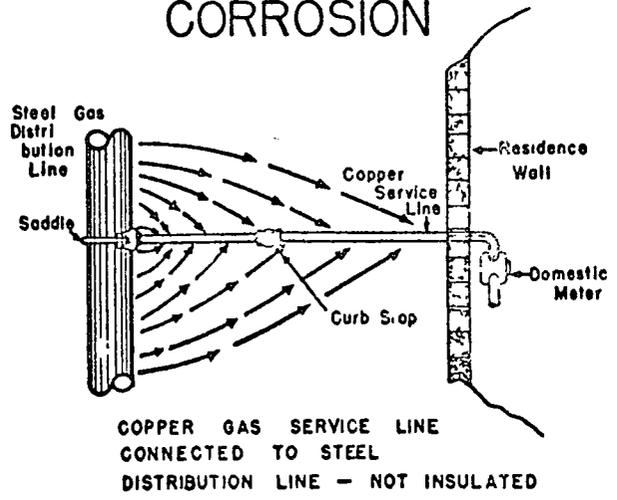


Figure 5

DISSIMILAR METAL CORROSION



COPPER GAS SERVICE LINE CONNECTED TO STEEL DISTRIBUTION LINE - NOT INSULATED

Figure 6

DISSIMILAR METAL CORROSION

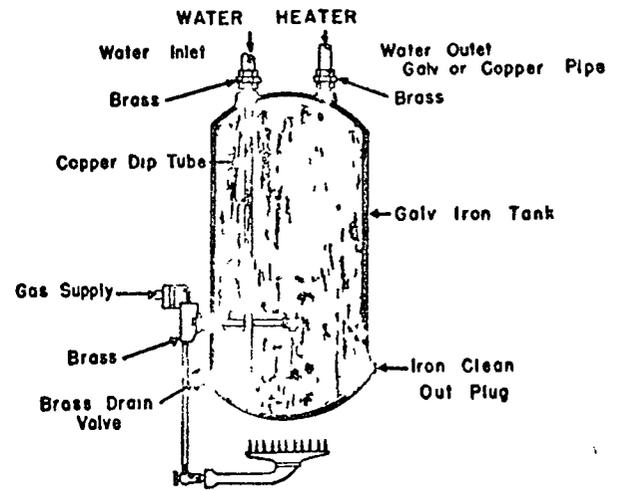


Figure 7

CORROSION DUE TO DISSIMILAR METAL

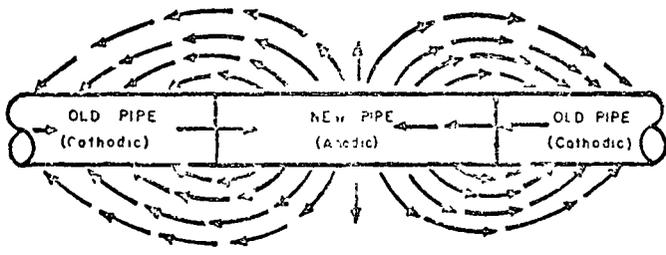


Figure 8

CORROSION CAUSED BY DISSIMILAR SOILS

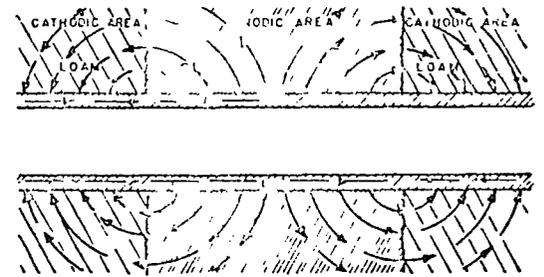


Figure 9

electrodes, and the pipe wall becomes the wire that completes the circuit. Where the current leaves the pipe, the anode area, the pipe will be corroded. Where it returns to the pipe, the cathode area, a thin film of hydrogen will be deposited on the surface of the pipe.

This film of hydrogen, if it remains on the surface of the cathode, acts as an insulator and tends to stop the flow of the galvanic current. The same film of hydrogen forms on the carbon electrode of the dry battery. For the battery manufacturer, getting rid of this film of hydrogen has been a difficult problem. Because battery manufacturers have done an excellent job in solving the flash light battery polarization problem, it is now possible to use a flash light continuously for a number of hours without having it grow dimmer and dimmer, till it is little more than a "glow worm".

A "close up" of the anode (Fig 3) will show us in more detail what

is happening to the pipe metal. With the cell in operation, the flowing particle of iron, called an iron ion, leaves the pipe wall and goes into solution in the soil water. It is exchanged at once for a hydrogen ion, leaving the iron behind as a rusty tubercle around the pit area. Sometimes this barnacle like scab will "seal off" the pit to the extent that the ions (electric current) cannot get through, and the cell becomes inactive so long as the tubercle is not disturbed.

Galvani's original cell was the result of using dissimilar metals, so let's look for some of these dissimilarities in our gas piping system (Fig 4). Probably the first to come to your mind will be a brass core or an all brass stop in a steel service line. In this cell the brass will be the cathode, and the pipe, the anode. Current will flow from the service line through the soil to the brass stop or core, returning through the metal to the anode area. Where current leaves the pipe

it will carry metal with it. It is fortunate in this case that the area of the brass core or stop is small with respect to the steel pipe surface. The current requirements of the small area cathode will be supplied from a relatively large area anode, and the corrosion should not be severe.

There are times when the ratio of areas is not so favorable. For example, is the water company in your city now using copper service lines? If they are, you may soon have to replace gas service lines in areas that you have not previously considered as corrosive (Fig 5).

The two service lines are probably only a short distance apart all the way from the street to the house. They are tied together at the customer's water heater, completing the electrical circuit necessary to form the galvanic cell. Current will flow from the gas service line, taking metal with it as it leaves the pipe, go through the soil, and onto the copper service line,

CORROSION CAUSED BY MIXTURE of DIFFERENT SOIL

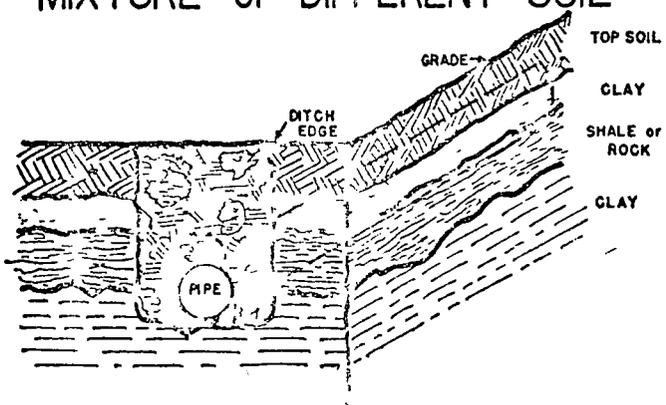


Figure 10

CORROSION CAUSED BY DIFFERENTIAL AERATION OF SOIL

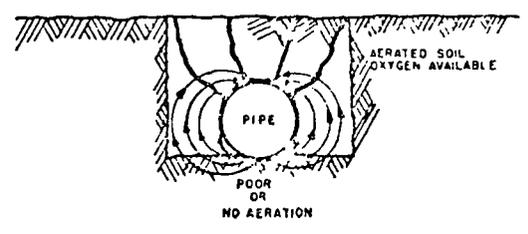


Figure 11

CREEK CORROSION

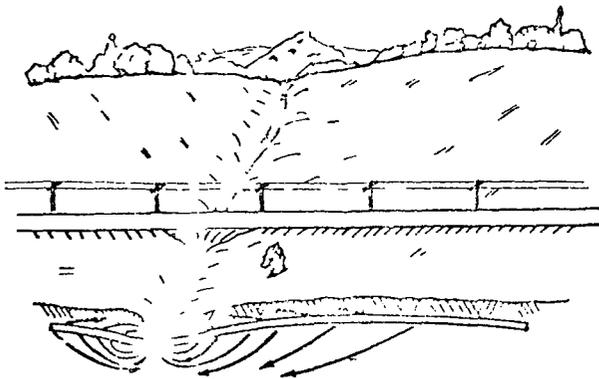


Figure 12

WELL CORROSION

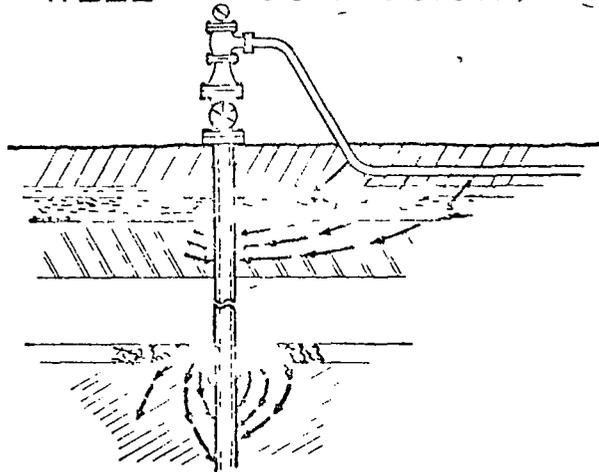


Figure 13

providing protection for the water line by corroding the gas line. In this instance, the ratio of anode and cathode areas is about unity, and the corrosion can be expected to be moderate. A suitable insulating connection at the gas meter, inside the house, would break the return electric path and prevent the formation of this galvanic cell.

The same sort of galvanic cell (Fig 6) is created when a copper gas service line is used between a steel distribution line and the customer's meter inside the house. In this instance, the copper gas service line will be the cathode area, and will be protected from corrosion at the expense of an anode area extending along both sides of the connection to the steel distribution main. It becomes obvious that the electrical return path of this galvanic cell can be broken by installing an insulating connection be-

tween the copper service and the steel distribution line. Insulation from other underground structures will be assured if an additional insulating connection is installed inside the house at the inlet to the gas meter.

Dissimilar metal galvanic cells are often found in other departments of the gas company's operations (Fig 7). Consider, for instance, the dissimilarity of metals that may be found in a galvanized non-hot water tank. The inside of the tank will be coated with zinc, but where threads were cut for the inlet and outlet water connections the zinc coating has been penetrated so that iron is exposed. The inlet water line may have a copper dip tube. The thermostat is probably brass. The clean out hole is filled with a cast iron or steel plug.

Have you ever wondered why when you renewed a short section

of line, the new piece of pipe seemed to corrode even faster than the original? (Fig 8) One of the more prevalent and least considered galvanic cells due to dissimilarity of metals is created by installing a piece of new pipe in an old line. The new steel pipe will always be the anode of a galvanic cell created by mechanically connecting the old and new lines. Here the ratio of anode to cathode area may be completely reversed from that produced by having a brass stop in a steel line. If a very short piece of new pipe is installed, the corrosion may be accelerated, because the small anode will be required to supply current to satisfy the much larger cathode area of the old pipe. Of course, it is not the metal in the pipe wall, but rather the surface metal, rusty steel, that provides the dissimilarity of metals producing this galvanic cell.

CORROSION CAUSED BY DISSIMILARITY of SURFACE CONDITIONS

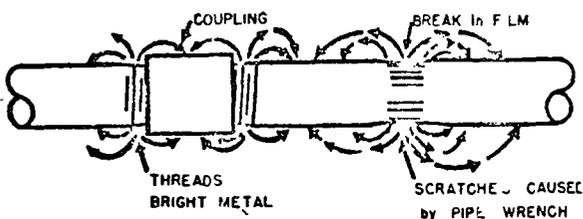


Figure 14

STRAY CURRENT STREET RAILWAYS

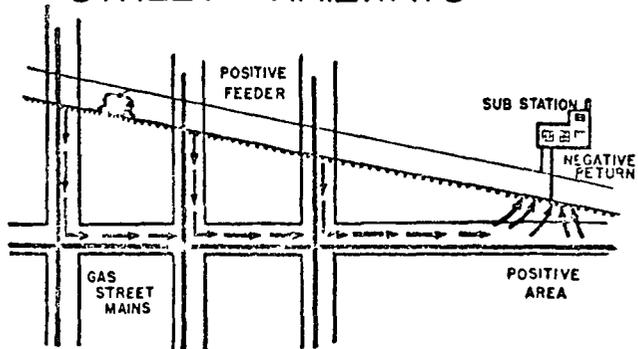


Figure 15

CATHODIC PROTECTION RECTIFIER

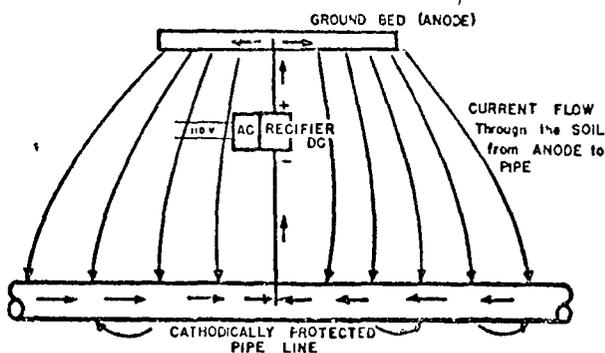


Figure 16-

Have you ever laid a new line alongside an old line, and connected the two with cross overs or headers? If you have, then you have created a galvanic cell that can be very damaging to the new line. Except for the ratio of surface areas, it is exactly the same sort of cell as that produced by installing new pipe in an old line. I have recently heard gas men complaining that steel pipe manufactured about 5 years ago was not as good as pipe purchased 20 years ago. As proof, they cited the fact that a line four years old was developing pit hole leaks, more leaks, in fact, than the old line had ever had. Yet the new line had been laid in the same right-of-way, through the same soil, and parallel to the old line installed about 15 years before. What actually happened was the creation of a continuous galvanic cell extending along the parallel lines with the new line as the anode. Installing insulating flanges on the cross-over connections between these two lines has broken the external electric path and stopped the formation of pit holes.

Although they are not included among these diagrams, the same sort of metallic dissimilarities may occur between an imbedded piece of black oxide and the rest of the surface of a piece of steel pipe, or it may be between the possibly different metallic surfaces of such things as followers, bolts, centerings, or couplings. In each case, it is the anode, the surface from which current is passing into the ground, which will corrode. If the anode area is small with respect to

the cathode area, the corrosion can be severe.

So far, we have spoken only of the galvanic cells produced by dissimilarity of metals. The physicist, Volta, demonstrated that many other dissimilarities, among them, dissimilarity of electrolyte, would result in a flow of electricity. This difference in electrolyte we find in our business as dissimilarity of soils (Fig 9).

DISSIMILARITY OF SOILS

In the Appalachian area, clay soils are, almost without exception, anodic to other soils. That is to say that portion of the pipe in contact with clay will form the anode of a galvanic cell and will corrode. This diagram represents the idealized condition. In normal pipe line operation, it may be found where the line crosses a small swampy area, the anode, while the line on either side passes through loam or perhaps shale.

In practice, the galvanic cells caused by dissimilarity of soil are more apt to be the result of mixing the dirt from the spoil bank formed when the ditch was dug (Fig 10). Large clods of dirt, originally from various depths in the ditch, may rest directly against the pipe after the dirt is backfilled. Such a condition is particularly apt to occur when the ditch is dug by hand. Where clods of clay touch the pipe, the tendency is for that area to become the anode of a galvanic cell, and remember, it's the anode that corrodes. Machine ditching usually results in a thoroughly mixed spoil bank producing a great number of small cells

CATHODIC INTERFERENCE

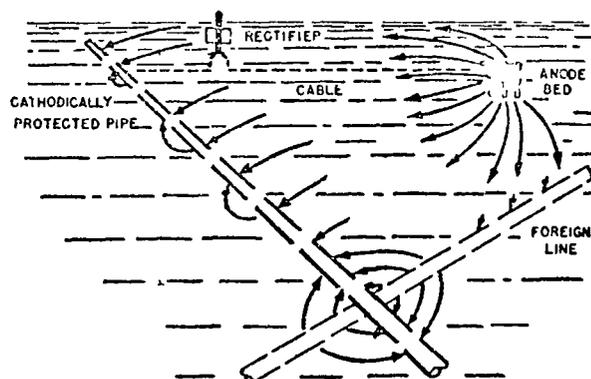


Figure 17

having a tendency to neutralize each other, resulting in a slow corrosion rate.

Have you ever had to replace a section of pipe because a strip on the bottom about two inches wide looked more like a sieve than part of a pipe line? (Fig 11). Great dissimilarity, and therefore one of the most dangerous conditions is likely to occur when a narrow strip on the bottom of the pipe rests on heavy, moist, undisturbed ground at the bottom of the ditch, while the rest of the circumference is in contact with the drier backfill. Cells having their anode and cathode areas around the circumference of the pipe are often spoken of as "short path cells," and can produce very rapid pitting. Once again, the ratio of anode and cathode areas is unfavorable. The small area anode, two or three inches wide, is supplying all of the cathode current requirements for the rest of the pipe circumference. This is one of the conditions that can produce rapid and severe pitting along that narrow strip on the bottom of the pipe.

Another variation of this type of cell (Fig 12) is found where the pipe line crosses small streams or drainage ditches. The soil around the pipe through the crack will be wet and heavy, while that on the banks on either side of the ditch will be dry and well aerated. Sometimes the wet ditch may be the cathode of this galvanic cell, and since it is small in area with respect to the rest of the pipe line, the corrosion should not be severe.

Not all production properties are exempt from the possibility of hav-

ing galvanic cells (Fig 13) Differences in soil between the well line, where it dips into the ground near the well, and the casing of the well, a few feet below the surface, may easily produce the necessary combination to form a galvanic cell. In the diagram, the well line is indicated as the anode and likely to corrode. There are perhaps just as many cases where the well line will be the cathode, and some point along the casing, the anode. In the same manner, differences in soil exist at various levels throughout the depth of the well and can be the factors providing the necessary dissimilarity for active galvanic cells.

How many times have you had to repair or replace a section of a new coupled line (Fig 14), because it had developed bad pit holes, either right alongside of a fitting; or just a few inches out from the fitting? The chances are, that the pit hole was the anode of a galvanic cell created by a dissimilarity of surface conditions. The scratches made by using a pipe wrench, or the bright surface of the shallow threads adjacent to a fitting, will be anodic to the rest of the pipe. Because their relative area is small, such anodes are often extremely active.

During the last 10 years, distribution operating men have expressed concern over the fact that certain sections of their systems that had never shown any signs of corrosion in 30 or more years, have now suddenly developed a multitude of leaks. Because these leaks have been the result of galvanic corrosion, produced by the typical dissimilarities we have been considering, they are of interest in this discussion. The important fact com-

mon to all of these locations (Fig 15) is that in each case, the electric street railway serving the area had been abandoned within the last 10 years.

Most street railways operate with a single wire trolley using the rails as the current return path to the electric substation. Gas companies have long recognized that in certain areas near the substations, they could expect to have trouble with corrosion unless the proper precautions were taken to train the so-called "stray current" to the gas line.

These "hot spots" were positive areas, that is to say, the current was leading the pipe line to take the path of least resistance back to the generator in the substation.

'NEGATIVE AREAS'

Sometimes we complained because we didn't know the street railways company was properly cooperative about installing drain-gates, track bars etc, to reduce the amount of their current drained out of our pipe system. Nobels paid more attention to the large 'negative areas'. They were usually dismissed with a shrug. We recognized that this is the area in which current was flowing onto the pipe line. But since most of the steel pipe was screw coupled it didn't make very much difference.

There are literally many thousands of galvanic cells of all types along the lines in these negative areas. They were kept inoperative by the flow of current onto the pipe line. As soon as the street railway stopped operating, these latent galvanic cells started operating

Within a few months or years the lines developed leaks the length of time required depending upon the activity of the cells in these new areas of corrosion. The pipelines are still probably not corroding quite as fast as they would have if the electric railway had not been operating. Some of the dissimilarities originally present when the lines were constructed (for example wrench or tong scratches) no longer exist, so the total number of possible active cells is less now than it was when the line was new.

If current flowing onto a pipe line from the tracks of an electric street railway can keep all these galvanic cells from corroding the pipe, then there should be some way of producing the same result without having to run a railway system (Fig 16).

The railway bought alternating current and changed it to direct current with a rotary converter at the substation. We can buy alternating current at various places along our pipe system, and convert it to direct current with a rectifier. For us, the ground bed takes the place of the rails of the trolley system, and current flows from the ground bed onto the pipe line. It can then be drained off the line by attaching a wire to the pipe and connecting it to the rectifier just as we used to attach drainage wires in the positive area at the substation to lead the current back to the converter.

Although this method of protection is simple in principle its application can become complicated, particularly if there are other underground structures in the same

**CATHODIC PROTECTION
MAGNESIUM ANODE**

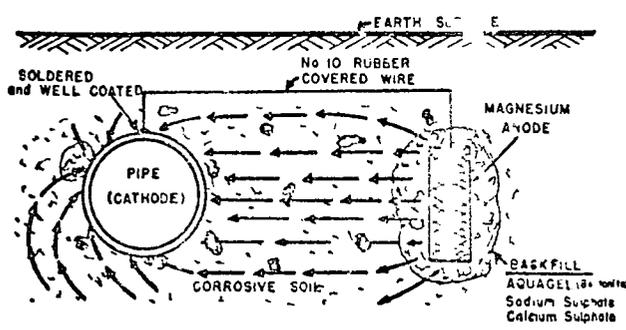


Figure 18

**USE ANODE to PROTECT
NEW and OLD PIPE**

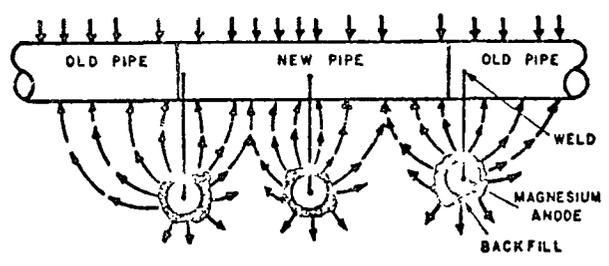


Figure 19

area (Fig 17) Suppose, for example there is a high pressure line going through that portion of a distribution system which it is desired to protect This high pressure line will also pick up current from the ground and carry it along to some place where the line crosses over, or goes near, the distribution pipe Then, because the current has to get back to the power source, it will jump from the high pressure line through the ground to the distribution line

This short section of the high pressure line becomes an anode Every ampere of current leaving the pipe is going to carry pipe metal with it, 20 lb per ampere per year, and a leak on the high pressure line can be guaranteed In practice, the use of impressed current to protect a network of lines becomes so complicated that its application should only be undertaken by the experienced electrochemist and corrosion engineer

We have seen that a copper service line will be protected by reason of its being the cathode of a dissimilar metal galvanic cell It follows quite logically, that if it were possible to make all of the area along a pipe line the cathode of a strong galvanic cell by using an expendable dissimilar metal, it would be possible to suppress the natural anode areas along the pipe, and thus keep them from developing pit holes

There are three readily available metals, aluminum, zinc, and magnesium, each of which will form reasonably strong galvanic cells when combined with iron (Fig 18) Any one of the three can be used to construct this galvanic cell Magnesium forms the strongest cell of the three, and is therefore most often used

This expendable anode galvanic cell is similar to the flash light battery mentioned earlier The magnesium ingot is the expendable anode, the outer case of the battery, the soil is the electrolyte, the pipe surface, the center cathode, and an insulated wire, with one end soldered to the pipe and the other end to the magnesium, completes the electrical circuit Current will flow from the magnesium to the ground, taking metal ions of

magnesium with it It then flows through the ground onto the pipe, counteracting the natural galvanic cells caused by any of the dissimilarities we have been discussing

The practical application is just as simple (Fig 19) Any time it becomes necessary to replace a short piece of line, 2 or 3 anodes, (or 1 anode for each 20 ft joint) can be installed at the same time in the same ditch with the pipe Once the field crews have been shown how to make the installations they can continue by themselves There is no need for an elaborate survey, and no corrosion engineer has to be on hand for each individual job

The science of galvanic electricity has expanded greatly since the day Galvani first noticed the twitching of the frogs' legs We now know that not only will copper and iron produce galvanic currents but also that almost any dissimilarity will produce these currents In the gas business, we find that these currents are produced by dissimilar metals, such as copper and steel, or new steel and rusty steel, by dissimilar soils, such as top soil, clay, loam, and shale, by dissimilar surface finish or condition, such as the scratches made by using a pipe wrench, by dissimilar soil moisture conditions in otherwise uniform soil, by dissimilar aeration of soil, that is, loose backfill and undisturbed soil on the bottom of the ditch, to name just a few of the more important dissimilarities Some of these galvanic cells can be avoided by proper design before construction Others are unavoidable, or have already been built in, but can be counteracted by one of several treatments, such as using impressed currents, by installing expendable anodes, or by using pipe coatings having an electrical insulating value

Your friend and coworker, the corrosion engineer, may seem to live in a fog of such things as hydrogen ion concentration, nonpolarizing electrodes, voltage to remote earth, and other similar jargon But he uses them quite naturally as part of the terminology of his profession, just as the nuclear scientist uses such terms as "energy level," "orbital electrons," or "K, L and M shells" When you don't un-

derstand you, corrosion engineer's "long haired" discourse, ask him to explain the corrosion problem by comparing it to the operation of a flash light battery

Cathodic Protection Handbook

BY O OSBORN, C F SCHRIEBLER
W B BROOKS, R C JORGENSEN
AND B DOUGLAS

Reprinted from *Petroleum Refiner* June 1957

Compliments of

THE DOW CHEMICAL COMPANY

Magnesium Department

MIDLAND, MICHIGAN

C
P
P
E
N

FUNDAMENTALS of Cathodic Protection

FIELD MEASUREMENTS

Fundamental Field Measurements

Measuring Techniques

Currents

Potentials

Interpretation of Measurements

Anode Current

Structural Potential

CONDENSERS AND HEAT EXCHANGERS

Heat Exchangers

Galvanic Protection

Galvanic Corrosion Design Factors

Galvanic Protection Design Factors

Designing and Installation

PROTECTION OF MARINE EQUIPMENT

Internal Protection of

Sea Water

Pipe Lines

Design

Installation Methods

Ships, Boats and Barges

Installation Considerations for

Application of Cathodic Protection to Marine Craft

Tanks

Sheet Piling

UNDERGROUND PIPE LINES

Installation Procedure

CATHODIC PROTECTION COSTS

Total Costs

Cost Per Unit Surface

**Oliver Osborn, C. F. Schrieber,
W. B. Brooks, R. C. Jorgensen and
Burke Douglas**
The Dow Chemical Company, Freeport, Texas

About the Authors

OLIVER OSBORN is director of the Electrochemical Engineering department for The Dow Chemical Co., Freeport, Texas. He received his B.S. degree in chemical engineering from Texas A & M College. For the past 15 years he has done corrosion and electrochemical research.

C. F. SCHRIEBER is a project leader in the Applications section for The Dow Chemical Co., Freeport. He received his B.S. degree from Texas A & M College.



Osborn

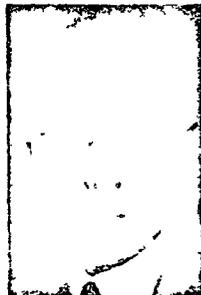
W. B. BROOKS is senior metallurgist for Dow at Freeport. He studied at the Colorado School of Mines and has been doing metallurgy work since 1933.



Schrieber

R. C. JORGENSEN is research and development engineer for Dow at Freeport. He received his B.S. degree in electrical engineering from Texas A & M College.

BURKE DOUGLAS is a group leader in Technical Sales & Development for Dow at Midland, Mich. He graduated from the University of Colorado in 1949 with a B.S. degree.



Brooks



Jorgensen



Douglas

AS A RESULT of intense interest in the use of magnesium anodes for protection against corrosion in the Texas Division of The Dow Chemical Company, a handbook on this subject was prepared for use by company personnel. A condensed form of this handbook is now presented to readers of the PETROLEUM REFINER as a possible aid in better understanding cathodic protection and in applying it to plant corrosion problems.

It is to be pointed out that the practices and procedures outlined in the handbook were obtained from field experience. They have been found to be workable but do not necessarily represent the best way to do a job under all conditions. Even corrosion engineers always has his own pet short cuts to improve the efficiency of his work.

FUNDAMENTALS OF CATHODIC PROTECTION

In nature, energy tends to 'run down hill'. A metal possesses chemical energy and seeks a low level by releasing it through chemical action, i.e. corrosion. When iron corrodes, it "runs down hill" and heat is released although so slowly as to be imperceptible. As a matter of fact, the corrosion products of many metals, especially iron, are quite similar to their ores as found in nature. The electromotive series (Table 1) provides a rough measure of the tendency of metals to corrode or revert to their native state.

The electrolytic nature of corrosion may be visualized by comparison to a flashlight battery (Figure 1). The zinc shell corrodes, forming zinc ions which enter the

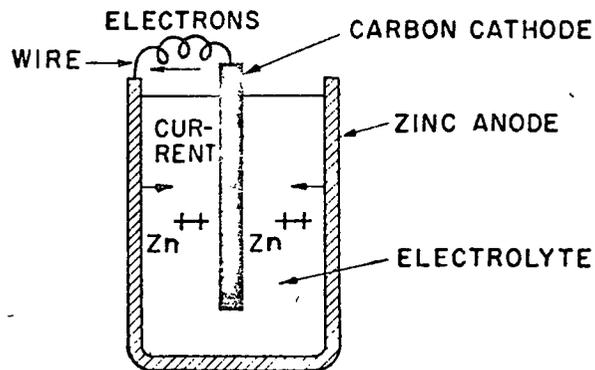


FIGURE 1—The Flashlight Battery. Zinc corrodes forming zinc ions which enter the electrolyte. Current flows from the corroding zinc anode to the carbon cathode as a result of the potential difference between the zinc and carbon and the presence of the electrolyte.

electrolyte. Current flows from the zinc anode to the carbon cathode as a result of the potential difference between the zinc and carbon in the presence of the electrolyte. The flow of this current obeys Ohm's Law, a relationship between current flow, voltage, and resistance. Ohm's Law states that I (current flow in amperes) equals V (volts) divided by R (resistance in ohms).

Many circumstances can cause potential differences to exist on the surface of a metal, which in turn allow a corrosion current to flow. Some of these conditions are:

1. Scratch in mill scale or permeable paint
2. Oxygen-depleted area under a barnacle or deposit of mud
3. Steel partly in poorly aerated soil and partly in aerated soil
4. Region of locally high velocity, as in partly obstructed tube

Numerous other examples could be cited but all occur in one of the following categories:

1. Two different metals in the same electrolyte
2. Two metals in different electrolytes
3. The same metal in two concentrations of the same electrolyte
4. The same metal in different electrolytes
5. The same metal in the same electrolyte at different temperatures

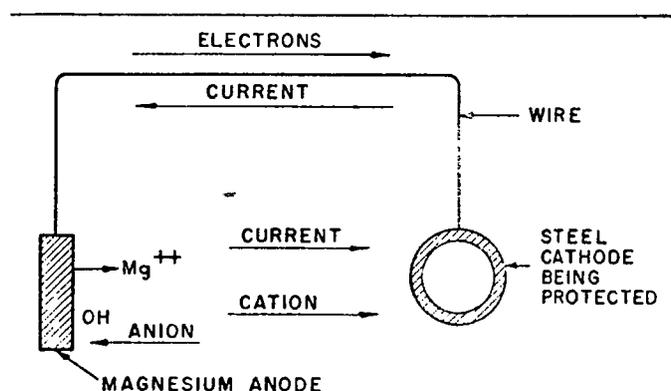


FIGURE 2—It is possible to measure the half cell voltages of the anode and cathode. Great practical value is derived from this means since by measuring the half cell voltage of the protected structure it is possible to determine if protection has actually been obtained.

To eliminate corrosion it is obvious that the electric current which is producing the corrosion must be stopped.

As defined above, Ohm's Law shows that this current is influenced by voltage and resistance. Therefore, if all voltage differences can be minimized by such practices as uniform environments, and avoidance of the use of dissimilar metals, corrosion can be controlled. If resistances can be kept very high through the use of paint coatings or electrical isolation of dissimilar metals, corrosion can be controlled. A third, simple, and very frequently used method for controlling corrosion is to "back out" the corrosion current with an equal and opposite current applied from an external source. This practice is known as cathodic protection. When a current is made to pass into a metal submerged in a conducting media, a special opposition to the current flow develops at the surface of the metal. This opposition manifests itself as a back voltage and is termed polarization. As the rate of current passage is increased, a condition will be reached whereby the entire surface of the metal will assume the same back voltage. When this happens, cathodic protection has been achieved, for voltage differences no longer exist which can generate a corrosion current.

FIELD MEASUREMENTS

The cathodic protection circuit can be divided into two parts: the internal or electrolytic circuit and the external or electrical circuit. For example, in Figure 2, the soil

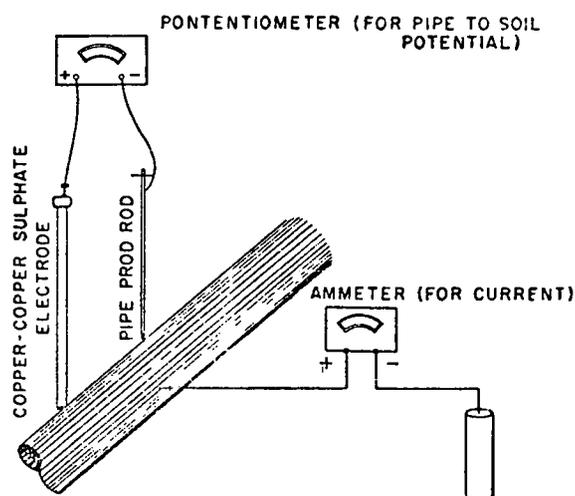


FIGURE 3—Structure potentials are generally measured with a copper-copper sulfate reference electrode. The potential of this electrode does not change when used intermittently; consequently, when it is compared with other metals, the relative potential can be obtained.

TABLE 1
Electromotive Series

	Potential Neg to Saturated CuSO ₄ Half Cell (Volts)
Magnesium (Galvomag alloy)	1 750
Magnesium (H-1 alloy)	1 550
Zinc	1 106
Aluminum (ALCLAD 3S)	1 016
Cast Iron (fresh)	686
Carbon Steel	686
Stainless Steel Type (2) 430, 17% Cr	646
Ni-Resist Cast Iron, 20% Ni	616
Stainless Steel Type (2) 304, 18% Cr, 8% Ni	606
Stainless Steel Type (2) 410, 13% Cr	596
Ni-Resist Cast Iron 30% Ni	566
Ni-Resist Cast Iron 20% Ni + Cu	536
Naval Rolled Brass	476
Yellow Brass	436
Copper	436
Red Brass	406
G. Bronze	386
Admiralty Brass	366
90 10 Cu-Ni + 8% Fe	356
70 30 Cu-Ni + 06% Fe	346
70 30 Cu-Ni + 47% Fe	326
Stainless Steel Type (2) 430, 17% Cr	296
Nickel	276
Stainless Steel Type (2) 316, 18% Cr, 8% Ni, 3% Mo	256
Inconel	246
Stainless Steel Type (2) 410, 13% Cr	226
Titanium (commercial)	226
Silver	206
Titanium (high purity)	176
Stainless Steel Type (2) 304, 18% Cr, 8% Ni	156
Hastelloy C	156
Monel	156
Stainless Steel Type (2) 316, 18% Cr, 8% Ni, 3% Mo	126

¹ Based largely on data from 'Corrosion Testing', F. L. LaQue, Proceedings A S T M, Volume 51, pages 1-89, 1951.
² Note that each stainless alloy occupies two positions, the upper one for the 'active state' and the lower one for the 'passive state'

is the internal circuit and the pipeline and anode lead wire make up the external circuit

In the electromotive force series each metal exhibits its own unique voltage and when two metals are electrically coupled together, the net voltage of this circuit is the algebraic difference of the voltages of the individual metals. Thus, when monel, with a half cell voltage of 151, is coupled with steel, having a half cell voltage of 686, the net voltage of this cell is 686 minus 151 or 535. Similarly, when a magnesium anode (E₀ = 1 750) is coupled to carbon steel, the net voltage of this circuit is 1 750 minus 0 686 or 1 064.

It is possible to measure the half cell voltages of the anode and cathode shown in Figure 2. This is of great practical value in cathodic protection since by measuring the half cell voltage (potential) of the protected structure it is possible to determine if protection has actually been obtained. Both theory and experiment have shown that when current is applied to a metal, its potential will increase (become more negative) and the voltage at which corrosion stops is both finite and reproducible.

The total resistance of a circuit is the sum of the re-

sistance in the connection wires and the media in which the circuit is immersed. In general the media resistance will be many times greater than the circuit resistance. Media resistance will vary through wide limits from a fraction of an ohm in salt brine to several thousand ohms in certain types of soils.

Fundamental Field Measurements. The first measurement generally made is to determine media resistivity. This is done in order to ascertain the expected output of an anode. Resistivity is defined as the resistance of a unit volume of the media. The volume generally chosen is the centimeter cube and hence the value is termed ohm-cm. Note that this value is not the same as the term "R" (circuit resistance) previously mentioned.

After the cathodic protection system has been designed and installed, two field measurements are made:

1. Anode current flow is read to determine if the design current flow has been realized.
2. The potential (voltage) of the protected structure is measured to determine if protection has actually been secured.

Measuring Techniques—Media Resistivity Two methods are used in standard practice for measuring resistivity. The first method involves the use of a megger, in which a pulsating DC current is passed through the ground between two widely spaced electrodes. The potential drop across a known distance is measured and the reading on the megger then translated into resistivity. This method of measurement, although somewhat cumbersome, has the advantage of measuring the average resistivity between the current electrodes and down to a depth approximately equal to the distance between the electrodes.

The second method involves the use of a single rod which is inserted into the ground to the depth at which it is desired to make the measurement. The tip of the rod is insulated from the body, and an AC bridge is then used to measure the resistance between the two segments of the rod. By the use of a suitable "rod calibration factor," the reading obtained can be converted into specific resistivity.

It should be pointed out that a standard direct current ohmmeter is not suitable for soil resistivity measurements. This is due to the fact that the measuring current supplied by this type of meter will cause permanent chemical changes on the soil rods and thus produce a large error in the reading.

Current. Current must be measured by very low internal resistance ammeters. Wide use is also made of low resistance precision shunts and potentiometers for current measurement. Special meters are required since the resistance of cathodic protection circuits is generally low, and, consequently, if the resistance of the meter is appreciable, it will impede the normal flow of current and thus create an error. They are inserted in the circuit as shown in Figure 3.

Potentials. Structure potentials are generally measured with a copper-copper sulfate reference electrode as shown in Figure 3. The potential of the Cu-CuSO₄ electrode does not change when used intermittently, and, conse-

quently when it is compared with other metals through the aid of a potentiometer the relative potential of the metal in question can be obtained. The tip of the electrode is placed as close as possible to the structure being measured. The function of the pipe prod rod shown in Figure 3 is to contact the structure electrically. If other means of connection are more convenient they are acceptable. The instrument employed to make the measurement is a potentiometer which draws no current or a high resistance voltmeter which draws only a very small current.

Interpretation of Measurement—Resistivity. As mentioned previously resistivity is used in determining the expected output of the anodes. Resistivity of soils may also be used as rough approximation of corrosivity. In general, the lower the resistivity of the soil, the more corrosive it is, although there are a number of exceptions to this rule.

The following is a rough classification of soils according to resistivity:

Low Resistivity	- 100-500 ohm-cm
Moderate Resistivity	- 500-3000 ohm-cm
High Resistivity	- 3000-10,000 ohm-cm

Anode Current. Anode current is used in predicting anode life and in calculating the current density which is being delivered to the protected structure. One pound of magnesium has the capacity to produce about 500 amp-hrs.

Structure Potentials. As stated previously, structure potentials are valuable criteria as to the condition of the structure. Figure 4 has been prepared as a guide in interpreting pipe line potential measurements. In this case the common terminology for the structure potential is "pipe-to-soil potential" (Note that on this figure a potential of -0.80 volt is considered protection while a value of -0.85 volt was generally stated to represent this condition. Although the -0.85 value theoretically represents complete protection, we believe that for practical purposes a value of -0.80 volt will give adequate protection.) Although Figure 4 was specifically prepared for pipelines (soil installation) conditions (3) and (4), may also be applied to marine structures.

GALVANIC PROTECTION OF CONDENSER AND HEAT EXCHANGER HEADS

Galvanic Protection from Galvanic Corrosion. Ten years experience with the cathodic protection of condensers and heat exchanger heads has eliminated trial and error methods in plant-wide applications such that all installations are now according to plant engineering standards. It is suggested that the electromotive series (Table 2) be considered when selecting materials for use in any equipment which is to be submerged in a liquid or buried in the soil, to determine the compatibility of certain metals when connected to form a galvanic couple.

TABLE 2
Galvanic Series of Metals and Alloys in 13 Foot Per Second Sea Water at 25° C

MATERIAL	Potential Reference Cu-CuSO ₄ , Half Cell
Magnesium (Galvomag)	1 750
Magnesium (H-I Alloy)	1 550
Zinc	1 106
Cast Iron†	686
Carbon Steel‡	686
Yellow Brass	436
Muntz Metal‡	436
Aluminum Bronzes	406
Aluminum Brass*	396
Composition G* (88% Copper, 10% Tin, 2% Zinc)	386
Admiralty*	366
90 10 Cu-Ni + 82 Fe†	356
70 30 Cu-Ni + 47 Fe*	326
Monel	151

* Suggested tube material
† Suggested tube sheet material
‡ Suggested water box material

It can be seen from this table that condenser tubes made of 70 30 cupro-nickel when used on a monel tube sheet will cause a potential of 175 mv (326 - 151 = 175)

FIGURE 4—Use this graph as a guide to pipe to soil potential

FIGURE 5a—(Above) Magnesium anode condenser head installation (using current restrictor)

- 1 & 2 15 POUND MAGNESIUM ANODE, approximately 8 by 8 by 4 inches, having two 1 29/32 by 3/4 inch pipe core cast in center with a 1/8-inch diameter cross bar welded to core and embedded in anode
- 3 PLASTIC STUD PROTECTOR, 1/2-inch, 13 threads per inch
- 4 1/2 INCH STAINLESS STEEL STUD, extending 3 5/8 inches above surface
- 5 1/2-INCH, 13 THREAD FLEX-LOCK NUT
- 6 RUBBER GASKET for plastic stud protector
- 7 RESISTANCE WASHER
- 8 RUBBER TUBING, 2-inches long, 1/2-inch ID, 1/16-inch wall thickness
- 9 GASKET SEALER COMPOUND
- 10 1/16-inch SHEET RUBBER, 10 by 10-inches with 1/2-inch hole at center
- 11 TYPE 304 STAINLESS STEEL STUD ATTACHMENT, To Steel—Fillet weld using type 310 stainless steel electrode at 70–105 amp
To Cast Iron—Drill and tap in cast iron surface
(Note Extra stud length required for tapping)
- 12 PROTECTED SURFACE

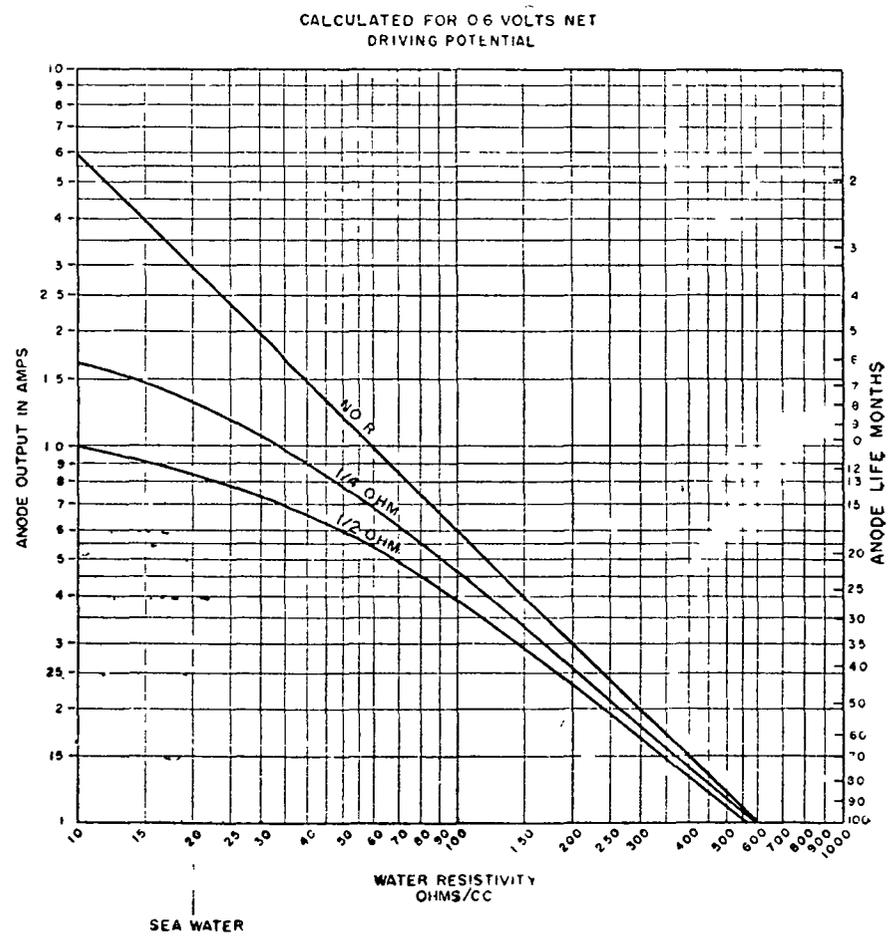


FIGURE 5—Use this chart for design installations using waters of various resistivities.

to exist between them which will cause a current to flow in such a direction that the tube ends will be galvanically attacked. Instead of the above selection of metals, if 70-30 cupro-nickel tubes are selected (having a potential of -326), Muntz metal tube sheet (having a potential of -436), and a condenser head of mild steel (having a potential of -686) it can be seen that the Muntz metal tube sheet will tend to protect the 70-30 tube ends and the mild steel condenser head will tend to protect both the Muntz metal tube sheet and the 70-30 cupro-nickel tube ends and all corrosion will take place on the mild steel. Now, should a magnesium anode be introduced into this system, a current would flow from the magnesium anode to all other components, thereby preventing corrosion on all elements except the magnesium anode. The use of magnesium therefore allows more extensive use of steel as tube sheets and header material.

Galvanic Corrosion Design Factors It, in the original design of condensers and heat exchangers, some consideration is given to the magnitude of the galvanic action produced by various dissimilar metals, a great many of the serious corrosion problems would cease to exist. Some of the more predominant design factors are:

- 1 Area Balance** Never have a small area of less noble metal exposed to a large area of a more noble metal. This greatly increases the galvanic activity and rapidly corrodes away the less noble metal. The reverse of this, where a small area of noble metal is coupled to a large area of less noble metal would not present a serious corrosion condition because of the large difference in area. The corrosion of the less noble metal would be negligible.
- 2 Compatibility of Metals** If a reasonable choice of two metals exists, try to choose metals that are close to each other in the galvanic series. If the more noble metal has the smaller area, satisfactory results can be expected.
- 3 Space for Galvanic Protection** It is suggested that sufficient space be made available when new heat exchangers are designed to accommodate a standard 8" x 8" x 4" anode.

Galvanic Protection Design Factors Since the 8" x 8" x 4" 15-pound anode is standard for condenser and heat exchanger service, all design factors are based upon its characteristics. Figure 5a shows this anode and its components.

The addition of a resistor in the anode electrical circuit limits the current output and thereby increases the expected life of the installation. Usually 1/4-ohm resistor washers are recommended for use with standard anodes, however, 1/2 and 1-ohm washers are used at times. Resistor washers larger than 1 ohm are not recommended for use in heat exchangers.

To protect a heat exchanger water box, an anode must be installed in each compartment of each end of the heat exchanger. The surface of the anode must remain bare (free of all paint or grease) in order to supply the protective current.

The current density required to protect steel in sea water varies with salinity (water resistivity), water velocity, and temperature.

Designing an Installation. Figure 5b can be used in the design of installations using waters of various resistivity. The three curves show the current output and expected life of a single 15-pound anode with no resistor, with a 1/4-ohm resistor, and with a 1/2-ohm resistor. Figure 6 has been prepared for use in designing galvanic protective systems for seawater heat exchanger equipment using standard 15-pound anodes (H-1 magnesium alloy). In using this chart, the following steps are recommended:

- 1.** Compute the surface area of the compartment to be protected (in square feet). *Keep in mind that protection cannot be afforded the inner surface area of the tubes.*
- 2.** Determine if space limitations will permit the use of a side-by-side installation or whether a single anode must be used.
- 3.** Read from the chart the surface area which can be protected with 1/4 ohm added resistance. Divide this area into the total area of the installation to obtain the number of groups which must be employed.
- 4.** Read the expected life from the chart.

Under very special conditions of extremely high turbulence or very limited space it may be found necessary to eliminate the resistor in order to obtain the desired protection.

Should the above method of installation produce a design that requires anode renewal more often than the condenser is normally opened, it is very strongly recommended that the heat exchangers be opened and anodes replaced as required on a planned schedule. If the anodes are replaced when required and galvanic protection is continuously supplied, the planned shutdowns for the purpose of anode renewal will take the place of costly emergency shutdowns due to heat exchanger failure which would be expected without galvanic protection.

A monel or stainless steel securing stud is recommended for attaching anodes to a condenser cover plate. The reason for this selection is to avoid damage to the securing stud due to corrosion should the condenser be continued in service after the anodes have been dissipated. Galvanic corrosion between the stud and other metals will not take place so long as the anode is in operation.

Quite often a white calcareous coating will form on the protected surfaces. This coating should not be removed as it is very beneficial in reducing the current requirements for full protection.

In some cases, such as large turbine condenser installations, operators have found it desirable to cut the standard 51-pound magnesium anode in half, producing an anode which can be secured to the surface in a manner similar to that used with the 15-pound anode. This installation is shown in Figure 7. The advantage of such an installation, where space is available, is increased life due to the small surface area per pound of magnesium afforded by this anode.

Anodes which are installed in pairs will have a reduced

output per anode due to the current interference produced by both anodes attempting to use the same current path through the water. This feature is desirable for longer life when less current is required from an anode installation.

CATHODIC PROTECTION OF MISCELLANEOUS MARINE EQUIPMENT

Internal Protection of Sea Water Pipe Lines. Service life of large sea water lines has indicated that extensive failures will occur in eight to ten years' time. Great expenses have been involved in the repair, or replacement of these lines.

Cathodic protection with magnesium anodes can be successfully employed to protect the internal surfaces. Line size is a limitation to this practice, since on lines smaller than 24 inches the volume of the magnesium which is required to maintain protection for any appreciable length of time will materially reduce the capacity of the line.

Old lines as well as new lines may be protected. When an old line is protected, all rust scale and marine deposits will be spalled loose from the pipe, consequently the physical layout of the system must be such that this scale will not interfere with the end use of the sea water; otherwise the scale should be mechanically removed from the line prior to the application of cathodic protection.

Experience has shown that lines internally coated with hot applied coatings may also be cathodically protected. Experiments indicate that if the proper amount of current is used, the life of the coating will actually be increased.

Design. The current requirements for protection will vary with respect to water velocity and whether the line is coated or bare. Table 3 gives a rough approximation of current demands for various conditions.

TABLE 3

Velocity Ft /Sec	Bare Pipe ma /Sq Ft	Coated Pipe ma /Sq Ft
1-3	5-15	0.2
3-7	15-30	0.5

(The current demands shown in Table 3 and also in Tables 4, 6, and 7 will be reduced for subsequent installations due to the formation of a calcareous coating on the surface of the steel.)

Installation Mechanics. The method of installation generally employed is to lay a continuous string of anodes on the bottom of the line. Anodes having a 3/4-inch longitudinal pipe core are strung on flexible steel cable.

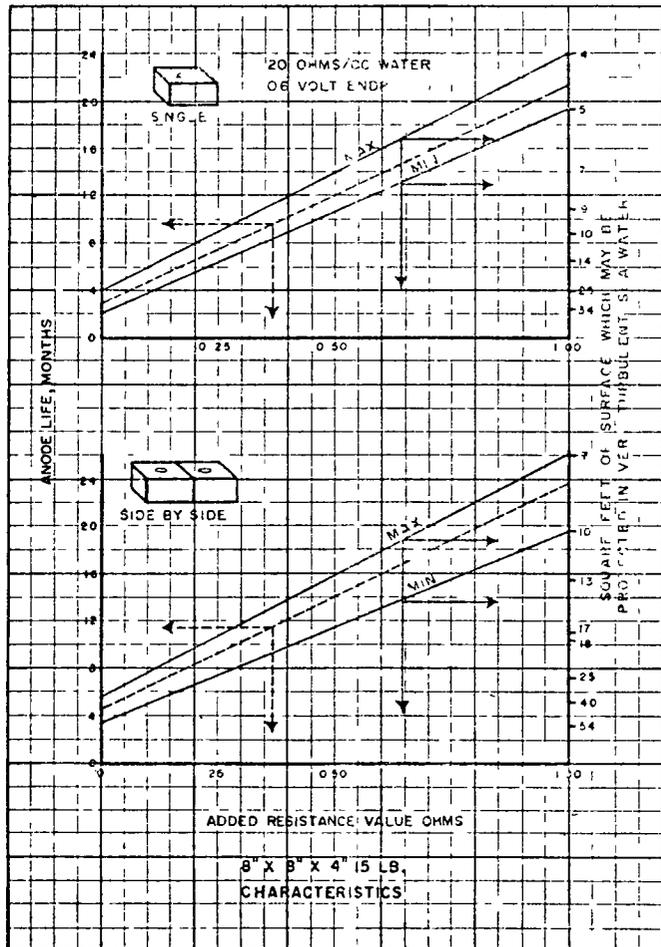


FIGURE 6—Use this chart in designing galvanic protection systems for sea water heat exchangers. It is based on standard 15 pound anodes.

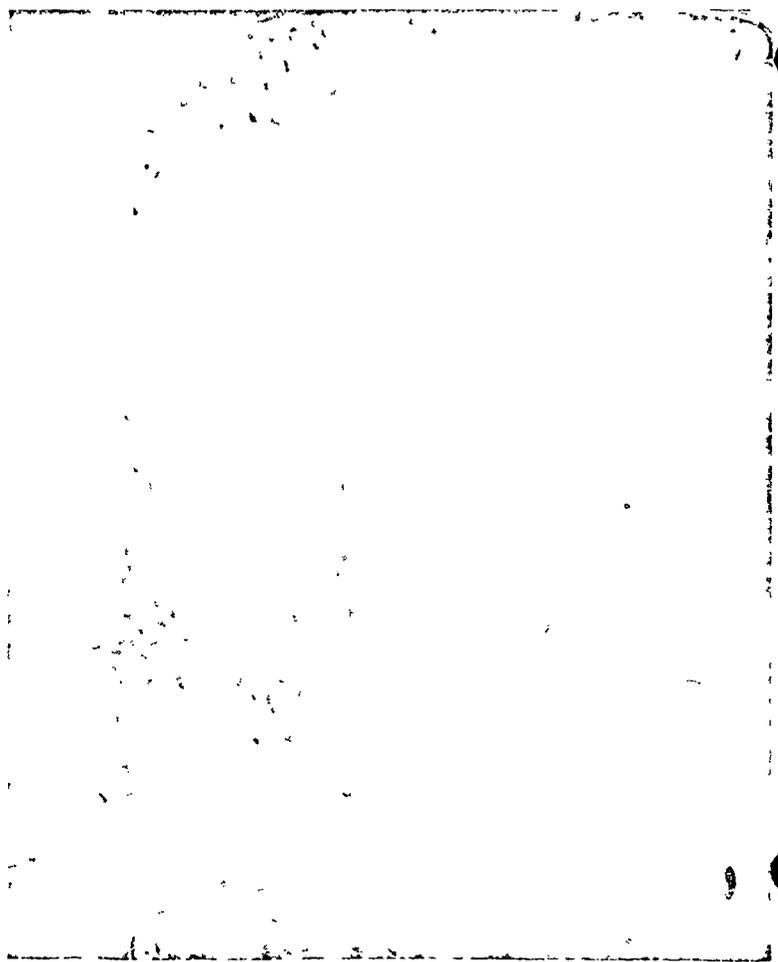


FIGURE 7—In some cases, standard 51 pound magnesium anodes are cut in half, producing an anode which can be secured to the surface in

and then strings up to 100 feet long are soaked into the line through manholes placed at 200 foot intervals. Attachment of the anodes to the cable is made by driving wedges into the pipe core ends. Installation details are shown in Figure 8.

After the installation has been operating for approximately one month, appropriate resistances are inserted in the leads which extend to the outside of the pipe in order that proper installation life is obtained.

Typical Example It is desired to design a cathodic protection installation for the bare internal surfaces of a 36-inch sea water line 2000 feet long. Rate of flow is approximately 3 feet per second. Steps:

- Assume installation is to last four years
- Surface area to be protected = $(2000) (3.1416) (3) = 18,800$ sq ft
- Reference to Table 3 indicates an approximate current demand of 15 ma/sq ft. Then
Total current required = $\frac{(15) (18,800)}{1000} =$ amps
 $= 282$
- The largest practical anode for this size line is a 5-inch D-shaped 68-pound longitudinal cored anode
- Since the 68-pound anode can deliver 300 amps, the number of anodes to employ is calculated as follows

$$\text{Number of Anodes} = \frac{\text{Total Current Requirements}}{\text{Output per anode}} = 353$$

- This is equivalent to one anode every 5.7 ft $\left(\frac{2000}{353}\right)$. This is a practical distance, consequently the design is now completed. Installation will proceed according to Figure 8.

Use has also been made of a weld anode for internal pipelines. This anode is completely enveloped in a tough serviceable plastic. Current can be controlled by removing specified amounts of plastic from the anode surface. Since the weld anode is furnished in 24 and 44 pound units, the expected life is accordingly shorter.

Ships, Boats and Barges. Cathodic protection has been successfully applied in the corrosion control of ships, boats, and barges. However, there are some special problems encountered in this application. These are:

1. Varying circuit resistance if the vessel moves from sea water to brackish water
2. Susceptibility of some paint coatings to damage by cathodic protection

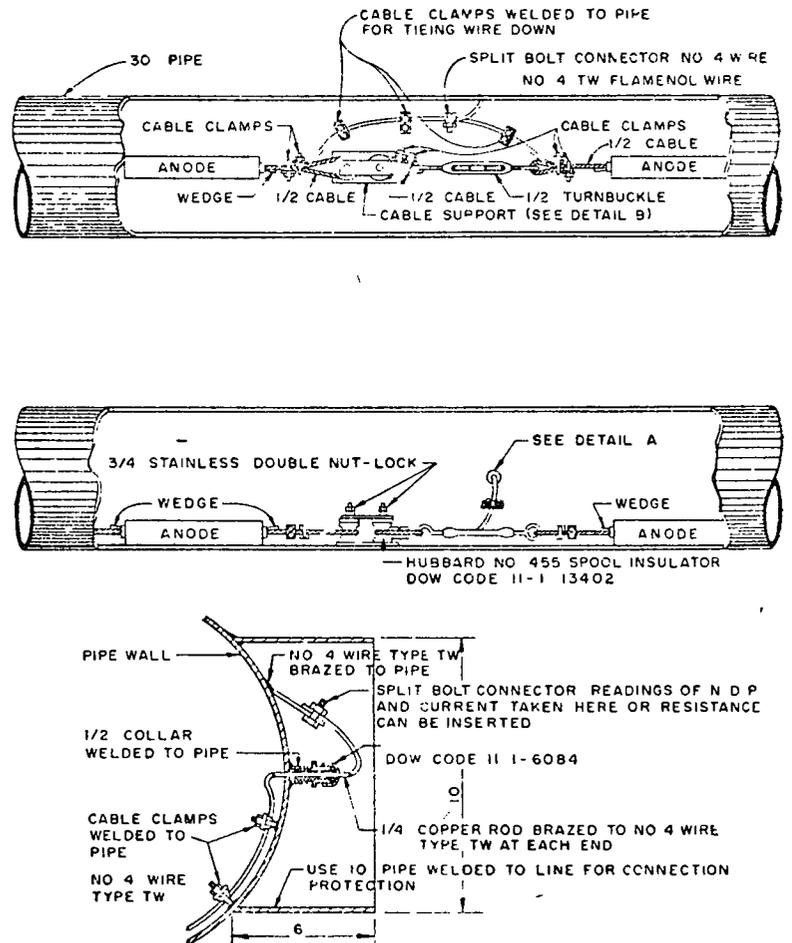


FIGURE 8—Protection of sea water pipe lines is accomplished by laying a continuous string of anodes, attached to a cable, in the bottom of the line

a manner similar to that used with the 15 pound anode. The advantage of such an installation is increased anode life.



FIGURE 9—Plastic covered anodes are welded to ship hulls

- 3 Possibility of physical damage to and removal of the anodes by striking objects in the water
- 4. Electrical connection of a protected vessel to one or more unprotected vessels

All of these problems can and have been overcome. The first and last items are not major but have been solved by designing with an ample safety factor with

respect to time and/or current. The second problem has been overcome with the use of an anode that is completely enveloped in a tough, serviceable plastic. Current can be controlled by removing specified amounts of plastic from the anode surface. This anode is shown in Figure 9. The possibility of damage to the anode installation by striking objects in the water can be minimized by proper placement and/or by the use of protective steel 'cups' welded to the vessel in front of the anodes.

Table 4 shows current requirements for various types of marine applications.

TABLE 4

VESSEL	Current Demand ma /Sq Ft
Stationary (bare)	2-3
Moving (bare)	5-10
Moving (painted)	4-8

Due to the high current demand and limited space, five-year life designs are not practical on marine craft. The engineer should design for one or at the most, two-year life. Table 5 gives the current output and life for the recommended marine anode shapes.

FIGURE 10—The life of plastic coated anode strings is directly proportional to the string length

TABLE 5
Current Output and Life for Marine Anode Shapes

Anode Type (Based on H-I Alloy)	Current (Amps) at 0.6 Volt Net Driving Potential ¹	Life
60-lb, 18"x8"x8" (individual)	4.5—5.2	8—12 mos
As above, groups of 10 or more	2.2—2.8	16—20 mos
44-lb, 18"x9"x4" (individual)	1.8—2.0	14—15 mos
0.66 ft ² exposed		
44-lb anode, groups of 7 or more	0.9—1.2	>24 mos
24-lb, 18"x9"x2", same current as given for 44-lb unit, 1/2 the life		12 mos
15-lb, 8"x8"x4", with 1/4 ohm resistor individual	1.3	8 mos
As above, with 1/4 ohm resistor, groups of 10 or more	0.6	18 mos

INSTALLATION CONSIDERATIONS FOR APPLICATION OF CATHODIC PROTECTION TO MARINE CRAFT

After examining laboratory and field experiences, some valid considerations as to installation and design technique may be advanced as follows:

1. Determine the corrosion status and extent of marine fouling normally encountered prior to the initial installation.
2. Depending on vessel service conditions, design for an initial current density corresponding to those given in Table 4.
3. Distribute the anode strings as uniformly as possible over the hull surface. Care must be exercised to locate the anodes so that they are not vulnerable to damage.
4. Design for a one or two-year life. The life of magnesium anode strings is a function of string length. Figure 10.
5. A cathode potential of -0.800 volt Cu—CuSO₄ should be considered a minimum value for effective protection.
6. On hulls subject to fouling a decision as to the reduction or elimination of anti-fouling coatings should be made upon examining the hull after a one-year interval.

Tanks. Cathodic protection by the use of magnesium anodes has proven to be an economical method of corrosion control on many large process tanks. Major types of tanks under protection at this time include sea water make-up tanks, Dorr tanks and brine tanks.

The tank corrosion problem involves several major considerations. These include the use and fall of the liquid level, the corrosivity of the liquid contained and the ultimate use of the liquid. If the liquid is sea water and is rather stagnant very little or no protection may be needed. If it is moving sea water protection is necessary. If the liquid is brine, cathodic protection is necessary whether the liquid is moving or not.

Table 6 shows design information gathered from extensive field experiments.

TABLE 6

Environment in Tank	Current Demand
Moving Sea Water	5-10 ma/Sq Ft
Brine Tanks	8-10 ma/Sq Ft

Figure 11 shows a typical installation. The anodes most commonly used are 50-pound castings with a 3/4-inch pipe core through the center. These are suspended from an arm on a cable and are held in place by special wedges which hold the pipe core fast to the cable. An external resistor is used to regulate the current.

Sheet Piling. Sea water flumes and other steel sheet piling can be protected by the use of magnesium anodes. In considering this application, it is necessary to study

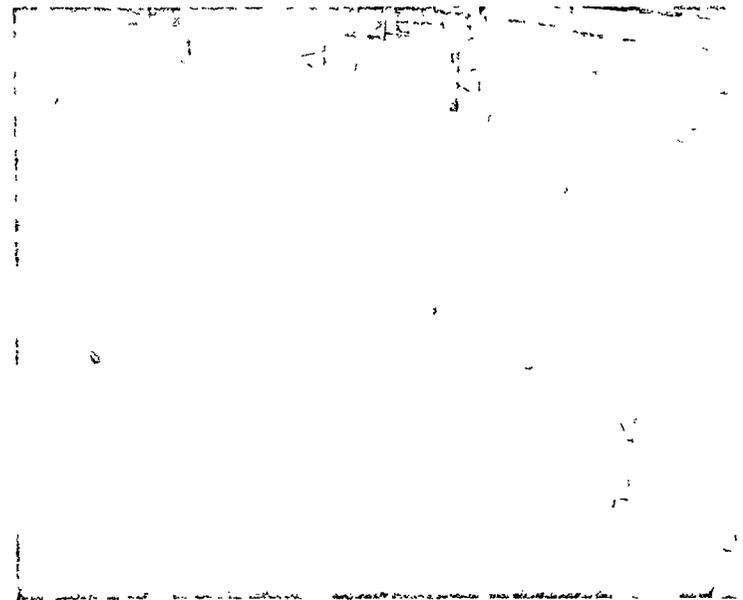


FIGURE 11—For storage tanks filled with sea water, anodes are suspended from an arm on a cable.

the conditions that prevail. In particular, the water velocity should be considered.

When very low velocities (such as are found around harbor and tidal pilings) are encountered, corrosion rates and therefore the degree of cathodic protection required are governed largely by the pressure of water contaminants. Appreciable water velocities of course bring about higher, more aggravated corrosion rates.

In most cases the current output of the anodes normally used in sea water will be greater than needed. The current can be regulated with nichrome resistance elements.

Miscellaneous. Many types of sea water handling equipment may be economically cathodically protected. Sea water screening equipment, large gate valves, pump sections, etc., fall into this category. The principal limitations to these installations are space considerations to accommodate the magnesium and the ability to attach the magnesium under highly turbulent conditions. The availability of a wide variety of anode shapes and the

velocity is to be particularly emphasized. Local conditions, such as degree of turbulence and the presence or absence of crevices, peckets or corners which require protection, will determine whether high values or low values are desired. A final installation is the best means of arriving at the protective current needed. Figures 12 and 13 show typical installations.

CATHODIC PROTECTION OF UNDERGROUND PIPE LINES

General. Cathodic protection of buried pipe lines is made possible by an electric current flowing from an external source to the structure to be protected. Although the current requirements for complete protection are frequently the point of argument, the criterion accepted by field engineers is a solution potential of 0.80-0.85 volt (Cu-CuSO₄ ref. electrode) on the cathode. When the potential of the line is raised to this value, corrosion on the structure is completely arrested or reduced to a negligible rate.

In order to achieve this protection, magnesium anodes are planted in the ground adjacent to the structure to be protected and electrically bonded to the pipe. Positive current in this circuit will flow from the anode through the earth onto the pipe, gradually consuming the magnesium anode and preventing corrosion on the steel structure.

In the cathodic protection system to be described, magnesium anodes are placed along the pipe in groups called anode stations, sometimes drawing as much as 3 to 4 amperes from a single station. Solution potential test points are placed between anode groups (preferably midway) for pipe polarization checking.

Magnesium anodes are partially self-regulating in their current output by supplying additional current if and when the pipe coating deteriorates or is mechanically damaged.

In order to simplify the design of magnesium anode installations, it is often convenient to set up certain standardized procedures which may be readily followed in the field. A typical example of how such a standardized procedure might be used is as follows:

1. All buried pipe lines are coated and wrapped
2. Installation will be designed according to the following procedure:
 - a. Make soil resistivity measurements along the pipe line or pipe line right-of-way at approximately 3000 to 5000-foot intervals, giving special emphasis to potential anode station locations such as road crossings, river and canal crossings, and other places which are accessible by car. Also check swamps, sloughs, and other perpetually moist areas.
 - b. Divide line into sections according to the following soil resistivity ranges and compute the length in feet of each section:
 - Section No. 1—soil resistivity from 50 to 500 ohms/cc
 - Section No. 2—soil resistivity from 500-1500 ohms/cc
 - Section No. 3—soil resistivity above 1500 ohms/cc



FIGURE 12—15 pound anodes protect this 48 inch gate valve

liberal use of ingenuity in making attachments tend to minimize these problems.

The current requirements for protection will vary with respect to water velocity and whether the structure is coated or bare. Table 7 gives a rough approximation of current demands for various conditions.

The wide variation of current demand in relation to

TABLE 7

Velocity, Ft /Sec	Bare ma /Sq Ft	Coated* ma /Sq Ft
1-3	5-15	0.2
3-5	15-25	0.5
5-10	25-100	0.5
10+	100+	0.5

* Coating referred to is hot applied coal tar. The current demand figures given are tentative only, since this will vary with time and coating stability.

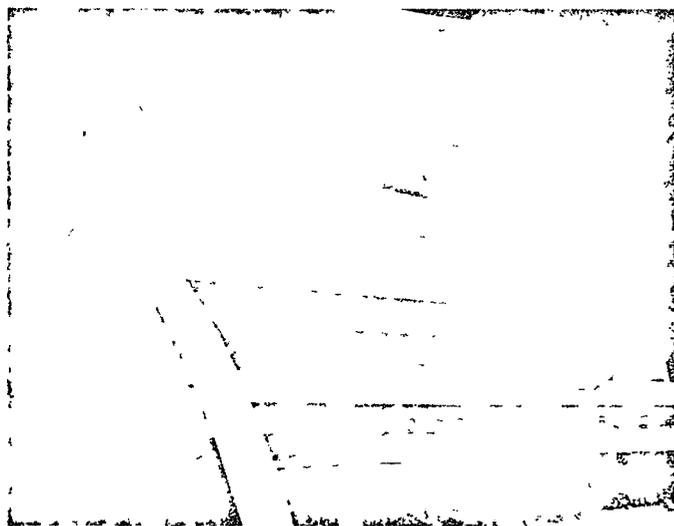


FIGURE 13—51 pound anodes protect sheet piling at this sea water intake station

HANDBOOK | PROTECTION CATHODIC

c From the above length and Table 8 determine the number of anode stations (of five anodes each) needed for each section of the line. Isolated lower resistivity sections which do not extend beyond one check-point, such as swamps or sloughs, need not be considered separately and may be combined with the higher resistivity sections adjacent to them. Whenever possible, however, anode stations should be

located in these local resistivity sections, and in this case Table 9 should be used. This procedure will permit the use of larger but fewer anodes and thus will reduce over-all installation costs.

For any fractional part of a station arrived at from either Table 8 or 9 which is greater than 0.2, use the next larger whole number of stations, otherwise, drop the fraction.

TABLE 8
Length of Coated and Wrapped Pipe Line Per Magnesium Anode Station—(Five Anodes Per Station)

Soil Resistivity	50-500 ohms/cc	500-1500 ohms/cc	1500-4000 ohms/cc
Type of Anode Used	(50 lbs ea)	(17 lbs ea)	(9 lbs ea)
Current Density on Pipe	1 ma/Sq Ft	01 ma/Sq Ft	01 ma/Sq Ft
Life of Installation	10 Years	10 Years	10 Years
	Length of Pipe in Ft /Anode Station	Length of Pipe in Ft /Anode Station	Length of Pipe in Ft /Anode Station
PIPE SIZE			
4"	12,000	41,100	22,100
6"	8,200	28,000	15,000
8"	6,300	21,400	11,600
10"	5,000	17,200	9,300
12"	4,300	14,500	7,800
14"	3,900	13,200	7,100
16"	3,400	11,500	6,200
18"	3,000	10,300	5,500
20"	2,700	9,300	5,000
22"	2,500	8,900	4,500
24"	2,300	7,700	4,100
30"	1,800	6,200	3,300
36"	1,500	5,200	2,800

TABLE 9
Length of Coated and Wrapped Pipe Line Per Magnesium Anode Station
(Where anodes are located in local areas of lower soil resistivity five anodes per station)

Soil Resistivity Along Line, Ohms/cc	500-4000	1500-4000
Soil Resistivity at Station, Local Area	50-500	500-1500
Type of Anode Used	50-lb	17-lb
Current Density on Pipe, ma/Sq Ft	0.01	0.01
Life of Installation, Years	10	10
	Length of Pipe in Ft /Anode Station	Length of Pipe in Ft /Anode Station
PIPE SIZE (Inches)		
4	*	41,100
6	*	28,000
8	*	21,400
10	*	17,200
12	43,000	14,500
14	39,000	13,200
16	34,000	11,500
18	30,000	10,300
20	27,000	9,300
22	25,000	8,900
24	23,000	7,700
30	18,000	6,200
36	15,000	5,200

* A five-anode station of 50-lb anodes is not practical for these line sizes

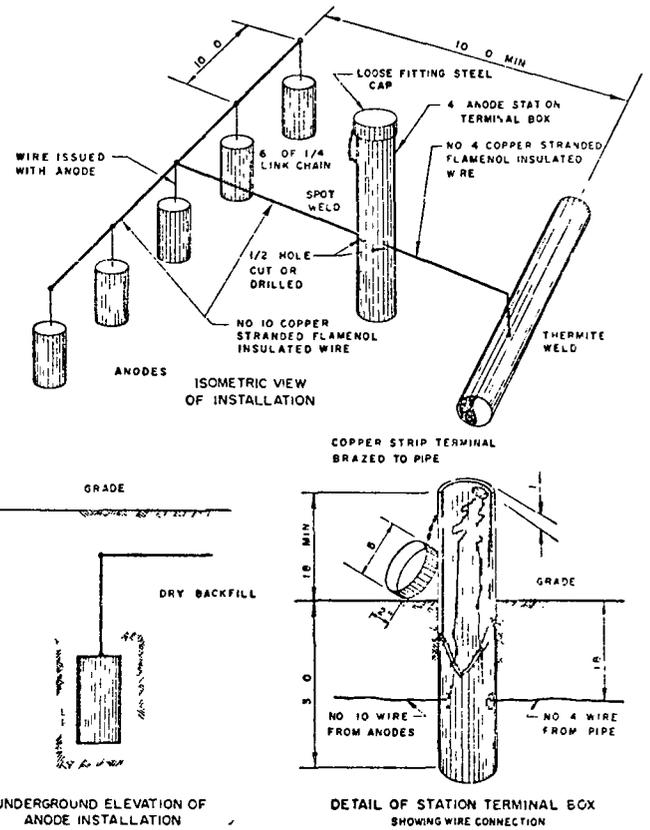


FIGURE 14—Typical soil installation showing anode layout and terminal box details

Anode design cannot be considered an exacting science and anode station currents can be expected to vary widely from the desired value, but this matter has been considered in the preparation of the design chart and ample safety factors have been applied to cover these expected variations.¹

The life of an anode installation is determined by the anode current output. The maximum anode current output for a ten-year life expectancy is given in Table 10.

If the current output of any anode station (of five anodes each), after allowing about two months operation to stabilize conditions, should exceed the value given in Column 3, Table 10, a nichrome wire resistor is to be installed in the anode lead wire in the station box to restrict the current to the desired value.

¹ Many modifications to the standardized procedure just described may be incorporated to fit local conditions. The above procedure was presented in detail in order that it might serve as a pattern for the corrosion engineer who is setting up his own procedures.

TABLE 10

Anode Weight, Pounds	Maximum Current Per Single Anode for 10-Year Life	Maximum Current Per 5-Anode Group for 10-Year Life
9	52 ma	260 ma
17	97 ma	535 ma
50	235 ma	1 41 Amps

Installation Procedure All anodes should be planted on 10-foot centers (where possible). The minimum distance between pipe line and anode shall be 10 feet except when existing conditions or available space make such spacing impossible. In such cases, anode spacing will have to be adjusted to fit the existing conditions.

All anodes shall be planted deep enough to be in permanent moisture if possible.

In soils having resistivities less than 500 ohms, the use of backfill is unnecessary. Where more resistant soils are encountered, anodes using a backfill of 75 percent $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, 20 percent Bentonite and 5 percent Na_2SO_4 should be used. Backfill is generally installed dry unless full current is desired immediately.

Figure 11 illustrates a typical soil installation showing anode layout and terminal box details.

CATHODIC PROTECTION COSTS

One of the most important considerations of any plant operation will now be considered—and that is economics.

It is obvious that cathodic protection should only be applied where it will ultimately save the company money.

To determine this savings it is necessary to compare the costs of maintaining the structure under consideration without cathodic protection with a similar cost with cathodic protection. Maintenance costs of corroding equipment are often very complex due to the fact that failure of such equipment may result in production outages which far outshadow the cost of the equipment itself. Experience is often the only means of reaching these costs. For this reason, no attempt will be made to discuss such costs since they can only be resolved by the person who is directly concerned with the equipment in question.

This discussion then, will be confined to the development of a simple procedure whereby cathodic protection costs may be estimated. It will also be confined to situations where magnesium anodes are used as the current sources for cathodic protection.

In general, it may be said that the costs of the cathodic protection will depend on the following variables:

- 1 The quantity of current required per unit of surface area of the structure being protected.
- 2 The type of installation involved (soil seawater, weight of anode, method of attachment, etc.)
- 3 Over-all size of installation.

The unit cost of the magnesium and the installation costs have been assumed to be constant, regardless of the size of installation. It is obvious, however, that in actual practice these costs will actually vary with the size of the installation. Table 11 has been prepared for the purpose of illustrating how costs may be unitized in order to simplify cost estimation on field installations. The unit costs shown are not necessarily representative of actual conditions but are presented for illustrative purposes only.

Cost estimates can be made only after the installation has been designed since it is necessary to consider design data in making the calculations as the following formulae will illustrate.

Total Costs Total cost of protection = Total current needed in ma x total cost per ma per year for particular type of installation made (Factor 'B' in table) x Life of Installation in years.

Example It is desired to estimate the cost of a pipe line installation in which the current requirement will be 20 amperes and the life of the installation is to be 5 years. What will be the cost? Total cost = $20 \times 1000 \times 02 \times 5 = \2000

Cost Per Unit Surface Occasionally it is desirable to arrive at a cathodic protection cost in terms of cents per square foot protected. This figure is useful in comparing cathodic protection with coating costs or possible substitution of a more noble metal. To arrive at this figure, the following formula is used: Cost of protecting one square foot of surface per year = current demand per square foot x 'K'.

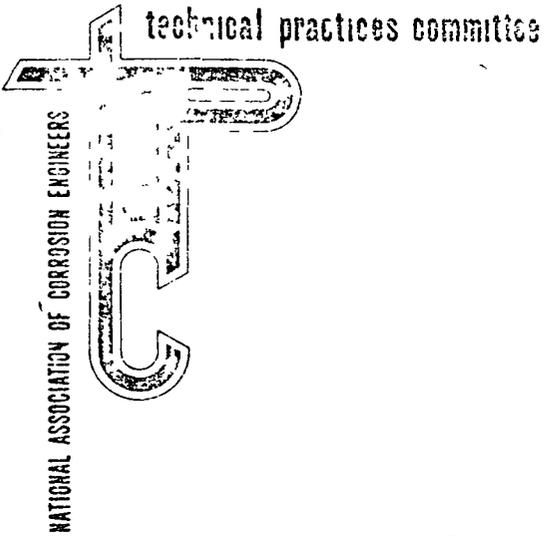
Example It is desired to estimate the cost per square foot of protecting an under water surface of steel piling. The current demand of this structure is estimated to be 3 ma per square foot. What is the annual unit cost of the cathodic protection? Total cost per square foot per year = $3 \times 0.018 = \$0.054$

It must be borne in mind that the above method of cost estimation results in only a rough approximation since many variables—such as weather, adverse working conditions, remoteness from headquarters, etc.—can materially affect the actual on-the-job costs.

TABLE 11
Cathodic Protection Costs with Magnesium Anodes

	Pipe Lines (Soil)	Steel Piling (Seawater)	Condenser Boxes and Screens (Seawater)	Internal Seawater Lines
Ratio of Installation Cost to Metal Cost*	1.7	1.5	1.3	1.5
Metal Cost/ma Year†	01	0	01	01
Installation Cost/ma Year	010	008	009	009
Total Cost/ma /Year ('K')	02	018	019	019

* Installation costs involve all costs relative to the job, exclusive of the cost of the metal itself. Contractor's or plant overhead and lost motion on the job are included. Engineering and inspection costs are not included.
† Based on a metal cost of \$0.55 per pound.



NACE Standard RP-01-69

Recommended Practice

Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

Approved August, 1969

National Association of Corrosion Engineers

2400 West Loop South

Houston, Texas 77027

713/622-8980

The National Association of Corrosion Engineers issues this Standard in conformity to the best current technology regarding the specific subject. This Standard represents minimum requirements and should in no way be interpreted as a restriction on the use of better procedures or materials. Neither is this Standard intended to apply in any and all cases relating to the subject. Numerous external factors may negate the usefulness of this Standard in specific instances.

The National Association of Corrosion Engineers assumes no responsibility for the interpretation or use of this Standard.

Nothing contained in this Standard of the National Association of Corrosion Engineers is to be construed as granting any right, by implication or otherwise, for manufacture, sale, or use in connection with any method, apparatus, or product covered by Letters Patent, nor as indemnifying or protecting anyone against liability for infringement of Letters Patent.

This Standard may be used in whole or in part by any party without prejudice if recognition of the source is included.

Foreword

This NACE Standard is a Recommended Practice prepared by NACE Technical Practices Committee T-10-1 composed of corrosion consultants, corrosion engineers from oil and gas transmission companies, gas distribution companies, power companies, communications companies, the Federal Power Commission, the National Bureau of Standards, the Department of Transportation, the American Water Works Association, representatives from steel, cast iron, copper and aluminum piping manufacturers, coating applicators and manufacturers and others concerned with corrosion control.

The purpose of this Recommended Practice is to present procedures and practices for achieving effective control of external corrosion on buried or submerged metallic piping systems. These practices also are applicable to many other buried or submerged metallic structures. The Recommended Practice includes both coating and cathodic protection as corrosion control methods. Coating is covered in this Recommended Practice primarily by reference to other documents. This document contains specific practices and preferences with regard to the application of cathodic protection to existing bare, existing coated, and new piping systems.

45

RECOMMENDED PRACTICE

Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

Contents

1	General	2
2	Definitions	2
3	Determination of Need for Corrosion Control	4
4	Structure Design	4
5	Coatings	6
6	Criteria for Cathodic Protection	11
7	Design of Cathodic Protection Systems	14
8	Installation of Cathodic Protection Systems	17
9	Control of Interference Currents	20
10	Operation and Maintenance of Cathodic Protection Systems	22
11	Corrosion Control Records	24
	Appendix	25

← N.C. 2

Section 1 General

1.1 This Recommended Practice presents acknowledged practices for the control of external corrosion on buried or submerged steel, cast iron, ductile iron, copper and aluminum piping systems under the following headings:

- Section 2 Definitions
- Section 3 Determination of Need for Corrosion Control
- Section 4 Structure Design
- Section 5 Coatings
- Section 6 Criteria for Cathodic Protection
- Section 7 Design of Cathodic Protection Systems
- Section 8 Installation of Cathodic Protection Systems
- Section 9 Control of Interference Currents
- Section 10 Operation and Maintenance of Cathodic Protection Systems
- Section 11 Corrosion Control Records

1.2 This Recommended Practice is intended to serve as a guide for establishing minimum requirements for control of corrosion on the following systems:

1.2.1 New piping systems Corrosion control by coating supplemented with cathodic protection, or by some other proven method, should be provided in the initial design and should be maintained during the service life of the piping system, unless investigations indicate that corrosion control is not required.

1.2.2 Existing coated piping systems Cathodic protection should be provided and maintained on all existing coated piping systems, unless investigations indicate that cathodic protection is not required.

1.2.3 Existing bare piping systems Studies should be made to determine the extent and rate of corrosion on existing bare piping systems. When these studies indicate that corrosion will affect the safe or economic operation of the system, adequate corrosion control measures should be employed.

1.3 This Recommended Practice does not designate practices for every specific situation because the complexity of some environmental conditions in which piping systems are buried or submerged precludes standardizing corrosion control practices.

1.4 The provisions of the Recommended Practice should be applied under the direction of a competent corrosion engineer. The term "Corrosion Engineer," as used in this Recommended Practice, refers to a person, who, by reason of his knowledge of the physical sciences and the principles of engineering and mathematics, acquired by professional education and related practical experience, is qualified to engage in the practice of corrosion control on buried or submerged metallic piping systems. Such persons may be licensed professional engineers or other persons certified as being qualified by the National Association of Corrosion Engineers if such licensing or certification includes suitable experience in corrosion control on buried or submerged metallic piping systems.

1.5 Deviation from the Recommended Practice may be warranted in specific situations provided the corrosion engineer in responsible charge is able to demonstrate that the objectives expressed in the Recommended Practice have been achieved.

Section 2 Definitions

Anode An electrode at which oxidation of its surface or some component of the solution is occurring.
Antonym cathode

Anode cap An electrical insulating cover or coating placed over the lead wire connection on an anode.

Bell hole An excavation to expose a buried structure.

Cathodic protection A technique to prevent the corrosion of a metal surface by making that surface the cathode of an electrochemical cell.

Continuity bond A metallic connection that provides electrical continuity.

Corrosion The deterioration of a material, usually a metal because of a reaction with its environment.

Current density The current per unit area.

Electrical isolation The condition of being electrically separated from other metallic structures or the environment.

Electro-osmotic effect Passage of a charged particle through a membrane under the influence of a voltage. Soil may act as the membrane.

Electrode potential The potential of an electrode as measured against a reference electrode. The electrode

potential does not include any loss of potential in the solution due to current passing to or from the electrodes, i.e., it represents the reversible work required to move a unit charge from the electrode surface through the solution to the reference electrode

Electrolyte A chemical substance or mixture, usually liquid, containing ions that migrate in an electric field. For the purpose of this Recommended Practice, electrolyte refers to the soil or liquid adjacent to and in contact with a buried or submerged metallic structure, including the moisture and other chemicals contained therein

Foreign structure Any structure that is not intended as a part of the system of interest

Galvanic anode A metal which, because of its relative position in the electromotive series, provides sacrificial protection to metal or metals that are lower in the series, when coupled in an electrolyte. These anodes are the current source in one type of cathodic protection

Half cell reference electrode See Reference electrode

Holiday A discontinuity of coating that exposes the metal surface to the environment

Impressed current Direct current supplied by a device employing a power source external to the electrode system

Insulating coating system All components comprising the protective coating, the sum of which provides effective electrical insulation of the coated structure

Interference bond A metallic connection designed to control electrical current interchange between metallic systems

Isolation see Electrical isolation

Line current The direct current flowing on a pipeline

Open-circuit potential The difference in voltage between a structure and a reference electrode under a condition of no current flow

Packaged anode An anode that is supplied completely surrounded by a selected conductive material

27
Polarization The deviation from the open circuit potential of an electrode resulting from the passage of current. In this Recommended Practice, polarization is considered to be the change of the open-circuit potential of a metal surface resulting from the passage of current directly to or from an electrolyte

Potential The difference in voltage between two points

Reference electrode A device whose open-circuit potential is constant under similar conditions of measurement

Reverse-current switch A device that prevents the reversal of direct current through a metallic conductor

Sacrificial protection Reduction or prevention of corrosion of a metal in an electrolyte by galvanically coupling it to a more anodic metal

Stray current Current flowing through paths other than the intended circuit

Stray current corrosion Corrosion resulting from direct current flow through paths other than the intended circuit

Structure-to-soil potential (also pipe-to-soil potential) The potential difference between a buried metallic structure and the soil surface which is measured with a half cell reference electrode in contact with the soil

Structure-to-structure potential The difference in potential between metallic structures in a common electrolyte

Tafel segment, Tafel line, Tafel slope, Tafel diagram When an electrode is polarized, it frequently will yield a current potential relationship over a region which can be approximated by

$$\eta = \pm B \log \frac{i}{i_0}$$

where η = change from open circuit potential, i = the current density, B and i_0 = constants. The constant (B) is also known as the Tafel slope. If this behavior is observed, a plot on semilogarithmic coordinates is known as the Tafel line and the over-all diagram is termed a Tafel diagram

Voltage An electromotive force, or a difference in electrode potentials expressed in volts

Section 3 Determination of Need for Corrosion Control

3.1 Introduction

3.1.1 The purpose of this section is to recommend practices for determining when an underground or submerged metallic piping system requires corrosion control

3.1.2 Metallic structures buried in soil or submerged under water are subject to corrosion. Adequate procedures for corrosion control should be adopted to meet safe and economical practices

3.1.3 The decisions on the need for corrosion control should be based on data obtained from corrosion surveys, operating records, prior test results with similar systems in similar environments and on a study of design specifications and operating requirements

3.2 The need for corrosion control can be determined by considering the following

3.2.1 Environmental and physical factors

3.2.1.1 Probable corrosion of the particular metallic piping system in a specific environment (See Appendix 1)

3.2.1.2 The nature of the product being transported and working pressure of the piping system as related to design specifications

3.2.1.3 Location of the piping system as related to density of population and frequency of visits by personnel

3.2.1.4 Location of the piping system as related to other facilities

3.2.1.5 Stray direct current sources foreign to the system (See Section 9)

3.2.2 Economic factors The course of action for dealing with corrosion should be based on minimizing the sum of the following estimates

3.2.2.1 Costs of maintaining the piping system in service for its expected life (See Appendix 1)

3.2.2.2 Contingent costs of corrosion (See Appendix 2)

3.2.2.3 Costs of corrosion control (See Appendix 3)

Section 4 Structure Design

4.1 Introduction

4.1.1 The purpose of this section is to provide accepted corrosion control practices for the design of an underground or submerged piping system. A corrosion engineer should be consulted during all phases of pipeline design and construction. These recommendations should not be construed as taking precedence over recognized electrical safety practices

4.2 Electrical isolation

4.2.1 Insulating devices consisting of flange assemblies, pre-fabricated insulating joints, unions, or couplings should be installed within piping systems where electrical isolation of portions of the system is required to facilitate the application of corrosion control. These devices should be properly rated for temperature, pressure, and dielectric strength. Installation of insulating devices should be avoided in enclosed areas where combustible atmospheres are likely to be present. Typical locations where electrical insulating devices may be considered are as follows

4.2.1.1 Points at which facilities change ownership such as meter stations and well heads

4.2.1.2 Connections to main line piping systems such as gathering or distribution system laterals

4.2.1.3 Inlet and outlet piping of inline measuring and/or pressure regulating stations

4.2.1.4 Compressor or pumping stations either in the suction and discharge piping or in the main line immediately upstream and downstream of the station

4.2.1.5 In stray current areas

4.2.1.6 At the junction of dissimilar metals for protection against galvanic corrosion

4 2 1 7 At the termination of service line connections and entrance piping to prevent electrical continuity with other metallic systems

4 2 2 The need for lightning and fault current protection at insulating devices should be considered Cable connections from insulating devices to arrestors should be short, direct, and of a size suitable for short term, high current loading

4 2 3 Where metallic casings are required as part of the underground piping system, the pipeline should be electrically isolated from such casings

4 2 4 Where casing seals are used, they should be installed to resist the entry of foreign matter into the casing

4 2 5 Where electrical contact would adversely affect cathodic protection, piping systems should be electrically isolated from supporting pipe stanchions, bridge structures, tunnel enclosures, piping or reinforced concrete foundations However, piping can be attached directly to a bridge without insulation if insulating devices are installed on each side of the bridge to electrically isolate the bridge piping from adjacent underground piping

4 2 6 Consideration should be given to the electrical properties of non-welded joints Where it is the objective to assure electrical continuity, this should be achieved by either using fittings manufactured with this purpose in mind or effecting electrical continuity by bonding the mechanical joints in an approved manner Conversely, if an insulating joint is required a device manufactured to perform this function should be used In either case these fittings should be installed in accordance with the manufacturer's instructions

4 2 7 River weights, pipeline anchors, and metallic reinforcement in weight coatings should be electrically isolated from the carrier pipe and installed so that coating damage will not occur

4 2 8 Metallic curb boxes and valve enclosures should be designed, fabricated, and installed in such a manner that electrical isolation from the piping system will be maintained

4 2 9 Where a metallic wall sleeve is used, and where it is intended to maintain electrical isolation between the sleeve and the pipe, insulating spacers should be used

4 2 10 Underground piping systems should be installed so they will remain electrically isolated from all foreign underground metallic structures Where practicable, a 12-inch minimum separation should be maintained between all buried metallic structures at crossings Where it is impractical to achieve the recommended separation, insulating materials may be required between the structures or other methods used to maintain permanent electrical isolation

4 2 11 A minimum separation of ten feet should be maintained between pipelines and transmission tower footings, grounding cables, and counterpoise Regardless of separation consideration should always be given to lightning and fault current protection of the pipeline(s)

4 3 Coatings

4 3 1 New piping systems should be coated unless thorough investigations indicate that coatings are not required (see Section 5)

4 4 Corrosion control test stations

4 4 1 Test stations for potential, current, or resistance measurements should be provided at sufficient locations to facilitate cathodic protection testing Such locations may include but not be limited to the following

- (a) Pipe casing installations
- (b) Foreign metallic structure crossings
- (c) Insulating joints
- (d) Waterway crossings
- (e) Bridge crossings
- (f) Valve stations
- (g) Galvanic anode installations

4 4 2 The span of pipe used for line current test stations should exclude

- (a) Foreign metallic structure crossings
- (b) Lateral connections
- (c) Mechanical couplings or connections such as screwed joints, flanges, anode or rectifier attachments, or metallic bonds

4 4 3 Attachment of test lead wires to steel and other ferrous type pipes

4 4 3 1 Attention should be given to the manner of installation of test lead wires used for corrosion control testing to avoid harmful stress concentration in the pipe at the point of attachment

4 4 3 2 Test lead wires are usually attached directly to the pipe by soldering or the thermit welding process using copper oxide and aluminum powder. Mechanical connections which remain secure and electrically conductive may also be used

4 4 4 Common methods of test lead wire attachment to aluminum pipes

4 4 4 1 Weld aluminum test lead wire to pipe using the TIG process (tungsten inert gas shielded arc). In order that the mechanical properties of the pipe not be adversely affected by the welding operation, welded attachments should be made at flanges or at butt weld joints

4 4 4 2 Test lead wires (aluminum or copper) can be soldered to the aluminum pipe. If soft solders are used (low melting), a flux will be required. To insure freedom from corrosion, flux residue should be completely removed

4 4 4 3 Mechanical connections which remain secure and electrically conductive may also be used

4 4 5 Coating of test lead wire attachments

4 4 5 1 All test lead wire attachments and all bare test lead wires should be coated with an electrically insulating material. Where the pipe is coated, the insulating material should be compatible with the pipe coating and wire insulation

4 5 Cathodic protection

4 5 1 References should be made to Sections 6, 7, and 8 of this Recommended Practice for the design and installation of cathodic protection

Section 5 Coatings

5 1 Introduction

5 1 1 The purposes of this section are to recommend practices for the handling, inspection, and installation of piping systems coated with electrically insulating materials, and to identify minimum requirements for testing, evaluating, and selecting coating systems for corrosion control

5 1 2 The function of such coatings in corrosion control is to isolate the external surface of underground and submerged piping from the environment. This can be substantially accomplished by different types of coatings. These coatings can be formed on the pipe surface or prefabricated as films or wrappers and then applied

5 1 3 The method of treatment in this section is primarily by reference to other documents. It is important that the latest revision of the pertinent reference be used

5 1 3 1 Table 1 is a general listing of all references used, giving title and sponsoring source. In this table each document is given a reference number for convenient use thereafter

5 1 3 2 Table 2 is a listing of types of coating systems showing the appropriate references for material specifications and/or recommended practices for application

5 1 3 3 Table 3 is a grouping of references for general use during installation and inspection, irrespective of coating type

5 1 3 4 Table 4 is a list of coating system characteristics related to environmental conditions containing suggested laboratory test references for various properties

5 1 3 5 Table 5 is a list of coating system characteristics related to design and construction, with appropriate suggested laboratory tests for evaluating these properties

5 1 3 6 Table 6 lists the references that are useful in field evaluation of coating systems after the pipeline has been installed

5 2 Handling, inspection, and installation

5 2 1 Handling

5 2 1 1 Damage to coating can be minimized by careful handling and by using proper pads and slings

5 2 2 Inspection

5 2 2 1 The inspector should keep every phase of the coating operation under surveillance

5 2 2 2 Coating thickness, temperatures, bonding, and other special requirements should be checked periodically with suitable test equipment and compared with values in the written specifications. However, visual inspection by qualified personnel is adequate for most inspection requirements

5 2 2 3 The use of holiday detectors is recommended to detect faults that would not be observed visually. The holiday detector should be operated in accordance with manufacturer's instructions

5 2 3 Installation

5 2 3 1 All joints, fittings, and flanges should be coated with a material compatible with the existing coating

5 2 3 2 All coating defects should be repaired

5 2 3 3 All materials used to repair coatings must be compatible with existing pipe coating

5 2 3 4 The ditch bottom should be graded and freed of rock or other foreign matter and projections so that the coating surfaces will bear on a smooth pad

5 2 3 5 Pipe should be lowered carefully into the ditch, using padded slings

5 2 3 6 Care should be taken when backfilling so that rocks and debris will not strike and damage the pipe coating

5 3 Methods for evaluating coating systems

5 3 1 Established system proven by successful use

5 3 1 1 Coating systems that have given satisfactory service for at least five years should

continue to provide good service in the same environment. Such coating systems may be selected for use under similar conditions. Experience may indicate satisfactory service if no significant current increase attributable to deterioration of the coating system has been required to maintain adequate cathodic protection.

5 3 1 2 An alternate method of evaluating coating condition is by means given in NACE Publication 'Methods for Measuring Leakage Conductance of Coating on Buried or Submerged Pipelines' (Ref 6b, Table 1). This is recommended for use in making periodic measurements of the relative conductance of the coating in place.

5 3 2 Established or modified system for new environments

5 3 2 1 This method is intended for use where coating systems will continue to be used and are qualified under Section 5 3 1 but where application will be extended to new environments or where it is desired to revise a system to make use of new developments

5 3 2 1 1 The use of applicable Material Requirements, Material Specifications, Standards and Recommended Practice for Application as given in Table 2 is recommended

5 3 2 1 2 The use of applicable references in Table 3 is recommended unless previously covered in applicable references in Table 2

5 3 3 New coating system by use of laboratory tests and in-service field performance

5 3 3 1 The purpose of this method is to qualify a new coating material by subjecting it to laboratory tests appropriate for the intended service. After laboratory tests have been conducted and indicate that the coating system appears to be suitable, application and installation is carried out in accordance with recommended practices. In-service field performance tests are made to confirm the success of the previous steps. The steps of the method are (1) laboratory tests, (2) application under recommended practices, (3) installation under recommended practices, and (4) in-service field performance tests. If good results are obtained after five years, only Steps 2 and 3 are required thereafter.

5 3 3 1 1 Applicable sections of Tables 4 and 5 are recommended for the initial laboratory test methods

5 3 3 1 2 Applicable sections of Tables 2 and 3 are recommended for conditional use during Steps 2 and 3

5 3 3 1 3 During a period of five years or more, the use of the evaluation methods given in Table 6 after Item 1, 2, or 3 (or all three) is recommended. The test method of Item 4 may be used as a supplementary means for obtaining relative data for correlation with laboratory tests

5 3 4 Method for evaluating a coating system by in-service field performance only

5 3 4 1 The purpose of this method is to qualify a coating system where none of the first three methods given in 5 3 have been or will be used. It is intended that this method should be limited to minor pilot installations

5 3 4 1 1 The use of at least one of the first three methods given in Table 6 is recommended on the basis of at least one investigation per year for five consecutive years

TABLE 1—index of References

Reference Number	Title	Source*
1	a Standard for Coal Tar Lname Protective Coatings for Steel Water Pipe-AWWA-C203	AWWA 8310-D Committee
	b Coal-Tar Coatings for Underground Use	NACE
	c Synthetic Resin Primer for Coal-Tar Lname, Research Report No. 8, U S Dept of the Interior Bureau of Reclamation	U S Govt Printing Office
2	a Asphalt Type Protective Coatings for Underground Pipelines—Mastic Systems	NACE
	b Asphalt Type Protective Coatings for Underground Pipelines—Wrapped Systems	NACE
	c Asphalt Protective Coatings for Pipelines—Construction Series No. 96—Wrapped and Mastic Systems	The Asphalt Institute
	d Asphalt Type Protective Coatings for Underground Pipelines	NACE
3	Hot-Applied Wax Type Protective Coatings and Wrappers for Underground Pipelines	NACE
4	Prefabricated Plastic Films for Pipeline Coatings	NACE
5	a "Control of Pipeline Corrosion," pp 9-18, A W Peabody, NACE, Dec 1967	NACE
	b Recommended Practices Associated with the Application of Organic Coatings to the External Surface of Steel Pipe for Underground Use	NACE
6	a "Pipeline Corrosion and Cathodic Protection," pp 136-145, Marshall E Parker, Gulf Publishing Co 1962	Gulf Publishing Company
	b Methods for Measuring Leakage Conductance of Coating on Buried or Submerged Pipelines	NACE
	c Inspection of Pipeline Coatings	NACE

(Continued on Next Page)

TABLE I - Index of References (Cont d)

Reference Number	Title	Source
7	'Underground Corrosion' pp 180-186, Nat Bureau of Standards, Circular 579 April 1957	Clearinghouse, U S Dept of Commerce
8	Method of Test for Measurement of Film Thickness of Pipeline Coatings on Steel	ASTM G12-68T
9	Method of Test for Cathodic Disbonding of Pipeline Coatings	ASTM G8-68T
10	Method of Test for Water Penetration into Pipeline Coatings	ASTM G9-68T
11	a Method of Test for Rockwell Hardness of Plastics and Electrical Insulating Materials	ASTM D785 65
	b Method of Test for Penetration of Bituminous Materials	ASTM D5-61
	c Method of Test for Indentation Hardness of Rubber and Plastics by Means of a Durometer	ASTM D2240-64T
12	a 'Underground Corrosion,' pp 134-135 Nat Bureau of Standards Circular 579 April 1957	Clearinghouse U S Dept of Commerce
	b Method of Test for Shrinkage Factor of Soils	ASTM D427-61
13	a Method of Test for Resistance of Plastics to Chemical Reagents	ASTM D543-65
	b Test Method for Resistance of Plastics to Chemical Reagents, Fed Test Std No 406, Method 7011	General Services Adm
14	a Method for Thermal Evaluation of Rigid Electrical Insulating Materials	ASTM D2304-64T
	b Recommended Practice for Determining the Effect of Overbaking on Organic Coatings	ASTM D2454-66T
	c Method of Test for Coatings Designed to Be Resistant to Elevated Temperatures During Their Service Life	ASTM D2485-66T
15	a Recommended Practice for Determining Resistance of Plastics to Fungi	ASTM D1924-63T
	b Test Method for Mildew Resistance of Plastics by Mixed Culture Method, Agar Medium, Fed Test Std No 406, Method 6091	General Services Adm
	c Military Specification and Test Method for Fungus Resistance, MIL-F-8261A (USAF)	U S Naval Publication
16	Method of Test of Effects of Outdoor Weathering on Pipeline Coating	ASTM G11-68T
17	Method of Test for Abrasion Resistance of Pipeline Coatings (Rolling Drum Method)	ASTM G6-68T
18	Method of Test for the Bendability of Pipeline Coatings	ASTM G10-68T

(Continued on Next Page)

TABLE 1—Index of References (Cont'd)

54

Reference Number	Title	Source
19	a Method of Test for Adhesion of Coatings of Paint Varnish Lacquer and Related Products	ASTM D2197-67
	b Methods of Test for Adhesion of Organic Coatings	ASTM D2197-67
20	a Method of Test for Impact Resistance of Pipeline Coatings (Hull and Drums etc)	ASTM C1468T
	b Method of Test for Impact Resistance of Pipeline Coatings (Hull and Drums etc)	ASTM C1468T

*Addresses of sources

- American Society for Testing and Materials 1916 Race Street, Philadelphia, Pa 19103
- American Water Works Association 2 Park Ave., New York N.Y. 10016
- Asphalt Institute Asphalt Institute Bldg., College Park Maryland 20740
- Clearinghouse, U.S. Department of Commerce, Springfield Va 22151 (NBS Circular 579 is out of print but is reproduced as PB 168350 Underground Corrosion for \$3)

- General Services Administration Business Service Center, Washington D.C. 20025
- Gulf Publishing Company 301 Allen Parkway Houston, Texas.
- National Association of Corrosion Engineers 2400 West Loop South Houston Texas 77027
- U.S. Government Printing Office Washington D.C. 20402
- U.S. Navy Publications and Forms Center 5801 Tabor Road, Philadelphia Pa 19126

TABLE 2—Generic Coating Systems With Material Requirements and Recommended Practice for Application

TABLE 4—Coating System Characteristics Relative to Environmental Conditions

(NOTE Many other references are available and this table is not comprehensive Listing does not constitute endorsement of any coating system in preference to another Omission of a system may be due to unavailability of reference standards or lack of data)

(NOTE Apply these characteristics that are pertinent to the installation)

Item No	Generic Coating System	References (See Table 1)
1	Coal Tar	1
2	Asphalt	2
3	Wax	3
4	Prefabricated Films	4
5	Thin-Film Coatings	5

Item No	Environmental Factor	Recommended Test Methods ⁽¹⁾ (See Table 1 for References)
1	General Underground Exposure with or without Cathodic Protection	9
2	Resistance to Water Penetration and Its Effect on Choice of Coating Thickness	10
3	Resistance to Penetration by Stones in Backfill	11
4	Soil Stress	12
5	Resistance to Specific Liquids not Normally Encountered in Virgin Soil	13
6	Resistance to Thermal Effects	14
7	Suitability of Supplementary Materials for Joint Coating and Field Repairs	9 10
8	Resistance to Micro-organisms	15

TABLE 3—References for General Use in the Installation and Inspection of Coating Systems for Underground Piping

Item No	Reference	Ref No (See Table 1)
1	Application of Organic Pipeline Coatings	5
2	Film Thickness of Pipeline Coatings	8
3	Inspection of Pipeline Coatings	6

(1) No specific criteria are available. Comparative tests are recommended subject to evaluation as supplementary information only

55

**TABLE 5—Coating System Characteristics
Related to Design and Construction**

(NOTE Apply only those factors that are
pertinent to the installation)

Item No	Design & Construction Factor	Recommended Test Methods* (See Table 1 for References)
1	ward Storage, Weathering	16
2	ward Storage, Penetration Under load	1
3	nding Resistance, Abrasion	17
4	nding Resistance, Impact	20
5	nd Bending Ability	18
6	nding Ability, (Resistance to Sanding, Abrasion)	19
7	pecial Requirements for li-Applied Coating	1, 2, 3, 4, 5
8	pecial Requirements for Application Coating Over the Ditch	1, 2, 3, 4, 5
9	ckfill Resistance	20
10	Resistance to Thermal Effects	14
11	stability of Joint Coatings d Field Repairs	9, 10

*No specific criteria are available. Comparative tests are recommended
subject to variation on basis of any tolerable compensating measures
that may be required.

TABLE 6—Methods for Evaluating In-Service Field Performance

Item No	Ref No (See Table 1)	Title or Subject of Method	Criteria or Basis for Rating
1	6	Measuring Leakage Con- ductance of Pipeline Coatings	Comparison of initial measure- ments with subsequent periodic measurements
2	7	Rate of Change in Current Required for Cathodic Pro- tection	Comparison of initial current requirement with subsequent periodic determination of current requirement
3	6	Inspection of Pipeline Coatings	a With cathodic protection No active corrosion found b Without cathodic protection No new holidays showing active corrosion
4	9	Cathodic Disbondment	Purpose is to obtain data relative to specific conditions for com- parison with laboratory data

Section 6 Criteria for Cathodic Protection

56

6.1 Introduction

6.1.1 The purpose of this section is to list criteria for cathodic protection which, when complied with either separately or collectively, will indicate that adequate cathodic protection of a metallic system in its electrolyte has been achieved.

6.2 General

6.2.1 The objective of using cathodic protection is to control the corrosion of metallic surfaces in contact with electrolytes.

6.2.2 The selection of a particular criterion for achieving the objective in 6.2.1 depends in part, upon past experience with similar structures and environments wherein the criterion has been used successfully.

6.2.3 The criteria in Section 6.3 have been developed through laboratory experiment or empirically determined by evaluating data obtained from successfully operated cathodic protection systems. It is not intended that the Corrosion Engineer be limited to these criteria if it can be demonstrated that the control of corrosion has been otherwise achieved.

6.3 Criteria

6.3.1 Steel and cast iron structures

6.3.1.1 A negative (cathodic) voltage of at least 0.85 volt as measured between the structure surface and a saturated copper-copper sulfate half cell contacting the electrolyte. Determination of this voltage is to be made with the protective current applied. The Corrosion Engineer shall consider voltage (IR) drops other than those across the structure-electrolyte boundary for valid interpretation of the voltage measurement.

6.3.1.2 A negative (cathodic) voltage shift of at least 300 mv as measured between the structure surface and a saturated copper-copper sulfate half cell contacting the electrolyte. Determination of this voltage shift is to be made with the protective current applied. This criterion of voltage shift applies to structures not in contact with dissimilar metals. The Corrosion Engineer shall consider voltage (IR) drops other than those across the structure-electrolyte boundary for valid interpretation of the voltage measurements.

6.3.1.3 A minimum negative (cathodic) polarization voltage shift of 100 millivolts measured between the structure surface and a saturated copper-copper sulfate half cell contacting the electrolyte. This polarization voltage shift is to be determined by interrupting the protective current and measuring the polarization decay. When the current is initially interrupted, an immediate voltage shift will occur. The voltage reading, after the immediate shift, shall be used as the base reading from which to measure polarization decay.

6.3.1.4 A voltage at least as negative (cathodic) as that originally established at the beginning of the Tafel segment of the E-log-I curve. This voltage shall be measured between the structure surface and a saturated copper-copper sulfate half cell contacting the electrolyte.

6.3.1.5 A net protective current from the electrolyte into the structure surface as measured by an earth current technique applied at predetermined current discharge (anodic) points of the structure.

6.3.2 Aluminum structures

6.3.2.1 A minimum negative (cathodic) voltage shift of 150 millivolts, produced by the application of protective current. The voltage shift is measured between the structure surface and a saturated copper-copper sulfate half cell contacting the electrolyte. The Corrosion Engineer shall consider voltage (IR) drops other than those across the structure-electrolyte boundary for valid interpretation of the voltage measurements. See precautionary notes in 6.3.2.3 and 6.3.2.4.

6.3.2.2 A minimum negative (cathodic) polarization voltage shift of 100 millivolts measured between the structure surface and a saturated copper-copper sulfate half cell contacting the electrolyte. This polarization voltage shift is to be determined by interrupting the protective current and measuring polarization decay. When the current is initially interrupted, an immediate voltage shift will occur. The voltage reading, after the immediate shift, shall be used as the base reading from which to measure polarization decay. See precautionary notes in 6.3.2.3 and 6.3.2.4.

6 3 2 3 PRECAUTIONARY NOTE—excessive voltages Notwithstanding the alternative minimum criteria in 6 3 2 1 and 6 3 2 2, aluminum, if cathodically protected at voltages in excess of 1 20 volts measured between the structure surface and a saturated copper-copper sulfate half cell contacting the electrolyte and compensated for the voltage (IR) drops other than those across the structure-electrolyte boundary, may suffer corrosion resulting from the build-up of alkali on the metal surface A voltage in excess of 1 20 volts should not be used unless previous test results indicate no appreciable corrosion will occur in the particular environment

6 3 2 4 PRECAUTIONARY NOTE—alkaline soil conditions Since aluminum may suffer from corrosion under high pH conditions and since application of cathodic protection tends to increase the pH at the metal surface, careful investigation or testing should be made before applying cathodic protection to stop pitting attack on aluminum structures in environments with a natural pH in excess of 8 0

6 3 3 Copper structures

6 3 3 1 A minimum negative (cathodic) polarization voltage shift of 100 millivolts measured between the structure surface and a saturated copper-copper sulfate half cell in the electrolyte This polarization voltage shift is to be determined by interrupting the protective current and measuring the polarization decay When the current is initially interrupted, an immediate voltage shift will occur The voltage reading, after the immediate shift, shall be used as the base reading from which to measure polarization decay

6 3 4 Dissimilar metal structure

6 3 4 1 A negative (cathodic) voltage, between all structure surfaces and a saturated copper-copper sulfate half cell contacting the electrolyte, equal to that required for the most anodic metal should be maintained If amphoteric structures are involved that could be damaged by high alkalinity (see precautionary notes 6 3 2 3 and 6 3 2 4), they should be electrically isolated with insulating flanges, or the equivalent

6 4 Alternate reference half cells

6 4 1 Other standard reference half cells may be substituted for the saturated copper-copper sulfate half cells Two commonly used reference half cells are listed below along with their voltage equivalent to -0 85 volt referred to a saturated copper-copper sulfate half cell

6 4 1 1 Saturated KCl calomel half cell -0 78 volt

6 4 1 2 Silver-silver chloride half cell used in sea water -0 80 volt

6 4 2 In addition to these standard reference half cells, an alternate metallic material or structure may be used in place of the saturated copper-copper sulfate half cell if the stability of its electrode potential is assured and if its voltage equivalent referred to a saturated copper-copper sulfate half cell is established

6 5 Special considerations

6 5 1 Voltage measurements on pipelines are to be made with the half cell located on the electrolyte surface as close as possible to the pipeline Such measurements on all other structures are to be made with the half cell positioned as close as feasible to the structure surface being investigated The Corrosion Engineer shall consider voltage (IR) drops other than those across the structure-electrolyte boundary and the influence of other structures for valid interpretation of his voltage measurements

6 5 2 No one criterion for evaluating the effectiveness of cathodic protection has proven to be satisfactory for all conditions Often a combination of criteria is needed for a single structure

6 5 3 Special cases may exist which require the use of criteria different from those listed above Measurements of current loss and gain on the structure and current tracing in the electrolyte have been useful in such cases

6 5 4 Abnormal conditions sometimes exist where cathodic protection is ineffective or only partially effective Such conditions may include elevated temperatures, stray electrical fields, shielding presence of sulfate reducing bacteria and unusual contaminants in the electrolyte

Bibliography for Section 6

Criteria for Copper

J. Schwerdtfeger Cathodic Protection of Copper in a Severely Corrosive Soil *Materials Protection* 7, 43 (1968) September

Criteria for Aluminum

J. Schwerdtfeger Effects of Cathodic Current on the Corrosion of an Aluminum Alloy *Journal Research National Bureau of Standards* 68c, 283 (1964) October-December

Recommended Practice for Cathodic Protection (NACE Publication 2M263) *Materials Protection* 2, 106 (1963) October

Criteria for Steel and Cast Iron

J. Kuhn Cathodic Protection of Underground Pipelines Against Soil Corrosion *Proceedings American Petroleum Institute* (IV), 14, 153 (1953)

J. Schwerdtfeger and O. N. McDermott Potential and Current Requirements for the Cathodic Protection of Steel in Soils *Journal Research National Bureau of Standards* 47, 104 (1951) and *Corrosion* 8, 391 (1952) November

M. Pearson Electrical Instruments and Measurements in Cathodic Protection *Corrosion* 3, 549 (1947)

P. Sudrabim and F. W. Ringer Some Observations on Cathodic Protection Criteria, (NACE Publication 2C157) *Corrosion* 13, 351t (1957) May Discussion on this paper *Corrosion* 13, 835t (1957) December

Scott P. Iwano Potential Measurements for Determination of Cathodic Protection Requirements *Corrosion* 7, 410 (1951)

I. W. Haycock *Corrosion* 13, 777 (1957)

J. M. Pearson Contributions of J. M. Pearson to Mitigation of Underground Corrosion, NACE Publication 56-12

B. McCollum and K. H. Logan National Bureau of Standards Technical Paper No. 35 (1927)

J. M. Pearson New Methods Applied to Corrosion Measurements *Transactions Electrochemical Society* No. 8, 485 (1942)

R. W. Kubitz Log I Relationship to Polarization NACE Conference (1968)

E. P. Doremus and T. L. Canfield The Surface Potential Survey Can Detect Pipeline Corrosion Damage *Materials Protection* (1967) September

Underground Corrosion, pp 180-186, National Bureau of Standards, Circular 579, April 1957 (Available from Clearinghouse, U. S. Dept. of Commerce, Springfield, Va. 22151)

Corrosion 13, 351t (1957) May Discussion on this paper *Corrosion* 13, 835t (1957) December

Section 7 Design of Cathodic Protection Systems

7.1 Introduction

7.1.1 The purpose of this section is to recommend procedures for designing cathodic protection systems which will provide effective corrosion control, as indicated by satisfying one or more of the criteria listed in Section 6, and which will exhibit maximum reliability over their intended operating life

7.1.2 In the design of a cathodic protection system, the Corrosion Engineer's responsibilities should include the following

7.1.2.2 Specifying of materials and installation practices to conform with applicable codes, NEMA Standards, and Recommended Practices of the National Association of Corrosion Engineers

7.1.2.2 Specification of materials and installation practices to conform with applicable codes, NEMA Standards, and Recommended Practices of the National Association of Corrosion Engineers

7.1.2.3 Selection and design of the cathodic protection system for optimum economy of installation, maintenance, and operation

7.1.2.4 Selection and specification of materials and installation practices which will assure dependable operation throughout the intended operating life of the cathodic protection system

7.1.2.5 Selection of a system to minimize excessive protective currents or earth potential gradients, which can cause detrimental effects on pipe coating or neighboring buried or submerged metallic structures

7.1.2.6 Direction of cooperative investigations to determine mutually satisfactory solution(s) of interference problems (See Section 9)

7.2 Major objectives of cathodic protection system design

7.2.1 Deliver sufficient current to the structure to be protected and distribute this current so that the selected criterion(a) for cathodic protection is (are) efficiently attained

7.2.2 Minimize the interference currents on neighboring underground structures (see Section 9)

7.2.3 Provide a design life of the anode system commensurate with the required life of the protected

structure, or provide for periodic rehabilitation of the anode system

7 2 4 -Provide adequate allowance for anticipated changes in current requirements with time

7 2 5 Placement of anodes where the possibility of disturbance or damage is minimal

7 3 Information useful for design

7 3 1 Piping system specifications and practices

- (a) Route maps and atlas sheets
- (b) Construction dates
- (c) Pipe, fittings, and other appurtenances
- (d) Coatings
- (e) Casings
- (f) Corrosion control test statistics
- (g) Electrically insulating devices
- (h) Electrical bonds
- (i) Aerial, bridge, and underwater crossings

7.3 2 Piping system site conditions

- (a) Existing and proposed cathodic protection systems
- (b) Possible interference sources (see Section 9)
- (c) Special environmental conditions
- (d) Neighboring buried metallic structures (including location, ownership and corrosion control practices)
- (e) Structure accessibility
- (f) Power availability
- (g) Feasibility of electrical isolation from foreign structures

7 3 3 Field survey, corrosion test data, and operating experience

- (a) Protective current requirements to meet applicable criteria
- (b) Electrolyte resistivities
- (c) Electrical continuity
- (d) Electrical isolation
- (e) Coating integrity
- (f) Cumulative leak history
- (g) Interference currents
- (h) Deviation from construction specifications
- (i) Other maintenance and operating data

7 3 4 Field survey work prior to actual application of cathodic protection is not always required if prior experience or test data is available to estimate current requirements and electrolyte resistivities

7 4 Types of cathodic protection systems

7 4 1 Galvanic anode systems

7 4 1 1 Galvanic anodes can be magnesium, zinc, or aluminum. These are installed in the soil or water either bare or packaged in a special backfill. The anodes are connected to the pipe with an insulated lead wire either directly or, when installed in groups, indirectly through a header cable

7 4 2 Impressed current anode systems

7 4 2 1 Impressed current anodes can be graphite, high silicon cast iron, lead-silver alloy, platinum, or scrap steel. These anodes are installed in the soil or water either bare or in special backfill material. They are connected with an insulated lead wire either directly or, when installed in groups, indirectly through a header cable to the positive terminal of a direct current source such as a rectifier or generator. The negative terminal of the direct current source, in turn, is connected to the pipeline

7 5 Considerations that influence selection of the type of cathodic protection systems

7 5 1 Stray currents causing significant potential fluctuations between the pipeline and earth may preclude the use of galvanic anodes

7 5 2 The lack of a source of external power may preclude the use of an impressed current system

7 5 3 On pipelines where stray currents are not present and where an external power source is available, the magnitude of protective current required is a dominant factor. The feasibility of protection with galvanic anodes can be established when current requirements, electrolyte resistivity, and anode-to-pipe voltage have been reasonably estimated, calculated, or determined by field testing

7 5 4 The physical space available, problems of easement procurement, surface conditions, presence of streets and buildings, river crossings and other construction and maintenance aspects should be considered

7 5 5 Future development of the right-of-way area is a factor to be considered in light of anticipated interference problems, damage to, or loss of, cathodic protection equipment, contamination or changes in the electrolyte due to deicing salts, industrial wastes, fill, and future extensions to the pipeline

7 6 Factors determining anode current output, operating life, and efficiency

7 6 1 Various anode materials have different rates of deterioration when discharging a given current density from the anode surface in a specific environment. Therefore, for a given current output, the anode life will depend on the anode material as well as the anode weight and the number of anodes in the cathodic protection system. Established anode performance data may be used to calculate the probable deterioration rate

7 6 2 Data on the dimensions, depth and configuration of the anodes and electrolyte resistivities may be used to calculate the resultant resistance-to-electrolyte of the anode system. Formulae and graphs relating these factors are available

60
7 6 3 Proper design of a galvanic anode system must consider pipe-to-anode potential with resultant current output and, in special cases, anode lead wire resistance

7 6 4 Where galvanic anodes are installed individually or in large numbers, there are many situations where it is impractical to individually design each installation. In such cases, the use of statistical techniques is suggested to determine the anode design that will best provide cathodic protection in a high percentage of installations. Sampling techniques can be used to establish the success of such anode designs as a percentage of the total installations

7 6 5 Galvanic anode performance in most soils can be improved by using special backfill material. Mixtures of gypsum, bentonite, and salt cake (sodium sulfate) are most commonly used

7 6 6 The number of impressed current anodes required can be reduced and their useful life lengthened by the use of special backfill around the anodes. The most common materials are coal coke, calcined petroleum coke, and natural or manufactured graphite

7 6 7 In the design of an extensive distributed impressed current anode system, the voltage and current attenuation along the anode connecting wire should be considered. In such cases, the design objective is to optimize anode system length, anode spacing and size, and conductor size in order to achieve efficient corrosion control at the extremities of the protected structure

7 6 8 Where it is anticipated that entrapment of gas generated by anodic reaction could impair the ability of the impressed current groundbed to deliver the required current, suitable provision should be made for venting the anodes. An increase in the number of anodes may reduce gas blockage

7 6 9 Where it is anticipated that electro-osmotic effects could impair the ability of the impressed current groundbed to deliver the required current output, suitable provisions should be made to ensure adequate soil moisture around the anodes. Increasing the number of impressed current anodes may further reduce the electro-osmotic effect

77 Design drawings and specifications

771 Suitable drawings should be prepared to designate the overall layout of the pipes to be protected and the location of major or significant items of structure hardware, corrosion control test stations, electrical bonds, electrical insulators, and neighboring buried or submerged metallic structures.

772 Layout drawings should be prepared for each impressed current cathodic protection installation, showing the details and location of the components of the cathodic protection system with respect to the protected structure(s) and to major physical landmarks. These drawings should include right-of-way information.

773 The locations of galvanic anode installations should be recorded on drawings or in tabular form, with appropriate notes as to anode type, weight, spacing, depth, and backfill.

774 Specifications should be prepared for all materials and installation practices which are to be incorporated in the cathodic protection system.

Bibliography for Section 7

- H B Dwight Calculation of Resistance to Ground *Electrical Engineering* 55, 1319-28 (1936)
- Reinhold Rudenberg Grounding Principles and Practices. *Electrical Engineering* 64, 1-13 (1945)
- A W Peabody *Control of Pipeline Corrosion* National Association of Corrosion Engineers, 116-19 and 94-100 (1967) December
- P F George, J J Newport and J L Nichols A High Potential Magnesium Anode *Corrosion*, 12, 627t-633t (1966) December
- H A Robinson and P F George Effect of Alloying and Impurity Elements in Magnesium Cast Anodes. *Corrosion* (1954) June
- Final Report on Four Annual Anode Inspections NACE Publication 2B156
- Use of High Silicon Cast Iron for Anodes NACE Publication 2B160
- Gordon Doremus and Jack G Davis. Marine Anodes—The Old and New *Materials Protection* (1967)
- Marshall E Parker *Pipe Line Corrosion and Cathodic Protection A Field Manual*, Gulf Publishing Company (1962)

Section 8 Installation of Cathodic Protection Systems

81 Introduction

811 The purpose of this section is to recommend procedures that will result in the installation of cathodic protection systems that achieve protection of the structure when design considerations recommended in Sections 4 and 7 have been followed.

82 Construction specifications

821 All construction work performed on cathodic protection systems should be done in accordance with construction drawings and specifications. The construction specifications should be in accordance with recommended practices in Sections 4 and 7.

83 Construction supervision

831 All construction work performed on cathodic protection systems should be under the surveillance

of a trained and qualified inspector. It should be the inspector's function to verify that the installation is made in strict accord with the drawings and specifications or that exceptions are made only with the express consent of the engineer where he can demonstrate that the effectiveness of the system is not impaired. It should be the inspector's additional function to verify that construction methods and techniques are in accord with good practices.

832 All deviations from construction specifications should be noted on as-built plans.

84 Galvanic anodes

841 Inspection and handling

8411 Packaged anodes should be inspected and steps taken to assure that backfill material completely surrounds the anode. The

62

individual container for the backfill material and anode should be intact. If individually packaged anodes are supplied in waterproof containers, that container must be removed before installation. Packaged anodes should be kept dry during storage.

8 4 1 2 Lead wire must be securely connected to the anode. Lead wire should be inspected for assurance that it is not damaged.

8 4 1 3 Other galvanic anodes, such as un-packaged "bracelet" type or ribbon should be inspected for assurance that dimensions conform to design specifications and that any damage during handling does not affect application. If a coating is used on bands and inner side of "bracelet" anode segments it should be inspected and, if damaged, the coating should be repaired before the anodes are installed.

8 4 2 Test lead wire connections (also see 4 4 3)

8 4 2 1 Pipe and test lead wires should be clean, dry, and free of foreign materials at points of connection when the connections are made. Connections of test lead wires to pipe must be installed so they will remain mechanically secure and electrically conductive.

8 4 2 2 All test lead wire attachments and all bare test lead wires should be coated with an electrically insulating material. Where the pipe is coated, the insulating material should be compatible with the pipe coating and wire insulation.

8 4 3 Installing anodes

8 4 3 1 Anodes should be installed according to construction specifications.

8 4 3 2 Packaged galvanic anodes should be backfilled with compacted native soil. Where anodes and special chemical backfill are pro-

vided separately, anodes should be centered in special backfill which should be compacted prior to backfilling with native soil. Care should be exercised so that lead wires and connections are not damaged during backfill operations. Sufficient slack should exist in lead wires to avoid strain.

8 4 3 3 Where bracelet type anodes are used, pipe coating beneath the anode should be free of holidays. Care should be taken to prevent damage to the coating when installing bracelet anodes. After application of concrete to joint of pipe, all coating and concrete should be removed from anode surface. If reinforced concrete is used, there should be no metallic contact between anode and reinforcing mesh or between reinforcing mesh and pipe. Concrete coating and bracelet anode should have the same outside diameter.

8 4 3 4 Where ribbon type anode is used, it can be trenched or plowed in, with or without special chemical backfill as specified, generally parallel to the section of pipeline to be protected.

8 5 Impressed current systems

8.5 1 Inspection and handling

8 5 1 1 The rectifier or other power source should be inspected for assurance that internal connections are mechanically secure and that no damage is apparent. Rating of the direct current power source should comply with construction specifications. Care should be exercised in handling and installing.

8 5 1 2 Impressed current anodes should be inspected for conformance to specifications, as to correct anode material and size, length of lead wire, and that cap is secure if used. Care should be exercised to avoid cracking or damaging anodes during handling and installation.

8 5 1 3 Lead wire should be carefully inspected to detect defects in insulation. Care should be taken to avoid damage to insulation.

on wire Defects in the lead wire must be repaired or the anode must be rejected

8 5 1 4 Anode backfill material should conform to specifications

8 5 2 Installation provisions

8 5 2 1 Rectifier or other power source should be installed so that possibility of damage or vandalism is minimized

8 5 2 2 Wiring to rectifiers shall comply with local and national electrical codes and requirements of utility supplying power An external disconnect switch on a-c wiring should be provided Rectifier case shall be properly grounded

8 5 2 3 On thermoelectric generators a reverse current device should be installed to prevent galvanic action between anode bed and pipe if flame is extinguished

8 5 2 4 Impressed current anodes can be buried vertically, horizontally, or in deep holes as indicated in construction specifications In all cases backfill material should be compacted to assure there are no voids around anodes Care should be exercised during backfilling to avoid damage to the anode and wire

8 5 2 5 The conductor (negative lead wire) to pipe should be connected as in 8 4 2 Conductor connections to the rectifier must be mechanically secure and electrically conductive Before the power source is energized, it must be verified that the negative conductor is connected to the structure to be protected and that the positive conductor is connected to the anodes After the direct current power source has been energized following authorization by the Corrosion Engineer, suitable measurements should be made to verify that these connections are correct

8 5 2 6 Underground splices on header cable (positive lead wire) to grounded should be kept to a minimum Connections between header cable and conductors from anodes

should be mechanically secure and electrically conductive If buried or submerged, these connections must be sealed to prevent moisture penetration so that electrical isolation is assured

8 5 2 7 Care must be taken when installing direct burial cable to the anodes (positive lead wire) to avoid damage to insulation Sufficient slack should be left to avoid strain on all wires Backfill material around the cable should be free of rocks and foreign matter that might cause damage to the wire insulation when wire is installed in trench Cable can be installed by plowing if proper precautions are taken

8 5 2 8 If insulation integrity on the buried or submerged header cable (positive lead wire), including splices, is not maintained, this cable will fail as a result of accelerated corrosion

8 6 Corrosion control test stations and bonds (see Section 4 4)

8 6 1 Installation provisions

8 6 1 1 Underground connections of conductor to pipe should conform to 8 4 2

8 6 1 2 Conductors should be color coded or otherwise permanently identified Wire should be installed with slack Damage to insulation should be avoided, but repairs should be made if damage occurs Test leads should not be exposed to excessive heat and sunlight Above ground test stations are preferred If test stations are flush with the ground, adequate conductor slack should be provided within the test station to facilitate test connections

8 6 1 3 Conductor connections at bonds to other structures or across insulating joints should be mechanically secure, electrically conductive, and suitably coated Bond connections should be accessible for testing

8 7 Other considerations

8 7 1 Casing installations

64

8 7 1 1 Sufficient inspection should be made for assurance that no metallic contacts exist or are likely to develop between casing and carrier pipe (Also see Sections 4 2 3, 4 2 4, and 10 7 7)

8 7 2 Insulating devices

8 7 2 1 Inspection and electrical measurements should assure that electrical isolation is adequate

Section 9 Control of Interference Currents

9 1 Introduction

9 1 1 The purpose of this section is to recommend practices for the detection and control of interference currents. The mechanism and detrimental effects are described

9 2 Mechanism of interference current corrosion (stray current corrosion)

9 2 1 Interference current corrosion on buried or submerged metallic structures differs from other causes of corrosion damage in that the direct current, which causes the corrosion, has a source foreign to the affected structure. Usually the interfering current is collected from the electrolyte by the affected structure from a direct current source not metallically bonded to the affected structure

9 2 1 1 Detrimental effects of interference currents usually occur at locations where the currents are discharged from the affected structure to the electrolyte

9 2 1 2 Amphoteric metal structures, such as aluminum and lead may be subject to corrosion damage from a build-up of alkalinity at or near the metal surface collecting interference currents

9 2 1 3 Coatings may become disbonded at the area where potential gradients in the electrolyte force current onto the affected structure. This interference effect, of itself, is not considered damaging to non-amphoteric metals. However, as the coating becomes disbonded more area of metal will be exposed. This can increase the demand for

cathodic protection current and may create shielding problems

9 2 2 The severity of corrosion (metal loss) resulting from interference currents depends on several factors

9 2 2 1 Separation and routing of the interfering and affected structures and location of the interfering current source

9 2 2 2 Magnitude and density of the current

9 2 2 3 Quality of the coating, or absence of a coating on the affected structures

9 2 2 4 Location of high resistance joints

9 2 3 Sources of interference currents

9 2 3 1 Constant current. These sources have essentially constant direct current output, such as cathodic protection rectifiers and thermoelectric generators

9 2 3 2 Fluctuating current. These sources have a fluctuating direct current output such as direct current electrified railway systems, coal mine haulage systems and pumps, welding machines, direct current power systems, and telluric currents

9 3 Detection of interference currents

9 3 1 During corrosion control surveys, personnel should be alert for electrical or physical observations

which could indicate interference from a neighboring source

9 3 1 1 Structure-to-soil potential changes on the affected structure caused by the foreign direct current source

9 3 1 2 Changes in line current magnitude or direction caused by the foreign direct current source

9 3 1 3 Localized pitting in areas near to, or immediately adjacent to a foreign structure

9 3 1 4 Breakdown of non-conducting protective coatings in a localized area near an anode bed, near a foreign structure under cathodic protection, or near any other source of stray direct current

9 3 2 In areas where interference currents are suspected appropriate tests should be conducted Any one or combination of the following test methods can be employed

9 3 2 1 Measurement of structure-to-soil potentials with recording or indicating instruments

9 3 2 2 Measurement of current flowing on the structure with indicating or recording instruments

9 3 2 3 Development of Beta curves to locate area of maximum current discharge from the affected structure (See Appendix 4)

9 3 2 4 Measurement of the variations in current output of the suspected source of interference current and correlation with measurements obtained in Sections 9 3 2 1 and 9 3 2 2

9 4 General methods for resolving interference corrosion problems (It should be understood that interference problems are individual ones and the solution should be mutually satisfactory to the parties involved)

9 4 1 Prevention of the pick-up or limitation of the flow of interfering current through a buried or submerged metallic structure

9 4 2 Removal of the detrimental effects of interfering current from a buried metallic conductor by connection to the return side of the interfering current source

9 4 3 Counteraction of the effect of interfering current by means of cathodic protection

9 4 4 Removal or relocation of interfering current source

9 5 Specific methods of resolving interference corrosion problems (These methods may be used individually or in combination)

9 5 1 Design and installation of metallic bonds of proper resistance between the affected structures is a common technique of interference control The metallic bond electrically conducts the interference current from an affected structure to the interfering structure and/or current source

9 5 1 1 Uni-directional control devices, such as diodes or reverse current switches, may be required in metallic bonds if fluctuating currents are present These devices prevent reversal of current flow

9 5 1 2 A resistor may be necessary in the metallic bond circuit to control the flow of electrical current from the affected to the interfering structure At the proper bond resistance, the discharge of interfering current from the structure to electrolyte is stopped

9 5 1 3 If cathodic protection exists on the interfering structure, the attachment of metallic bonds can reduce its cathodic protection Supplementary cathodic protection may then be required on the interfering structure to compensate for this effect

9 5 1 4 A metallic bond may not perform properly in the case of a cathodically protected, bare, or poorly coated pipeline which

is causing interference on a coated pipeline metallic bond may increase the current discharge. Coating the bare pipe or installing local galvanic anodes on the coated pipe may reduce the interference effects (See Section 9.5.2)

9.5.6 Properly located insulating fittings in the affected structure may reduce or resolve interference problems

9.5.7 Application of coating to strategic area(s) may reduce or resolve interference problems by decreasing the circuit conductance

9.5.2 Cathodic protection can be applied to the affected structure at those locations where the current is being discharged. This discharge will usually occur at locations where the structures are in proximity. Cathodic protection anodes should be placed immediately adjacent to that portion of the affected structure that is discharging current

9.6 Methods to indicate resolution of interference

9.5.2.1 The source of cathodic protection current may be galvanic or impressed current anodes

9.6.1 Restoration of the original structure-to-soil potentials of the affected structure to those values which existed prior to the interference

9.5.2.2 The amount of cathodic protection current should be adjusted to restore either the original or protective potential level, whichever is less negative

9.6.2 Interpretation of line current measurements obtained in the area of exposure on the affected structure

9.5.3 Adjustment of the current discharge from mutually interfering cathodic protection rectifiers may resolve interference problems

9.6.3 Adjustment of the slope of the Beta curve at location of maximum exposure (See Appendix 4)

9.5.4 Relocation of the ground beds of cathodic protection rectifiers can reduce or eliminate the pick-up of interference current on nearby structures

9.6.4 Neutralization of interference current discharge may be observed by use of earth current measurement techniques applied in the soil electrolyte between the affected and interfering structures at the area of maximum current discharge (See Section 6.3.1.5)

9.5.5 Re-routing of proposed pipelines may avoid sources of interference current

Section 10. Operation and Maintenance of Cathodic Protection Systems

10.1 Introduction

10.1.1 The purpose of this section is to designate procedures and practices for energizing and maintaining continuous effective and efficient operation of cathodic protection systems

tion has been established according to applicable criteria and that each part of the cathodic protection system is operating properly. Conditions which affect protection are subject to change with time. Corresponding changes are required in the cathodic protection system to maintain protection. Periodic measurements and inspection are necessary to detect changes in the cathodic protection system. Conditions may exist where operating experience indicates that surveys and inspection be made more frequently than recommended herein

10.1.1.1 Electrical measurements and inspections are necessary to determine that protec-

10 1 1 2 Care should be exercised in selecting the location, number, and type of electrical measurements used to determine the adequacy of cathodic protection

10 4 2 All impressed current protective facilities should be tested annually as part of a preventive maintenance program to minimize in-service failures. Tests may include a check for electrical shunt ground connections, meter accuracy, efficiency, circuit resistance

10 2 A survey should be conducted after each cathodic protection system is energized to determine if it satisfies applicable criteria and operates efficiently. This survey should include one or more of the following type measurements

10 4 3 Reverse current switches, diodes and interference bonds, whose failure would seriously jeopardize structure protection, should be tested for proper functioning by electrical measurements at intervals of two months

- (a) Pipe-to-soil potential (See Section 6 3)
- (b) Earth current (See Section 6 3 1 5)
- (c) Structure-to-structure potential (See Section 6 4 2)
- (d) Line current (See Section 6 5 3)

10 4 4 The effectiveness of insulating fittings, continuity bonds, and casing insulators should be evaluated during the periodic surveys. This may be accomplished by on-site inspection or by evaluation of corrosion test data

10 3 Periodic surveys to assure the continuity of cathodic protection are suggested as follows. (The electrical measurements used in the surveys may include one or more of the measurements listed in Section 10 2)

10 5 Where pipe has been uncovered, it should be examined for the effectiveness of cathodic protection used, extent of corrosion, and coating condition if coating is used

10 3 1 An annual survey should be conducted where the objective of cathodic protection of the entire piping system is the objective

10 6 The test equipment used for obtaining each electrical value should be of an appropriate type. Instruments and related equipment should be maintained in good operating condition and checked annually for accuracy

10 3 2 Surveys should be conducted at intervals of five years on structure where localized protection is the objective

10 7 Remedial measures should be taken where periodic surveys and inspections indicate that protection is not adequate according to applicable criteria. These measures may include

10 3 3 Where complete periodic surveys are impractical, surveys should be made on a sampling basis consistent with accepted engineering principles

10 7 1 Repair, replace, or adjust components of cathodic protection systems

10 4 Inspection and tests of cathodic protection facilities should be made to assure their proper operation and maintenance as follows

10 7 2 Provide supplementary facilities where additional protection is necessary

10 4 1 All sources of impressed current should be checked at intervals of two months. Evidence of proper functioning may be current output, normal power consumption, a signal indicating normal operation, or by the electrical state of adjacent piping

10 7 3 Bare structures can be thoroughly cleaned and properly coated if required to preserve cathodic protection

10 7 4 Repair, replace, or adjust continuity interference bonds

68

1075 Remove accidental metallic contacts

1077 Where shorted casings (metallic contact between casing and carrier pipe) cannot be repaired without removing the carrier pipe, the annular space can be filled with an inert material. Additional cathodic protection may be necessary to compensate for the shorted casing.

1076 Repair defective insulating devices

Section 11 Corrosion Control Records

11.1 Introduction

11.1.1 The purpose of this section is to describe a system of corrosion control records which will document (in a clear, concise, workable manner) data pertinent to the design, installation, operation, maintenance, and effectiveness of corrosion control measures.

11.2 Relative to the determination of the need of corrosion control, the following should be recorded:

11.2.1 Corrosion leaks, breaks, and replacements

11.2.2 Bell hole inspections detailing condition of pipe and coatings

11.3 Relative to structure design, the following should be recorded:

11.3.1 Coating material specifications and application specifications

11.3.2 Design and location of insulating devices, test leads and other test facilities, and details of other special corrosion control measures taken

11.4 Relative to the design of corrosion control facilities, the following should be recorded:

11.4.1 Results of current requirement tests where made

11.4.2 Results of soil resistivity surveys at groundbed locations where made

11.4.3 Interference surveys and design of interference bonds and drainage switch installations

11.4.3.1 Scheduling of interference tests, correspondence with Coordinating Committees, including Coordinating Committee minutes, and direct communication with the concerned companies

11.4.3.2 Record of interference surveys conducted, including location of tests, name of company involved, and results

11.5 Relative to the installation of corrosion control facilities, the following should be recorded:

11.5.1 Installation of cathodic protection facilities

11.5.1.1 Impressed current systems

(a) Location and date placed in service

(b) Type, depth, backfill and spacing of anodes

(c) Specifications of rectifier or other energy source

11.5.1.2 Galvanic anode systems

(a) Location and date placed in service

(b) Type, depth, location and spacing of anodes

11.7 Relative to the maintenance of corrosion control facilities the following information should be recorded

11.5.2 Installation of interference bonds and drainage switches

11.7.1 Maintenance of cathodic protection facilities

11.5.2.1 Details of interference bond installation

11.7.1.1 Repair of rectifiers and other dc power sources

(a) Location and name of company involved

11.7.1.2 Repair or replacement of anodes connections, and cable

(b) Resistance value or other pertinent information

11.7.2 Maintenance of interference bonds and drainage switches

(c) Magnitude and polarity of drainage current

11.7.2.1 Repair of interference bonds

11.5.2.2 Details of drainage switch installation

11.7.2.2 Repair of drainage switches or equivalent devices

(a) Location and name of companies involved

(b) Type switch or equivalent device

11.7.3 Maintenance, repair, and replacement of coating, insulating devices, test leads, and other test facilities

(c) Data showing effective operating adjustment

11.5.2.3 Details of other remedial measures

11.8 Records sufficient to demonstrate the evaluation of the need for and the effectiveness of corrosion control measures should be retained as long as the facility involved remains in service. Other related corrosion control records should be retained for such period as satisfies individual company needs

11.6 Record of surveys, inspections and tests set forth in Sections 6, 7, 9, and 10 should be maintained to demonstrate that applicable criteria for interference control and cathodic protection have been satisfied

APPENDIX

APPENDIX 1

Method for Determining Probable Corrosion Rate and Costs of Maintaining Service

Maintenance of a piping system may include the costs of repairing corrosion leaks, reconditioning, or replacing all or portions of the system

In order to make estimates of these costs, it is necessary to determine accurately the probability of corrosion or the rate at which corrosion is proceeding. The more usual methods used in predicting the probability or rate of corrosion are as follows

(a) Study of corrosion history on the piping system in question or on other systems of the same material in the

same general area or in similar environments. Cumulative leak frequency curves are valuable in this respect

(b) Study of the environment surrounding a piping system. resistivity, pH, and composition. Redox potential tests may also be used to a limited extent. Once the nature of the environment has been determined, the probable corrosiveness is estimated by reference to actual corrosion experience on similar metallic structures where environmental conditions are similar. Consideration should be included in such a study of possible environmental changes resulting from irrigation, spillage of corrosive substances, pollution and seasonal changes in soil moisture content

(c) Investigation for corrosion on a piping system by visual inspection of the pipe and/or by instruments which

APPEND X 1 (con't)

mechanically or electrically inspect the condition of the pipe. Condition of the piping system should be carefully determined and recorded each time a portion of the line is excavated for any purpose.

(d) Maintenance records detailing leak locations, soil studies, structure-to-soil potential surveys, surface potential surveys, line current studies and wall thickness surveys, used as a guide for locating areas of maximum corrosion.

(e) Statistical treatment of available data.

(f) Results of pressure testing. Under certain conditions, this may help to determine the existence of corrosion.

APPENDIX 2

Contingent Costs of Corrosion

In addition to the direct costs that result from corrosion, contingent costs may be incurred. The more common types of contingent costs are:

- (a) Public liability claims
- (b) Property damage claims
- (c) Damage to natural facilities such as municipal or irrigation water supplies, forests, parks, and natural scenic areas
- (d) Clean up of product lost to surroundings
- (e) Plant shutdown and start-up costs
- (f) Cost of lost product
- (g) Loss of revenue through interruption of service
- (h) Loss of contracts or good will through interruption of service
- (i) Loss of reclaim or salvage value of piping system.

APPENDIX 3

Costs of Corrosion Control

The usual costs for protecting buried metallic structures are for complete or partial cathodic protection or for coatings supplemented with cathodic protection. Costs of other corrosion control procedures include:

- (a) Relocation of piping to avoid known corrosive conditions. This may include installing lines above ground.
- (b) Reconditioning and coating the piping system.
- (c) Use of corrosion resistant materials.
- (d) Use of selected or inhibited backfill.
- (e) Electrical isolation to limit possible galvanic action.
- (f) Correction of conditions in or on the pipe that might accelerate corrosion.

APPENDIX 4

A *Beta Curve* is a plot of dynamic (fluctuating) interference current or related proportional voltage on the ordinate axis, versus values of resulting structure-to-soil potentials at a selected location on the affected structure on the abscissa axis. The plot is a straight line, the slope of which indicates whether the affected structure is receiving or discharging interference current at the site where structure-to-soil voltage was obtained for the plot. If the plot above the abscissa, deviates to right of a vertical line originating at the abscissa intersect of the plot, current is discharging to earth at the reference electrode location. If plot slopes to left of such a vertical line, current is being collected by the structure at the reference electrode location. Dynamic interference investigation involves many beta curve plots from data at diverse locations to search for maximum interference current discharge as indicated by the plot with the maximum slope deviation to the right. Interference is resolved when the plot at this site is changed to a "pick-up" slope to left of vertical. This may be accomplished by metallic bonding or other interference control techniques.

DIRECTORIO DE ASISTENTES AL CURSO DISEÑO TERMICO, OPERACION Y
MANTENIMIENTO DE CALDERAS (DEL 19 DE ABRIL AL 7 DE JUNIO DE 1977)

<u>NOMBRE Y DIRECCION</u>	<u>EMPRESA Y DIRECCION</u>
1.- Ramón Bolado Estandía Río Pánuco # 129 México 5, D. F., Tel. 525-11-88	Instituto de Investigaciones Eléctricas Palmira, Cuernavaca, Morelos.
2.- Raul Carrillo Pérez J.R. Romero No. 5 Circuito Novelistas Cdad. Satélite, Edo. Méx. Tel. 572-62-15	Instituto Mexicano del Seguro Social Durango 291 - llo. Piso
3.- Emilio Castro Monroy Unidad 3 # 3519 Col. Balbuena México 9, D. F. Tel. 571-10-54	Secretaría de Educación Pública Voc. 3 Instituto Politécnico Nacional
4.- Rodrigo de Bengoechea Olguín Torres de Mixcoac A 4-203 Col. Mixcoac México 19, D. F., Tel. 593-33-99	Facultad de Ingeniería, UNAM Ciudad Universitaria México 20, D. F.,
5.- Fidencio Desena Aguilar Herodoto 22-20 Col. Anzures México 5, D. F. Tel. 250-28-60	Cia. Hulera Euzkadi Lago Alberto 366 México 17, D. F., Tel. 545-65-40
6.- Fernando L. Elizalde U. Privada del Rosal # 37 El Vergel Palmira, Cuernavaca, Mor.	Instituto de Investigaciones Eléctricas Palmira, Cuernavaca, Mor.
7.- Andres E. Fernández Aviles Retamas 23 Fracc. Los Robles México 22, D. F. Tel. 544-38-61	OFATEC (México), S. A. de C. V. Liverpool 88-401 Col. Juárez México 6, D. F. Tel. 511-45-35

DIRECTORIO DE ASISTENTES AL CURSO DISEÑO TERMICO, OPERACION Y
MANTENIMIENTO DE CALDERAS (DEL 19 DE ABRIL AL 7 DE JUNIO DE 1977)

<u>NOMBRE Y DIRECCION</u>	<u>EMPRESA Y DIRECCION</u>
8.- Ricardo Gómez Vázquez Morelos Norte # 1121 Cuernavaca, Morelos Tel. 3-59-08	Piscinas Aquarama Morelos Norte # 1109 Cuernavaca, Morelos.
9.- David Guerrero Aguilar Abasolo # 108 Texcoco, Edo. de Méx.	Cia. de Luz y Fuerza del Centro, S.A Melchor Ocampo No. 171 México, D. F.
10.- Alejandro Hernandez Escobar Av. Talisman 4217 Col. Gertrudis Sánchez México 14, D. F., Tel. 551-23-05	Instituto Mexicano del Seguro Social Durango # 291- 11o. Piso
11.- Armando J. López Amieva	Seguros la Comercial, S. A. Insurgentes Sur # 3900
12.- Martin Llamas Vargas Diagonal de San Antonio 49 Vallarta Sn. Jorge Guadalajara, Jal. Tel. 30-07-54	
13.- Carlos S. Mandujano Wild Espigones # 9 Col. Las Aguilas México 20, D. F., Tel. 593-05-92	Ings. Mandujano y Mendoza Heroes de Padierna # 16 México, D. F.,
14.- José Fernando Ortega López Carrillo Puerto 118 # 1 Col. Anahuac México 17, D. F., Tel. 531-00-06	Instituto Mexicano del Petroleo Av. de los 100 Mts. # 152 México, D. F.,
15.- Fernando Perez Perez. Andres Figueroa # 22 Col. Huizachal México 10, D. F., Tel. 589-00-84	BICA, S. A. de C. V. Ejercito Nacional # 373 5° Piso México, D. F.

DIRECTORIO DE ASISTENTES AL CURSO DISEÑO TERMICO, OPERACION Y
MANTENIMIENTO DE CALDERAS (DEL 19 DE ABRIL AL 7 DE JUNIO DE 1977)

<u>NOMBRE Y DIRECCION</u>	<u>EMPRESA Y DIRECCION</u>
16.- MARIO PRIETO	KODAK MEXICANA, S.A. DE C.V. Calz. Tlalpan # 2980 Tel. 549-35-60 Ext. 145 y 233
17.- Manuel Reyes Ramírez Dr. Vertiz No. 291 Col. Doctores México 7, D. F.,	Fábrica de Papel San Rafael. Planta Progreso Industrial
18.- Eusebio Reyes Trejo Calle 47 # 35 Dep. 5 Col. Ignacio Zaragoza México 9, D. F.	DALLAS BULLER MEXICANA, S. A. Oro # 7 Xalostoc, Edo. de Méx.
19.- Felipe Peña Monroy Mzana. 4, Grupo 3, Casa 19 Unidad Sta. Fé IMSS México 18, D. F., Tel. 592-06-34	Cia. de Luz y Fza. del Centro, S.A. Melchor Ocampo No. 171 México 17, D. F.,
20.- Miguel Angel Zaavedra S Culiacan # 122 Col. Hipodromo Condesa México 11, D. F., Tel. 584-89-39	Termo Sistemas, S. A. Culiacán # 122 México 11, D. F.
21.- Lorenzo Abraham Sada y Ramos Ret. 21 Lic. Genaro García N°.8 Col. Jardín Balbuena Tel. 768-45-62	Instituto Mexicano del Petróleo Av. de los 100 Metros N°. 500
22.- Valentín Sánchez Romero Anaxagoras # 909-203 Col. Narvarte México, 12, D. F. Tel. 523-26-90	Latinoamericana de Ingeniería, S.A. Tuxpan # 54 México, D.F.,
23.- Rodolfo Sousa Sousa Boulevard de los Dioses # 67 Ciudad Azteca, Edo. de Mex. Tel. 569-49-68	CIA. HULEPA EUZKADI, S. A. Lago Alberto # 366 Col. Anahuac.

DIRECTORIO DE ASISTENTES AL CURSO DISEÑO TERMICO, OPERACION Y
MANTENIMIENTO DE CALDERAS (DEL 19 DE ABRIL AL 7 DE JUNIO DE 1977)

NOMBRE Y DIRECCION

EMPRESA Y DIRECCION

24.- Ruben Torres Torres
Orosco y Berra No. 80-1
Col. Guerrero
México 3, D. F.,

Sociedad Electromecánica, S. A.
Manuel Ma. Contreras No. 25
México 4, D. F.,

25.- Gabriel Vielma
Av. Instituto Politécnico
Nacional # 1678
Col. Lindavista
México 14, D. F.,

SEIMEC, S. A.
Manuel Ma. Contreras # 25
Col. San Rafael
México 4, D. F.,

26.- José Luis Villanueva Barragán
Av. 606 # 76
Col. Unidad Aragón
México 14, D. F.,
Tel. 551-60-36

Fcas. de Papel San Rafael Planta P.I
Planta Progreso Industrial
Edo. de Méx.