

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
 CURSOS ABIERTOS
DIPLOMADO EN INGENIERIA DE CALDERAS Y RECIPIENTES SUJETOS A PRESION
MODULO IV: INGENIERIA DE COMBUSTION
 del 17 de junio al 10. de julio de 1995

F E C H A	H O R A R I O	T E M A	P R O F E S O R
Sábado 17	09;00 a 14;00 hrs.	Combustión, emisión y reglamentación	Ing. Alfredo Sánchez Flores
Viernes 23	09;00 a 21;00 hrs.	Combustión, emisión y reglamentación	M.I. Vicente G. López Fdz. Ing. Alfredo Sánchez Flores Dr. Federico Méndez Lavielle M.I. Rogelio Escalera Campove
Sábado 24	09;00 a 14;00 hrs.	Tratamiento de agua	Ing. Sergio Palafox Palafox
Viernes 30	09;00 a 14;00 hrs. 16;00 a 21;00 hrs.	Tratamiento de agua Instalaciones típicas en calderas, tipo paquete	Ing. Sergio Palafox Palafox Ing. Manuel Cabrera Moreno
Sábado 10.	09;00 a 14;00 hrs.	Sistemas de calidad	Ing. Ascensión Castañeda Cano



EVALUACION DEL PERSONAL DOCENTE

CURSO: MODULO IV: INGENIERIA DE COMBUSTION
FECHA: del 17 de junio al 1o. de julio de 1995.

CONFERENCISTA	DOMINIO DEL TEMA	USO DE AYUDAS AUDIOVISUALES	COMUNICACION CON EL ASISTENTE	PUNTUALIDAD
Ing. Alfredo Sánchez Flores				
M.I. Vicente G. López Fernández				
Dr. Federico Méndez Lavielle				
M.I. Rogelio Escalera Campoverde				
Ing. Sergio Palafox Palafox				
Ing. Manuel Cabrera Moreno				
Ing. Ascensión Castañeda Cano				

EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

ORGANIZACION Y DESARROLLO DEL CURSO	
GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL CURSO	
ACTUALIZACION DEL CURSO	
APLICACION PRACTICA DEL CURSO	

EVALUACION DEL CURSO

CONCEPTO	CALIF.
CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL CURSO	
CONTINUIDAD EN LOS TEMAS	
CALIDAD DEL MATERIAL DIDACTICO UTILIZADO	

ESCALA DE EVALUACION: 1 A 10

1.- ¿LE AGRADO SU ESTANCIA EN LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA?

SI	NO
----	----

SI INDICA QUE "NO" DIGA PORQUE.

2.- MEDIO A TRAVES DEL CUAL SE ENTERO DEL CURSO:

PERIODICO EXCELSIOR		FOLLETO ANUAL		GACETA UNAM		OTRO MEDIO	
PERIODICO EL UNIVERSAL		FOLLETO DEL CURSO		REVISTAS TECNICAS			

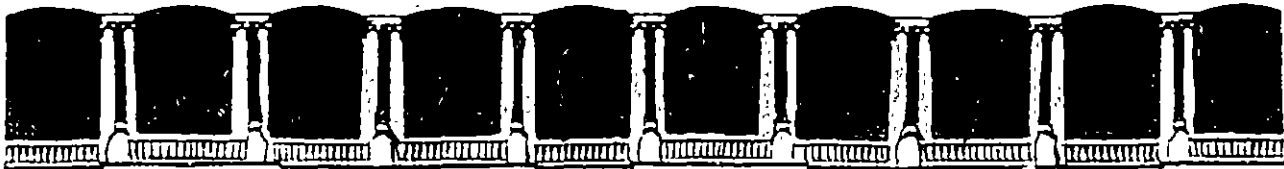
3.- ¿QUE CAMBIOS SUGERIRIA AL CURSO PARA MEJORARLO?

4.- ¿RECOMENDARIA EL CURSO A OTRA(S) PERSONA(S)?

SI		NO	
----	--	----	--

5.- ¿QUE CURSOS LE SERVIRIA QUE PROGRAMARA LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA.

6.- OTRAS SUGERENCIAS:



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS DE LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

Las autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del Jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo del 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el período de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores - expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

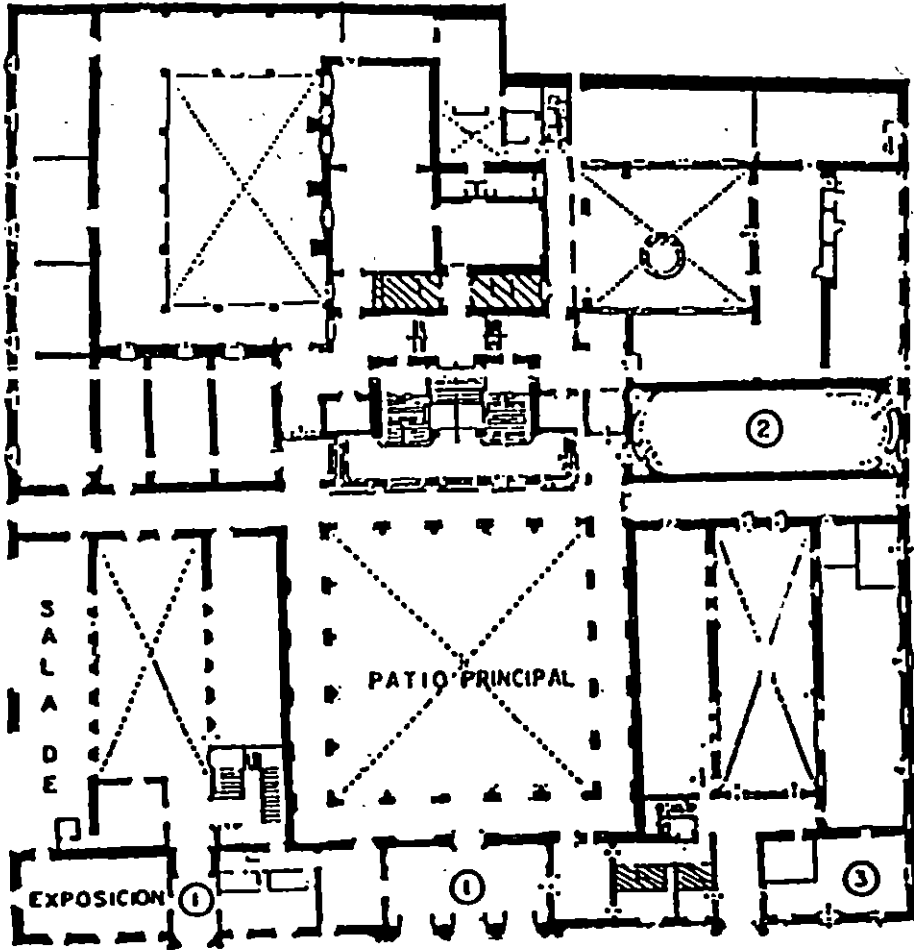
Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

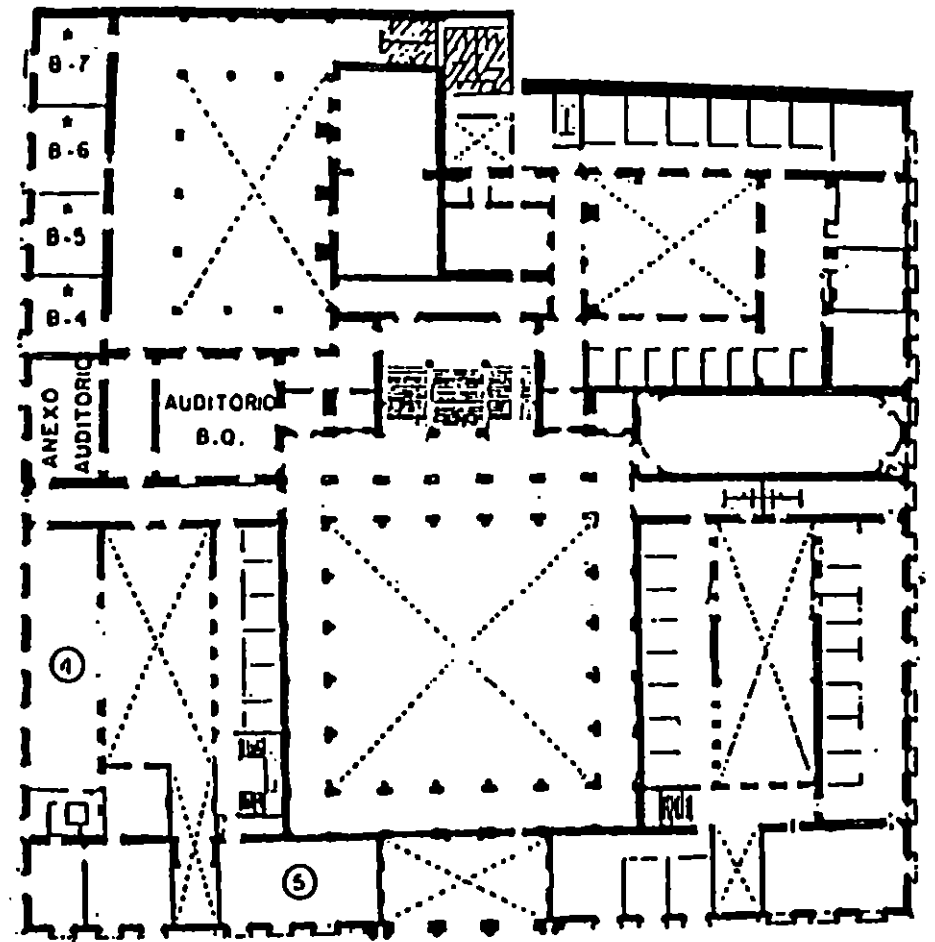
Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores impartan sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

¡ GRACIAS !

PALACIO DE MINERIA



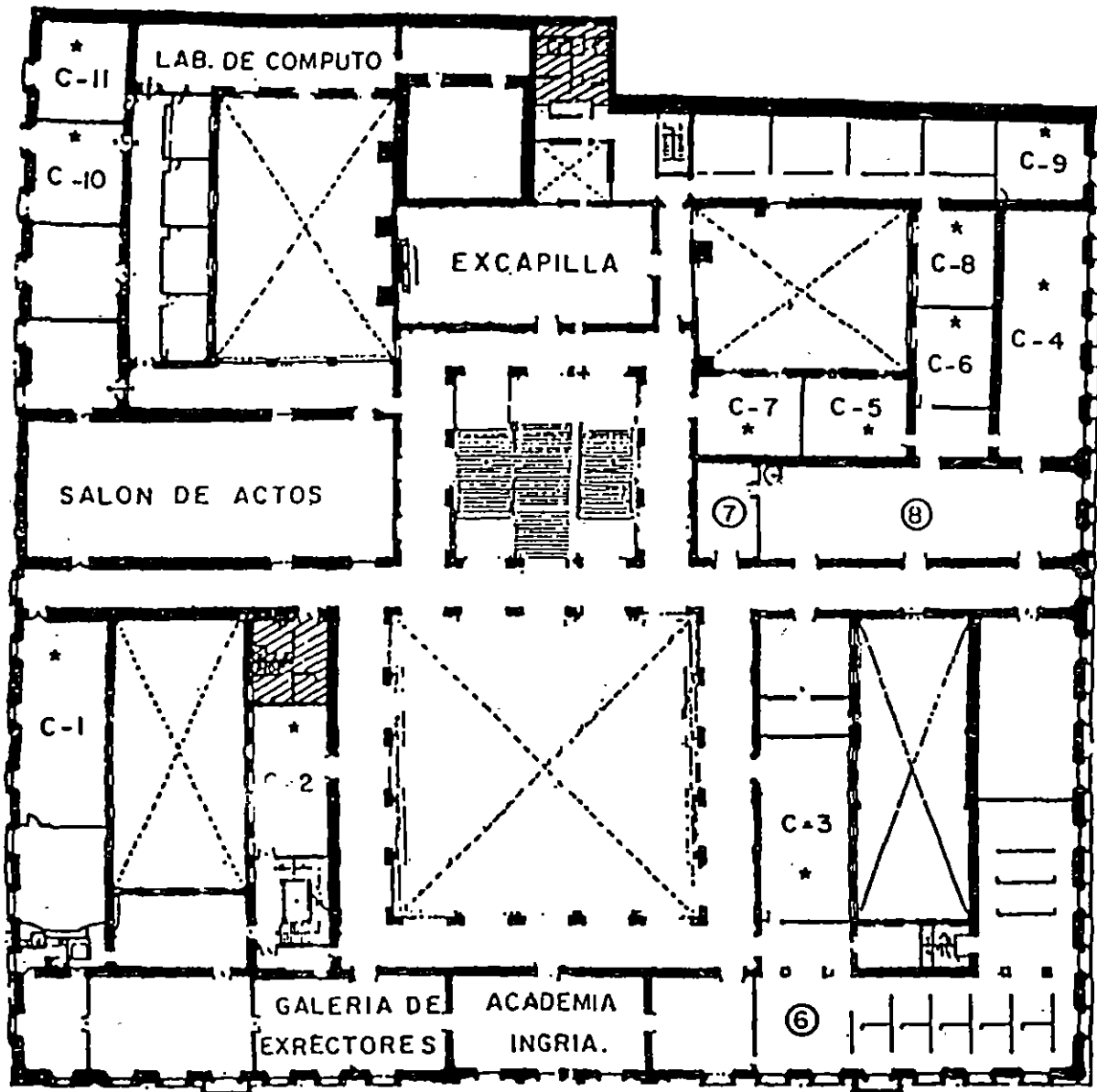
PLANTA BAJA



MEZZANINNE



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
CURSOS ABIERTOS



GUIA DE LOCALIZACION

- 1 - ACCESO
- 2 - BIBLIOTECA HISTORICA
- 3 - LIBRERIA U N A M
- 4 - CENTRO DE INFORMACION Y DOCU-
MENTACION "ING. BRUNO
MASCANZONI"
- 5 - PROGRAMA DE APOYO A LA
TITULACION
- * AULAS
- 6 - OFICINAS GENERALES
- 7 - ENTREGA DE MATERIAL Y CONTROL
DE ASISTENCIA.
- 8 - SALA DE DESCANSO
- ▨ SANITARIOS

1er. PISO



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
 CURSOS ABIERTOS
DIPLOMADO EN INGENIERIA DE CALDERAS Y RECIPIENTES SUJETOS A PRESION
MODULO IV: INGENIERIA DE COMBUSTION
 Del 17 de junio al 1o. de julio de 1995.

F E C H A	H O R A R I O	T E M A	P R O F E S O R
Sábado 17	09;00 a 14;00 hrs.	Combustión, emisión y reglamentación	Ing. Vicente López Fernández Ing. Alfredo Sánchez Flores
Viernes 23	09;00 a 14;00 hrs. 16;00 a 21;00 hrs.	Combustión, emisión y reglamentación	Ing. Vicente López Fernández Ing. Alfredo Sánchez Flores
Sábado 24	09;00 a 14;00 hrs.	Tratamiento de agua	Ing. Miguel A. Castillo Hoil
Viernes 30	09;00 a 14;00 hrs.	Tratamiento de agua	Ing. Miguel A. Castillo Hoil
Viernes 30	16;00 a 21;00 hrs.	Instalaciones típicas en calderas tipo paquete	Ing. Ascensión Castañeda Cano
Sábado 1	09;00 a 14;00 hrs.	Sistemas de calidad	Ing. Manuel Cabrera Moreno

EVALUACION DEL PERSONAL DOCENTE

CURSO: Módulo IV: Ingeniería de combustión
 FECHA: Del 17 de junio al 10 de julio de 1995.

CONFERENCISTA	DOMINIO DEL TEMA	USO DE AYUDAS AUDIOVISUALES	COMUNICACION CON EL ASISTENTE	PUNTUALIDAD
Ing. Vicente López Fernández				
Ing. Alfredo Sánchez Flores (coord)				
Ing. Miguel A. Castillo Hoil				
Ing. Ascensión Castañeda Cano				
Ing. Manuel Cabrera Moreno				

EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

ORGANIZACION Y DESARROLO DEL CURSO	
GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL CURSO	
ACTUALIZACION DEL CURSO	
APLICACION PRACTICA DEL CURSO	

EVALUACION DEL CURSO

CONCEPTO	CALIF.
CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL CURSO	
CONTINUIDAD EN LOS TEMAS	
CALIDAD DEL MATERIAL DIDACTICO UTILIZADO	

ESCALA DE EVALUACION: 1 A 10

1.- ¿LE AGRADO SU ESTANCIA EN LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA?

SI	NO
----	----

SI INDICA QUE "NO" DIGA PORQUE. ;

2.- MEDIO A TRAVES DEL CUAL SE ENTERO DEL CURSO:

PERIODICO EXCELSIOR		FOLLETO ANUAL		GACETA UNAM		OTRO MEDIO	
PERIODICO EL UNIVERSAL		FOLLETO DEL CURSO		REVISTAS TECNICAS			

3.- ¿QUE CAMBIOS SUGERIRIA AL CURSO PARA MEJORARLO?

4.- ¿RECOMENDARIA EL CURSO A OTRA(S) PERSONA(S)?

SI		NO	
----	--	----	--

5.- ¿QUE CURSOS LE SERVIRIA QUE PROGRAMARA LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA.

6.- OTRAS SUGERENCIAS:



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA



DIPLOMADO EN INGENIERÍA DE CALDERAS Y RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN

Módulo IV INGENIERIA DE COMBUSTION E INSTALACIONES

Coordinadores generales: Ing. Jorge Izaguirre Montiel
Ing. Alfredo Sánchez Flores

17 de junio a 1 de julio

1995

Este diplomado se imparte en colaboracion con la Escuela Superior de Ingenieria
Mecanica y Electrica del IPN, el Colegio de Ingenieros Mecanicos y Electricistas y
la Secretaria del Trabajo y Prevision Social.



SECRETARIA
DEL TRABAJO
Y PREVISION
SOCIAL

Combustión, Emisión y Reglamentación

Expositores: **Ing. Vicente López Fernández**
Ing. Alfredo Sánchez Flores

COMBUSTION, EMISION Y REGLAMENTACION

ING. VICENTE LÓPEZ FERNÁNDEZ

ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES

CAPITULO 1 Combustibles, Clasificación y Características

1.1 Introducción a los combustibles

El desarrollo tecnológico del mundo ha dado pasos agigantados con la ayuda directa e indirecta de la quema de combustible de procedencia fósil, fundamentalmente. Han pasado alrededor de 100 años de la explotación del petróleo y tal parece que existe una urgencia para acabar con él. No obstante que existen otros combustibles como la biomasa y los carbones, los ojos de todos están concentrados hacia el petróleo y los gases naturales.

La sustancia denominada petróleo es un combustible líquido repartido en la envoltura sedimentaria de la Tierra. Su composición es una mezcla compleja de hidrocarburos y otros compuestos; es decir, de carbono, hidrógeno, oxígeno, azufre y nitrógeno.

Desde el punto de vista de su aspecto exterior es un líquido fluorescente y, en general, el color del petróleo es función de su contenido. El petróleo tiene un calor de combustión mayor que otros combustibles.

El origen del petróleo ha sido interpretado desde su procedencia orgánica hasta su procedencia inorgánica. Hoy en día, se discute de forma polémica tal cuestión y hasta se ha planteado la idea que el petróleo tiene origen cósmico o volcánico.

Actualmente, en todas partes del orbe, las prospectivas y explotación de yacimientos petrolíferos han tenido grandes éxitos. En forma intensiva se realiza la prospección de yacimientos en el mar, y, en particular, en la plataforma continental.

Las reservas mundiales de petróleo se estiman de 90 a 95 mil millones de toneladas, y las pronosticadas de 250 a 280 mil millones de toneladas. No obstante, algunos expertos proporcionan alrededor de 500 mil millones de toneladas.

Los yacimientos más grandes del mundo son: Arabia Saudita (15.7 mil millones de Toneladas); Kuwait (9.9 mil millones de Toneladas); Venezuela (5.9 mil millones de Toneladas); Irak (4.9 mil millones de Toneladas); Irán (2 mil millones de Toneladas); Chicontepec (1.6 mil millones de Toneladas); en Argelia y Estados Unidos de Norteamérica.

La explotación industrial del petróleo de las entrañas de la Tierra comienza en el Siglo XX. Su extracción tuvo un incremento sustancial de los años 1950 a 1975; sin embargo, en el período siguiente su ritmo de crecimiento bajó considerablemente.

México ocupa el 4º lugar del mundo en cuanto a extracción del petróleo, el cual se destina tanto a exportación como a consumo.

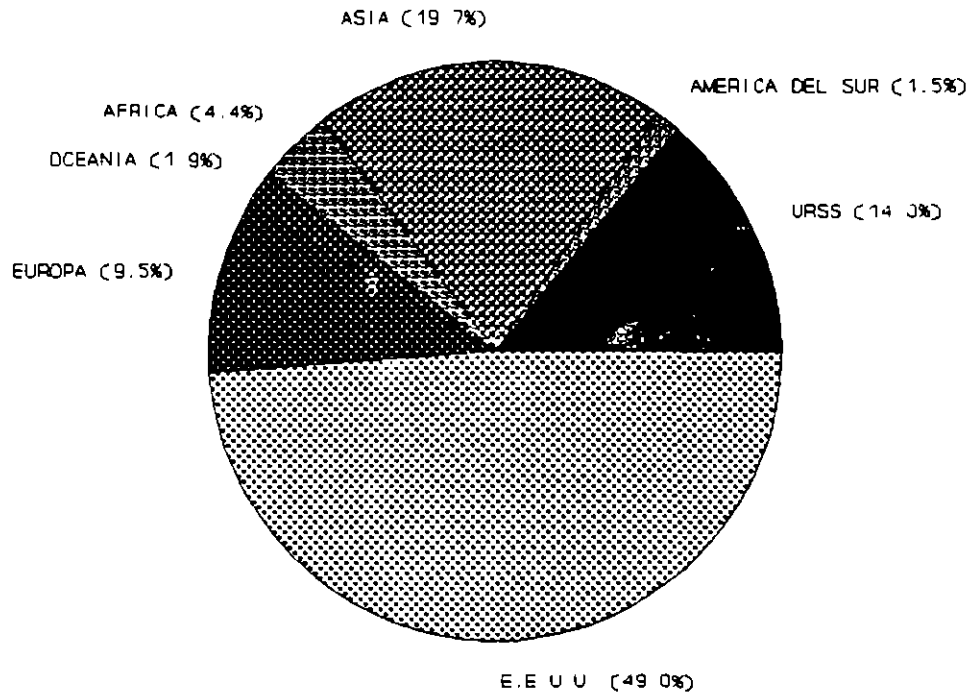


Figura 1.1

De las explotaciones de petróleo, 59% corresponde a los E.E.U.U.; 16% a España; 12% a Europa; 9% al lejano Oriente; el 3% a América y 1% a otros países.

De esta forma la importancia del petróleo en el ámbito energético, el transporte y las diferentes ramas industriales es preponderantemente enorme. Del petróleo se producen casi todos los tipos de combustibles líquidos (gasolina, diesel, turbina de gas y generadores de vapor), aceites lubricantes y combustóleo y otros productos comerciales.

Los gases combustibles naturales se componen generalmente de metano, etano, propano y butano e impurezas de hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas mundiales de gas natural se estiman de 86 billones de metros cúbicos y se pronostican en 120 billones de metros cúbicos.

El gas natural se ocupa ampliamente como combustible en centrales termoeléctricas, en la industria metalúrgica, del cemento y vidrio y para usos varios y domésticos.

Los carbones combustibles se ocupan de una forma muy limitada no obstante que representan un enorme potencial, ya que sus reservas probadas son mucho más abundantes que cualesquier otro energético convencional. Las objeciones principales para su consumo a gran escala son su alto contenido de cenizas y azufre, sumado a su complicado proceso de preparación. Además, bien se sabe que un combustible sólido proporciona una combustión ineficiente.

En México opera escasamente una Central Eléctrica que quema carbón combustible.

Por su parte, los componentes principales del petróleo son el carbono y el hidrógeno. Sus porcentajes másicos promedio corresponden del orden de 85% para el carbono y 12.5% para el hidrógeno. El petróleo en sí, por su alto contenido de hidrógeno ocupa un sitio importante entre los minerales combustibles.

Todos los petróleos contienen además azufre, oxígeno y nitrógeno. La fracción másica de nitrógeno anda entre 0.001 a 0.3% y el oxígeno oscila dentro de los límites de 0.1 a 1.0%.

Por otro lado, los petróleos varían de forma considerable en cuanto a su contenido de azufre. Abundan los petróleos con un contenido de azufre superior al 2%. El petróleo mexicano figura mundialmente entre los más azufrados (del 3.65 al 5.3%).

Aunque en cantidades muy pequeñas, los petróleos tienen algunos metales como: vanadio, níquel, hierro, mangnesio, cromo, titanio, cobalto, potasio, calcio, sodio y otros. También contienen fósforo y silicio. En algunos derivados del petróleo se han encontrado germanio del orden de 0.17 g/t.

1.2 Definiciones y propiedades de combustibles

1.2.1 Definición de combustible

Se da el nombre de combustible a una sustancia que se quema intencionalmente para obtener energía calorífica. Su aprovechamiento debe ser tecnológico y económicamente racional.

En particular el combustible tradicional (conformado por carbono e hidrógeno) debe ser capaz de experimentar el proceso de combustión, es decir, de combinarse con oxígeno en reacciones químicas exotérmicas.

Los combustibles que se usan regularmente en calderas y generadores de vapor son el carbón (en casos muy limitados), el gas natural y gases y líquidos derivados del petróleo.

Los combustibles derivados del petróleo se pueden clasificar en:

- a) Productos destilados: Gas natural, Gas L.P. y diesel
- b) Productos residuales: Combustóleo

1.2.2 Características de los combustibles

Con fundamentos en las características de los combustibles es posible tener la elección más apropiada para ciertos tipos de aplicaciones. Las características son, entre otras: composición química, poder calorífico, viscosidad, calor específico, temperatura de inflamación, escurrimiento y de flama.

La composición química de los combustibles sólidos y líquidos se mide en fracciones másicas. Entonces, de acuerdo a su composición elemental se cumple:

$$c + h + o + s + n + w + z = 1 \text{ (ó 100\%)} \quad (1.1)$$

donde:

c, h, o, s, n, w y z representan las fracciones másicas de carbono, hidrógeno, oxígeno, azufre, nitrógeno, humedad y cenizas respectivamente.

La Tabla 1.1 proporciona datos sobre la composición y características de combustibles sólidos y la Tabla 1.2 trata sobre combustibles líquidos.

Por ejemplo, la composición elemental para el combustible diesel es de $c = 0.80$ y $h = 0.20$ (aproximadamente).

En el caso de gases combustibles, se ocupan las fracciones molares o fracciones volumétricas para describir su composición. Es decir, un cierto gas natural, por ejemplo, se especifica por:

$$r_{CH_4} + r_{C_2H_6} + r_{H_2} + r_{N_2} = 1 \text{ (ó 100\%)} \quad (1.2)$$

donde:

$r_{CH_4}, r_{C_2H_6}, r_{H_2}, r_{N_2}$ son las fracciones molares del metano, etano, hidrógeno y nitrógeno (respectivamente).

En ocasiones se suele manejar las fracciones másicas x_i para los gases combustibles. En el apéndice 2 vienen los formularios para la determinación de características de mezclas gaseosas pures. La Tabla 1.3 indica algunas características de gases combustibles : s.

Tabla 1.1 Composición y poderes Caloríficos de combustibles Sólidos

Combustible	z*	w*	**Combustible Seco y sin cenizas					Poder calorífico en [kJ/kg]	
			C	H ₂	S	O ₂	N ₂	Superior	Inferior
Madera	< 0.5	10-20	50	6	0	43.9	0.1	15817-17910	14654-16747
Turba	< 15	15-35	50-60	4.5-6	0.3-2.5	30-40	1-4	13723-16282	11630-15119
Lignito natural	2-8	50-60	65-75	5-8	0.5-4	15-26	0.5-2	10463-13026	8374-11397
Lignito en briquetas	4-10	12-18	65-75	5-8	0.5-4	15-26	0.5-2	20934-21399	19771-20236
Carbón	3-12	0-10	80-90	4-6	0.7-1.4	4-12	0.6-2	29308-35123	27214-34192
Antracita	2-6	0-5	90-94	3-4	0.7-1	0.5-4	1-1.5	33494-34657	32564-33959
Coque	8-10	1-7	97	0.4-0.7	0.6-1	0.5-1	1-1.5	28145-30471	27912-30471

* Valores en % en masa de cenizas (z) y humedad (w)

** Valores en % en masa de carbono (C), hidrógeno (H₂), azufre (S), oxígeno (O₂) y nitrógeno (N₂)

Tabla 1.2 Combustibles Líquidos y Combustión

Combustible	M [kg/kmol]	% en masa		σ	ρ 15 °C [kg/m ³]	t_{eol} [°C]	Poder calorífico [kJ/kg]		Combustión completa [Nm ³ /kg]		Gases de combustión [Nm ³ /kg]	
		C	H ₂				Superior	Inferior	O _{min}	X _{min}	CO ₂	H ₂ O
Alcohol etílico C ₂ H ₆ O	46.1	52	13	1.50	796	78.5	29889	26958	1.45	6.90	0.97	1.46
Alcohol etílico al 95%	-----	-----	-----	1.50	809	78.6	28214	25284	1.38	6.57	0.92	1.45
Alcohol etílico al 90%	-----	-----	-----	1.50	823	78.7	26749	23865	1.31	6.23	0.87	1.44
Alcohol etílico al 85%	-----	-----	-----	1.50	836	78.9	25237	22353	1.24	5.90	0.83	1.42
Benceno (puro) C ₆ H ₆	78.1	92.2	7.8	1.25	884	80.2	41868	40147	2.16	10.28	1.72	0.87
Tolueno (puro) C ₇ H ₈	92.1	91.2	8.8	1.285	891	110.8			2.20	10.47	1.70	0.99
Xileno (puro) C ₈ H ₁₀	106	90.5	9.5	1.313	870	139	43000	40779	2.22	10.57	1.69	1.06
Benceno comercial I*	-----	92.1	7.9	1.26	883	-----	41868	40193	2.16	10.28	1.72	0.89
Benceno comercial II**	-----	91.6	8.4	1.30	876	-----	42287	40403	2.18	10.38	1.71	0.94
Naftaleno puro C ₁₀ H ₈ (temp. fusión 80 °C)	128	93.7	6.3	1.20	***	218	40356	38937	2.10	10.00	1.75	0.71
Tetralina ϕ (pura) C ₁₀ H ₁₂	132	90.8	9.2	1.30	975	205	40680	40821	2.20	10.47	1.70	1.03
Pentano C ₅ H ₁₂	72.1	83.2	16.8	1.60	626	36	49195	45427	2.49	11.86	1.55	1.88
Hexano C ₆ H ₁₄	86.1	83.6	16.4	1.584	658	68.7	49000	44659	2.48	11.81	1.56	1.84
Heptano C ₇ H ₁₆	100	83.9	16.1	1.571	682	98.4	48500	44380	2.47	11.76	1.56	1.79
Octano C ₈ H ₁₈	114	84.1	15.9	1.562	702	125	48148	44589	2.46	11.71	1.57	1.78
Gasóleo (promedio)	-----	85	15	1.53	700 a 740	60 a 120	46055	42705	2.43	11.57	1.59	1.68

* 0.84 de benceno, 0.13 de tolueno y 0.03 de xileno

** 0.43 de benceno, 0.46 de tolueno y 0.11 de xileno

*** 977 a 80 °C y 1152 a 15 °C

ϕ Se conoce también como tetrahidronaftaleno.

Tabla 1.3 Combustión de gases simples

Gas	Símbolo	Masa Molecular (kg/kmol)	σ	Nm ³ /Nm ³		Poder calorífico (kJ/Nm ³) [*]	
				O _{min}	X _{min}	Superior	Inferior
Hidrógeno	H ₂	2.016	0	0.5	2.38	12798	10788
Monóxido de carbono	CO	28.00	0.50	0.5	2.38	12626	12626
Metano	CH ₄	16.03	2.00	2.0	9.52	39682	35662
Etano	C ₂ H ₆	30.05	1.75	3.5	16.7	69679	63649
Propano	C ₃ H ₈	44.06	1.67	5.0	23.8	106755	98715
Butano	C ₄ H ₁₀	58.08	1.625	6.5	31.0	128180	118130
Etileno	C ₂ H ₄	28.03	1.50	3.0	14.3	64463	60443
Propileno	C ₃ H ₆	42.05	1.50	4.5	21.4	93228	87198
Butileno o Buteno	C ₄ H ₈	56.06	1.50	6.0	28.6	121846	113806
Acetileno	C ₂ H ₂	26.02	1.25	2.5	11.9	67183	67173

Reacciones Químicas	
$CH_4 + 2O_2 - CO_2 + 2H_2O$	$C_2H_4 + 3O_2 - 2CO_2 + 2H_2O$
$C_2H_6 + 3\frac{1}{2}O_2 - 2CO_2 + 3H_2O$	$C_3H_8 + 4\frac{1}{2}O_2 - 3CO_2 + 3H_2O$
$C_3H_8 + 5O_2 - 3CO_2 + 4H_2O$	$C_4H_8 + 6O_2 - 4CO_2 + 4H_2O$
$C_4H_{10} + 6\frac{1}{2}O_2 - 4CO_2 + 5H_2O$	$C_2H_2 + 2\frac{1}{2}O_2 - 2CO_2 + H_2O$

*Para convertir a [kJ/kgc] multiplíquese por (22.41/M)
 donde: M es la masa molecular y
 22.41 es el volumen normal molar

Poder calorífico

Se denomina *poder calorífico* a la cantidad de energía calorífica que se desprende al quemar totalmente 1 kg de combustible sólido, líquido o gaseoso. En forma práctica el poder calorífico se da para la unidad de masa, o, en el caso de gases combustibles se expresa para un metro cúbico llevado a condiciones normales de operación (1.01325 bar de presión y 0 °C).

Generalmete, los poderes caloríficos de los combustibles refieren a una combustión sometida a presión atmosférica normal y a una temperatura de todas las sustancias a 0 °C, antes y después de la combustión.

Debido a que después de la combustión existe vapor de agua, se puede definir *Poder Calorífico Superior* (PCS) a aquel calor de combustión que incluye el calor de condensación de dicho vapor de agua. En el *Poder Calorífico inferior* (PCI) se considera al agua en forma de vapor. Entonces para 1 kmol de H₂, resulta:

$$PCS - PCI = M_{H_2O} \cdot r_o = 45040 \text{ [kJ/kmol]} \quad (1.3)$$

donde:

M_{H_2O} es la masa molecular del agua que numéricamente es 18 [kJ/kmol]

r_o es el calor latente de vaporización del agua a 0 °C

En la Tabla 1.4 se proporcionan los poderes caloríficos del carbono, hidrógeno, azufre y monóxido de carbono expresado en diferentes versiones.

En el caso de combustibles que contienen humedad, la diferencia entre los Poderes Caloríficos Superior e Inferior debe incluir el Calor Latente de esta humedad así como la formada por la combustión. Por tanto, se puede usar la relación siguiente:

$$PCI = PCS - 2500(9h + w) \text{ [kJ/kg]} \quad (1.4)$$

donde:

h y w son los porcentajes o fracciones másicas del hidrógeno y la humedad de la composición elemental del combustible, respectivamente.

El poder calorífico de mezclas combustibles se obtiene determinando el calor que libera cada componente como si se quemara separadamente y sumando los resultados parciales. Esto no puede aplicarse al caso de compuestos químicos debido a que están en juego los calores de formación. En el caso de la mayoría de los combustibles sólidos y líquidos comúnmente usados en la práctica dicha cantidad es despreciable por lo que el Poder Calorífico puede estimarse mediante fórmulas empíricas.

Tabla 1.4 Poderes caloríficos en [kJ] a 0 °C y 101325 Pa

	C*	H ₂		CO	S
		Superior	Inferior		
por kmol	406957	286796	241756	282944	296677
por kg	33913	142260	119919	10105	9271
por Nm ³	18160	12798	10788	12626	13239

* Combustión completa

Si se conoce la composición del combustible se puede determinar el Poder Calorífico para sólidos y líquidos según la expresión de Dulong & Petit y la Asociación de Ingenieros Alemanes (VDI).

$$PCI = 34.013c + 125.6h - 10.9(o-s) - 2.5(9h + w) \quad (1.5)$$

donde:

PCI se expresa en [MJ/kg] y *c*, *h*, *o* y *s* son las fracciones másicas de carbono, hidrógeno, oxígeno y azufre, respectivamente.

Para el caso de gases combustibles el poder calorífico se encuentra por la relación:

$$PC_m = \sum_{i=1}^n PC_i \cdot r_i \quad (1.6)$$

donde:

PC_m es el Poder Calorífico de la mezcla y se expresado en [MJ/Nm³];

PC_i es el Poder Calorífico del *i*ésimo gas combustible expresado en [MJ/Nm³] y

r_i es la fracción molar correspondiente al *i*ésimo componente.

* quiere decir = por metro cúbico normal

La temperatura de escurimiento es aquella a la cual el combustible empieza a fluir; en cambio; la temperatura de inflamación es aquella en que el combustible desprende suficiente cantidad de vapores que al mezclarse con el aire forman una mezcla inflamable.

La temperatura adiabática de flama es aquella a la cual se manifiesta teóricamente la flama. Resulta importante conocer este valor para poder establecer los balances térmicos en cada parte componente de las calderas y generadores de vapor.

Otras características de combustibles lo son: el contenido de azufre, cenizas y humedad.

El contenido de azufre es un valor determinante ya que los combustibles mexicanos tienen alto contenido de azufre. Con ello, se está perjudicando el ámbito ecológico y, en un caso dado, al equipo.

A mayor contenido de cenizas de un combustible más de éste no se ha aprovechado. Este es el caso palpable del carbón-combustible de Coahuila.

Mientras más humedad contenga un combustible mayor manejo de gases de combustión se presenta y se desperdicia combustible.

Otra última característica de un combustible es su calor específico, ya que conocerlo facilita el dimensionamiento de equipos de precalentamiento.

Por ejemplo, el calor específico del combustible diesel anda del orden de 2.09 kJ/kgK, mientras que para los combustibles son de aproximadamente del rango de 1.67 a 2.51 kJ/kgK.

1.3 Tipos de combustibles

Los combustibles usados en México en calderas y generadores de vapor son: combustóleo, diesel, gas natural, gas L.P. y carbón combustible.

1.3.1 Combustóleo

El combustóleo es un combustible pesado que procede de los residuos obtenidos de la refinación del petróleo crudo.

Este combustible es probablemente el de mayor uso en calderas y generadores de vapor en México, tanto en industria en general como en el sector eléctrico y petrolero. Sus desventajas importantes son su alto contenido de azufre y vanadio, los cuales son dañinos desde los puntos de vista del deterioro de equipo y del medio ambiente. En las denominadas zonas metropolitanas del país se ha prohibido su uso por cuestiones de tipo ecológico y ha sido substituido el combustóleo por otros combustibles de muy poca oferta, como el gas natural.

Debe entenderse que la composición del combustóleo varía de región a región, razón por la cual debe de llevarse un registro local de sus características. Con ello, los equipos deben cambiar su comportamiento termodinámico al operar con diferentes composiciones. En la Tabla 1.5 se dan algunos datos de laboratorio de combustóleo

Tabla 1.5 Propiedades del Combustóleo (composición)

Composición másica	
Azcapotzalco (benigno)	Minatitlán
C = 85.73%	C = 82.80%
H ₂ = 10.72%	H ₂ = 10.40%
S = 3.50%	N ₂ = 2.97%
H ₂ O = 0.03%	O ₂ = 0.20%
O ₂ = 0.02%	S = 2.93%
	Z = 0.40%
	w = 0.30%

PCI = 46298 kJ/kg

Valores estadísticos de propiedades del combustóleo según PEMEX

C = 84.9% ± 1.1

Z = 0.05 ± 0.01

H₂ = 10.9% ± 0.7

Vanadio ppm = 184

V₂ = 0.41% ± 0.10

PCI = 42412 kJ/kg

S = 3.4% ± 0.40

Temperatura de inflamación = 95°C ± 12

1.3.2 Diesel combustible

Este combustible es ampliamente usado en calderas de pequeña y mediana capacidad. Dadas sus características el combustible diesel es de fácil manejo y su proceso de quema (combustión) resulta muy controlable, respecto del combustible combustóleo.

En su composición estadística media se puede observar su bajo contenido de azufre y su mayor contenido de humedad. Sin embargo difiere muy levemente, respecto del combustóleo, su poder calorífico. Seguramente por ello, se ha adoptado el uso de una mezcla de combustibles denominada Gas-oil, la cual tiene su proporción másica de:

80 % diesel

20 % combustóleo

Con ello se propicia una mejor combustión que prueba los estándares ecológicos. Además del ser un combustible barato. En la Tabla 1.6 se ilustra la composición de un diesel típico.

Tabla 1.6 Características del diesel combustible
Composición másica

C = 84.60%
 H₂ = 9.70%
 S = 2.70%
 N₂ = 1.00%
 w = 1.50%
 O₂ = 0.0%
 Z = 0.50%
 Temperatura de escurimiento:
 0 °C Nov. a Feb.
 5 °C Mar. a Oct.
 Temperatura de inflamación = 52 °C
 PCI (medio) = 44790 kJ/kg

1.3.3 Gas natural

Este combustible gaseoso es muy bien estimado en el ámbito de calderas y generadores de vapor debido a que propicia una correcta combustión al no poseer azufre ni cenizas.

El motivo por el cual no se hace extensivo su uso es porque su oferta es muy limitada y se expende solamente en determinadas zonas del país.

El gas natural está compuesto básicamente por metano, etano y bióxido de carbono y otros gases. Es obvio que sus composición varían en función del yacimiento. En seguida se dan en la Tabla 1.7 datos precisos de composición de gas natural de diferentes zonas.

Tabla 1.7 Características del Gas Natural
Composición molar

Cadereyta, N.L.	Petroquímica Camargo
H ₂ = 10.80%	CH ₄ = 83.32%
CH ₄ = 76.30%	C ₂ H ₆ = 9.40%
CO ₂ = 0.60%	C ₃ H ₈ = 2.30%
C ₂ H ₆ = 6.00%	C ₄ H ₁₀ = 0.40%
C ₂ H ₄ = 2.30%	C ₅ H ₁₂ = 0.30%
C ₃ H ₈ = 0.10%	CO ₂ = 0.69%
C ₃ H ₆ = 0.70%	N ₂ + Ar = 3.59%
otros = 3.20%	

Datos adicionales:

$H_2S = 17 \text{ ppm}$

$PCI = 35755 \text{ kJ/Nm}^3 \text{ (promedio)}$

1.3.4 Combustible Gas L.P.

Este gas combustible tiene su mayor uso para aplicaciones domésticas, aunque algunas industrias ya lo ocupan para calderas y generadores de vapor. Su uso resulta también atractivo debido a su alta eficiencia de combustión y su poder calorífico alto.

Se compone básicamente de gases simples como propano y butano. Su composición exacta la proporciona la planta que lo destina.

La Tabla 3.8 indica un análisis cromatográfico de un gas L.P. de la Zona Metropolitana de la Cd. de México.

Tabla 3.8 composición detallada de gas L.P
Composición másicas

Etano CH_4	0.02%
Etano + etileno C_2H_6	0.44%
Propano C_3H_8	45.57%
Propileno C_3H_6	0.05%
iso-Butano C_4H_{10}	14.11%
n-Butano C_4H_{10}	34.25%
1-Buteno C_4H_8	0.37%
iso-Buteno C_5H_{10}	0.06%
iso-Pentano C_5H_{12}	2.82%
otros	2.31%

CAPITULO 2 Combustión estequiométrica y aire para la combustión

2.1 Definiciones

En cualquier instante y lugar el oxígeno se combina con otros elementos. Este es un proceso clásico de oxidación. Interesa estudiar aquí a fondo un proceso muy particular de oxidación; esto es, la combustión.

COMBUSTION

Se define como combustión a aquél proceso de oxidación rápida, en el cual el oxígeno reacciona con materiales combustibles para producir energía calorífica, generalmente en forma de gases de alta temperatura.

La gran mayoría de la energía calorífica utilizada por la humanidad, se produce por la ignición de combustibles sólidos, líquidos ó gaseosos con oxígeno contenido en el aire atmosférico, formando productos gaseosos durante el proceso. Los explosivos y ciertos combustibles no requieren de aire para realizar la combustión, ya que el oxígeno necesario se encuentra químicamente ligado a ellos.

Combustión Teórica ó Estequiométrica

La combustión se denomina teórica o estequiométrica, conocida como completa- cuando todo el combustible se ha oxidado al máximo para producir CO_2 , H_2O y SO_2 .

Si la combustión es incompleta, los productos de la combustión poseen sustancias todavía capaces de ser oxidados como cenizas, hollín ó gases combustibles como el CO , H_2 , CH_4 y otros hidrocarburos. En este caso, no queda oxígeno libre. El propósito que se persigue en una buena combustión es evitar que ésta sea incompleta, ya que se relaciona a las pérdidas de combustible, energía y contaminación ambiental.

Combustión con Exceso de Oxígeno

La combustión real exige un exceso de oxígeno para llevar a cabo en forma completa la química de la combustión. Esto es, el combustible requiere una cantidad extra de oxígeno de la calculada en forma estequiométrica. En el uso cotidiano se suele manejar con el calificativo de "exceso de aire".

El exceso de aire se justifica por existir dificultades para lograr el contacto perfecto entre las moléculas de oxígeno, del aire, y los elementos constitutivos del

combustible a ser oxidados. Se dice también que el exceso de aire sirve para incrementar la probabilidad de choque de ambos participantes.

Esto quiere decir que el exceso de aire asegura una combustión completa y, por ende, evita la generación de productos indeseables característicos de la combustión incompleta.

Más sin embargo, los exagerados excesos de aire en Generadores de Vapor motivan deterioros en las eficiencias Termodinámicas, sumados a otras consecuencias importantes de orden ecológico.

En términos reales, y estrictamente hablando, es obvio aclarar que no existen combustiones estequiométricas aun con excesos de aire apropiados. Siempre se presentan como productos de combustión algunos compuestos gaseosos semioxidados; claro está, en pequeñas proporciones. Véase Figura(2.1).

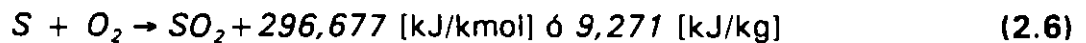
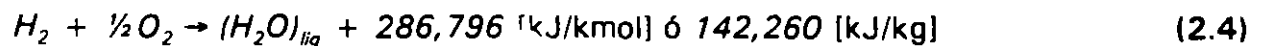
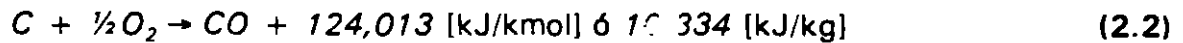
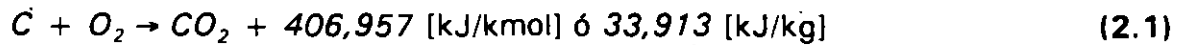
Oxígeno		Carbono		CO ₂
				CO
				SO _x
				O ₂
Nitrógeno	+	Hidrógeno	=	
		Azufre		NO _x
		Oxígeno		
Vapor de agua		Nitrógeno		H ₂ O
		Cenizas		Cenizas
		Agua		Desechos
				C _n H _m
Aire suministrado	+	Combustible	=	Productos

Figura 2.1

2.2 Ecuaciones Estequiométricas de combustión

De acuerdo a los conceptos de análisis químico es posible establecer las ecuaciones estequiométricas de mayor interés aplicado a un cierto combustible. En estas ecuaciones, el primer miembro contiene los reactantes, representados por el componente sujeto a oxidación más el oxidante, ambos dispuestos para la combustión, y el segundo miembro, los productos o gases generalmente, formados por la combustión más los poderes caloríficos.

Los principales componentes de todo combustible orgánico ó hidrocarburo son: carbono (C) e hidrógeno(H₂); además, el azufre (S) puede estar presente en pequeñas cantidades. Entonces, la mayor parte de los procesos de combustión se pueden circunscribir a las siguientes ecuaciones básicas:



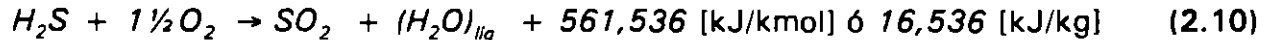
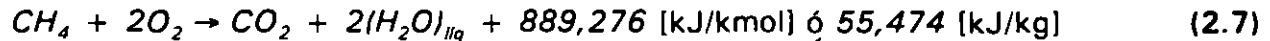
en dichas ecuaciones:

- O₂ representa 32 kg de oxígeno;
- CO₂ representa 44 kg de bióxido de carbono;
- H₂ representa 2 kg de hidrógeno y
- S representa 32 kg de azufre.

En los casos del carbono (C) y el azufre (S), que evidentemente son sólidos, se ocupan los pesos atómicos ya que el número de átomos en la molécula resulta incierto. Cuando se forma agua en la combustión, su estado final, ya sea líquido o vapor, se han indicado con un subíndice.

Debido a que un kilomol [kmol] (por ejemplo) de cualquier gas ocupa el mismo volumen a las mismas condiciones de temperatura y presión, el volumen de CO₂ producido por la combustión de carbono es igual al volumen del oxígeno consumido bajo las mismas condiciones. Si se desprecia el volumen de carbono sólido, entonces no ocurre variación en el volumen durante el proceso de combustión. Lo mismo pasa para otros combustibles sólidos como el azufre, por ejemplo. Entonces, la combustión del carbono en monóxido de carbono (CO) da un incremento de volumen en 0.5; en cambio, la combustión del CO y el azufre experimentan un decremento de volumen de 1.5 kmol de reactantes a 1 kmol de productos de combustión.

Si se analizan, para el caso de algunos gases, las ecuaciones:



Se puede observar que, por ejemplo, en los casos del metano (CH_4) y del etileno (C_2H_4) no existe cambio en el volumen después de la combustión. En el caso del etano y todos los hidrocarburos con más de cuatro átomos de hidrógeno, se presenta un incremento de volumen en sus productos.

Las cantidades indicadas en las ecuaciones anteriores consideran los reactantes (carburante y comburente) inicialmente a $0^\circ C$ y los productos de la combustión finalmente enfriados hasta $0^\circ C$.

2.3 Oxígeno y aire necesario para la combustión y sus productos, caso combustibles sólidos y líquidos.

Generalmente en textos tradicional y en manuales de ingeniería se presentan ecuaciones para el cálculo del oxígeno y aire necesario para la combustión, cuya procedencia se ignora y hasta parecen fórmulas empíricas. En esta sección se deducirán las ecuaciones correspondientes, paso por paso, por los caminos másicos y molares.

2.3.1 Análisis másico

Para este análisis se requiere, obviamente, conocer la composición másica del combustible, en cuanto a carbono (C), hidrógeno (H_2) y azufre (S).

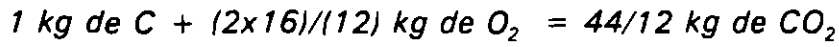
Tomando el caso de combustión completa, la ecuación para el carbono resulta:



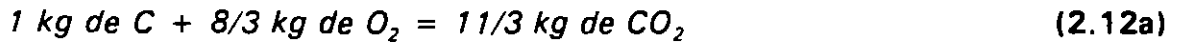
Lo cual expresado en términos de sus masas moleculares queda:

$$12 \text{ kg de C} + (2 \times 16) \text{ kg de } O_2 = 44 \text{ kg de } CO_2$$

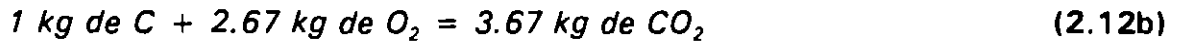
o también para 1 kg de carbono da:



o es lo mismo:



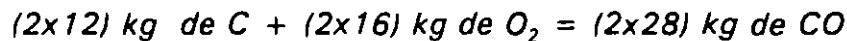
ó



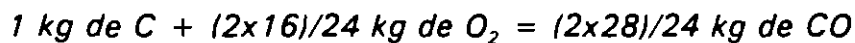
Para el caso de combustión incompleta aplicada al carbono:



en términos de masas moleculares:



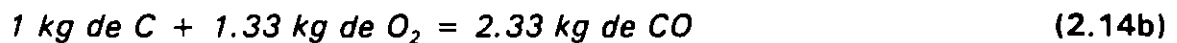
también:



ó



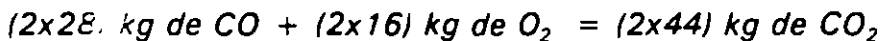
y



la oxidación posterior para el CO resulta:



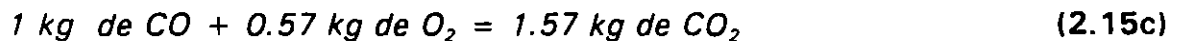
o bien



seguido de lo anterior



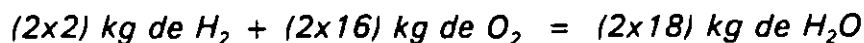
ó



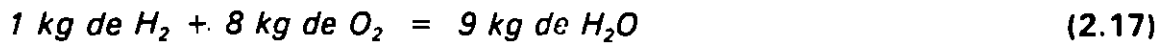
El hidrógeno, como componente importante, forma agua según su ecuación estequiométrica.



o bien:



o sea:



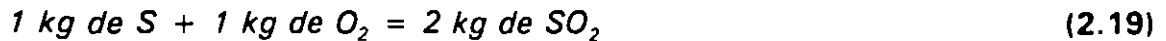
Por último, para el azufre, contenido en el combustible, queda la ecuación:



o lo que es lo mismo:



o sea



En síntesis, para una combustión completa de:

1 kg de carbono se necesitan 2.67(8/3) kg de O_2

1 kg de hidrógeno se necesitan 8 kg de O_2

1 kg de azufre se necesita 1 kg de O_2

Por tanto, la cantidad mínima o estequiométrica de oxígeno para un kilogramo de combustible sólido o líquido, dada su composición másica de c, h y s, queda determinada por:

$$O_{min} = 8/3c + 8h + s - o \quad (2.20)$$

ó [kg_{O2}/kg_c]

$$O_{min} = 2.67c + 8h + s - o$$

donde:

o es la fracción másica de oxígeno ya contenido en el combustible.

Las unidades de la ecuación (2.20) indican kilogramos de oxígeno por cada kilogramo de combustible. Esta ecuación puede estar expresada en unidades de volumen de la siguiente forma:

$$O_{min} = (8/3c + 8h + s - o)/\rho_{O_2} \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.21)$$

donde:

ρ_{O_2} 1.429 kg/Nm³ es la densidad del oxígeno en condiciones normales de presión y temperatura. Frecuentemente se refieren las condiciones de combustión a estos parámetros normales; sin embargo, para ciertas condiciones de operación de equipos de combustión, el oxígeno mínimo en unidades de volumen se determina con la densidad correspondiente.

Tomando en cuenta que el oxígeno se encuentra en el aire atmosférico en 23%, fracción másica, y 21%, fracción molar, las ecuaciones (2.20) y (2.21) se transformarán en aire mínimo para la combustión. Esto es:

$$X_{min} = O_{min} / 0.23$$

$$X_{min} = (8/3c + 8h + s - o) / 0.23 \quad [\text{kg}_a/\text{kg}_c] \quad (2.22)$$

o también:

$$X_{min} = O_{min} / 0.21$$

$$X_{min} = (8/3c + 8h + s - o) / [(1.429)(0.21)] \quad [\text{Nm}^3/\text{kg}_c] \quad (2.23)$$

donde:

X_{min} es el aire mínimo y estequiométrico necesario para la combustión y se expresa en kilogramos o metros cúbicos normales de aire por cada kilogramo de combustible.

Las proporciones másicas y molares tomadas aquí son valores aproximados y son apropiados para los niveles de Ingeniería.

En la Tabla (2.1) se dan, en forma detallada, las composiciones másicas y molares (volumétricas) del aire atmosférico.

Elemento	Fracción másica x_i	Fracción molar r_i
N ₂	0.7547	0.7803
O ₂	0.2320	0.2099
A	0.0128	0.00933
CO ₂	0.00046	0.00030
H ₂	0.00001	0.00010
Ne	0.000012	0.000018
He	0.0000007	0.000005
Kr	0.000005	0.000001
X	0.0000004	0.00000009

Tabla 2.1 Composición del aire atmosférico

2.3.2 Análisis molar

En forma alterna se pueden encontrar las expresiones anteriores ocupando entidades molares. Es decir:

1 kmol de C (o sea 12 kg) necesita para su combustión 1 kmol de O₂ (o sea 32 kg);
 1 kmol de H₂ (o sea 2 kg) necesita para su combustión ½ kmol de O₂ (o sea 16 kg)
 y 1 kmol de S (o sea 32 kg) necesita para su combustión 1 kmol de O₂ (o sea 32 kg)

Sumando las necesidades de oxígeno, se tiene

$$O_{\min} = \frac{c}{12} + \frac{h}{4} + \frac{s}{32} - \frac{o}{32} \quad \left[\frac{\text{kmol}}{\text{kg}} \right] \quad (2.24a)$$

o también:

$$O_{\min} = \frac{1}{12} \left[\frac{c}{12} + \frac{h}{4} + \frac{s}{32} - \frac{o}{32} \right] \quad \left[\frac{\text{kmol}}{\text{kg}} \right] \quad (2.24b)$$

puesto que el volumen normal molar es:

$v_N = 22.41 \text{ Nm}^3/\text{kmol}$, el volumen de oxígeno requerido será:

$$O_{\min} = 22.41 \left[\frac{c}{12} + \frac{h}{4} + \frac{s}{32} - \frac{o}{32} \right] \quad \left[\frac{\text{kmol}}{\text{kg}_c} \right] \quad (2.25a)$$

ó

$$O_{\min} = \frac{22.41}{12} \left[c + 3 \left(h - \frac{o - s}{8} \right) \right] \quad \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{kg}} \right] \quad (2.25b)$$

$$O_{\min} = 1.8675 \sigma \quad [\text{Nm}^3/\text{kg}_c] \quad (2.25c)$$

donde:

$$\sigma = 1 + \frac{3}{c} + \left(h - \frac{o - s}{8} \right) \quad (2.26)$$

Es el primer coeficiente característico de Mollier que representa la relación del oxígeno requerido por el combustible a el oxígeno requerido para quemar carbón solamente, ó como la relación del oxígeno requerido por el combustible a el contenido de carbono, ambos medidos en [kmol] o en [Nm³]. Cuando se trata de gases, el contenido de carbono se encuentra en los compuestos como CO, CO₂, etc.

Ahora, multiplicando la ecuación (2.24a) por la masa molecular del oxígeno, $M_{O_2} = 32 \text{ kg/kmol}$,

$$O_{\min} = 32 \left[\frac{c}{12} + \frac{h}{4} + \frac{s}{32} - \frac{o}{32} \right] \left[\frac{\text{kg}_{O_2}}{\text{kg}_c} \right]$$

$$O_{\min} = \frac{3}{8} c + 8h + s - o \left[\frac{\text{kg}_{O_2}}{\text{kg}_c} \right]$$

que resulta la ecuación (2.21).

De igual forma, el aire mínimo o estequiométrico está dado por

$$X_{\min} = O_{\min}/0.21 = 8.893 c \sigma \quad [\text{Nm}^3/\text{kg}_c] \quad (2.27)$$

Expresión equivalente a la (2.23).

El coeficiente característico σ resulta útil y en ocasiones facilita los cálculos debido a que su valor cambia poco para grupos muy específicos de combustibles. Para el caso de carbono para $\sigma = 1.0$ y para combustóleo debe andar entre 1.2 a 1.55.

Por otro lado, el contenido de nitrógeno se maneja el segundo coeficiente característico, de Mollier, definido por:

$$v = \frac{\frac{n}{28}}{\frac{c}{12}} = \frac{3}{7} \quad (2.28)$$

donde:

n y c son las composiciones másicas de nitrógeno y carbono presentes en el combustible. Para combustibles sólidos y líquidos el contenido de nitrógeno usualmente se desconoce.

Más adelante en este capítulo se presentarán nuevamente los coeficientes característicos σ y v , los cuales figuran de manera importante en los productos de la combustión.

2.3.3 Productos de combustibles sólidos y líquidos en combustión completa.

Los productos de la combustión completa, determinados a partir de las ecuaciones estequiométricas de 1 kilogramo de combustible con el oxígeno necesario, se componen de los siguientes gases:

BIOXIDO DE CARBONO

$$11/3 c \text{ [kg/kg}_c\text{]} = c/12 \text{ [kmol/kg}_c\text{]} = (22.41/12)c \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.29)$$

VAPOR DE AGUA

$$(9h + w) \text{ kg/kg}_c = (h/2 + W/18) \text{ [kmol/kg}_c\text{]} = (22.41/18)(9h + w) \text{ [Nm}^3\text{/kg]} \quad (2.30)$$

BIOXIDO DE AZUFRE

$$2s \text{ [kg/kg}_c\text{]} = s/32 \text{ [kmol/kg}_c\text{]} = (22.41/32)S \text{ [Nm}^3\text{/kg]} \quad (2.31)$$

Aquí se ha incluido w que representa la fracción másica de agua (humedad) en el combustible.

Entonces, la cantidad total de productos gaseosos por cada kilogramo de combustible resulta, con entidades másicas:

$$\left[\frac{11}{3} c + 9h + w + 2s \right] \quad \left[\frac{\text{kg}_p}{\text{kg}_c} \right] \quad (2.32a)$$

con entidades molares:

$$\left[\frac{c}{12} + \frac{h}{2} + \frac{w}{18} + \frac{s}{32} \right] \quad \left[\frac{\text{kmol}}{\text{kg}_c} \right] \quad (2.32b)$$

con entidades volumétricas:

$$\frac{22.41}{12} \left[c + 6h + \frac{2}{3} w + \frac{3}{8} s \right] \quad \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{kg}_c} \right] \quad (2.32c)$$

El incremento de volumen durante la combustión resulta la diferencia entre (2.32c) y (2.25), o sea:

PRODUCTOS-OXIGENO MINIMO

$$(22.41/12)(c + 6h + 2/3 w + 3/8 s) - \{(22.41/12)(c + 3h + 3/8 s - 3/8 o)\}$$

INCREMENTO DE VOLUMEN

$$\Delta V = (22.41/12)[3h + 3/8 o + 2/3 w] \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.33)$$

Cuando se quema 1 kg de combustible con la cantidad teórica de aire X_{min} , el nitrógeno aparece tanto en los reactantes como en los productos. Entonces, el volumen de los productos es:

$$V_{pmin} = X_{min} + \Delta V = X_{min} + (22.41/12)[3h + 3/8 o + 2/3 w] \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.34)$$

En la ecuación (2.34) puede notarse que el incremento de volumen durante la combustión depende exclusivamente de hidrógeno, oxígeno y de la humedad presentes en el combustible.

EXCESO DE AIRE

Si X es la cantidad práctica de aire para asegurar la combustión completa, se tiene:

$$X = \lambda X_{min} = (1 + \delta) X_{min} \quad (2.35)$$

donde:

λ es la relación de aire

δ es el coeficiente de exceso de aire o simplemente el exceso de aire.

entonces, el volumen total de los productos de combustión está dado por:

$$V_p = X + (22.41/12)[3h + 3/8 o + 2/3 w] \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.36)$$

Puesto que el exceso de oxígeno y la totalidad del nitrógeno pasan por el proceso sin cambio alguno. Es obvio que en condiciones reales se propicia la formación de NO_x .

2.4 Oxígeno y aire necesario para la combustión completa y sus productos: casos combustibles gaseosos

2.4.1 Oxígeno y aire para la combustión con gases combustibles.

La composición de los combustibles gaseosos se expresa en fracciones molares (también llamadas volumétricas), como por ejemplo:

$$(r_{CO})_c + (r_{H_2})_c + (r_{CH_4})_c + (r_{C_2H_6})_c + (r_{O_2})_c + (r_{N_2})_c + (r_{CO_2})_c = 1 \text{ ó } 100\% \quad (2.37)$$

donde:

El subíndice "c" refiere al gas componente antes de la combustión.

Los componentes gaseosos de la ecuación (2.37) corresponden a un combustible hipotético, los cuales se tomarán como ejemplos. Debe admitirse que otros combustibles gaseosos pueden tener más o menos componentes.

Entonces, para la combustión completa de este gas combustible, dado por la ecuación (2.37) se requieren las cantidades de oxígeno ya presentadas en las ecuaciones (2.3), (2.5), (2.7) y (2.8), por orden de aparición. Los gases componentes O_2 , N_2 y CO_2 no figuran, obviamente, en estos requerimientos de oxígeno.

Haciendo la aclaración que un [kmol] a las mismas condiciones de presión y temperatura ocupan el mismo volumen, las ecuaciones estequiométricas resultan ser ecuaciones volumétricas. Si estos volúmenes se toman a condiciones normales, el O_{min} se calcula por:

$$O_{min} = 0.5(r_{CO})_c + 0.5(r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 3(r_{C_2H_4})_c - (r_{O_2})_c \quad [Nm^3/Nm^3c] \quad (2.38)$$

O lo que es lo mismo, la relación estequiométrica gas combustible-oxígeno es para:

- a) el CO de 1 a 0.5
- b) el H_2 de 1 a 0.5
- c) el CH_4 de 1 a 2.0
- d) el C_2H_4 de 1 a 3.0

Entonces, el aire mínimo o estequiométrico se calcula por la relación siguiente:

$$X = O_{min}/0.21$$

$$X_{min} = \frac{0.5(r_{CO})_c + 0.5(r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 3(r_{C_2H_4})_c - (r_{O_2})_c}{0.21} \quad \left[\frac{Nm^3}{Nm^3c} \right] \quad (2.39)$$

Recuérdese que (2.39) sólo es válido para el gas combustible adoptado como ejemplo.

También se aplica aquí la ecuación (2.35) para asegurar una combustión completa. El aire necesario se calcula por:

$$X = \lambda \left[\frac{0.5(r_{CO})_c + 0.5(r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 3(r_{C_2H_6})_c - (r_{O_2})_c}{0.21} \right] \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \quad (2.40)$$

Aire práctico de la combustión

2.4.2 Productos de gases combustibles

Después de efectuado el proceso de combustión y de acuerdo a (2.40), donde $X = \lambda X_{min}$, se puede tomar en cuenta que:

- El CO se transforma en CO₂ en proporción 1 a 1.
- El H₂ se transforma en H₂O en proporción 1 a 1.
- El CH₄ se transforma en CO₂ en proporción 1 a 1. Además, se produce H₂O en proporción 1 a 2.
- El C₂H₆ se transforma en CO₂ en proporción 1 a 2. Además, se produce H₂O en proporción 1 a 2.
- Los demás gases como el CO₂, O₂ y N₂ pasan idealmente sin alterarse. La verdad es que eventualmente pueden transformarse en NO_x.

En suma, los productos de la combustión de gases combustibles se componen de los siguientes volúmenes parciales:

BIOXIDO DE CARBONO

$$(V_{CO_2})_p = (r_{CO})_c + (r_{CH_4})_c + 2(r_{C_2H_6})_c + (r_{CO_2})_c \quad (2.41)$$

VAPOR DE AGUA

$$(V_{H_2O})_v = (r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 2(r_{C_2H_6})_c \quad (2.42)$$

OXIGENO

$$(V_{O_2})_p = (\lambda - 1)O_{min} = \delta O_{min} = 0.21X - O_{min} \quad (2.43)$$

NITROGENO

$$(V_{N_2})_p = (r_{N_2})_c + 0.79X \quad (2.44)$$

Las expresiones anteriores se dan en [kmol] o en unidades volumétricas. Por kilogramo de combustible [Nm³/kg_c].

Comparando los volúmenes de los productos con el gas combustible sumado al del aire, existe un decremento igual a:

$$\Delta V_p = = 0.5[(r_{CO})_c + (r_{H_2})_c] \quad (2.45)$$

el cual se debe totalmente a la combustión del CO y del H₂, ya que el CH₄ y el C₂H₄ se queman sin cambio de volumen.

Como en los productos de combustión aparecen tantos kmoles de CO₂ como kmoles hay de carbono en un combustible dado, se cumple:

$$\sigma = \frac{O_{min}}{(V_{CO_2})_p} \quad (2.46)$$

donde:

O_{min} y $(V_{CO_2})_p$ se expresa en [kmol/kg_c] ó [Nm³/kg_c]

Entonces, los coeficientes característicos para este combustible son:

$$\sigma = \frac{0.5(r_{CO})_c + 0.5(r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 3(r_{C_2H_4})_c - (r_{O_2})_c}{(r_{CO})_c + (r_{CH_4})_c + 2(r_{C_2H_4})_c + (r_{CO_2})_c} \quad (2.47)$$

$$v = \frac{(V_{N_2})_c}{(V_{CO_2})_p}$$

(2.48)

$$v = \frac{(r_{N_2})_c}{(r_{CO})_c + (r_{CH_4})_c + 2(r_{C_2H_4})_c + (r_{CO_2})_c}$$

2.5 Relación entre la composición de los productos de la combustión y la cantidad de oxígeno o aire necesario

Puesto que los productos de la combustión se secan antes de realizar su análisis, el vapor de agua y el bióxido de azufre se condensan y no aparecen en el análisis. Entonces:

$$(r_{CO_2})_p + (r_{O_2})_p + (r_{N_2})_p = 1 \text{ ó } 100\% \quad (2.49)$$

donde:

Cada término representa la fracción volumétrica o molar y el subíndice p se refiere a los productos.

De (2.43) y (2.46) se obtiene la relación oxígeno y bióxido de carbono en los productos como:

$$\frac{(V_{O_2})_p}{(V_{CO_2})_p} = \frac{(\lambda - 1)O_{min}}{\frac{O_{min}}{\sigma}} = (\lambda - 1)\sigma \quad (2.50)$$

Con exceso de aire, la cantidad total de oxígeno suministrado es (λO_{min}) kmol y el nitrógeno suministrado es $(0.79/0.21)\lambda O_{min}$. Usando la ecuación (2.49) se puede obtener el volumen de nitrógeno que es: $(0.79/0.21)\lambda\sigma(V_{CO_2})_p$. El nitrógeno presente en el gas combustible también se puede expresar en términos del contenido de carbono por el símbolo v . Este nitrógeno debe pasar a los productos de la combustión de igual forma. Puesto que los productos contienen tantos kmoles de CO_2 como kmoles de C hay de combustibles, el nitrógeno del combustible que está en los productos es $v(V_{CO_2})_p$. Entonces, la relación del nitrógeno total al bióxido de carbono en los productos está dada por:

$$(V_{N_2})_p / (V_{CO_2})_p = [(0.79/0.21)\lambda\sigma] + v \quad (2.51)$$

Si las ecuaciones (2.49), (2.50) y (2.51) se solucionan para $(r_{CO_2})_p$, $(r_{O_2})_p$ y $(r_{N_2})_p$ se obtiene:

$$(r_{CO_2})_p = \frac{0.21}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21(v + 1)} \quad (2.52a)$$

$$(r_{O_2})_p = \frac{0.21(\lambda - 1)\sigma}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21(v + 1)} \quad (2.52b)$$

$$(r_{N_2})_p = \frac{0.79 \lambda \sigma + 0.21 v}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21(v + 1)} \quad (2.52c)$$

De la ecuación (2.49) y de estas tres ecuaciones se obtiene:

$$\lambda = \frac{0.21}{\sigma} \left[\frac{1}{(r_{CO_2})_p} + \sigma - 1 - v \right] \quad (2.53)$$

Como regla, si el contenido de nitrógeno se desconoce las últimas cuatro ecuaciones se reducen a:

$$(r_{CO_2})_p = \frac{0.21}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21} \quad (2.54a)$$

$$(r_{O_2})_p = \frac{0.21(\lambda - 1)\sigma}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21} \quad (2.54b)$$

$$(r_{N_2})_p = \frac{0.79 \lambda \sigma}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21} \quad (2.54c)$$

$$\lambda = \frac{0.21}{\sigma} \left[\frac{1}{(CO_2)_p} + \sigma - 1 \right] \quad (2.55)$$

Por medio de estas ecuaciones se puede determinar el exceso de aire de la combustión si se conoce el contenido porcentual molar de CO₂ en los gases secos de combustión y los coeficientes σ y v .

Cuando en el combustible no hay nitrógeno, el coeficiente σ puede eliminarse de las dos primeras ecuaciones (2.54), y después de solucionar para λ se obtiene:

$$\lambda = \frac{1 - (r_{CO})_p - (r_{O_2})_p}{1 - (r_{CO})_p - \left(\frac{1}{0.21}\right)(r_{O_2})_p} \quad (2.56)$$

Esta ecuación no puede usarse en cálculos que requieren una aproximación en el análisis de los productos que no puede alcanzarse prácticamente.

2.6 Relaciones empíricas entre X_{min} , V_p y PCI .

En la práctica se puede demostrar que el consumo mínimo de aire y el volumen de productos de combustión pueden representarse como función lineal de los poderes caloríficos inferiores. Estas relaciones se enuncian por grupos afines de combustibles como sigue:

Combustibles sólidos: $PCI < 23,300$ kJ/kg_c:

$$X_{min} = \left[\frac{0.5619}{23300} PCI + 0.5 \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.57a)$$

$$V_{pmin} = \left[\frac{0.4932}{23300} PCI + 523 \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.57a)$$

Combustibles sólidos: $PCI > 23,300$ J/kg_c:

$$X_{min} = \left[\frac{0.5619}{23300} PCI + 0.5619 \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.58a)$$

$$V_{pmin} = \left[\frac{0.5556}{23300} PCI + 0.874 \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.58b)$$

Combustibles líquidos (para todo PCI):

$$X_{min} = \left[\frac{0.472}{23300} PCI + 2 \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.59a)$$

$$V_{pmin} = \left[\frac{0.618}{23300} PCI \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.59b)$$

Gases combustible: $PCI < 11,200$ kJ/Nm³:

$$X_{min} = \left[\frac{7.8}{16900} PCI \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.60a)$$

$$V_{pmin} = \left[\frac{5.7}{16900} PCI + 1.11 \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.60b)$$

Gases combustible: PCI > 11,200 kJ/Nm³:

$$X_{min} = \left[\frac{0.5619}{16900} PCI - 0.25 \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.61a)$$

$$V_{p_{min}} = \left[\frac{12}{16900} PCI - 0.67 \right] \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.61b)$$

En el caso de combustibles sólidos y líquidos, el PCI se da por unidad de masa del combustible, mientras que en el caso de combustibles gaseosos el PCI se toma por unidad de volumen en condiciones normales.

Con ayuda de estas ecuaciones se puede determinar el volumen de los productos a partir del poder calorífico del combustible. Para obtener los productos reales de la combustión se puede usar la ecuación:

$$V_p = V_{p_{min}} + (\lambda - 1)X_{min}$$

Este método empírico simplifica considerablemente los cálculos de combustión. Los resultados son lo suficientemente aproximados para todos los fines prácticos.

CAPITULO 3 Cálculo y determinación de productos de combustión

3.1 Combustibles Líquidos

De acuerdo a la composición que presentan los combustibles mexicanos usados en el ámbito industrial y a la gama no uniforme de sus parámetros, resulta de interés primordial predecir en forma analítica y gráfica, mediante parámetros característicos, la composición de los gases de combustión para tener su orden de magnitud.

Se adoptan aquí definiciones no convencionales y se deducen algunas expresiones para el análisis de los productos de la combustión y finalmente se trazan las curvas características del combustible estudiado.

En los campos ingenieril y del dominio público se ha presentado la urgencia de manejar y conocer los productos gaseosos emanados por la quema de combustibles nacionales. Debido a la gran variedad de la composición de los combustibles mexicanos y usados en el ámbito industrial resulta no muy fácil establecer de una manera confiable la composición de los productos de combustión. Lo anterior se comprende debido a que las condiciones estequiométricas se ven desviadas al ocupar un exceso de aire y no oxidarse completamente sus componentes. Es por ello que, desde el punto de vista práctico se facilita su análisis, de un combustible dado con la representación gráfica de sus parámetros.

De esta forma, en base a la composición del combustible en estudio se analizan sus relaciones estequiométricas, y se encuentran y deducen ecuaciones en función de parámetros característicos intrínsecos y condiciones de combustión.

3.1.1 Caso Combustible Oleo

De acuerdo a un estudio cromatográfico se obtuvieron las composiciones fraccionarias de los componentes del combustible en estudio, las cuales nos servirán para calcular los coeficientes característicos del mismo:

COMPOSICION DEL COMBUSTOLEO

CARBONO	C = 84.90 %
HIDROGENO	H = 10.90 %
AZUFRE	S = 3.40 %
NITROGENO	N = 0.41 %
CENIZAS	Z = 0.39 %

Empleando las relaciones (2.26) - (2.28) se obtiene:

$$\sigma = 1 + \frac{3}{0.849} \left[0.109 + \frac{0.034}{8} \right] = 1.4001$$

$$\nu = \left(\frac{3}{7} \right) \left(\frac{0.0041}{0.8490} \right) = 0.002069$$

Sustituyendo los valores de los Coeficientes Característicos en las ecuaciones (2.52a), (2.52b) y (2.52c), para un predeterminado exceso de aire (λ):

Exceso de Aire λ [%]	$(r_{CO_2})_p$	$(r_{O_2})_p$	$(r_{N_2})_p$
1	0.159519	0	0.840481
10	0.015089	0.190136	0.794775
20	0.007522	0.200098	0.792380
30	0.005010	0.203405	0.791585
40	0.003755	0.205056	0.791188
50	0.003003	0.206046	0.790950

Tabla 3.1 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Combustoleo

Graficando los valores tabulados se obtienen las curvas características del combustible:

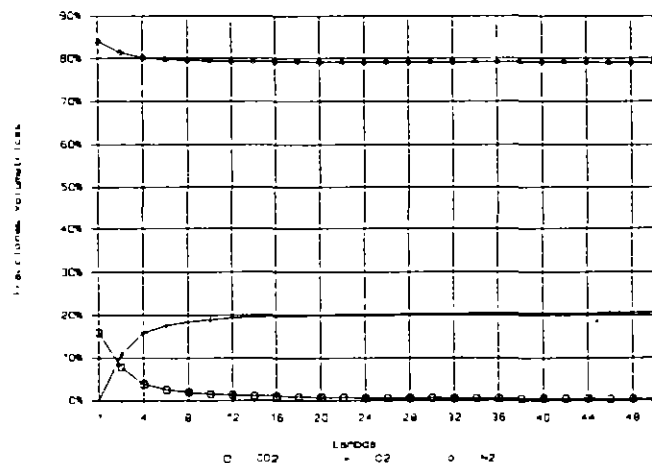


Figura 3.1 Gráfica Característica del Combustoleo

3.1.2 Caso Gasoleo

De acuerdo a un estudio cromatográfico se obtuvieron las composiciones fraccionarias de los componentes del combustible en estudio, las cuales nos servirán para calcular los coeficientes característicos del mismo:

COMPOSICION DEL GASOLEO

CARBONO	C = 84.660 %
HIDROGENO	H = 9.940 %
AZUFRE	S = 2.840 %
NITROGENO	N = 0.882 %
CENIZAS	Z = 0.418 %
HUMEDAD	W = 1.200 %

Empleando las ecuaciones (2.26) y (2.28) se obtiene:

$$\sigma = 1 + \frac{3}{0.8466} \left[0.994 + \frac{0.0284}{8} \right] = 1.3648$$

$$\nu = \left(\frac{3}{7} \right) \left(\frac{0.00882}{0.8466} \right) = 0.00446$$

Sustituyendo los valores de los Coeficientes Característicos en las ecuaciones (2.52a), (2.52b) y (2.52c), para un predeterminado exceso de aire (λ):

Exceso de Aire λ [%]	$(r_{CO_2})_p$	$(r_{O_2})_p$	$(r_{N_2})_p$
1	0.162901	0	0.837099
10	0.015473	0.190054	0.794474
20	0.007715	0.200055	0.792231
30	0.005138	0.203376	0.791486
40	0.003852	0.205034	0.791114
50	0.003081	0.206028	0.790891

Tabla 3.2 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Gasoleo

Graficando los valores tabulados se obtienen las curvas características del combustible:

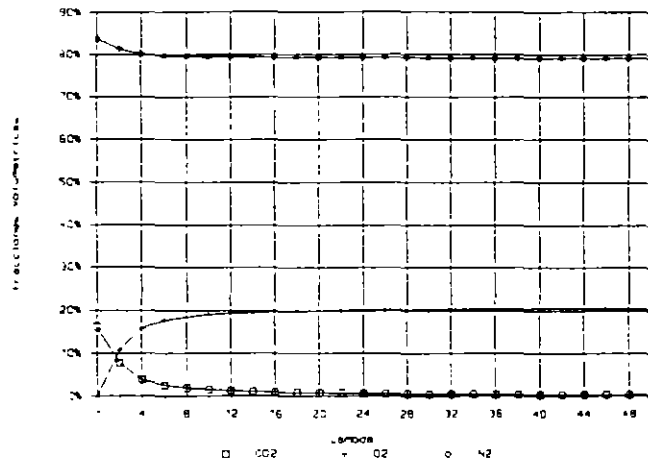


Figura 3.2 Gráfica Característica del Gasoleo

3.1.3 Caso Diesel

De acuerdo a un estudio cromatográfico se obtuvieron las composiciones fraccionarias de los componentes del combustible en estudio, las cuales nos servirán para calcular los coeficientes característicos del mismo:

COMPOSICION DEL DIESEL

CARBONO	C = 84.600 %
HIDROGENO	H = 9.700 %
AZUFRE	S = 2.700 %
NITROGENO	N = 1.000 %
CENIZAS	Z = 0.500 %
HUMEDAD	W = 1.500 %

Empleando las ecuaciones (2.26) y (2.28) se obtiene:

$$\sigma = 1 + \frac{3}{0.846} \left[0.097 + \frac{0.0270}{8} \right] = 1.3559$$

$$\nu = \left(\frac{3}{7}\right)\left(\frac{0.010}{0.846}\right) = 0.00506$$

Sustituyendo los valores de los Coeficientes Característicos en las ecuaciones (2.52a), (2.52b) y (2.25c), para un predeterminado exceso de aire (λ):

Exceso de Aire λ [%]	$(r_{CO_2})_p$	$(r_{O_2})_p$	$(r_{N_2})_p$
1	0.163778	0	0.836222
10	0.015572	0.190033	0.794395
20	0.007765	0.200043	0.792191
30	0.005172	0.203368	0.791460
40	0.003877	0.205029	0.791094
50	0.003101	0.206024	0.790875

Tabla 3.3 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Diesel

Graficando los valores tabulados se obtienen las curvas características del combustible:

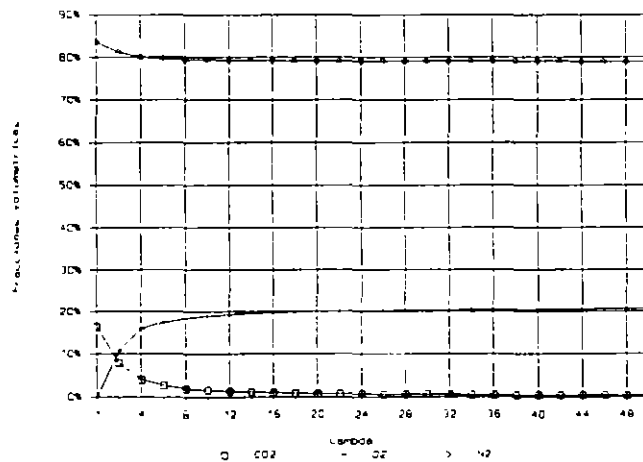


Figura 3.3 Gráfica Característica del Diesel

3.2 Combustibles Gaseosos

En el desarrollo de este capítulo, se analizan los productos de combustión tanto del gas L.P. como los del gas natural, considerando una combustión ideal o completa, así como una combustión real aproximada.

3.2.1 Caso Gas L.P.

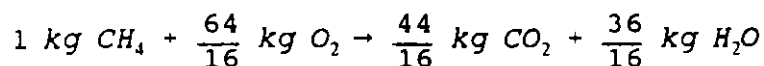
El gas L.P., tiene un mayor uso en aplicaciones domésticas, aunque algunas industrias lo utilizan como combustible para calderas y generadores de vapor. Se dice que su uso resulta atractivo debido a su alta eficiencia de combustión y su alto poder calorífico. Este gas se compone básicamente de gases como butano y propano, su composición exacta la proporciona la planta que lo destila.

La siguiente tabla proporciona un análisis cromatográfico de un gas L.P de la zona metropolitana de la Cd. de México.

COMPOSICION MASICA DEL GAS L.P.

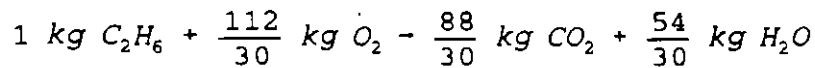
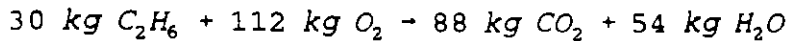
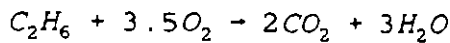
Etano	CH ₄	0.02%
Etano + etileno	C ₂ H ₆	0.45%
Propano	C ₃ H ₈	46.64%
Propileno	C ₃ H ₆	0.05%
iso-Butano + n-Butano	C ₄ H ₁₀	49.50%
1-Buteno	C ₄ H ₈	0.37%
iso-Buteno	C ₅ H ₁₀	0.09%
iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	2.88%

Obteniendo las reacciones de combustión de cada uno de sus componentes y calculando el O_{mn} necesario para que se realice la combustión, resulta:



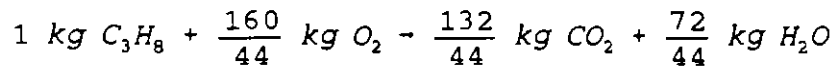
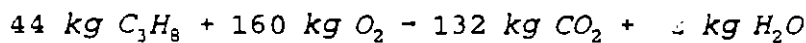
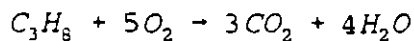
Si CH_4 representa el 0.02%, entonces:

$$O_{\min(\text{CH}_4)} = 0.0002 \left(\frac{64}{16} \right) = 0.0008 \left[\frac{\text{kg}_{\text{O}_2}}{\text{kg}_c} \right]$$



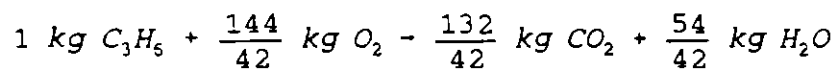
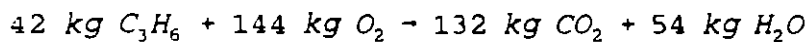
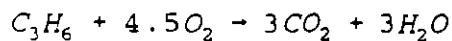
Si C_2H_6 representa el 0.45%, entonces:

$$O_{\min(\text{C}_2\text{H}_6)} = 0.0045 \left(\frac{112}{30} \right) = 0.0167 \left[\frac{\text{kg}_{\text{O}_2}}{\text{kg}_c} \right]$$



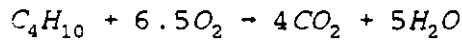
Si C_3H_8 representa el 46.64%, entonces:

$$O_{\min(\text{C}_3\text{H}_8)} = 0.4664 \left(\frac{160}{44} \right) = 1.6959 \left[\frac{\text{kg}_{\text{O}_2}}{\text{kg}_c} \right]$$



Si C_3H_6 representa el 0.05%, entonces:

$$O_{\min(C_3H_6)} = 0.0005 \left(\frac{144}{42} \right) = 0.001714 \left[\frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

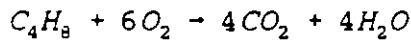


$$58 \text{ kg } C_4H_{10} + 208 \text{ kg } O_2 \rightarrow 176 \text{ kg } CO_2 + 90 \text{ kg } H_2O$$

$$1 \text{ kg } C_4H_{10} + \frac{208}{58} \text{ kg } O_2 \rightarrow \frac{176}{58} \text{ kg } CO_2 + \frac{90}{58} \text{ kg } H_2O$$

Si C_4H_{10} representa el 49.50%, entonces:

$$O_{\min(C_4H_{10})} = 0.4950 \left(\frac{208}{58} \right) = 1.7751 \left[\frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

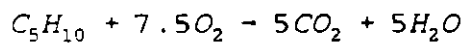


$$56 \text{ kg } C_4H_8 + 192 \text{ kg } O_2 \rightarrow 176 \text{ kg } CO_2 + 72 \text{ kg } H_2O$$

$$1 \text{ kg } C_4H_8 + \frac{192}{56} \text{ kg } O_2 \rightarrow \frac{176}{56} \text{ kg } CO_2 + \frac{72}{56} \text{ kg } H_2O$$

Si C_4H_8 representa el 0.37%, entonces:

$$O_{\min(C_4H_8)} = 0.0037 \left(\frac{192}{56} \right) = 0.01268 \left[\frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

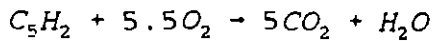


$$70 \text{ kg } C_5H_{10} + 240 \text{ kg } O_2 \rightarrow 220 \text{ kg } CO_2 + 90 \text{ kg } H_2O$$

$$1 \text{ kg } C_5H_{10} + \frac{240}{70} \text{ kg } O_2 \rightarrow \frac{220}{70} \text{ kg } CO_2 + \frac{90}{70} \text{ kg } H_2O$$

Si C_5H_{10} representa el 0.09%, entonces:

$$O_{\min(C_5H_{10})} = 0.0009 \left(\frac{240}{70} \right) = 0.00308 \left[\frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$



$$62 \text{ kg } C_5H_2 + 176 \text{ kg } O_2 \rightarrow 220 \text{ kg } CO_2 + 18 \text{ kg } H_2O$$

$$1 \text{ kg } C_5H_2 + \frac{176}{62} \text{ kg } O_2 \rightarrow \frac{220}{62} \text{ kg } CO_2 + \frac{18}{62} \text{ kg } H_2O$$

Si C_5H_2 representa el 2.88%, entonces:

$$O_{\min(C_5H_2)} = 0.0288 \left(\frac{176}{62} \right) = 0.0817 \left[\frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

Realizando la sumatoria de los O_{\min} de cada componente, da como resultado el O_{\min} total requerido para poder llevarse a cabo la combustión de dicho combustible, por lo que:

$$\begin{aligned} O_{\min} &= 0.0008 + 0.01679 + 1.6959 + 0.001714 + 1.7751 + 0.01268 + 0.00308 + 0.08175 \\ &= 3.5878 \text{ [kgO}_2\text{/kg}_c\text{]} \end{aligned}$$

Considerando $\rho_{O_2} = 1.4279 \text{ [kgO}_2\text{/Nm}^3\text{O}_2\text{]}$, entonces:

$$O_{\min} = \frac{3.5878}{1.4279} = 2.5126 \left[\frac{Nm^3}{kg_c} \right]$$

Si

$$X_{\min} = \frac{O_{\min}}{0.21}$$

resulta que:

$$X_{\min} = \frac{2.5126}{0.21} = 11.9647 \left[\frac{Nm^3_a}{kg_c} \right]$$

Para poder obtener la \dot{M} del combustible se utiliza la expresión:

$$\bar{M} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{\frac{x_i}{M_i}} \right)$$

$$\bar{M} = \frac{1}{\frac{0.0002}{16} + \frac{0.0045}{30} + \frac{0.4664}{44} + \frac{0.0005}{42} + \frac{0.4350}{58} + \frac{0.0037}{56} + \frac{0.0009}{70} + \frac{0.0288}{62}} =$$

$$\bar{M} = \frac{1}{0.000012 + 0.00015 + 0.0106 + 0.0000119 + 0.00853 + 0.000066 + 0.0000128 + 0.000464} =$$

$$\bar{M} = \frac{1}{0.01984} = 50.40 \left[\frac{kg}{kmol} \right]$$

Si la densidad del combustible es:

$$(\rho_c^N) = \frac{M}{V} \left[\frac{\frac{kg}{kmol}}{\frac{Nm^3}{kmol}} \right]$$

Para el caso de este combustible se tiene que:

$$\rho_c^N = \frac{50.40 \left[\frac{kg}{kmol} \right]}{22.41 \left[\frac{Nm^3}{kmol} \right]} = 2.2489 \left[\frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]$$

De lo anterior se deduce que:

$$X_{min} = 26.9074 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Por otro lado:

$$O_{min} = X_{min}(0.21) = 26.9074(0.21) = 5.6576 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

De la ecuación (2.13) se puede transformar de fracción másica a fracción volumétrica (molar), por lo tanto, los valores de la fracciones volumétricas de cada

componente estan dadas por:

$$CH_4 = \frac{0.000012}{0.01984} = 0.00060 \quad \therefore \quad 0.06\%$$

$$C_2H_6 = \frac{0.00015}{0.01984} = 0.0075 \quad \therefore \quad 0.75\%$$

$$C_3H_8 = \frac{0.0106}{0.01984} = 0.5342 \quad \therefore \quad 53.42\%$$

$$C_3H_6 = \frac{0.0000119}{0.01984} = 0.00059 \quad \therefore \quad 0.059\%$$

$$C_4H_{10} = \frac{0.00853}{0.01984} = 0.4299 \quad \therefore \quad 42.99\%$$

$$C_4H_8 = \frac{0.000066}{0.01984} = 0.0033 \quad \therefore \quad 0.33\%$$

$$C_5H_{10} = \frac{0.0000128}{0.01984} = 0.00064 \quad \therefore \quad 0.064\%$$

$$C_5H_2 = \frac{0.000464}{0.01984} = 0.0233 \quad \therefore \quad 2.33\%$$

De las ecuaciones de reacción que se analizaron con anterioridad se pueden calcular los volúmenes de los productos de la combustión, considerando en este caso la fracción volumétrica, por lo que resulta:

$$(V_{CO_2})_p = 1(0.0006) + 2(0.0075) + 3(0.5342) + 3(0.0005) + 4(0.4299) +$$

$$+ 4(0.0033) + 5(0.0006) + 5(0.0233) = 3.472 \left[\frac{Nm^3_{CO_2}}{Nm^3_c} \right]$$

$$(V_{H_2O})_P = 2(0.0006) + 3(0.0075) + 4(0.5342) + 3(0.0005) + 5(0.4299) +$$

$$+ 4(0.0033) + 5(0.0006) + 1(0.0233) = 4.351 \left[\frac{Nm^3_{H_2O}}{Nm^3_C} \right]$$

$$O_{min} = 2(0.0006) + 3.5(0.0075) + 5(0.5342) + 4.5(0.0005) + 6.5(0.4299) +$$

$$+ 6(0.0033) + 7.5(0.0006) + 5.5(0.0233) = 5.6481 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

de lo que se obtiene:

$$X_{min} = \frac{O_{min}}{0.21} = \frac{5.6481}{0.21} = 26.89 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

Considerando $\lambda = 5\%$ se obtienen

$$(V_{O_2})_P = O_{min}(\lambda - 1) = 5.6481(1.05 - 1) = 0.2824 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = r_{(N_2)_C} + 0.79(\lambda X_{min}) = 0 + 0.79\{26.895(1.05)\} = 22.30 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

El volumen total en base húmeda es igual a:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{H_2O})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 3.472 + 4.351 + 0.2824 + 22.30 = 30.4054 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

Las fracciones volumétricas de los productos de la combustión estequiométrica en base húmeda es igual a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{3.4720}{30.4054} = 0.1141$$

$$I_{(H_2O)} = \frac{(V_{H_2O})_P}{V_T} = \frac{4.351}{30.4054} = 0.1430$$

$$I_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.2824}{30.4054} = 0.0092$$

$$I_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{22.30}{30.4054} = 0.7334$$

El volumen total un base seca es igual a:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 3.472 + 0.2824 + 22.30 = 26.05 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Las fracciones volumétricas de los productos de la combustión estequiométricas en base seca es igual a:

$$I_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{3.4720}{26.05} = 0.1332$$

$$I_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.2824}{26.05} = 0.0108$$

$$I_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{22.30}{26.05} = 0.8560$$

Por lo tanto los coeficientes característicos del Gas L.P. valen:

$$\sigma = \frac{O_{min}}{V_{(CO_2)}_P} = \frac{5.6481}{3.472} = 1.6267$$

$$v = \frac{V(N_2)_c}{V_{(CO_2)}_P} = \frac{0}{3.472} = 0$$

Aplicando las ecuaciones (2.54a, 2.54b y 2.54c) para un exceso de aire (λ)

predeterminado se obtienen los volúmenes parciales productos de una combustión estequiométrica en base seca se muestra en la Tabla 3.4

Exceso de Aire λ [%]	$(r_{CO_2})_p$	$(r_{O_2})_p$	$(r_{N_2})_p$
0	0.1404	0	0.8596
1	0.138889	0.00226	0.858851
10	0.126622	0.020608	0.85277
20	0.115307	0.037532	0.847161
30	0.105848	0.05168	0.842472
40	0.097823	0.063683	0.838494
50	0.09093	0.073994	0.835076

Tabla 3.4 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Gas L.P.

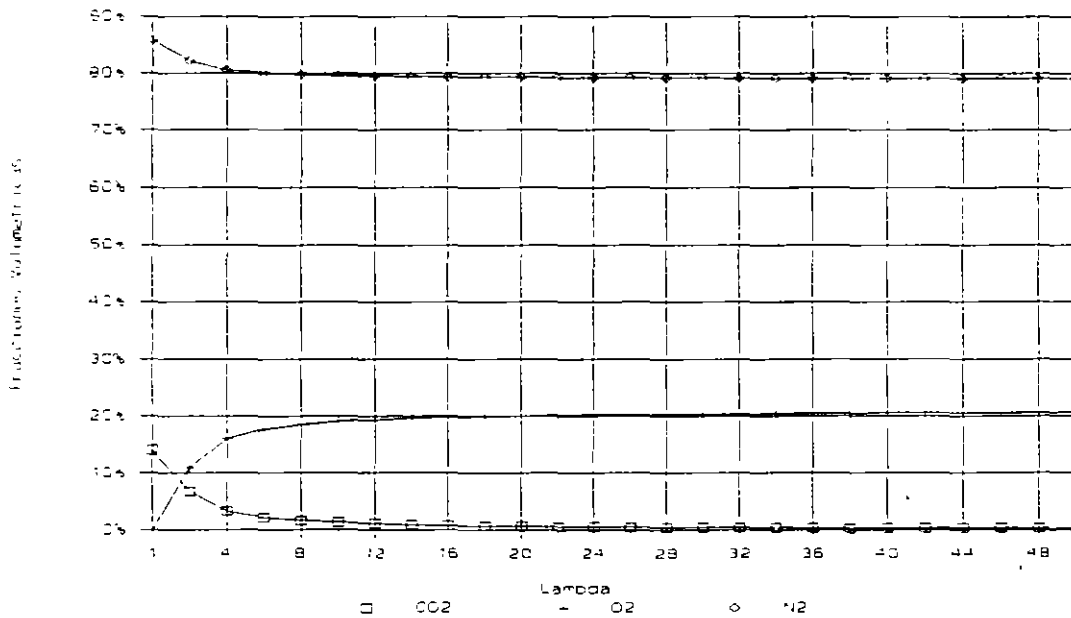


Figura 3.4 Gráfica Característica del Gas L.P.

3.2.2 Caso Gas Natural

El Gas Natural es muy estimado en el ámbito de Calderas y Generadores de Vapor debido a que proporciona una correcta combustión al no poseer azufre ni cenizas. El motivo por el cual no se hace extensivo su uso es por que su oferta es muy limitada y se expende solamente en determinadas zonas del país.

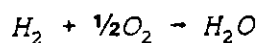
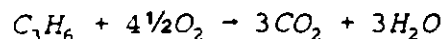
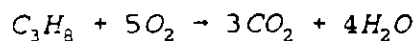
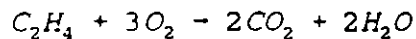
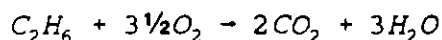
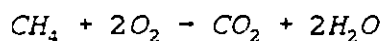
El Gas Natural esta compuesto básicamente por Etano, Metano, Bióxido de Carbono y otros gases. Es obvio que su composición varia en función del yacimiento.

La siguiente proporciona las características del gas natural en su composición molar (o volumétrica) que fueron tomadas de un análisis cromatográfico según PEMEX.

COMPOSICION MOLAR DEL GAS NATURAL

Etano	CH ₄	=	76.30
Bióxido de Carbono	CO ₂	=	0.60
Etano + Etileno	C ₂ H ₆	=	6.00
Metano	C ₂ H ₄	=	2.30
Propano	C ₃ H ₈	=	0.10
Propileno	C ₃ H ₆	=	0.70
Hidrógeno	H ₂	=	10.80
Nitrógeno	N ₂	=	3.20

Las ecuaciones de reacción son:



Masas moleculares de los componentes del Gas Natural en [kg/kmol] son:

CH ₄	=	16
CO ₂	=	44
C ₂ H ₆	=	30
C ₂ H ₄	=	28
C ₃ H ₈	=	44
C ₃ H ₆	=	42
H ₂	=	2
N ₂	=	28

Poo lo que la Masa molecular del Combustible [kg_c/kmol]:

0.763(16)	=	12.208
0.006(44)	=	0.264
0.060(30)	=	1.800
0.023(28)	=	0.644
0.001(44)	=	0.044
0.007(42)	=	0.294
0.108(2)	=	0.216
0.032(28)	=	0.896

$$\sum r_i M_i = M_c = 16.366 \text{ (masa molecular del combustible)}$$

Entonces el valor de la densidad del combustible (ρ_c) se calcula por:

$$\rho_c = \frac{M_c}{22.41} = \frac{16.366}{22.41} = 0.738 \left[\frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]$$

Ahora para encontrar el valor de los volúmenes parciales de bióxido de carbono (V_{CO_2})_p y el vapor de agua (V_{H_2O})_p, productos de combustión son:

$$(V_{CO_2})_p = 1(0.763) + 2(0.06) + 2(0.023) + 3(0.001) + 3(0.007) + 0.006 =$$

$$(V_{CO_2})_p = 0.956 \left[\frac{Nm_{CO_2}^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$(V_{H_2O})_p = 2(0.763) + 3(0.06) + 2(0.023) + 4(0.001) + 3(0.007) + 1(0.108) =$$

$$(V_{H_2O})_p = 1.8850 \left[\frac{Nm_{H_2O}^3}{Nm_c^3} \right]$$

El oxígeno mínimo (O_{min}) para la combustión es:

$$O_{min} = 2(0.763) + 3.5(0.06) + 3(0.023) + 5(0.001) + 4.5(0.007) + 0.5(0.108)$$

$$O_{min} = 1.8955 \left[\frac{Nm^3_{O_2}}{Nm^3_C} \right]$$

Por tanto, el aire estequiométrico (X_{min}) resulta:

$$X_{min} = \frac{O_{min}}{0.21} = \frac{1.8955}{0.21} = 9.026 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

Considerando $\lambda = 5\%$ se obtiene:

$$(V_{O_2})_P = O_{min}(\lambda - 1) = 1.8955(1.05 - 1) = 0.0947 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = r_{(N_2)_C} + 0.79(\lambda X_{min}) = 0.032 + 0.79\{9.026(1.05)\} = 7.5190 \left[\frac{\Lambda}{\Lambda} \right]$$

El volumen total un base húmeda es igual a:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{H_2O})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 0.959 + 1.885 + 0.0947 + 7.519 = 10.4577 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

Las fracciones volumétricas de los productos de la combustión estequiométricas en base húmeda es igual a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{0.9590}{10.4577} = 0.0917$$

$$r_{(H_2O)} = \frac{(V_{H_2O})_P}{V_T} = \frac{1.885}{10.4577} = 0.1802$$

El volumen total un base seca es igual a:

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.0947}{10.4577} = 0.0090$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{7.519}{10.4577} = 0.7189$$

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 0.959 + 0.0947 + 7.519 = 8.5637 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Las fracciones volumétricas de los productos de la combustión estequiométrica en base seca es igual a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{0.9590}{8.5637} = 0.1119$$

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.0947}{8.5637} = 0.0110$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{7.510}{8.5637} = 0.8769$$

Por lo tanto los coeficientes característicos del Gas Natural son:

$$\sigma = \frac{O_{min}}{V_{(CO_2)}_P} = \frac{1.8955}{0.9590} = 1.9765$$

$$v = \frac{V(N_2)_c}{V_{(CO_2)}_P} = \frac{0.032}{0.9590} = 0.0333$$

Aplicando las ecuaciones (2.52a, 2.52b y 2.52c) para un exceso de aire (λ) predeterminado se obtienen los volúmenes parciales productos de una combustión estequiométrica en base seca para el Gas Natural, se muestra en la Tabla 3.5

Exceso de Aire λ [%]	$(r_{CO_2})_p$	$(r_{O_2})_p$	$(r_{N_2})_p$
0	0.118081	0	0.881919
1	0.116783	0.002308	0.880909
10	0.10627	0.021004	0.872725
20	0.096608	0.038189	0.865203
30	0.088556	0.052509	0.858935
40	0.081743	0.064626	0.853632
50	0.075903	0.075011	0.849086

Tabla 3.5 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Gas Natural

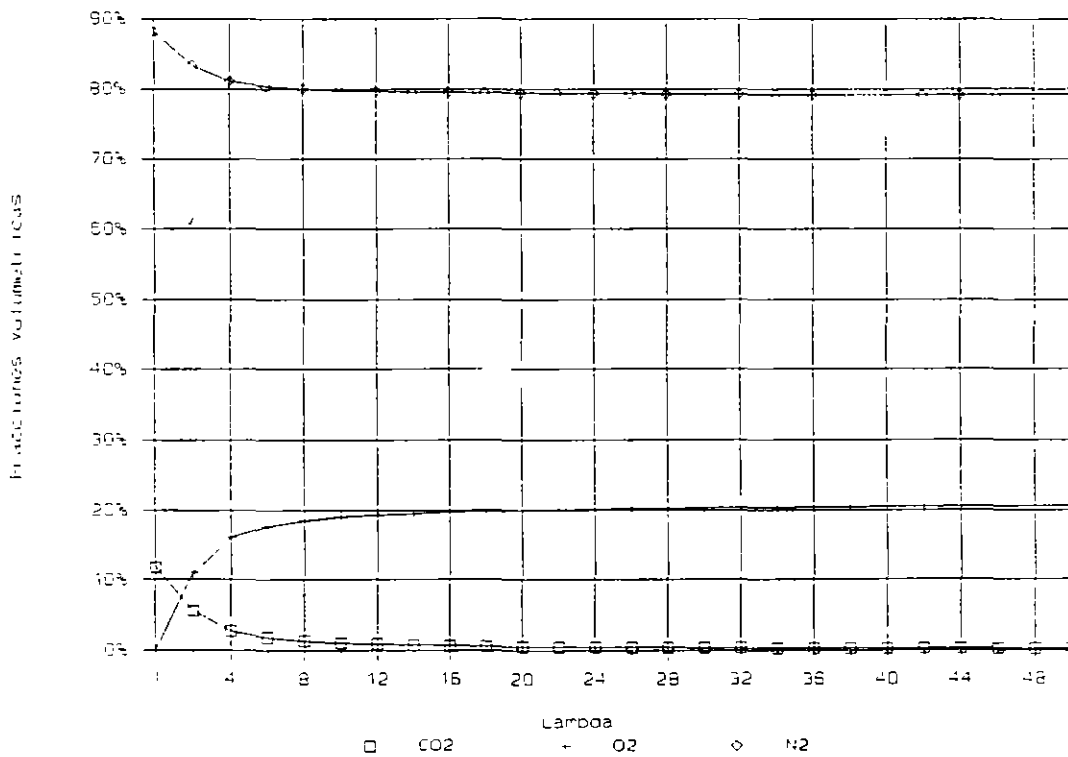


Figura 3.5 Gráfica Característica del Gas Natural

3.3 Aproximación de las Emisiones Contaminantes de los Combustibles usados en el Valle de México

En este estudio se calculan en forma aproximada la emisión de contaminantes en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México y que proceden de fuentes fijas, considerando los combustibles disponibles. Es válido hacer notar que no se incluye el combustóleo por ser este un combustible en fuera de uso, según la Secretaría de Desarrollo Social y el Instituto Nacional de Ecología.

Para tal propósito, se aplica un método basado en las relaciones estequiométricas de combustión, tomando en cuenta aspectos normativos que deben cumplir los equipos de combustión.

Hace una década la industria y el consumo de energía todavía eran condiciones muy marcadas para entender un pleno desarrollo de un país. A medida que los grandes conglomerados de población en el mundo se fueron acrecentando, las industrias, que en su origen estuvieron en los suburbios, fueron propiciando, como en el caso de las Zonas Metropolitanas (Monterrey, Guadalajara, Cd. de México), altas concentraciones de gases emanados de la combustión, tanto de vehículos automotores como de fuentes fijas industriales.

Hoy en día, pese a las medidas adoptadas por el sector gubernamental, no han sido mejoradas en forma importante las condiciones ambientales en el Valle de México. No obstante que las entidades oficiales involucradas han empezado un proceso de normatividad desde el punto de vista ecológico, el sector empresarial no ha adoptado, por lo menos hasta hoy en forma seria y responsable acciones tendientes a resolver las problemáticas ambientales de la cual son integrantes.

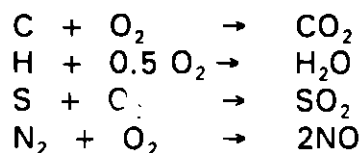
Lo anterior puede deberse, por un lado, a la escasa información y preparación del personal técnico y, por otro lado, al poco entendimiento y concientización del problema y también según nuestra opinión particular desconocimiento de la relación que existe entre el binomio perfecto:

**Economía (uso eficiente de energía) y optimización de la combustión.
Reducción de gases contaminantes (optimización de la combustión).**

La gran variedad de equipos, condiciones de operación, en la Cd. de México, motiva que no haya una certeza en cuanto a consumo de combustible. Sin embargo al tomar cantidades globales de consumo de combustible y considerando los combustibles usados en el Valle de México, podemos obtener con cierta aproximación las emisiones contaminantes.

3.3.1 Combustibles líquidos

Empleando ecuaciones estequiométricas para combustibles líquidos se obtiene las siguientes reacciones al efectuar una combustión teórica (sin CO ni NO_x):



A partir de las reacciones antes mencionadas obtenemos los volúmenes parciales en base seca, en el caso I se supone un exceso de aire $\lambda = 5\%$ y el caso II, $\lambda = 20\%$, para los combustibles:

(A) GASOLEO (B) DIESEL

Los cuales se ilustran en las tablas 3.7 y 3.8 respectivamente.

Ahora empleando los datos de consumos específicos anuales para los combustibles indicados, tomados del Balance Nacional de Energía (1991), editado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (ISBN 968-874-077-2).

Consumo Anual aproximado para el Valle de México	
GASOLEO	5.3461 x 10 ⁹ [Kg _e /año]
DIESEL	919.93 x 10 ⁶ [Kg _e /año]

Tabla 3.6 Consumos Anuales de Combustibles en el Valle de México

Aplicando estos consumos solamente a los volúmenes que son considerados como contaminantes (tabla 3.7 y 3.8) y tomando en consideración $n = 90\%$ de eficiencia en el equipo de combustión, se obtiene la cuantificación de los combustibles al año en la tabla 3.9.

TABLA 3.6. COMBUSTIBLE (A) GASOLEO						
VOLUME N PARCIAL	$\lambda = 5\%$			$\lambda = 20\%$		
	[Nm ³ /Kg _e]	[Kg/Kg _e]	[ppm]	[Nm ³ /Kg _e]	[Kg/Kg _e]	[ppm]
·CO ₂	1.58040	3.1029	16000	1.5802	3.1026	139882
·CO	0.00002	0.0002	200	0.0002	0.00025	180
N	8.08930	10.1068	823970	9.2463	11.5223	818471
·NO _x	0.00120	0.0026	130	0.00145	0.0029	129
·SO ₂	0.01960	0.0560	2000	0.0192	0.0548	1070
O ₂	0.10700	0.0865	10900	0.4315	0.6161	38200
* SON CONSIDERADOS PRODUCTOS CONTAMINANTES						

TABLA 3.7 COMBUSTIBLE (B) DIESEL						
VOLUME N PARCIAL	$\lambda = 5\%$			$\lambda = 20\%$		
	[Nm ³ /Kg _e]	[Kg/Kg _e]	[ppm]	[Nm ³ /Kg _e]	[Kg/Kg _e]	[ppm]
·CO ₂	1.57970	3.1015	161880	1.5795	3.1012	140682
·CO	0.00019	0.00024	200	0.0002	0.00025	180
N	8.03130	10.0343	822970	9.1784	11.4674	817471
·NO _x	0.00168	0.00260	130	0.00140	0.0029	129
·SO ₂	0.01850	0.05280	1900	0.0190	0.0544	1700
O ₂	0.10830	0.15460	11100	0.4289	0.6124	38200
* SON CONSIDERADOS PRODUCTOS CONTAMINANTES						

TABLA 3.8 CUANTIFICACION APROXIMADA DE EMISIONES CONTAMINANTES VALLE DE MEXICO				
VOLUMEN DE:	COMB. (A) [Kg/AÑO]		COMB. (B) [Kg/AÑO]	
	$\lambda = 5\%$	$\lambda = 20\%$	$\lambda = 5\%$	$\lambda = 20\%$
CO ₂	1.4929E10	1.4928E10	2.5679E9	2.5676E9
CO	115475760	12028730	2011890	2086400
NO _x	12509874	13953321	2152637	2442415
SO ₂	269443440	263669652	43715094	45097750

Se ha probado que a ciertas condiciones de exceso de aire, un equipo de combustión no aprueba los estándares ecológicos, por lo que se deben variar estas exigencias normativas para evitar la producción de contaminates.

Por otro lado se ha encontrado la emisión de contaminantes debida a la quema de combustibles líquidos en forma aproximada, tomando en consideración que:

- a) No se conocen en forma precisa las condiciones de operación de toda la gama de equipos existentes en el Valle de México
- b) Las características de los combustibles y su composición son variables las cuales dependen de la entidad procesadora
- c) Los datos de consumo de combustible son tomadas "apriori" en base a los datos globales del Balance Nacional de Energía.

3.3.2 Combustibles Gaseosos

De todo lo anterior analizado con anterioridad, ha sido un desarrollo teórico, es decir se ha manejado tanto para Gas L.P. como para Gas Natural una combustión ideal. Ahora bien, lo que se desarrolla a continuación es un análisis considerando una combustión real aproximada, de la cual se obtendrán los volúmenes parciales dada de una composición real aproximada.

3.3.2.1 Productos de una combustión real aproximada para el Gas L.P.

Caso A: Exceso de aire = $\lambda = 5\%$

Composición de los gases secos

Los volúmenes parciales son:

$$(V_{CO_2})_P = 3.4720 \left[\frac{Nm^3_{CO_2}}{Nm^3_C} \right]$$

$$(V_{O_2})_P = 0.2824 \left[\frac{Nm^3_{O_2}}{Nm^3_C} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = 22.3000 \left[\frac{Nm^3_{N_2}}{Nm^3_C} \right]$$

Por lo que el volumen total (Base seca) es:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 3.472 + 0.2824 + 22.30 = 26.0544 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

Las fracciones volumetricas son iguales a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{3.4720}{26.0544} = 0.1332$$

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.2824}{26.0544} = 0.0108$$

Por lo que la composición ideal es:

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{2.30}{26.0544} = 0.8560$$

$$r_{CO_2} = 133\ 200\ ppm$$

$$r_{O_2} = 10\ 800\ ppm$$

$$r_{N_2} = 855\ 900\ ppm$$

Se considera que una parte de CO_2 se convierte a CO y que tanto N_2 como O_2 dará origen a una cantidad de NO_x , de lo anterior se puede determinar una composición real aproximada, la que se muestra a continuación:

$$r'_{CO_2} = 132\ 950\ ppm$$

$$r_{CO} = 250\ ppm^*$$

$$r'_{O_2} = 10\ 700\ ppm$$

$$r'_{N_2} = 855\ 800\ ppm$$

$$r_{NO_x} = 200\ ppm^*$$

*Según Norma ecológica

Recalculando los volúmenes parciales:

$$V'_{CO_2} = r'_{CO_2} \times V_T = (132\,950 \times 10^{-6}) (26.0544) = 3.4638 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{CO} = r'_{CO} \times V_T = (250 \times 10^{-6}) (26.0544) = 0.0065 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{O_2} = r'_{O_2} \times V_T = (10\,700 \times 10^{-6}) (26.0544) = 0.2787 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{N_2} = r'_{N_2} \times V_T = (855\,800 \times 10^{-6}) (26.0544) = 22.2970 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{NO_x} = r'_{NO_x} \times V_T = (200 \times 10^{-6}) (26.0544) = 0.0052 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Realizando un artificio matemático con la (ρ^N) del componente, así como con la (ρ_C^N) del combustible se deduce que:

$$V'_{CO_2} = V_{CO_2} \times \frac{\rho_{CO_2}^N}{\rho_C^N} = 3.4638 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left(\frac{1.9630 \left[\frac{kg_{CO_2}}{Nm_{CO_2}^3} \right]}{2.2489 \left[\frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 3.0235 \left[\frac{kg_{CO_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{CO} = V_{CO} \times \frac{\rho_{CO}^N}{\rho_C^N} = 0.0065 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left(\frac{1.1494 \left[\frac{kg_{CO}}{Nm_{CO}^3} \right]}{2.2489 \left[\frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 0.0036 \left[\frac{kg_{CO}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{O_2} = V_{O_2} \times \frac{\rho_{O_2}^N}{\rho_C^N} = 0.2787 \left[\frac{Nm^3}{Nm_C^3} \right] \left(\frac{1.4279 \left[\frac{kg_{O_2}}{Nm_{O_2}^3} \right]}{2.2489 \left[\frac{kg_C}{Nm_C^3} \right]} \right) = 0.1770 \left[\frac{kg_{O_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{N_2} = V_{N_2} \times \frac{\rho_{N_2}^N}{\rho_C^N} = 22.2970 \left[\frac{Nm^3}{Nm_C^3} \right] \left(\frac{1.2494 \left[\frac{kg_{N_2}}{Nm_{N_2}^3} \right]}{2.2489 \left[\frac{kg_C}{Nm_C^3} \right]} \right) = 12.3873 \left[\frac{kg_{N_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{NO_x} = V_{NO_x} \times \frac{\rho_{NO_x}^N}{\rho_C^N} = 0.0052 \left[\frac{Nm^3}{Nm_C^3} \right] \left(\frac{1.3386 \left[\frac{kg_{NO_x}}{Nm_{NO_x}^3} \right]}{2.2534 \left[\frac{kg_C}{Nm_C^N} \right]} \right) = 0.00308 \left[\frac{kg_{NO_x}}{kg_C} \right]$$

Caso B: Exceso de aire = $\lambda = 20\%$

Composición de los gases secos

Los volúmenes parciales son:

$$(V_{CO_2})_P = 3.472 \left[\frac{Nm_{CO_2}^3}{Nm_C^3} \right]$$

$$(V_{O_2})_P = O_{\min} (\lambda - 1) = 5.6481 (1 - 1.20) = 1.1296 \left[\frac{Nm_{O_2}^3}{Nm_C^3} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = (r_{N_2})_C + 0.79 (X_{\min} \cdot \lambda) = 0 + 0.79 (26.90 \cdot 1.20) = 25.4900 \left[\frac{Nm_{N_2}^3}{Nm_C^3} \right]$$

Por lo que el volumen total (Base seca) es:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 3.472 + 1.1296 + 25.49 = 30.0916 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3} \right]$$

Las fracciones volumetricas son iguales a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{3.4720}{30.0916} = 0.1153$$

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{1.1296}{30.0916} = 0.0375$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{25.49}{30.0916} = 0.8471$$

Por lo que la composición ideal es:

$$r_{CO_2} = 115\ 300\ ppm$$

$$r_{O_2} = 37\ 500\ ppm$$

$$r_{N_2} = 847\ 100\ ppm$$

Se considera que una parte de CO_2 se convierte a CO y que tanto N_2 como O_2 dará origen a una cantidad de NOx , de lo anterior se puede determinar una composición real aproximada, la que se muestra a continuación:

$$r'_{CO_2} = 115\ 050\ ppm$$

$$r_{CO} = 250\ ppm^*$$

$$r'_{O_2} = 37\ 400\ ppm$$

$$r'_{N_2} = 846\,900 \text{ ppm}$$

$$r_{NO_x} = 200 \text{ ppm}$$

• Según Norma ecológica

Recalculando los volúmenes parciales:

$$V'_{CO_2} = r'_{CO_2} \times V_T = (115\,050 \times 10^{-6}) (30.0916) = 3.4619 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V_{CO} = r_{CO} \times V_T = (250 \times 10^{-6}) (30.0916) = 0.0075 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{O_2} = r'_{O_2} \times V_T = (37\,500 \times 10^{-6}) (30.0916) = 1.1254 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{N_2} = r'_{N_2} \times V_T = (846\,900 \times 10^{-6}) (30.0916) = 25.4840 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V_{NO_x} = r_{NO_x} \times V_T = (200 \times 10^{-6}) (30.0916) = 0.0060 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Realizando un artificio matemático con la (ρ^N) del componente, así como con la (ρ_C^N) del combustible se deduce que:

$$V'_{CO_2} = V_{CO_2} \times \frac{\rho_{CO_2}^N}{\rho_C^N} = 3.4619 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left(\frac{1.9630 \left[\frac{kg_{CO_2}}{Nm_{CO_2}^3} \right]}{2.2489 \left[\frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 3.0218 \left[\frac{kg_{CO_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{CO} = V_{CO} \times \frac{\rho_{CO}^N}{\rho_C^N} = 0.0075 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left(\frac{1.2114 \left[\frac{kg_{CO}}{Nm^3_{CO}} \right]}{2.2489 \left[\frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 0.0042 \left[\frac{kg_{CO}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{O_2} = V_{O_2} \times \frac{\rho_{O_2}^N}{\rho_C^N} = 1.1254 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left(\frac{1.4279 \left[\frac{kg_{O_2}}{Nm^3_{O_2}} \right]}{2.2489 \left[\frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 0.7149 \left[\frac{kg_{O_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{N_2} = V_{N_2} \times \frac{\rho_{N_2}^N}{\rho_C^N} = 25.4840 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left(\frac{1.2494 \left[\frac{kg_{N_2}}{Nm^3_{N_2}} \right]}{2.2489 \left[\frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 14.1579 \left[\frac{kg_{N_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{NO_x} = V_{NO_x} \times \frac{\rho_{NO_x}^N}{\rho_C^N} = 0.00601 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left(\frac{1.3386 \left[\frac{kg_{NO_x}}{Nm^3_{NO_x}} \right]}{2.2489 \left[\frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 0.0036 \left[\frac{kg_{NO_x}}{kg_C} \right]$$

3.3.2.2 Productos de una combustión real aproximada para el Gas Natural

Caso A: Exceso de aire = $\lambda = 5\%$

Composición de los gases secos

Los volúmenes parciales son:

$$(V_{CO_2})_p = 0.9560 \left[\frac{Nm^3_{CO_2}}{Nm^3_C} \right]$$

$$(V_{O_2})_p = 0.0947 \left[\frac{Nm^3_{O_2}}{Nm^3_C} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = 7.5190 \left[\frac{Nm^3_{O_2}}{Nm^3_C} \right]$$

Por lo que el volumen total (Base seca) es:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 0.9560 + 0.0947 + 7.5190 = 8.5637 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

Las fracciones volumetricas son iguales a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{0.9590}{8.5637} = 0.1118$$

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.0947}{8.5637} = 0.0110$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{7.5190}{8.5637} = 0.8770$$

Por lo que la composición ideal es:

$$r_{CO_2} = 111\ 800\ ppm$$

$$r_{O_2} = 11\ 000\ ppm$$

$$r_{N_2} = 877\ 000\ ppm$$

Se considera que una parte de CO_2 se convierte a CO y que tanto N_2 como O_2 dará origen a una cantidad de NO_x , de lo anterior se puede determinar una composición real aproximada, la que se muestra a continuación:

$$r'_{CO_2} = 111\ 550\ ppm$$

$$r_{CO} = 250\ ppm$$

$$r'_{O_2} = 10\ 900\ ppm$$

$$r'_{N_2} = 876\ 900\ ppm$$

$$r_{NO_x} = 200\ ppm$$

• Según Norma ecológica

Recalculando los volúmenes parciales:

$$V'_{CO_2} = r'_{CO_2} \times V_T = (111\ 550 \times 10^{-6}) (8.5727) = 0.9562 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V_{CO} = r_{CO} \times V_T = (250 \times 10^{-6}) (8.5727) = 0.00214 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{O_2} = r'_{O_2} \times V_T = (10\ 900 \times 10^{-6}) (8.5727) = 0.0934 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{N_2} = r'_{N_2} \times V_T = (879\,900 \times 10^{-6}) (8.57274) = 7.5174 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right]$$

$$V'_{NO_x} = r'_{NO_x} \times V_T = (200 \times 10^{-6}) (8.5727) = 0.0017 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right]$$

Realizando un artificio matemático con la (ρ^N) del componente, así como con la (ρ^N_c) del combustible se deduce que:

$$V'_{CO_2} = V'_{CO_2} \times \frac{\rho^N_{CO_2}}{\rho^N_c} = 0.9562 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right] \left(\frac{1.9630 \left[\frac{kg_{CO_2}}{Nm^3_{CO_2}} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_c}{Nm^3_c} \right]} \right) = 2.5436 \left[\frac{kg_{CO_2}}{kg_c} \right]$$

$$V'_{CO} = V'_{CO} \times \frac{\rho^N_{CO}}{\rho^N_c} = 0.00214 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right] \left(\frac{1.2494 \left[\frac{kg_{CO}}{Nm^3_{CO}} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_c}{Nm^3_c} \right]} \right) = 0.00362 \left[\frac{kg_{CO}}{kg_c} \right]$$

$$V'_{O_2} = V'_{O_2} \times \frac{\rho^N_{O_2}}{\rho^N_c} = 0.0934 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right] \left(\frac{1.4279 \left[\frac{kg_{O_2}}{Nm^3_{O_2}} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_c}{Nm^3_c} \right]} \right) = 0.1807 \left[\frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

$$V'_{N_2} = V'_{N_2} \times \frac{\rho^N_{N_2}}{\rho^N_c} = 7.5174 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right] \left(\frac{1.2494 \left[\frac{kg_{N_2}}{Nm^3_{N_2}} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_c}{Nm^3_c} \right]} \right) = 12.7266 \left[\frac{kg_{N_2}}{kg_c} \right]$$

$$V'_{NO_x} = V_{NO_x} \times \frac{\rho_{NO_x}^N}{\rho_C^N} = 0.0017 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left(\frac{1.3386 \left[\frac{kg_{NO_x}}{Nm_{NO_x}^3} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 0.003108 \left[\frac{kg_{NO_x}}{kg_C} \right]$$

Caso B: Exceso de aire = $\lambda = 20\%$

Composición de los gases secos

Los volúmenes parciales son:

$$(V_{CO_2})_P = 0.9590 \left[\frac{Nm_{CO_2}^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$(V_{O_2})_P = O_{\min} (\lambda - 1) = 1.8955 (1 - 1.20) = 0.3791 \left[\frac{Nm_{O_2}^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = (r_{N_2})_C + 0.79 (X_{\min} \cdot \lambda) = 0.032 + 0.79 (9.026 \cdot 1.20) = 8.5886 \left[\frac{Nm_{N_2}^3}{Nm_c^3} \right]$$

Por lo que el volumen total (Base seca) es:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 0.9590 + 0.3791 + 8.5886 = 9.9267 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Las fracciones volumétricas son iguales a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{0.9590}{9.9267} = 0.0966$$

Por lo que la composición ideal es:

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.3791}{9.9267} = 0.0381$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{8.5886}{9.9267} = 0.8652$$

$$r_{CO_2} = 96\,600 \text{ ppm}$$

$$r_{O_2} = 38\,100 \text{ ppm}$$

$$r_{N_2} = 865\,200 \text{ ppm}$$

Se considera que una parte de CO_2 se convierte a CO y que tanto N_2 como O_2 dará origen a una cantidad de NO_x , de lo anterior se puede determinar una composición real aproximada, la que se muestra a continuación:

$$r'_{CO_2} = 96\,350 \text{ ppm}$$

$$r_{CO} = 250 \text{ ppm}^*$$

$$r'_{O_2} = 38\,000 \text{ ppm}$$

$$r'_{N_2} = 865\,100 \text{ ppm}$$

$$r_{NO_x} = 200 \text{ ppm}^*$$

según Norma ecológica

Recalculando los volúmenes parciales:

$$V'_{CO_2} = r'_{CO_2} \times V_T = (96\,350 \times 10^{-6}) (9.9267) = 0.6564 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V_{CO} = r_{CO} \times V_T = (250 \times 10^{-6}) (9.9267) = 0.0024 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{O_2} = r'_{O_2} \times V_T = (38\ 000 \times 10^{-6}) (9.9267) = 0.3772 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{N_2} = r'_{N_2} \times V_T = (865\ 100 \times 10^{-6}) (9.9267) = 8.5875 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V_{NO_x} = r_{NO_x} \times V_T = (200 \times 10^{-6}) (9.9267) = 0.0019 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Realizando un artificio matemático con la (ρ^N) del componente, así como con la (ρ_C^N) del combustible se deduce que:

$$V'_{CO_2} = V_{CO_2} \times \frac{\rho_{CO_2}^N}{\rho_C^N} = 0.9564 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left(\frac{1.9630 \left[\frac{kg_{CO_2}}{Nm_{CO_2}^3} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 2.5440 \left[\frac{kg_{CO_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{CO} = V_{CO} \times \frac{\rho_{CO}^N}{\rho_C^N} = 0.0024 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left(\frac{1.2494 \left[\frac{kg_{CO}}{Nm_{CO}^3} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 0.0024 \left[\frac{kg_{CO}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{O_2} = V_{O_2} \times \frac{\rho_{O_2}^N}{\rho_C^N} = 0.3772 \left[\frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left(\frac{1.4279 \left[\frac{kg_{O_2}}{Nm_{O_2}^3} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 0.7298 \left[\frac{kg_{O_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{N_2} = V_{N_2} \times \frac{\rho_{N_2}^N}{\rho_C^N} = 8.5875 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left(\frac{1.2494 \left[\frac{kg_{N_2}}{Nm^3_{N_2}} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 14.5382 \left[\frac{kg_{N_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{NO_x} = V_{NO_x} \times \frac{\rho_{NO_x}^N}{\rho_C^N} = 0.0019 \left[\frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left(\frac{1.3386 \left[\frac{kg_{NO_x}}{Nm^3_{NO_x}} \right]}{0.7380 \left[\frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 0.0036 \left[\frac{kg_{NO_x}}{kg_C} \right]$$

A continuación se muestra un resumen de las combustiones reales del Gas L.P. y el Gas Natural, para lo cual se tomó cuenta la No. Ecológica para el Valle de México [1], dichas combustiones se muestran en las Tablas 3.9 y 3.10

Tabla 3.9 Caso Gas L.P.				
Producto de la Combustión	λ = 5%		λ = 20%	
	[kg/kg _c]	[ppm]	[kg/kg _c]	[ppm]
*CO ₂	3.0174	132950	3.0157	115050
*CO	0.0036	250	0.0041	250
N ₂	12.3625	855800	14.1296	846900
*NO _x	0.0030	200	0.0035	200
O ₂	0.1766	10700	0.7131	37400

* Son considerados productos contaminantes

Tabla 3.10 Caso Gas Natural

Producto de la Combustión	$\lambda = 5\%$		$\lambda = 20\%$	
	[kg/kg _c]	[ppm]	[kg/kg _c]	[ppm]
*CO ₂	2.5436	111550	2.5440	96350
*CO	0.0036	250	0.0024	250
N ₂	12.7266	876900	14.5382	865100
*NO _x	0.0031	200	0.0036	200
O ₂	0.1807	10900	0.7298	38000

* Son considerados productos contaminantes

CAPITULO 4 Legislación Ambiental

4.1 Introducción

En este capítulo se trata de presentar de una manera clara y sencilla -mediante el uso de cuadros sinópticos- la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, incluyendo el Reglamento a seguir en Materia de Prevención y Control de la Contaminación a la Atmósfera.

Se incluye lógicamente una presentación de la Norma Oficial Mexicana NOM-CCAT-019-ECOL/1993 (NE), Contaminación atmosférica -fuentes fijas- niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas (PST), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx) y humo, así como los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de combustión de calentamiento indirecto utilizados en las fuentes fijas, que usan combustibles fósiles líquidos.

Y como complemento, se elabora una comparación gráfica de la Norma Mexicana de la Calidad del Aire y distintas normas internacionales. Estas normas de calidad del aire establecen las concentraciones máximas de ciertos contaminantes a las que, de acuerdo con la experiencia nacional e internacional, se puede garantizar la no afectación de la salud.

4.2 Ley Federal del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente

Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de Enero de 1988.
Gaceta Ecológica: Volumen 1, Número 1, Junio de 1989.

ARTICULO 1º - La presente Ley es reglamentaria de las disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que se refieren a la preservación y restauración del equilibrio ecológico, así como a la protección al ambiente, en el territorio nacional y las zonas sobre las que la nación ejerce su soberanía y jurisdicción. Sus disposiciones son de orden público e interés social y tiene por objeto establecer las bases para:

- I.- Definir los principios de la política ecológica general y regular los instrumentos para su aplicación
- II.- El ordenamiento ecológico
- III.- La preservación, la restauración y el mejoramiento del ambiente
- IV.- La protección de las áreas naturales y la flora y fauna silvestres y acuáticas
- V.- El aprovechamiento racional de los elementos naturales de manera que sea compatible la obtención de beneficios económicos con el equilibrio de los ecosistemas

- VI.- La prevención y el control de la contaminación del aire, agua y suelo
- VII.- La concurrencia del gobierno federal, de las entidades federativas y de los municipios, en la materia, y
- VIII.- La coordinación entre las diversas dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, así como la participación corresponsable de la sociedad, en las materias de este ordenamiento.

4.3 Norma Técnica Ecológica

NOM-CCAT-019-ECOL/1993 (NE)

Publicada en el Diario Oficial de la federación el 30 de Marzo de 1993.
Gaceta Ecológica, Volumen V, Número 26, Diciembre 1993.

Esta norma oficial mexicana establece los niveles máximos permisibles de emisión de partículas, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y humo, así como los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de combustión de calentamiento indirecto utilizados en las fuentes fijas que usan combustibles fósiles líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones.

Los equipos de combustión, con capacidad hasta de 5,200 MJ/hr (150 cc) deberán operar con un contenido de oxígeno menor a 6.3 % para el caso de combustibles gaseosos y oxígeno menor de 10.5 % para combustible líquido.

Para los efectos de esta norma oficial mexicana, se consideran zonas críticas por las altas concentraciones de contaminantes de la atmósfera que registran, las siguientes:

Las Zonas Metropolitanas de la Ciudad de México, Monterrey y Guadalajara, los centros de población de: Coatzacoalcos-Minatitlan, Estado de Veracruz; Irapuato-Celaya-Salamanca, Estado de Guanajuato; Tula-Vito Apasco, Estado de Hidalgo y de México; Corredor Industrial de Tampico-Madero-Altamira, Estado de Tamaulipas y la Zona Fronteriza Norte.

4.4 Comparación de la Norma Mexicana de Calidad del Aire con otras Normas Internacionales

Las normas de calidad del aire para México han estado vigentes desde Noviembre de 1989, fecha en la que el Sector Salud, las puso en vigor.

Las normas de calidad del aire en México expresan las concentraciones máximas de aquellos contaminantes para los que ya existen criterios de afectación a los seres vivos en períodos específicos de exposición, como son; PST, SO₂, CO, NO₂, O₃.

En la elaboración del Índice Metropolitano de la Calidad del Aire (IMECA), esta norma de la calidad del aire representa el nivel 100 de la escala y consecuentemente es el valor determinante de la calidad del aire en una región y tiempo específicos.

UN INDICE DE LA CALIDAD DEL AIRE TIENE POR OBJETO PRIMORDIAL SERVIR COMO UNA HERRAMIENTA DE COMUNICACION ENTRE LAS AUTORIDADES ENCARGADAS DE ADMINISTRAR LOS PROBLEMAS DE CONTAMINACION AMBIENTAL Y EL PUBLICO EN GENERAL, ES DECIR, LA CIUDADANIA.

NORMA MEXICANA DE LA CALIDAD DEL AIRE			
CONTAMINANTES	FORMULA QUIMICA	PARTES POR MILLON	Mg/M3
MONOXIDO DE CARBONO	CO	13 EN 8 HRS	14872 EN 8 HRS
OZONO	O3	0.11 EN 1 HR.	216 EN 1 HR
BIOXIDO DE NITROGENO	NO2	0.21 EN 1 HR.	395 EN 1 HR
BIOXIDO DE AZUFRE	SO2	0.13 EN 24 HRS	340 EN 24 HRS
PARTICULAS SUSPENDIDAS	PST	NA	275 EN 24 HRS.

Referencias

- [1] Balances Nacionales de Energía, 1992, SEMIP.
- [2] Norma Nacional: NOM-CCAT-019-ECOL/1993
Gaceta Ecológica, Volumen V, número 26, Diciembre 1993.
- [3] Sánchez-Flores A. Et al. Aproximación de las Emisiones contaminantes de combustibles quemados en el Valle de México, Tercer Simposium de Calderas y Recipientes a Presión, CANACINTRA, Nov. 5, 1993.
- [4] Sánchez-Flores A. Et al. Determinación Gráfica de productos de combustión en Combustibles de uso Industrial, Tercer Simposium de Calderas y Recipientes a Presión, CANACINTRA, Nov. 5, 1993.
- [5] Sánchez-Flores A. Combustión para mecánicos ESIME-UPA, 1992 México.

Sistemas de Calidad

Expositor: **Ing. Manuel Cabrera Moreno**

SISTEMAS DE CALIDAD

Ing. Manuel Cabrera Moreno

Ante el reto de tener que participar en un mercado común con los países de Norteamérica, (los cuales nos llevan una ventaja tecnológica de varios lustros), y también ya en forma inminente con los países Sudamericanos, es imperativo que nuestro país eleve su nivel de desarrollo industrial y organizacional, a fin de que las Empresas, Organizaciones y personas con actividades empresariales sean realmente competitivas en los mercados tanto nacionales como internacionales. De ésta situación surge la necesidad de optimizar, en plazos cada vez más cortos, todos los recursos a disposición de las Empresas, Organizaciones y personas.

Esto básicamente implica que los cuerpos directivos de las mismas tienen que efectuar e impulsar una serie de acciones que permitan disminuir los costos, incrementar la eficiencia de sus procesos y la productividad tanto de sus procesos como de su personal, aumentar los ingresos y mantener los márgenes de utilidad (Si es que quieren sobrevivir).

Estas condiciones no se puedan cumplir si no es haciendo las cosas bien a la primera vez (y a la segunda y a la tercera y a la cuarta y a la etc.) y con **cero defectos**.

Lo anterior se dice fácil, pero requiere de un gran esfuerzo, prácticamente de toda la Organización o de la Empresa para lograrlo

J. Harrington, uno de los expertos en Calidad Total, señala que el proceso de mejoras continuas **NO** se inicia con una nueva técnica de análisis y solución de problemas o con el establecimiento de una rutina de Control Estadístico del Proceso, sino cuando cada uno de los trabajadores sabe lo que debe de hacer y como hacerlo correcta y eficientemente.

Para aplicar en principio anterior en cualquier Empresa u Organización, al trabajador se le deben definir claramente las operaciones que debe realizar y los resultados que se esperan de ... trabajo.

Lo anterior se conoce como un conjunto de especificaciones, normas y/o procedimientos, y estas pueden ser de características, proceso, de prueba o del producto o servicio en forma global.

En el pasado, en nuestro país, las Normas de calidad se orientaban a que los productos o servicios terminados cumplieran con un mínimo de ciertos requisitos. Prácticamente, el campo de las especificaciones y el de los procedimientos estaba desierto o totalmente descuidado

Actualmente, con la expansión y apertura de los mercados, los sistemas de calidad abarcan a toda la Empresa u Organización buscando garantizar que el producto, bien o servicio que se ofrecen, se entreguen dentro de un marco muy estricto de especificaciones de construcción, de funcionamiento, de apariencia, de embalaje, de información y además, que se entregue a tiempo

Los clientes quieren tener la seguridad de que la Empresa u Organización con la que contratan sus suministros, cuentan con un Sistema de Calidad dentro de su proceso, el cual permita que las entregas del producto o servicio sean siempre con el cabal cumplimiento de lo especificado en la publicidad o material promocional, en el contrato o en la orden de compra y dentro del plazo de entrega pactado.

Anteriormente, si el producto o servicio no cumplían con las especificaciones o fallaban durante su operación, se sustituía por otro igual.

Actualmente lo que interesa al comprador o al usuario final es contar con el producto o servicio para satisfacer la demanda del mercado o sus necesidades intrínsecas y todo esto a precios competitivos.

Para efecto de ayudar a las empresas y organizaciones establecidos dentro del país en la selección e implementación de sus Sistemas de Calidad, la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial publicó en 1990 un conjunto de Normas diseñadas a orientar a los empresarios y Organizaciones sobre los diversos sistemas de calidad que han demostrado tener éxito dentro de la industria y el comercio a nivel mundial.

Estas Normas están contenidas dentro de la serie NOM-CC desde la 1 hasta la 8. (Actualmente, a raíz de la publicación de la Ley Federal de Metrología y Normalización, la serie cambió su código de identificación a NMX-CC de la 1 a la 8).

Con estas Normas lo que se busca es proporcionar la orientación necesaria para que cada empresa u organización, de acuerdo a su tipo de producto o servicio, elabore y tenga dentro de un Manual del Sistema de Calidad, las Políticas, la Organización, los Procedimientos de Proceso, los Métodos de Prueba y los Criterios de Aceptación que le permitan asegurar la entrega de su producto o servicio dentro de la calidad anunciada o especificada por sus clientes y que estos sean entregados dentro de los plazos convenidos.

En estas Normas es significativo:

a) El compromiso de la Alta Dirección en todo el proceso, especialmente en cuanto a la definición **documentada** de los objetivos de la Empresa, en la emisión de las Políticas de Calidad, apariencia y funcionamiento, en la delegación de Autoridad y responsabilidades y en la definición de las funciones de cada individuo dentro de la Organización.

b) La definición y establecimiento **por escrito** de las características y especificaciones que debe cumplir el producto, muchas veces más allá de lo indicado en las Normas Oficiales aplicables, los métodos de trabajo, los procedimientos de prueba, tanto parciales como finales, es decir, tanto dentro del proceso como al producto o servicio terminados

c) El establecimiento de un Sistema de Auditorías internas las cuales se efectúan en forma periódica para comprobar la eficacia del sistema.

Aquí cabe mencionar que, el hecho de documentar los objetivos, las políticas, las especificaciones, los métodos y los procedimientos no va a traer automáticamente la Calidad, sino que requiere de un esfuerzo coordinado de todos los integrantes de la Organización para obtenerla.

En la práctica, los mayores éxitos se han obtenido cuando el Manual del Sistema de Calidad lo han elaborado los propios trabajadores en sus distintos estratos, ya que ellos son los que tienen un pleno conocimiento de lo que hacen y como lo hacen.

Esto además trae otro beneficio ya que, al revisar los métodos y procedimientos que se han empleado tradicionalmente, simplemente durante su redacción y escritura, siempre es posible mejorarlos y eliminar de los mismos operaciones ineficientes.

La Capacitación y la Reeducción de todo el personal resalta como la necesidad más perentoria en el desarrollo e implantación de un Sistema de Calidad, ya que, si no se cuenta con personal adecuadamente entrenado y que conozca a fondo las políticas y objetivos de la Organización, los métodos de trabajo, los procedimientos de prueba y los criterios de aceptación, la producción de bienes o servicios tendrá altibajos con el consiguiente deterioro de la calidad.

Es evidente que, también se necesita un liderazgo con la capacidad de cumplir y hacer cumplir lo consignado en el Manual del Sistema de Calidad, logrando que todo el personal participe y se apegue (en forma completamente voluntaria e incondicional) en la búsqueda de una meta común, o sea, en la realización de los objetivos de la Empresa.

También es importante no perder de vista que tanto la Calidad como la Productividad son procesos mucho muy complejos y **NO** programas a corto plazo, por lo que es necesario diseñar una estrategia general que contenga las actividades programadas y la retroalimentación de los resultados obtenidos.

Durante el proceso de implantación de un Sistema de Calidad se requiere de trabajo sostenido, en equipo, en donde todo el personal, incluyendo a directivos y sindicato (en donde lo haya y esta condición es mandatoria y prevaeciente), estén directamente involucrados y comprometidos en lograr los objetivos de la organización.

Los primeros logros que se obtienen son una mejor utilización de los recursos, disminuyendo los desperdicios y los retrabajos, posibilitando la subsistencia de la Organización como fuente de trabajo.

O como una fuente de trabajo con mejores posibilidades de desarrollo o de ingresos al trabajador y como una empresa más rentable para los propietarios o accionistas.

Abundando, actualmente es indispensable que toda empresa u organización cuente con un Sistema de Calidad ya que, para la comercialización de productos o servicios, tanto dentro como fuera del territorio nacional, es cada vez más exigible.

Entrando en poco en la la materia:

¿ Qué es Calidad ?

Calidad es cumplir con los requisitos especificados, ya sea que éstos sean enunciados directa o indirectamente

Esto quiere decir que la calidad es un compromiso que se establece, (directa o indirectamente) entre un vendedor de bienes o un prestador de servicios y un comprador o usuario de los mismos para suministrar un bien o un servicio con características específicas definidas por medio de un contrato, una publicidad, (la cual puede ser por medio de catálogos, anuncios, etc), o un pedido u orden de compra con las especificaciones requeridas.

¿ Qué es Control ?

Control es ejercer autoridad sobre algo para regularlo.

Esto quiere decir que controlar un actividad es ejercer una autoridad sobre la misma ya sea por medio de una orden, un procedimiento, un instructivo, un Reglamento, una Ley, una Norma, etc. por medio del cual se regulan las características, funcionamiento o actividad de todas y cada una de las partes. personas, procesos o mecanismos involucrados en la realización o tienen funciones dentro de esa actividad.

Desarrollo del concepto de Calidad

En sus inicios, allá por mediados del siglo pasado, tanto en los Estados Unidos de Norteamérica como en Inglaterra se dieron los primeros pasos para controlar la Calidad, debido sobre todo a las presiones que sobre los productos se ejerció con la expansión industrial y con el auge comercial y consecuente competencia que de ella emanó.

¿ Cómo se hacía ?

Los supervisores, capataces o jefes de los talleres fueron los primeros responsables de ejercer el Control de la Calidad y lo hacían de forma personal, cada uno muy de acuerdo a su muy particular manera de pensar y de enfocar las cosas, todo esto aún dentro de una misma Organización. Para controlar la calidad de los productos que ellos fabricaban, los jefes de los talleres tomaron las siguientes medidas:

- * Ellos decían **QUE** revisar
- * Ellos decían **COMO** revisar
- * Ellos decían **QUIEN** revisaba

- * Ellos decían **CUANDO** revisar
- * Ellos determinaban que productos terminados "**PASABAN**" y por lo tanto podían salir de la planta.

Como puede verse, al no haber una Norma o estándar de referencia, cada jefe de taller definía la calidad de lo que fabricaba en función de su criterio personal por lo que en el mercado había una gran cantidad de productos que se parecían o se decía que podían hacer la misma función, pero que, en la realidad no cumplían con las funciones o características que anunciaban, muchas veces aún y cuando procedieran de la misma fábrica.

Aquí nacieron conceptos tales como primera calidad, segunda calidad, tercera calidad, etc., los cuales fueron creados y acuñados por los usuarios al medir:

- * El precio
- * La duración
- * La confiabilidad
- * La facilidad para conseguir refacciones y que estas le "quedaran" al producto original

Para resolver esta situación tan desordenada y caótica, mucha gente, en todo el mundo pero principalmente en los países con más industrias, se pusieron a pensar en como hacer para solucionar el problema, apareciendo sistemas en gran cantidad, los cuales se aplicaron en algunos procesos o productos específicos con mucho éxito, pero que no se podían aplicar a todos los procesos o a todos los productos.

Entre las posibles soluciones al problema que sí tuvieron aplicación a la mayor parte de los procesos y/o productos, fue presentada a principios de este siglo por **Federico Taylor** el cual desarrolló un sistema denominado "**Método de Organización Científica del Trabajo**", entre cuyos principios los más sobresalientes dicen que:

- ** La inspección es una función especializada diferente al trabajo de producción.
- ** Es indispensable el acuerdo entre los distintos fabricantes de productos similares en cuanto a sus características básicas.

Este sistema y sus proposiciones marcaron el inicio de la creación y establecimiento de estándares y especificaciones tanto de los materiales empleados como de las condiciones de proceso y dimensionales de los mismos, además de que ayudó a definir los métodos y aparatos de prueba correspondientes, regulando y normalizando así las características de los productos disponibles en el mercado.

Las ventajas que se obtuvieron con la "Inspección de Control de Calidad" o, como también se llamó, el "Control de la Calidad de Inspección en Proceso" fueron las siguientes:

- + Ahorros de dinero. (Esto se consigue al disminuir o eliminar los retrabajos y la chatarra).
- + Se mejoró la imagen de las compañías al vender únicamente productos de primera calidad.
- + Se logró obtener la satisfacción de los clientes al adquirir productos comerciales estandarizados que si cumplían lo que ofrecían.
- + Las reclamaciones por garantía disminuyeron, ahorrándose las compañías los gastos que requerían para mantener talleres de servicio, además de los originados por las reclamaciones legales que por fallas les presentaban.
- + Al tener productos más confiables, disminuyeron los accidentes al utilizarlos.

Entre los inconvenientes de este sistema, fué que los inspectores de calidad:

- Seguían reportando al jefe del taller
- Su única responsabilidad era revisar los productos terminados y separar los buenos de los malos antes de que fueran entregados al cliente.
- Eran muy costosos ya que cobraban y "no producían nada"

Debido al desarrollo de la industria, también creció la competencia entre las distintas empresas fabricantes de productos similares, por lo que el precio de venta de los productos se convirtió en un factor determinante para el desarrollo y supervivencia de las mismas.

Todas las Empresas enfocaron sus esfuerzos a la reducción de costos con la condición de conservar la calidad de sus productos, por lo que se ejerció una presión extraordinaria para reducir los "Costos de Inspección".

Como resultado de estas investigaciones, en la década comprendida entre 1920 y 1930, surge con mucha fuerza un nuevo sistema conocido como el "Control Estadístico del Proceso", entre cuyos principios más destacados están los siguientes:

- * La razón de que tengan que existir una gran cantidad de inspectores en el proceso, en el ensamble y en el producto terminado (Calidad Final) son las variaciones no confiables en los procesos de fabricación.
- * Se deben estudiar las variaciones en los procesos para poder determinar el nivel de calidad que puede esperarse de cada proceso en particular.

- * La inspección al 100 % de los productos terminados (todos) no garantiza la calidad de los productos al 100 %

Entre las herramientas que utiliza estan:

- a) Estudios a fondo de la capacidad real de las máquinas y las herramientas utilizadas en cada proceso o parte de él, para conocer que tan confiable y repetitivo es.
- b) El desarrollo y utilización de técnicas y tablas de muestreo para que con el hecho de revisar una parte de un lote de producción se apruebe o rechaze todo el lote, disminuyendo los costos de inspección.
- c) El diseño de experimentos para definir la confiabilidad de los materiales especificados, de los productos, de los distintos procesos, de los métodos de muestreo, etc.

Este sistema tuvo tanto éxito que la mayoría de las empresas lo adoptaron de inmediato para controlar la calidad de sus productos llegando al grado que la **Sociedad Americana de Control de Calidad (ASQC)** en los Estados Unidos de Norteamérica, definió al control de calidad como "La aplicación práctica de la estadística a los problemas industriales".

Ya dentro de las aplicaciones, es cierto que con la estadística:

- Se identifican y conocen los principales problemas a que se enfrenta la producción en serie de artículos y/o componentes
- + Se mide la extensión de cada problema
- + Se conoce la naturaleza de cada problema.

Pero desgraciadamente, la estadística por si sola no hace que desaparezcan los problemas de producción por lo que continuaron los problemas de calidad, confiabilidad y costo en todas las empresas.

Para resolver toda la problemática ya expuesta, se usaron como herramientas para controlar la calidad y la confiabilidad de los productos una gran cantidad de sistemas mixtos, y entre los que más destacaron, fueron los desarrollados por la industria militar norteamericana, que en 1940 usó un sistema mixto en el cual al "Control Estadístico del Proceso" le sumaron el "Control de Calidad". Este sistema en uno de sus principales postulados dice:

"Se requiere una acción positiva para acabar con el problema y no propiamente por la gente de estadística "

En 1950, el Dr. **A. V. Feigenbaum** desarrolla y presenta al mundo un nuevo concepto al cual nombra "**Control Total de la Calidad**"

El "Control Total de la Calidad" se basa en:

- * El Control Total de la Calidad se inicia con el diseño del producto y termina cuando el cliente y/o el usuario permanecen satisfechos con el uso del producto o servicio suministrado.
- * Las cosas deben hacerse bien a la primera vez
- * Los defectos se pueden prevenir, por lo que las rutinas de inspección pueden ser reducidas y/o eliminadas.

Esto se consigue ejecutando 4 actividades básicas:

1) Control estricto de nuevos diseños.

Y en su caso, revisar y rediseñar los productos que ya estén en producción y presenten problemas de fabricación o durante su uso o funcionamiento.

2) Control de material recibido.

Solo se deber usar en producción materiales que cumplan plenamente con las especificaciones determinadas por los diseñadores.

3) Control del producto.

Se deber producir bajo procesos especificos previamente aprobados por el grupo de ingeniería los cuales deben definir la maquinaria, las velocidades óptimas, las herramientas y dispositivos que deben emplearse y esto para cada etapa u operación del proceso.

4) Estudios especiales del proceso.

Cuando se presenten desviaciones en relación a los resultados esperados, se deberán estudiar a fondo las condiciones y variables del mismo, para resolverlas y aumentar la confiabilidad del mismo.

Todas estas actividades serán ejecutadas por un "Grupo de Ingeniería de Control de Calidad".

Este grupo medirá y analizar los esfuerzos de todos los demás dentro de cada organización

Marcando los errores

Dando información para que se efectuen acciones correctivas.

Entre los inconvenientes que se encontraron a este sistema, (el cual a final de cuentas es la estadística sumada a los programas de calidad), está el que la gente involucrada en los procesos de producción considere normal que:

- No pueden hacer un trabajo perfecto y por lo tanto, cometerán errores.
- Se debe permitir un cierto porcentaje de errores
- Los procesos nunca son perfectos y producen partidas y/o lotes malos.

El problema, y al final de cuentas la razón del fracaso de todos los sistemas antes descritos para garantizar la calidad de los productos, bienes o servicios, es que **nunca tomaron en cuenta a las personas que ejecutarían los trabajos**, encargando siempre la vigilancia de los mismos y sus resultados a personas diferentes a las que los hacían, encargando el papel de policías a personas que muchísimas veces desconocían el proceso y únicamente valoraban resultados, sin tener la posibilidad de efectuar correcciones a los mismos.

Cuando se empieza el **Programa Apolo (NASA)**, el proyecto técnico e industrial más importante de todos cuantos haya elaborado el ser humano en toda su historia, cuyos objetivos principales fueron.

- 1) Hacer llegar una nave a la luna
- 2) Situar a un hombre en la misma

Ante objetivos de esa dimensión, los sistemas de calidad anteriormente descritos, conjuntados y complementados por el sistema de "Control Total de la Calidad" resultaron inaceptables para la realización de este tipo de proyectos, tanto por el tiempo de ejecución del proyecto, su costo y el riesgo en que iban a estar varias vidas humanas.

Para realizarlo, los directores del programa Apolo tuvieron que partir de las siguientes consideraciones:

- + LOS ERRORES SON EVITABLES
- + LOS ERRORES SON CAUSADOS POR FALTA DE ATENCION
- + LOS ERRORES SON CAUSADOS POR FALTA DE INTERES
- + LOS ERRORES SON CAUSADOS POR NO IDENTIFICARSE CON EL TRABAJO

Con base en las consideraciones y premisas anteriores, desarrollaron un nuevo sistema el cual actualmente conocemos como "**Aseguramiento de la Calidad**"

El sistema en general está basado en.

- 1) Todas las acciones que afecten la calidad del producto deben ser ejecutadas dentro de una metodología específica, previamente definida, para obtener desde la primera vez un producto final que cumpla las especificaciones y el nivel de calidad planeado.
- 2) El aseguramiento de la calidad **NO** es un paquete de funciones asignadas a una persona o a un departamento específico, sino que abarca a todas y a cada una de las personas involucradas, directa o indirectamente, en el proceso productivo de cada parte o componente
- 3) El aseguramiento de la calidad es una serie de políticas, métodos y procedimientos claramente establecidos y que deberán estar perfectamente comprendidos, aplicados a todas las funciones dentro de una Organización que afecten o puedan afectar la calidad del producto o servicio en su fase final u operativa.

Como puede verse, este sistema es la suma de toda la experiencia adquirida a lo largo de 150 años en el control de la calidad, pero que además incorpora en su planeación, ejecución y control al elemento principal, es decir, a las personas que efectúan físicamente las actividades productivas.

Este sistema pone como condición para su desarrollo y óptimo funcionamiento el que todas y cada una de las personas que integran una organización de producción de bienes o de servicios cumplan con las siguientes condiciones:

- + Que estén **totalmente comprometidos** e involucrados con la Organización en la que prestan sus servicios, es decir, "que traigan puesta la camiseta".
- + Que todas las personas que realizan trabajos que afecten o puedan afectar la calidad del producto, estén **debidamente capacitados** para la realización de los trabajos que se les encomienden. En el caso que no lo estén, así lo notifiquen a su jefe inmediato superior para que éste les de las instrucciones mínimas pertinentes.
- + La **participación activa** de todos y cada uno en la detección de los problemas de su área de trabajo, compenetrándose en cada situación problemática y participando en la solución

Si se cumplen las premisas antes expuestas, se podrán producir bienes o servicios de acuerdo con la definición actualmente aceptada de la CALIDAD aún y cuando ésta se encuentra en el plano filosófico:

"LA CALIDAD ES LA SATISFACCION PLENA DE TODO AQUEL QUE RECIBE NUESTROS PRODUCTOS, BIENES O SERVICIOS, PERO PARA NOSOTROS COMO SERVIDORES Y/O COMO PRODUCTORES, SERA LA SUBLIME EXPRESION DE NUESTRO SER, UNA PARTE DE NOSOTROS MISMOS". ACTUAR Y PRODUCIR CON CALIDAD ES NUESTRA REALIZACION PLENA COMO SERES HUMANOS.

Aquí es importante remarcar la importancia del sistema, en cada uno de los actos de la vida diaria, ya que, como podrán ver, éste es aplicable a todas las actividades humanas.

Para entrar en ese camino, es necesario:

- Desaprender lo inadecuado.

Esto es, dejar de lado todas aquellas actitudes que nosotros, íntimamente, sabemos que no nos han dado los resultados que deseamos o que otros esperan de nosotros.

- + Aprender lo adecuado.

Comprometernos con nosotros mismos a realizar nuestro mejor esfuerzo, de acuerdo a nuestra capacidad personal, en todas y cada una de las actividades que tengamos que realizar, en cualquier medio en que nos encontremos o desarrollemos

- + El cuidado diario de todos y cada uno de los pequeños detalles, en todas y cada una de las actividades que tengamos que realizar, donde quiera que nos encontremos.

- + Ver el futuro **NO** como el **POR-VENIR** sino como el **POR-HACER**

Cada uno de nosotros tenemos la capacidad de poder cambiar nuestro futuro y nuestro destino por medio de nuestras acciones

- + No resolvemos nada con el **PRE-OCUPARNOS** y en cambio si obtenemos grandes realizaciones con el **OCUPARNOS**.

Ocuparnos en forma dinámica y positiva en cada una de las cosas que tengamos que realizar, con un compromiso personal en cada una.

AL FINAL DE CUENTAS, LA CALIDAD ES UNA ACTITUD ANTE LA VIDA, ES UNA MANERA DE ENFRENTAR AL MUNDO Y A LAS DIFICULTADES QUE NOS PRESENTA TODOS LOS DIAS Y EN TODAS NUESTRAS ACTIVIDADES Y QUE, SOLAMENTE MEDIANTE UN FUERTE COMPROMISO PERSONAL PODREMOS ENFRENTAR CON POSIBILIDADES DE TENER EXITO.

Las enseñanzas básicas que podemos obtener de lo anterior son:

Somos **LO QUE** hacemos, Somos **COMO** lo hacemos, Si lo hago bien, **SERE** mejor

Los productos y servicios los hacen las **PERSONAS**, no las máquinas

Hagamos productos y servicios con **EXCELENCIA** para estar orgullosos de lo que hacemos

Por esta razón, toda Organización conciente de su responsabilidad ante los usuarios y consumidores de sus productos y/o servicios, (que finalmente somos todos), debe adoptar, poner en marcha y mantener para la producción de los mismos, un sistema de "Aseguramiento de la Calidad" para ser competitivos en el mercado nacional y poder garantizar a los usuarios y al público en general, la absoluta confiabilidad de sus productos y servicios.

Como ya se mencionó anteriormente, la SECOFI publicó durante 1990 las Normas Mexicanas de la serie "Sistemas de Calidad" conocidas como "Serie CC".

Estas Normas son traducciones y adaptaciones de las Guías y Normas de la Serie ISO 9000 originales, internacionalmente aceptadas.

De entre éstas, las más usuales para las actividades industriales, de prestación de servicios y de pruebas finales son:

- ISO 8402 "VOCABULARIO", la cual es equivalente a la NMX-CC-1
- ISO 9000 "GUÍA PARA LA SELECCIÓN Y EL USO DE NORMAS DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD", equivalente a la Norma NMX-CC-2.
- ISO 9001 "MODELO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD APLICABLE AL PROYECTO/DISEÑO, LA FABRICACIÓN, LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO", equivalente con la Norma Mexicana NMX-CC-3
- ISO 9002 "MODELO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD APLICABLE A LA FABRICACIÓN E INSTALACIÓN", equivalente con la NMX-CC-4.
- ISO 9003 "MODELO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD APLICABLE A LA INSPECCIÓN Y PRUEBAS FINALES", equivalente con la NMX-CC-5.

Como veremos a continuación, cada una de estas normas contiene una serie de requisitos que se deben cumplir para asegurar la calidad, siendo la más completa y exigente la relativa al proyecto/diseño, fabricación, instalación y servicio de bienes o servicios. La más sencilla es la relacionada con la inspección y pruebas finales.

Cada persona u organización debe seleccionar de entre los distintos modelos el que sea aplicable a su actividad o a la actividad en la que quiera asegurar la calidad mediante un sistema.

Una vez escogido el modelo en base a las necesidades particulares deberán iniciarse, una serie de actividades desde la más fácil que es la elaboración del Manual del Sistema de Calidad junto con la del Manual de Procedimientos, hasta la más complicada que es la implantación de cada sistema dentro de cada Organización, es decir, crear la "Cultura de Calidad".

Algunas de entre las empresas más exitosas, han requerido de asesoría externa para dicha implantación, y han comenzado a obtener resultados a partir del segundo año de aplicación de los sistemas.

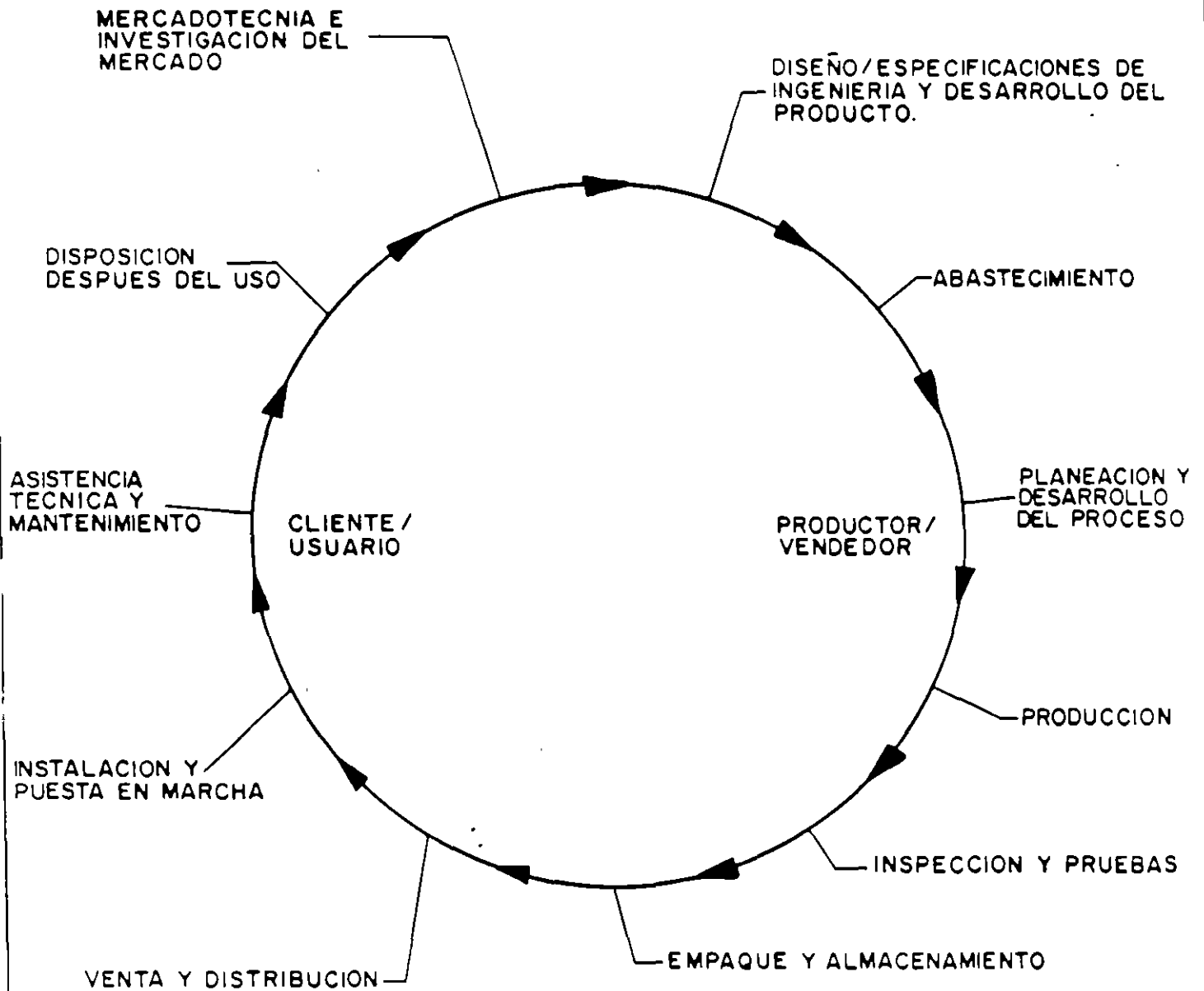
Por lo anterior, es recomendable elaborar planes y programas de evaluación continua de las dificultades y resultados conforme se vayan obteniendo a fin de retroalimentar continuamente la implantación del sistema y evitar sorpresas desagradables.

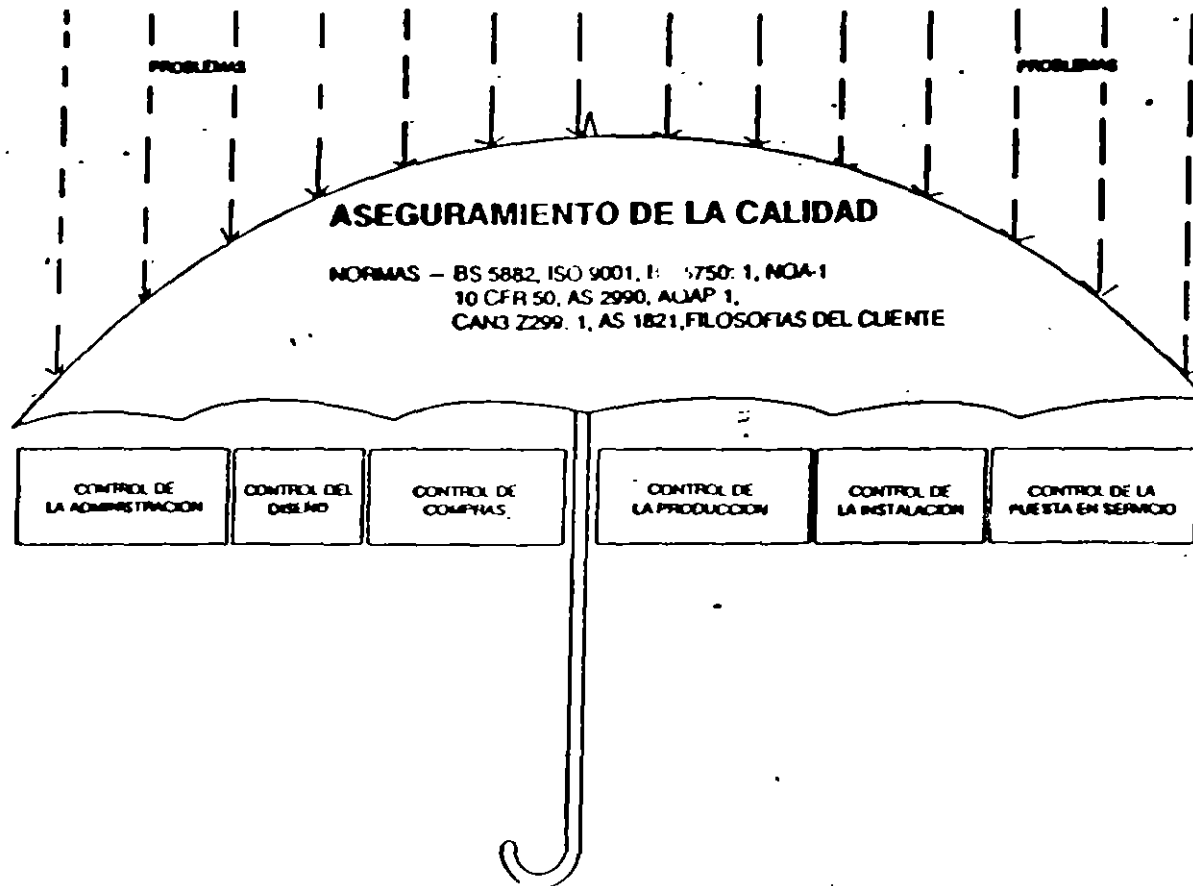
Así también, se debe tener mucho cuidado para contratar asesoría externa ya que el mercado tanto nacional como internacional está plagado de personas y empresas que ofrecen estos servicios pero que jamás aseguran resultados, ni proveen programas de valoración y retroalimentación en la implantación de los sistemas propuestos.

En la siguiente tabla, se presentan los tres modelos de sistemas de Aseguramiento de la Calidad más usuales en donde podemos observar las diferencias sustanciales entre ellos.

De su observación y análisis podemos definir cual es el más adecuado y aplicable a cada organización en particular.

CIRCUITO DE LA CALIDAD





Organización para la calidad

Fig - - El paraguas del aseguramiento de la calidad

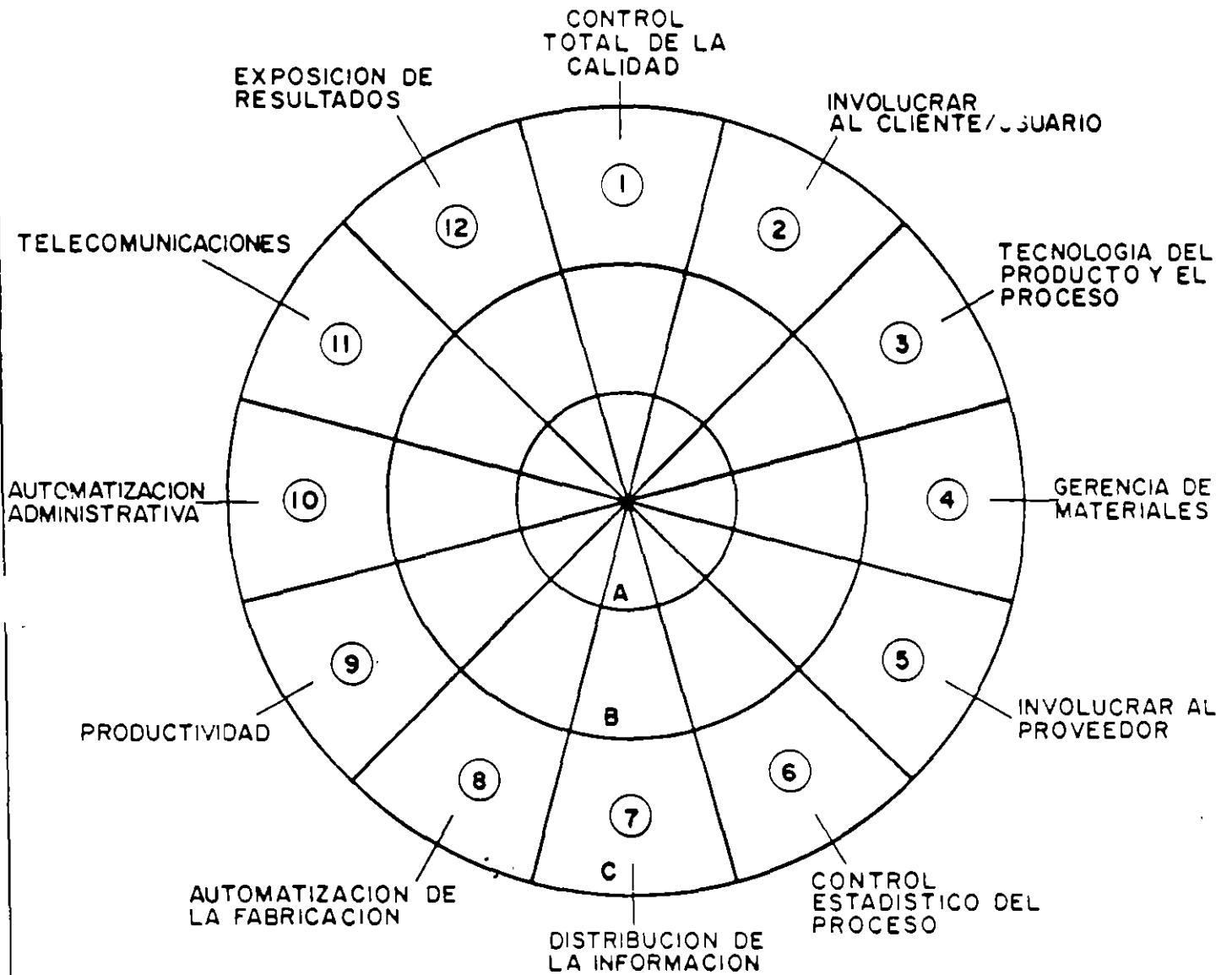
COMPARACION ENTRE MODELOS DE PROGRAMAS

SISTEMA DE CALIDAD SEGUN MODELO DE NORMA >>>> EQUIVALENTE CON ISO-		CC-3	CC-4	CC-5
		9001	9002	9003
1	PROGRAMA DE CALIDAD	*	*	*
2	ORGANIZACION	*	*	*
3	AUDITORIAS AL SISTEMA	*	*	*
4	DOCUMENTOS DE SISTEMA DE CALIDAD. MANUAL	*	*	
	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION Y PRUEBAS	*	*	*
5	CONTROL DE PRODUCCION Y PROCESO	*	*	
6	PLANEACION (REVISION DEL CONTRATO)	*	*	*
7	CONTROL DE DISEÑO	*		
8	DOCUMENTACION Y CONTROL DE CAMBIOS	*	*	*
9	EQUIPO DE INSPECCION, MEDICION Y PRUEBAS	*	*	*
10	CONTROL DE MATERIAL COMPRADO Y DE SERVICIOS	*	*	*
11	INSPECCION EN LA RECEPCION	*	*	*
12	MATERIAL SUMINISTRADO POR EL COMPRADOR (SC)	*	*	
13	INSPECCION DURANTE EL PROCESO	*	*	*
14	INSPECCION FINAL	*	*	*
15	MUESTREO	*	*	*
16	SITUACION DE LA INSPECCION	*	*	*
17	IDENTIFICACION Y RASTREABILIDAD	*	*	
18	MANEJO Y ALMACENAMIENTO	*	*	*
19	INSTRUCCIONES DE TRABAJO	*	*	*
20	PROCESOS ESPECIALES	*	*	
21	CONSERVACION, EMPAQUE Y EMBARQUE	*	*	
22	REGISTROS	*	*	*
23	MATERIALES NO CONFORMES CON LO ESPECIFICADO	*	*	*
24	ACCION(ES) CORRECTIVA(S)	*	*	*
25	ENTRENAMIENTO	*	*	*

ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD EN UNA INSTALACION
SEGUN MODELO ISO-9002 (NOM CC-4)

1	INSTRUCCIONES DE TRABAJO	RECEPCION DE: PLANOS ISOMETRICOS ESPECIFICACIONES
2	PLANEACION	ESTUDIO FISICO DEL TERRENO CONDICIONES GENERALES
3	ORGANIZACION	QUIEN LA EJECUTA, QUIEN LA DIRIGE, QUIEN SUPERVISA
4	ENTRENAMIENTO	ENTRENAMIENTO PRACTICO POR ESPECIALIDADES
5	CONTROL DE MATERIALES COMPRADOS	VERIFICACION DE CANTIDADES, MARCAS, MODELOS, MEDIDAS, TIPOS
6	REGISTROS/REFERENCIAS	CERTIFICADOS DE CALIDAD, INSTRUCTIVOS, FACTURAS
7	CONTROL DE MATERIALES FUERA DE ESPECIFICACION	MARCADO, SEGREGACION Y DEVOLUCION
8	CONTROL DE PRODUCCION	CONTROL EN ROSCADO, ENSAMBLE LIMPIEZA, PREPARACION
9	CONTROL DE EQUIPOS DE MEDICION Y PRUEBAS	FLEXOMETROS, CALIBRADORES, MANOMETROS
10	PROCESOS ESPECIALES	SOLDADURA, DOBLECES,
11	INSPECCION DURANTE EL PROCESO (NDT)	INSPECCION VISUAL DE ACABADO PREPARACION, LIMPIEZA,
12	INSPECCION Y PRUEBA DEL PRODUCTO TERMINADO	INSPECCION VISUAL, PRUEBAS DE HERMETICIDAD
13	ACCION(ES) CORRECTIVA(S)	ELIMINAR FUGAS, CALIBRAR REGULADORES,
14	PROTECCION DEL PRODUCTO	PINTURA, MARCADO, ETIQUETADO
15	ENTREGA FORMAL DE LA INSTALACION	PROTOCOLO DE HERMETICIDAD, ENTREGA PLANOS, FIRMAS DOC.

CREACION DEL SISTEMA DE CALIDAD

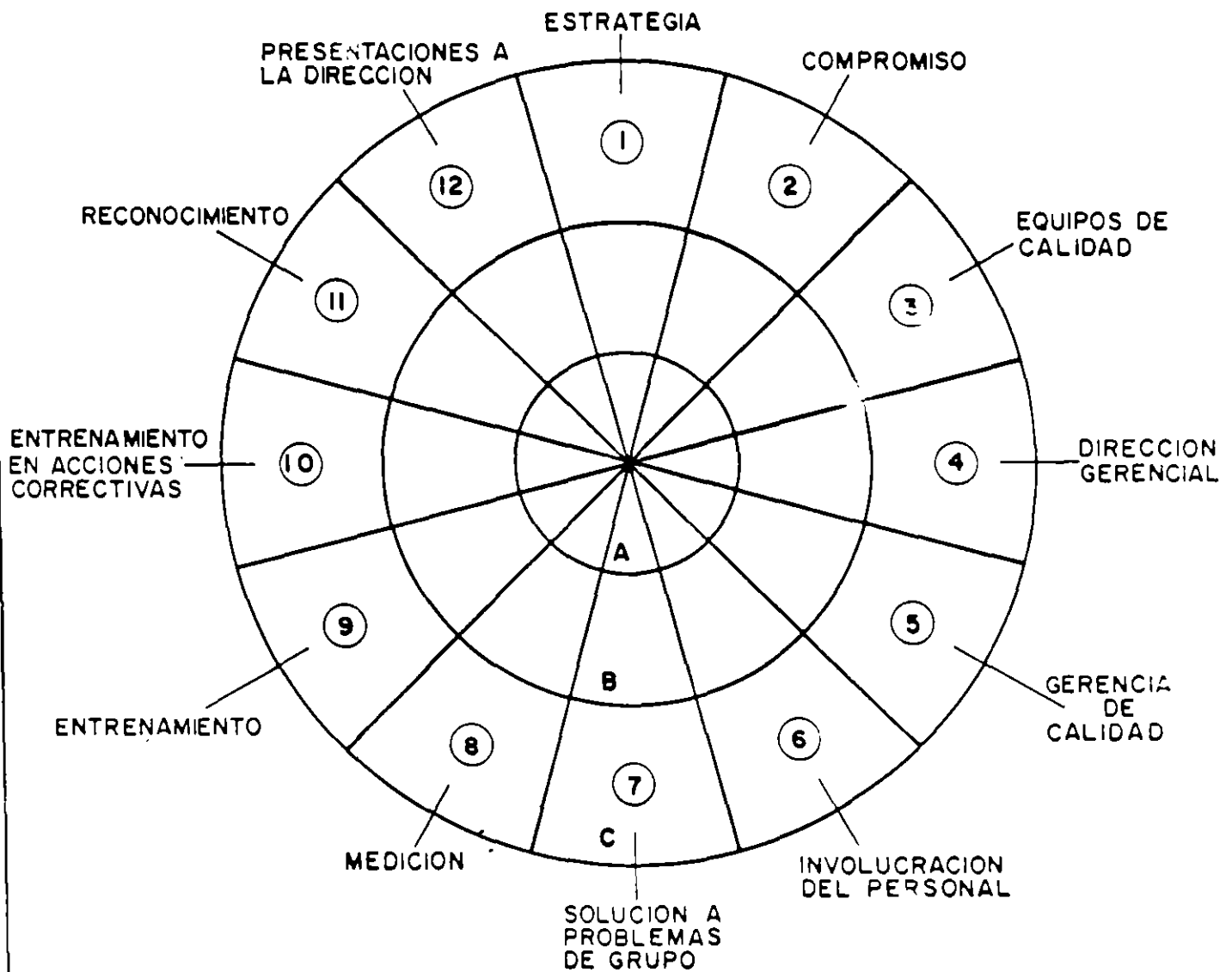


A= ALTA DIRECCION

B= GERENCIA MEDIA Y ESPECIALISTAS

C= SUPERVISORES Y OBREROS

CREACION DE LA CULTURA DE CALIDAD



A=ALTA DIRECCION
B=GERENCIA MEDIA Y ESPECIALISTAS
C=SUPERVISORES Y OBREROS

Instalaciones Típicas en Calderas tipo paquete

Expositor: **Ing. Ascensión Castañeda Cano**



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INGENIERIA DE CALDERAS .

MODULO IV

TEMA: COMBUSTION

EXPOSITOR: ING. ALFREDO SANCHEZ F.

Diplomado en Ingeniería de Calderas.
Módulo 4 . Tema : Combustión.
Ejercicios de aplicación.

Elaborados por :
Ing. Alfredo Sánchez Flores.
Fecha : junio • 17 • 1995.

1. En una caldera se requieren quemar 500 kg/h de diesel combustible. El fabricante especifica que el equipo debe operar con un exceso de aire del 10 % para alcanzar un rendimiento de combustión del 96 %. Dado lo anterior, el aire entra a las condiciones atmosféricas de 27 °C y 1 bar , y los gases de combustión salen a 150 °C.

Determinar el gasto de aire real que se requiere par la combustión completa y el flujo térmico que produce al quemar el combustible.

2. Se proyecta un horno para la industria alimenticia con una capacidad de 1500 kW. El combustible a usar debe ser metano, el cual llega al horno a una presión de 1.8 bar y 40 °C . Si el aire atmosférico disponible entra a 1 bar y 27 °C y los gases de combustión salen a 200 ° C, determinar :

- El consumo de combustible a condiciones normales y de trabajo, y
- El gasto de aire (seco) necesario para la combustión adoptando 5 % de exceso.

NOTA : En los ejercicios 1 y 2 la combustión es completa.

3. Determinar los productos de la combustión completa al quemarse gasóleo; compuesto por una mezcla del 80 % diesel y 20 % de combustóleo (de Minatitlán, Ver.). Expresarlo en composición másica y molar, asumiendo 15 % de exceso de aire.

4. Determinése lo mismo que en 3 pero úsese como combustible gas LP de composición típica : 80 % de butano y 20 % de propano. ¿ Qué tanto cambia la composición de los gases si la combustión se realiza en Acapulco y/o en Querétaro, Qro. ?

2

1. Solución:

De acuerdo a la composición del diesel

$$C = 84.6\%$$

$$H_2 = 9.7\%$$

$$S = 2.7\% \quad \Sigma = 100\%$$

$$N_2 = 1.0\%$$

$$W = 1.5\%$$

$$Z = 0.5\%$$

Oxígeno mínimo (O_{min})

$$O_{min} = \frac{22.41}{12} \left[C + 3 \left(h - \frac{O-S}{8} \right) \right] \frac{Nm^3}{kgc}$$

$$= \frac{22.41}{12} \left[0.846 + 3 \left(0.097 + \frac{0.027}{8} \right) \right]$$

$$= 2.14 \frac{Nm^3}{kgc}$$

Aire mínimo (X_{min})

$$X_{min} = \frac{2.14}{0.21} = 10.19 \frac{Nm^3}{kgc}$$

Aire real

$$X = X_{min} (1 + \delta) = 10.19 (1 + 0.10)$$

$$X = 11.20 \frac{Nm^3}{kgc}$$

Aire corregido (para 27°C y 1 bar)

$$X_c = X \cdot \frac{P_n}{T_n} \frac{T}{P_r}$$

donde: P_n y T_n son valores de presión y temperatura a nivel del mar y

P y T corresponden a las condiciones de operación

Entonces

$$X_c = 11.20 \times \frac{1.01325}{273.15} \times \frac{(27+273.15)}{1} = 12.47 \frac{\text{m}^3}{\text{kgc}}$$

Gasto de aire real

$$\dot{V}_{\text{real}} = X_c \times \dot{m}_c \left(\frac{\text{m}^3}{\text{kgc}} \times \frac{\text{kgc}}{\text{s}} = \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right)$$

donde \dot{m}_c es el gasto másico del combustible

Entonces

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{real}} &= 12.47 \times 500 = 6235 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \\ &= 1.732 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \end{aligned}$$

Productos de la combustión

$$V_p = X + \Delta V$$

donde ΔV es el incremento en volumen

$$\Delta V = \frac{22.41}{12} \left(3h + \frac{3}{8}o + \frac{2}{3}w \right) \frac{\text{Nm}^3}{\text{kgc}}$$

$$\Delta V = \frac{22.41}{12} \left(3 \times 0.097 + \frac{2}{3} \times 0.015 \right)$$

$$\Delta V = 0.562 \frac{\text{Nm}^3}{\text{kgc}}$$

$$V_p = 11.20 + 0.562 = 11.762 \frac{\text{Nm}^3}{\text{kgc}}$$

Corrección del volumen de productos

$$V_{pc} = 11.762 \times \frac{1.01325}{273.15} \times \frac{(150 + 273.15)}{1}$$

$$V_{pc} = 18.46 \frac{\text{m}^3}{\text{kgc}}$$

Gasto real de gases de combustión

$$\begin{aligned} \dot{V}_p' &= V_{pc} \times \dot{m}_c = 18.46 \times 500 = 9230 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \\ &= 2.564 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \end{aligned}$$

Para determinar el flujo térmico, se debe conocer el Poder Calorífico. Entonces, tomando la ecuación empírica

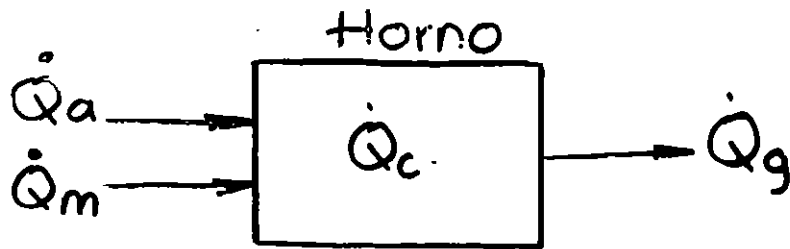
$$\begin{aligned} PCI &= 33.913 c + 143.188 \left(h - \frac{1}{8} \right) + 9.3 s \\ &\quad - 2.5 (9h + w) \\ &= 33.913 \times 0.846 + 143.188 (0.097) + 9.3 \times 0.027 \\ &\quad - 2.5 (9 \times 0.097 + 0.015) \\ &= 40,610 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \end{aligned}$$

$$PCS = 42,830 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Entonces,

$$\begin{aligned} \dot{Q} &= \dot{m}_c PCI \times \eta_{\text{comb}} = \\ &= \frac{500}{3600} \times 40,610 \times 0.96 = 5.41 \text{ kW} \end{aligned}$$

2.



El balance térmico se establece de la forma

$$\dot{Q} = 1500 \text{ MW} = \dot{Q}_c + \dot{Q}_a + \dot{Q}_m - \dot{Q}_g \quad \sigma$$

$$\dot{Q} = \dot{V}_c (Q_c + Q_a + \bar{Q}_m - Q_g)$$

donde:

\dot{Q} es el flujo térmico suministrado ó aprovechado por el horno

Q_c es la energía de combustión por m^3 normal

Q_a es la energía del aire, a la entrada

Q_m es la energía del metano, a la entrada

Q_g es la energía de los gases de combustión

Entonces:

$$Q_c = 35.662 \text{ MJ/Nm}^3 \quad (\text{Poder calorífico del metano})$$

$$Q_a = m_a c_p a t_a$$

$$\text{donde: } m_a = m_a' \lambda = X_{\text{min}} \rho_n \text{ aire} \cdot \lambda$$

y m_a' es el aire teórico

ρ_n es la densidad del aire a condiciones normales

λ es el factor o relación de aire

$\lambda = (1 + \delta)$ y δ es la relación de exceso de aire o exceso de aire.

c_{pa} es el calor específico del aire y

t_a es la temperatura del aire a la entrada del horno.

$$\text{Si } \rho_{na} = \frac{p_n}{RT_n} = \frac{101325}{287 \times 273.15} = 1.293 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}$$

$$m_a = X_{\text{min}} \cdot \rho_{na} \cdot \lambda$$

y $m_a = 9.52 \times 1.293 \times 1.05 = 12.92 \frac{\text{kg aire}}{\text{Nm}^3}$

Entonces:

$$\bar{Q}_a = 12.92 \times 1005 \times 27 = 350584.2 \frac{\text{J}}{\text{Nm}^3}$$

Por otro lado,

$$Q_m = m_m c_{pm} t_m$$

donde: m_m es la masa del metano = $\rho_n V$
 c_{pm} es el calor específico del metano
 t_m es la temperatura del metano a la entrada.

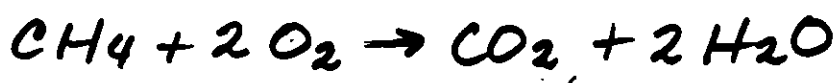
ρ_n es la densidad del metano en condiciones normales

$$\rho_n = \frac{p}{RT} = \frac{101325}{519.6 \times 273.15} = 0.714 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}$$

$$Q_m = 0.714 \times 1 \times 2152 \times 40 = 61461.12 \frac{\text{J}}{\text{Nm}^3}$$

Para encontrar Q_g es necesario determinar los productos de la combustión.

De acuerdo con la ecuación de reacción



los volúmenes parciales se conforman por:

$$V_{CO_2} = 1 \frac{Nm^3}{Nm_c^3} ; V_{H_2O} = 2 \frac{Nm^3}{Nm_c^3}$$

$$V_{N_2} = 0.79 \times X_{min} \times \lambda = 0.79 \times 9.52 \times 1.05 \\ = 7.896 \frac{Nm^3}{Nm_c^3}$$

$$V_{O_2} = \delta O_{min} = 0.05 \times 2 = 0.10 \frac{Nm^3}{Nm_c^3}$$

Entonces, el volumen de los productos, se calcula por:

$$V_p = \sum V_i = 1 + 2 + 7.896 + 0.10 = 10.996 \frac{Nm^3}{Nm_c^3}$$

Para calcular la ~~densidad~~ masa de la mezcla hay que encontrar:

- 1° La composición volumétrica
- 2° La masa molecular equivalente
- 3° La densidad de la mezcla

Composición: (r_i)

$$r_{CO_2} = \frac{1}{10.996} = 0.090 ; r_{H_2O} = \frac{2}{10.996} = 0.18$$

$$r_{N_2} = \frac{7.896}{10.996} = 0.718 ; r_{O_2} = \frac{0.10}{10.996} = 9.09 \times 10^{-3}$$

Masa molecular equivalente

$$\bar{M}_m = \sum M_i r_i = 44 \times 0.090 + 18 \times 0.18 + \\ + 28 \times 0.718 + 32 \times 9.09 \times 10^{-3} = \\ = 3.96 + 3.24 + 20.104 + 0.29088 = \\ = 27.59 \text{ kg/kmol}$$

Densidad de la mezcla

$$\rho_{PN} = \frac{\bar{M}_m}{\bar{V}_n} = \frac{27.59}{22.41} = 1.23 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}$$

entonces,

$$\begin{aligned} m_p &= V_p \times \rho_{PN} = 10.996 \frac{\text{Nm}^3}{\text{Nm}^3} \times 1.23 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \\ &= 13.52 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} = A \end{aligned}$$

Ahora, convirtiendo r_i en x_i queda

$$m_{\text{CO}_2} = V_{\text{CO}_2} \times \rho_{\text{CO}_2} = V_{\text{CO}_2} \times \frac{P}{RT} = 1 \times \frac{101325}{\frac{8314.41}{44} \times 273.15}$$

$$m_{\text{CO}_2} = 1 \times 1.9630 = 1.9630 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}$$

$$m_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}} \times \frac{P}{RT} = 2 \times \frac{101325}{\frac{8314.41}{18} \times 273.15}$$

$$m_{\text{H}_2\text{O}} = 2 \times 0.8030 = 1.606 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}$$

$$m_{\text{N}_2} = 7.896 \times \frac{28}{22.41} = 9.86 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}$$

$$m_{\text{O}_2} = 0.10 \times \frac{32}{22.41} = 0.1427 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}$$

$$m_T = \sum m_i = 13.57 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \cong A$$

$$\begin{aligned}
 c_{pp}) = \sum c_{pi} \times i &= \overset{\text{CO}_2}{819} \times \frac{1.963}{13.57} + \overset{\text{H}_2\text{O}}{1854} \times \frac{1.606}{13.57} + \\
 &+ \overset{\text{N}_2}{1040} \times \frac{9.86}{13.57} + \overset{\text{O}_2}{914} \times \frac{0.1427}{13.57} = \\
 &= 118.474 + 219.419 + 755.666 + 9.611 = \\
 c_p &= 1103.17 \frac{\text{J}}{\text{kgK}}
 \end{aligned}$$

Ahora si

$$\begin{aligned}
 Q_g &= m_g c_{pg} t_g = 13.15 \left(\frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \times \frac{\text{J}}{\text{kgK}} \right) 1103.17 \times 200 \\
 &= 2.99 \times 10^6 \frac{\text{J}}{\text{Nm}^3}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_c + Q_a + Q_m - Q_g &= (35.66 + 0.3505 + \\
 &+ 0.062 - 2.99) \times 10^6 \\
 &= 33.08 \frac{\text{MJ}}{\text{Nm}^3}
 \end{aligned}$$

Finalmente, el gasto de combustible se determina por

$$\dot{V}_c = \frac{\dot{Q}}{33.08} = \frac{1.500}{33.08} = 45.34 \times 10^{-3} \frac{\text{Nm}^3}{\text{s}}$$

a) Gasto corregido: (\dot{V}_c') de combustible

$$\dot{V}_c' = 45.34 \times 10^{-3} \times \frac{1.01325}{273.15} \times \frac{313}{1.8} = 29.26 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$$

b) Gasto de aire

$$v_{\text{aireal}} = X_{\text{min}} \times \lambda \times \frac{1.01325}{273.15} \times \frac{300}{1} = 11.13 \frac{\text{m}^3}{\text{Nm}^3}$$

$$\text{Finalmente } \dot{V}_{\text{aireal}} = 11.13 \times 45.34 \times 10^{-3} = 0.504 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

3)

Solución
Composición



	Diesel %	Combustóleo	Gasóleo 80d/20c
C =	84.80	82.80	$C = \sum C_i \cdot x_i = 84.40$
H ₂ =	9.70	10.40	$H_2 = \sum H_{2i} \cdot x_i = 9.84$
S =	2.70	2.97	$S = \sum S_i \cdot x_i = 2.75$
N ₂ =	1.00	0.20	$N_2 = \sum N_{2i} \cdot x_i = 0.84$
W =	1.50	2.93	$W = \sum W_i \cdot x_i = 1.78$
O ₂ =	0.0	0.40	$O_2 = \sum O_{2i} \cdot x_i = 0.08$
Z =	0.50	0.30	$Z = \sum Z_i \cdot x_i = 0.46$

Oxígeno mínimo

$$O_{min} = 22.41 \left[\frac{C}{12} + \frac{H}{4} + \frac{S}{32} - \frac{O}{32} \right] \frac{Nm^3}{kgc} \quad (2.25a)$$

$$O_{min} = 22.41 \left[\frac{0.844}{12} + \frac{0.0984}{4} + \frac{0.0275}{32} - \frac{0.08 \times 10^{-2}}{32} \right]$$

$$O_{min} = 22.41 \left[0.0703 + 0.0246 + 7.6875 \times 10^{-4} - 2.5 \times 10^{-5} \right]$$

$$O_{min} = 22.41 \times 0.0956 = 2.143 \frac{Nm^3}{kgc}$$

Aire para la combustión

$$X_{min,v} = \frac{O_{min}}{0.21} = \frac{2.143}{0.21} = 10.205 \frac{Nm^3}{kgc}$$

$$X_{min,m} = X_{min,v} \times \rho_{aire} \left(\frac{Nm^3}{kgc} \times \frac{kg}{Nm^3} = \frac{kg}{kgc} \right)$$

$$\rho_{aire} = \frac{M}{V} = \frac{28.964}{22.41} = 1.2924 \frac{kg}{Nm^3}$$

$$X_{\min, m} = 10.205 \times 1.2924 = 13.188 \frac{\text{kg}}{\text{kgc}}$$

Aire práctico para la combustión

$$X = X_{\min} \times \lambda = 10.205 \times 1.15 = 11.735 \frac{\text{Nm}^3}{\text{kgc}}$$

Aire práctico corregido para Cd. de México

$$X_v = 10.715 \times \frac{p_n}{T_n} \frac{T_t}{p_t} = 11.735 \times \frac{1.0325}{273.15} \times \frac{(273.15+15)}{0.80}$$

$$X_v = 15.679 \frac{\text{m}^3}{\text{kgc}}$$

Y que por otro lado, expresado en masa

$$X_m = X_{\min, m} = 13.188 \times 1.15 = 15.1662 \frac{\text{kg}}{\text{kgc}}$$

$$X_v = 15.1662 \frac{\text{kg}}{\text{kgc}} \times \frac{1}{\rho} \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \quad \text{Aire corregido}$$

$$\text{donde } \rho = \frac{p}{RT} = \frac{0.80}{287 \cdot (273.15+15)} = 0.967 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$X_v = \frac{15.1662}{0.967} = 15.68 \frac{\text{m}^3}{\text{kgc}}$$

Ha resultado lo mismo por dos caminos

3

Productos de combustión en volumen

Bióxido de Carbono

$$V_{CO_2} = \frac{22.41}{12} \times C = \frac{22.41}{12} \times 0.8440 = 1.576 \frac{Nm^3}{kgc}$$

$$V_{H_2O} = \frac{22.41}{18} \times (9h + w) = \frac{22.41}{18} \times (9 \times 0.0984 + 0.0178) = 1.1247 \frac{Nm^3}{kgc}$$

$$V_{SO_2} = \frac{22.41}{32} \times (S) = \frac{22.41}{32} \times 0.0275 = 0.01925 \frac{Nm^3}{kgc}$$

$$V_{N_2} = 0.79 \times X = 0.79 \times 11.735 = 9.27065 \frac{Nm^3}{kgc}$$

$$V_{O_2} = 0.15 \times O_{min} = 0.15 \times 2.143 = 0.32145 \frac{Nm^3}{kgc}$$

$$V_T = \sum V_i = 12.312 \frac{Nm^3}{kgc}$$

$$r_{CO_2} = 0.1280 = 12.80\% ; r_{H_2O} = 0.09134 = 9.13\%$$

$$r_{SO_2} = 1.56 \times 10^{-3} = 0.156\% ; r_{N_2} = 0.7529 = 75.29\%$$

$$r_{O_2} = 0.026 = 2.6\%$$

Usando:

$$V_p = X + \frac{22.41}{12} \left(3h + \frac{3}{8}O + \frac{2}{3}w \right) \frac{Nm^3}{kgc} = 12.30 \frac{Nm^3}{kgc}$$

4

Por fórmula

$$V_p = X + \frac{22.41}{12} \left(3h + \frac{3}{8} O + \frac{2}{3} w \right) \quad \frac{\text{Nm}^3}{\text{kgc}}$$

$$V_p = 11.735 + \frac{22.41}{12} \left(3 \times 0.0984 + \frac{3}{8} \times 0.0008 + \frac{2}{3} \times 0.0178 \right)$$

$$V_p = 11.735 + \frac{22.41}{12} \times 0.307 = 12.30 \quad \frac{\text{Nm}^3}{\text{kgc}}$$

Masa molecular

$$\begin{aligned} \bar{M}_m &= \sum M_i r_i = 44 \times 0.1280 + 18 \times 0.09134 + \\ &\quad + 64 \times 1.56 \times 10^{-3} + 28 \times 0.7529 + \\ &\quad + 32 \times 0.026 \\ &= 5.632 + 1.64412 + 0.09984 + 21.0812 + 0.832 \\ &= 29.289 \quad \frac{\text{kg}}{\text{kmol}} \end{aligned}$$

Densidad de la mezcla de gases

$$\rho = \frac{M}{\bar{V}} = \frac{29.289}{22.41} = 1.3069 \quad \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Entonces

$$m_p = \rho V_p = 1.3069 \times 12.30 = 16.074 \quad \frac{\text{kg}}{\text{kgc}}$$

Fracciones másicas x

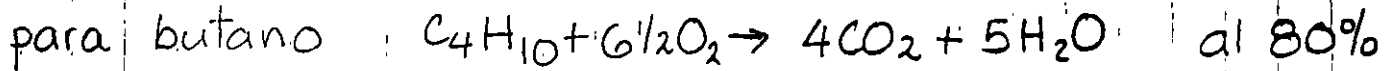
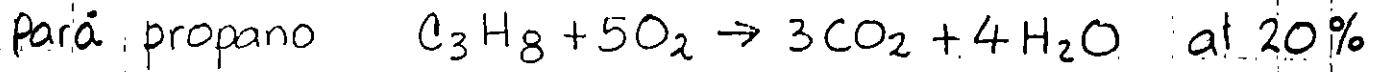
$$x_i = \frac{r_i M_i}{\sum r_i M_i} ; \quad x_{\text{CO}_2} = \frac{5.632}{29.289} = 0.192 \quad x_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{1.64412}{29.289} = 0.056$$

$$x_{\text{S}_2} = \frac{0.09984}{29.289} = 3.4 \times 10^{-3} \quad x_{\text{N}_2} = \frac{21.0812}{29.289} = 0.719 \quad x_{\text{O}_2} = \frac{0.832}{29.289} = 0.028$$

$$\sum x_i = 1$$

5

4. De acuerdo con las ecuaciones de reacción



Oxígeno mínimo

$$O_{min} = 5 \times 0.20 + 6.5 \times 0.80 = 6.2 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

Aire mínimo

$$X_{min} = \frac{6.2}{0.21} = 29.52 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

Aire con exceso (aire real)

$$X = 29.52 \times \lambda = 29.52 \times 1.15 = 33.948 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

Aire real ajustado

a) para Acapulco (0°C)

$$X_r = 33.948$$

b) Para Querétaro (27°C)

$$X_r = 33.948 \times \frac{1.01325}{273.15} \times \frac{(273.15 + 27)}{0.81}$$

$$X_r = 46.60 \frac{m^3}{Nm^3_c}$$

Gases de Combustión

$$V_{CO_2} = 3 \times 0.2 + 4 \times 0.8 = 3.8 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

$$V_{CO_2} = 3 \times 0.20 + 4 \times 0.8 = 3.8 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

6

$$V_{H_2O} = 4 \times 0.2 + 5 \times 0.8 =$$

$$= 4.8 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

$$V_{O_2} = 8.0 \text{ min}$$

$$= 0.15 \times 6.2 = 0.93 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

$$V_{N_2} = 0.79 X = 0.79 \times 33.948$$

$$= 26.818 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

$$V_T = 36.348 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

Fracciones molares

$$r_{CO_2} = \frac{3.8}{36.348} = 0.1045$$

$$= 10.45\%$$

$$r_{H_2O} = \frac{4.8}{36.348} = 0.1320$$

$$= 13.20\%$$

$$r_{O_2} = \frac{0.93}{36.348} = 0.0255$$

$$= 2.55\%$$

$$r_{N_2} = \frac{26.818}{36.348} = 0.7378$$

$$= 73.78\%$$

$$V_{H_2O} = 4 \times 0.2 + 5 \times 0.8 =$$

$$= 4.8 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

$$V_{O_2} = 8.0 \text{ min}$$

$$= 0.15 \times 6.2 = 0.93 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

$$V_{N_2} = 0.79 X = 0.79 \times 33.948$$

$$= 26.818 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

$$V_T = 36.348 \frac{Nm^3}{Nm^3_c}$$

Valores corregidos a 27°C y 0.85 bar

$$V_{CO_2} = V_{CO_2} \times \frac{P_n}{P_n} \times \frac{T_g}{T_n} \times \frac{P_g}{P_g}$$

$$= V_{CO_2} \times \frac{1.01325}{(273.15)} \times \frac{(273.15 + 27)}{0.81}$$

$$= V_{CO_2} \times 1.373$$

El factor 1.373 afecta tanto a los volúmenes parciales V_i como al volumen total; por tanto, r_{CO_2} , r_{H_2O} , r_{O_2} y r_{N_2} siguen igual a los de nivel del mar.



El V_{TC} corregido se determina

por:

$$V_{TC} = 36.348 \times 1.373$$

$$= 49.905 \frac{m^3}{Nm^3}$$

Gas properties, physical data

Gas	Formula	Molecular weight	Gas-constant J/(kg K)	p_{kr} kPa	t_{kr} °C	Boll. point °C	c_p/c_v	c_p at 0°C 101.3 kPa kJ/(kg K)
Acetylene	C ₂ H ₂	26.038	319.3	6280	36.0	-83.6	1.26	1.029
Air	-	28.964	287.1	3770	-140.7	-193.0	1.40	1.003
Amonia	NH ₃	17.032	488.2	11300	132.4	-33.4	1.32	2.056
Argon	Ar	39.944	208.1	4800	-122.5	-185.9	1.07	
Benzene	C ₆ H ₆	78.114	108.4	4860	208.6	80.1	1.08	
1-Butene	C ₄ H ₈	58.124	143.0	3000	152.0	-0.6	1.11	
Cis-2-Butene	C ₄ H ₈	58.124	143.0	3700	133.7	-11.7	1.11	
Butylene	C ₄ H ₈	56.108	148.2	3020	144.0	-6.9	1.11	
Carbon Dioxide	CO ₂	44.011	188.9	7300	31.0	-78.6	1.30	0.819
Carbon Disulfide	CS ₂	76.143	109.2	7450	278.0	46.0	1.20	
Carbon Tetrachloride	CCl ₄	153.830	54.0	4400	283.0	77.0	1.18	
Carbon Monoxide	CO	28.011	296.8	3600	-140.2	-101.5	1.40	1.041
Chlorine	Cl ₂	70.914	117.2	7710	144.0	-34.6	1.33	
Cyanogen	(CN) ₂	52.038	159.8	6100	128.0	-21.0	1.26	
Ethane	C ₂ H ₆	30.070	276.5	4880	32.1	-88.6	1.22	
Ethylchloride	C ₂ H ₅ Cl	64.519	128.9	5300	185.0	12.0	1.13	
Ethylene	C ₂ H ₄	28.054	296.4	5160	9.6	-103.9	1.22	1.407
Freon 12	CCl ₂ F ₂	120.92	68.8	4000	112.0	-29.8	1.13	
Helium	He	4.003	2077.0	229	-268.0	-269.0	1.66	
Hexane	C ₆ H ₁₄	86.178	96.5	3040	235.0	69.0	1.08	
Hydrogen	H ₂	2.016	4124.2	1310	-240.0	-252.8	1.41	1.422
Hydrogen Bromide	HBr	80.92	102.8	8200	90.0	-68.0	1.42	
Hydrogen Chloride	HCl	36.465	228.0	8400	61.4	-85.0	1.41	
Hydrogen Cyanide	HCN	27.027	307.6	4900	184.0	-89.0	1.60	
Hydrogen Iodide	HI	127.93	65.0	-	151.0	-36.0	1.40	
Hydrogen Sulfide	H ₂ S	34.082	243.9	9020	100.4	-60.4	1.30	0.995
Krypton	Kr	83.80	99.2	5590	-63.7	-153.2	1.68	
Methane	CH ₄	16.043	518.3	4620	-82.6	-161.6	1.32	2.152
2-Methyl-Butane	C ₅ H ₁₂	72.151	115.2	3340	188.0	28.0	1.06	
Methyl Chloride	CH ₃ Cl	50.492	164.7	6670	143.0	-24.0	1.20	
Neon	Ne	20.183	411.9	2500	-228.0	-246.1	1.64	
Nitric Oxide	NO	30.008	277.1	6590	-94.0	-152.0	1.40	0.999
Nitrogen	N ₂	28.016	296.8	3390	-147.1	-195.8	1.41	1.040
Nitrous Oxide	N ₂ O	44.016	188.9	7270	36.5	-88.7	1.31	0.893
Oxygen	O ₂	32.000	259.8	5030	-118.0	-183.0	1.40	0.914
Ozone	O ₃	48.000	173.2	6900	-5.0	-112.0	1.20	
Pentane	C ₅ H ₁₂	72.151	115.2	3340	197.2	36.1	1.06	
Propane	C ₃ H ₈	44.097	188.5	4260	96.8	-42.3	1.15	
Propylene	C ₃ H ₆	42.081	197.6	4570	92.1	-47.7	1.17	
Sulfur Dioxide	SO ₂	64.066	129.9	7870	157.2	-10.0	1.26	0.608
Water Steam, superheated	H ₂ O	18.016	461.5	22130	374.2	100.0	1.33	1.854*
Xenon	X	131.30	63.3	5890	16.6	-108.0	1.66	

* $c_p = 1.933$ kJ/(kg K) at 200°C, 101.3 kPa

Diplomado en Ingeniería de Calderas.
Módulo 4 . Tema : Combustión.
Ejercicios de aplicación.

Elaborados por :
Ing. Alfredo Sánchez Flores.
Fecha : junio • 17 • 1995.

1. En una caldera se requieren quemar 500 kg/h de diesel combustible. El fabricante especifica que el equipo debe operar con un exceso de aire del 10 % para alcanzar un rendimiento de combustión del 96 %. Dado lo anterior, el aire entra a las condiciones atmosféricas de 27 °C y 1 bar , y los gases de combustión salen a 150 °C.

Determinar el gasto de aire real que se requiere par la combustión completa y el flujo térmico que produce al quemar el combustible.

2. Se proyecta un horno para la industria alimenticia con una capacidad de 1500 kW. El combustible a usar debe ser metano, el cual llega al horno a una presión de 1.8 bar y 40 °C . Si el aire atmosférico disponible entra a 1 bar y 27 °C y los gases de combustión salen a 200 °C, determinar :

- a) El consumo de combustible a condiciones normales y de trabajo, y
- b) El gasto de aire (seco) necesario para la combustión adoptando 5 % de exceso.

NOTA : En los ejercicios 1 y 2 la combustión es completa.

3. Determinar los productos de la combustión completa al quemarse gasóleo, compuesto por una mezcla del 80 % diesel y 20 % de combustóleo (de Minatitlán, Ver.). Expresarlo en composición másica y molar, asumiendo 15 % de exceso de aire.

4. Determinése lo mismo que en 3 pero úsese como combustible gas LP de composición típica : 80 % de butano y 20 % de propano. ¿ Qué tanto cambia la composición de los gases si la combustión se realiza en Acapulco y/o en Querétaro, Qro. ?

Standard Atmosphere according to NASA

Altitude m	Pressure bar	Temperature °C	Density kg/m ³
-1000	1.138	21.5	1.345
-800	1.109	20.2	1.317
-600	1.080	18.9	1.288
-400	1.062	17.6	1.272
-200	1.038	10.3	1.249
0	1.013	15.0	1.225
100	1.001	14.4	1.213
200	0.989	13.7	1.202
300	0.978	13.1	1.190
400	0.966	12.4	1.179
500	0.955	11.8	1.167
600	0.943	11.1	1.156
800	0.921	9.8	1.134
1000	0.899	8.5	1.112
1200	0.877	7.2	1.090
1400	0.856	6.0	1.069
1600	0.835	4.8	1.048
1800	0.815	3.3	1.027
1842	0.8108		
2000	0.795	2.0	1.007
2200	0.775	0.7	0.986
2400	0.756	-0.6	0.966
2600	0.737	-1.9	0.947
2800	0.719	-3.2	0.928
3000	0.701	-4.5	0.909
3200	0.683	-5.8	0.891
3400	0.666	-7.1	0.872
3600	0.649	-8.4	0.854
3800	0.633	-9.7	0.837
4000	0.616	-11.0	0.819
5000	0.540	-17.5	0.736
6000	0.472	-24.0	0.660
7000	0.411	-30.5	0.590
8000	0.356	-37.0	0.525

(Values below sealevel have been extrapolated.)

1 bar = 100 kPa

Puesto que por cada 2 horas de Fuego pleno y 6 horas de Fuego bajo, por las 24 horas se tendrán: 6 horas de EP y 18 horas de FB.
calculo de gastos máscicos

$$\dot{m}_{FP} = \rho_{diesel} \times \dot{V} = 872 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 54.5 \times 3.785 \times 10^{-3} = 179.87 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$\dot{m}_{FB} = \rho_{diesel} \times \dot{V}_1 = 872 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 29 \times 3.785 \times 10^{-3} = 95.715 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Consumo diario

$$\dot{m}_{FP} = 179.87 \times 6 = 179.87 \times 6 = 1079.22 \text{ kg/dia}$$

$$\dot{m}_{FB} = 95.715 \times 18 = 1722.87 \text{ kg/dia}$$

Consumo total diario

$$\dot{m}_T = 2802.09 \text{ kg/dia} = 2802.09 \times 2.20462 = 6177.54 \text{ lb/dia}$$

De acuerdo al balance térmico:

$$\dot{Q}(\text{diesel}) = \dot{Q}(\text{gas LP})$$

$$\dot{m}_{T_{diesel}} P_{c_{diesel}} = \dot{m}_{\text{gasLP}} P_{c_{LP}} \Rightarrow \dot{m}_{\text{gasLP}} = \frac{\dot{m}_{T_{diesel}} P_{c_{diesel}}}{P_{c_{LP}}}$$

donde $P_{c_{diesel}} = 44,790 \text{ kJ/kg} = 48,000 \text{ kJ/kg}$

$P_{c_{LP}} = 19,701 \text{ kJ/kg} = 48 \text{ kJ/kg}$

(NOM - C CAT - 019 - ECOL - 1993)

$$\rightarrow = 19,701 \times \frac{1055.55}{0.4536} \frac{\text{J}}{\text{kg}} = 45,845.2 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$\dot{m}_{\text{gasLP}} = 2802.09 \frac{\text{kg}}{\text{dia}} \times \frac{44,790 \text{ kJ/kg}}{45,845 \text{ kJ/kg}}$$

$$\dot{m}_{\text{gasLP}} = 2737.6 \frac{\text{kg}}{\text{dia}} \quad \text{or} \quad \dot{V}_{\text{gasLP}} = \frac{\dot{m}}{\rho} = \frac{2737.6}{2.34338} = 1168.23 \frac{\text{m}^3}{\text{dia}}$$

Gasto de LP demandado por la Caldera = 1168.23 $\frac{\text{m}^3}{\text{dia}}$



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INGENIERIA DE COMBUSTION

MODULO IV

T E M A

TRATAMIENTO DE AGUA DE CALDERAS

Capítulo 39

Tratamiento del agua de calderas

Entre los muchos usos que actualmente se da a la energía en Estados Unidos—en la industria, en el transporte, en los hogares y en los edificios comerciales—la mayor parte es la dirigida hacia la producción de vapor a través de la combustión de combustibles fósiles. Los servicios públicos dan cuenta de la mayor porción de ésta, pero las plantas industriales también producen enormes cantidades de vapor para usos de proceso, y generan con frecuencia energía eléctrica por medio de turbinas como subproducto.

El tratamiento del agua para generación de vapor es una de las ramas más elaboradas de la química del agua. La comprensión de los principios fundamentales de la química del agua de caldera es esencial para el ingeniero en energía, el cual se esfuerza continuamente por aumentar la eficiencia de las calderas y del equipo que usa vapor dentro de su planta.

La presión y el diseño de una caldera determinan la calidad del agua que requiere para la generación del vapor. El agua municipal o de alguna planta, que sea de buena calidad para uso doméstico, rara vez es lo bastante buena como agua de alimentación de caldera. Estas fuentes de reemplazo se tratan casi siempre para reducir los contaminantes hasta niveles aceptables; además, se añaden productos químicos correctivos al agua tratada para contrarrestar cualquier efecto adverso de los contaminantes que aún quedan en estado de trazas. La secuencia de tratamiento depende del tipo y concentración de los contaminantes hallados en el abastecimiento de agua y de la calidad deseada del agua terminada con el fin de evitar los tres mayores problemas en los sistemas de calderas: depósitos, corrosión y arrastres.

Los depósitos, en particular las incrustaciones, se pueden formar sobre cualquier superficie de un equipo lavado con agua—especialmente en los tubos de las calderas—en cuanto las condiciones de equilibrio en el agua en contacto con estas superficies sean perturbadas por una fuerza externa, como el calor. Cada contaminante tiene una solubilidad definida en agua,

TABLA 39.1 Composición esperada en los lodos de calderas

Constituyente	Tratamiento del tipo de coagulación	Tratamiento de PO ₄ residual
Carbonato de calcio	Alto	Usualmente menos de 5%
Fosfato de calcio	Usualmente menos de 15%	Alto
Silicato de calcio	Usualmente menos de 3%	Trazas o nada
Sulfato de calcio	Nada	Nada
Hidróxido de calcio	Nada	Nada
Pérdida a la ignición	Usualmente menos de 5%	Usualmente 8-12%, excepto que es mayor en aguas de alimentación muy puras
Fosfato de magnesio	Nada	Usualmente menos de 5%, excepto en algunas calderas de alta presión
Hidróxido de magnesio	Moderado	Moderado
Silicato de magnesio	Moderado	Moderado
Sílice	Usualmente menos de 10%	Usualmente menos de 10%
Alúmina	Menos de 10%	Usualmente menos de 10%
Aceite	Nada	Nada
Oxido de hierro	Usualmente menos de 5%	Usualmente menos de 5%, excepto en aguas de alimentación de alta pureza
Sales de sodio	Usualmente menos de 1.5%	Usualmente menos de 1.5%
Cobre	Trazas	Usualmente bajo
Otros metales	Trazas	Bajo

y se precipitará cuando aquélla sea excedida. Si el agua está en contacto con una superficie caliente y la solubilidad de los contaminantes es menor a mayores temperaturas, el precipitado se formará sobre la superficie, causando una incrustación. Los componentes más comunes de los depósitos de calderas son fosfato de calcio, carbonato de calcio (en las calderas de baja presión), hidróxido de magnesio, silicato de magnesio, varias formas de óxido de hierro, sílice adsorbida en los precipitados antes mencionados, y alúmina (véase tabla 39.1). Si se usan sales de fosfato en el tratamiento del agua de la caldera, el calcio precipitará preferentemente como fosfato antes de precipitar como carbonato, y el fosfato de calcio se convertirá en la característica más importante del depósito.

A las elevadas temperaturas que se encuentran en una caldera, los depósitos constituyen un serio problema, y causan una mala transmisión del calor y un potencial para la ruptura de los tubos de la caldera. En las cal-



Figura 39.1 Estructura normal del acero de bajo carbono para caldera.

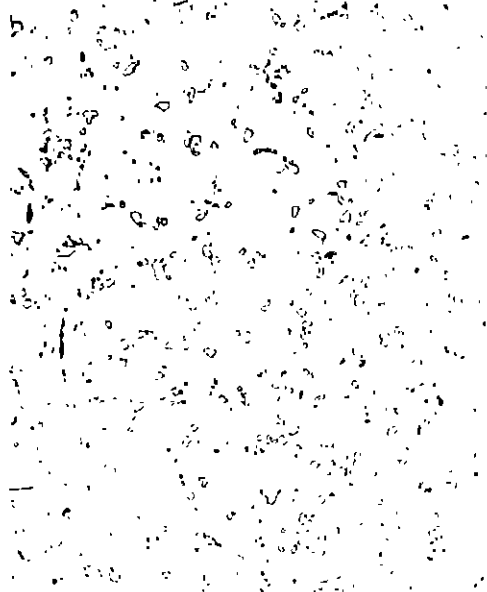


Figura 39.2 Arriba de 800°F, el carbono empieza a formar esferoides y se desarrolla el crecimiento del grano.

deras de baja presión, con bajas tasas de transferencia de calor, pueden formarse depósitos hasta un punto en que ocluyen totalmente los tubos de la caldera. A tasas mayores de transferencia de calor, y en calderas de alta presión, el problema es más severo: a temperaturas en el intervalo de 900-1350° F (482-732° C); el acero al carbón comienza a deteriorarse. En la figura 39.1 se muestra la estructura normal de los tubos de caldera de acero al carbón y en la figura 39.2 se ilustra la esferoidización del carbono y los cambios sucesivos en la estructura, lo que empieza a suceder por encima de los 800° F (427° C), debilitando al metal. Las temperaturas dentro del horno de la caldera están muy por encima de este intervalo crítico de temperatura. El agua que circula a través de los tubos, normalmente aleja el

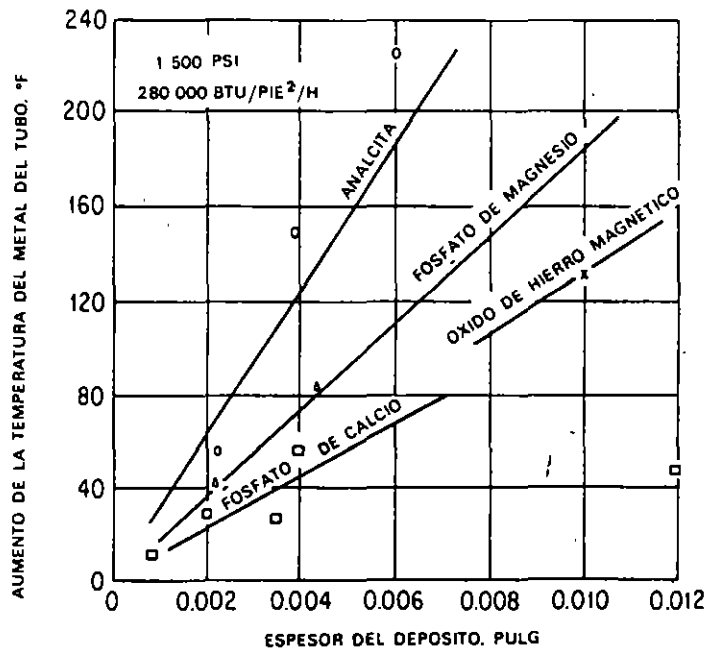


Figura 39.3 Los depósitos en el lado del agua de un tubo de caldera aíslan al metal del efecto enfriador del flujo de agua. Entonces, el metal en el lado de la llama puede sobrecalentarse. (Adaptado de Jacklin, C., "Deposits in Boilers", *Industrial Engineering Chemistry*, mayo 1954.)



Figura 39.4 Rotura típica de un tubo causada por sobrecalentamiento.

calor del metal, evitando que el tubo alcance este intervalo. Los depósitos aíslan el tubo y reducen la tasa a la que puede quitarse este calor (Fig. 39.3); esto lleva a un sobrecalentamiento y a una ruptura del tubo (Fig. 39.4). Si el depósito no es lo bastante grueso como para causar tal ruptura, todavía puede causar una importante pérdida en la eficiencia así como una interrupción de la carga de transferencia de calor en otras secciones de la caldera.

Los depósitos pueden ser incrustaciones, precipitadas *in situ* sobre una superficie calentada, o sustancias químicas precipitadas previamente, con frecuencia en forma de lodos. Estos se separan del agua en las áreas de baja velocidad, compactándose para formar un aglomerado denso semejante a la incrustación, pero manteniendo las características de los precipitados originales. En la operación de la mayor parte de las calderas industriales, pocas veces es posible evitar la formación de algún tipo de precipitado en cierto momento. Casi siempre hay algunas partículas en el agua de circulación de la caldera, que pueden depositarse en las secciones de baja velocidad, como el tanque de lodo. La excepción serían los sistemas de alta pureza, como las calderas de los servicios, las que se mantienen relativamente libres de partículas excepto en algunas condiciones en las que el sistema puede perturbarse en forma temporal.

El segundo problema importante relacionado con el agua en las calderas es la corrosión; el ejemplo más común de ésta es el ataque del acero por el oxígeno. Esto sucede en los sistemas de abastecimiento de agua, en los

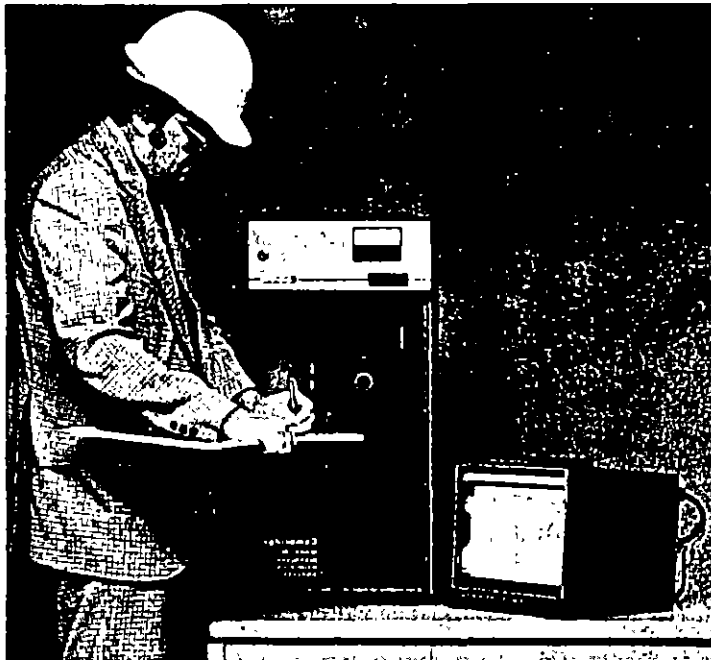
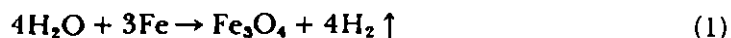


Figura 39.5 Este instrumento se usa para monitorear las concentraciones del hidrógeno producido por corrosión en el vapor.

sistemas de prehervidores, en las calderas, en las líneas de retorno de condensados, y virtualmente en cualquier porción del sistema de servicios en donde haya oxígeno presente. El ataque de oxígeno se acelera por altas temperaturas y por un bajo pH. Un tipo de corrosión menos frecuente es el ataque alcalino, que puede ocurrir en calderas de alta presión donde el cáustico puede concentrarse en un área local de formación de burbujas de vapor debido a la presencia de depósitos porosos.

Algunos productos químicos para el tratamiento del agua de alimentación, como los quelatantes, si no se aplican correctamente, pueden corroer las tuberías de alimentación del agua, las válvulas de control y aun las partes internas de la caldera.

Aunque la eliminación del oxígeno del agua de alimentación de la caldera es el paso más importante para controlar la corrosión de la caldera, dicha corrosión puede ocurrir de todos modos. Un ejemplo es el ataque directo de la superficie de acero de la caldera por el vapor a temperaturas elevadas, de acuerdo con la siguiente reacción:



Este ataque puede ocurrir en las superficies de las calderas recubiertas de vapor en donde el flujo restringido del agua de la caldera causa sobrecalentamiento. También puede ocurrir en los tubos del sobrecalentador que están sujetos a sobrecalentamiento. Puesto que esta reacción de corrosión produce hidrógeno, es útil un dispositivo para analizar hidrógeno en el vapor, figura 39.5, como monitor de corrosión.

El tercer problema importante relacionado con las operaciones de las calderas son los arrastres desde la caldera hacia el sistema del vapor. Esto puede ser un efecto mecánico, como cuando el agua de la caldera se rocía alrededor de una mampara rota; puede deberse a la volatilidad de ciertas sales del agua de la caldera, como la sílice y los compuestos de sodio; o puede ser causado por el espumado. Los arrastres son con mucha frecuencia un problema mecánico, y las sustancias químicas que se encuentran en el vapor son las que originalmente están presentes en el agua de la caldera, más los componentes volátiles que destilan de la caldera aun en ausencia de rocío.

Existen tres medios básicos para mantener estos importantes problemas bajo control:

1. *Tratamiento externo* del agua—reemplazo, condensado, o ambos—antes de que entre a la caldera, para reducir o eliminar sustancias químicas (como dureza o sílice), gases o sólidos.
2. *Tratamiento interno* del agua de alimentación de la caldera, agua de la caldera, vapor, o condensado, con productos químicos correctivos.
3. *Purgado-control* de la concentración de productos químicos en el agua de la caldera por el sangrado de una porción del agua en la caldera.

TRATAMIENTO EXTERNO

La mayor parte de las operaciones unitarias del tratamiento de agua (tabla 2) pueden usarse solas o en combinación con otras para adaptar cualquier suministro de agua a cualquier sistema de caldera. La conveniencia de los procesos disponibles se juzga por los resultados que producen y por los costos implicados.

El programa de tratamiento de la caldera apunta al control de siete clasificaciones amplias de impurezas: sólidos suspendidos, dureza, alcalinidad, sólidos disueltos totales (SDT), materia orgánica, y gases. En la figura 39.2 se resume el grado hasta el que cada uno de los procesos unitarios aplicables al tratamiento del reemplazo de calderas, como se describió en los capítulos anteriores, reducen o eliminan estas impurezas.

TABLA 39.2 Procesos de tratamiento del reemplazo de calderas

Impureza por remover	Adición directa Nota 1	Coagulación/ floculación	Separación sólidos/ líquido	Precipitación	Adsorción	Intercambio iónico	Evaporación	Desgasado	Separación por membrana
Sólidos suspendidos	NA	10 mg/l	<1 mg/l	10 mg/l	← Estos procesos requieren de pretratamiento para remover los sólidos suspendidos →				
Dureza	NA	NA	NA	Remoción parcial Nota 2	NA	0-2% Nota 3	↑ Nota 4 ↓	Nota 5	↑ Nota 6 ↓
Alcalinidad	Puede disminuirse hasta 0, o aumentarse según las necesidades	Nota 7	NA	Remoción parcial Nota 2	NA	Nota 8		NA	
Sílice	NA	Remoción ligera	Remoción ligera	Remoción parcial Nota 9	Remoción parcial Nota 9	Nota 10		NA	
Sólidos disueltos (SDT)	Puede aumentar Nota 11	NA	NA	Remoción parcial Nota 2	NA	Nota 12		NA	
Productos orgánicos	Nota 13	Remoción parcial Nota 13	NA	Remoción parcial Nota 13	5-10%	Remoción parcial Nota 14		NA	
Gases	Puede disminuirse hasta 0	Puede aumentar Nota 8	NA	Nota 15	Nota 16	Nota 8		Nota 17	

NOTAS DE LA TABLA 39.2

1. Adición directa es la aplicación de un producto químico directamente al agua, donde los subproductos se quedan en solución.

2. En el proceso de precipitación, la dureza puede reducirse en una cantidad controlada, dependiendo de la dosificación de la cal. En el ablandamiento parcial con cal sólo se remueve el Ca. Esto se logra añadiendo sólo la cal necesaria para que reaccione con la alcalinidad de bicarbonato más el CO₂ libre. La dureza de Ca después del tratamiento es de aproximadamente 35 mg/l en frío o de 15-20 mg/l en caliente, si la alcalinidad del agua cruda excede al calcio; si el calcio del agua cruda excede a la alcalinidad, entonces la concentración de CO₃ del agua tratada es 35 mg/l en frío, y 15-20 mg/l en caliente. La reducción del calcio iguala a la reducción de la alcalinidad, ya que el CaCO₃ se forma como un precipitado. Una remoción más completa de la dureza requiere la adición de bastante cal para que reaccione tanto con el magnesio como con la alcalinidad de bicarbonato y con el CO₂ libre. En este caso, si la alcalinidad del agua cruda excede a la dureza total, el Ca residual es de aproximadamente 35 mg/l en frío, y de 15-20 mg/l en caliente; si la dureza excede a la alcalinidad, entonces el CO₃ después del tratamiento es de 35 mg/l en frío y de 12-20 mg/l en caliente. El magnesio residual es aproximadamente de 30 ppm en frío y de 2-3 mg/l en caliente, cuando se añade exceso de cal para producir una alcalinidad de hidróxido de 10 mg/l. La reducción de los sólidos totales es igual a la reducción de la dureza coincidente de la sílice y la materia orgánica.

...varían con el análisis del agua, con la dosificación del regenerante y con el método de aplicación, así como con el arreglo de las unidades en el sistema. En el capítulo sobre intercambio iónico se muestran filtraciones típicas a través de un intercambiador de sodio regenerado con salmuera.

4. El reemplazo para un evaporador se trata, por lo general, ya sea adelante del evaporador o en el cuerpo del evaporador; el agua concentrada es semejante al agua de caldera, y el programa de tratamiento químico es como el tratamiento de la caldera.

5. Si el agua se desgasifica para remover CO_2 , el balance químico puede perturbarse y la dureza puede precipitar en el desgasificador.

6. En el proceso de membrana, los sólidos que entran se mantienen en la corriente salina a menos que se remuevan por pretratamiento. El grado de purificación varía con los análisis del agua y las características de la membrana, como la selectividad de iones.

7. La alcalinidad puede reducirse por coagulación con alumbre o con sales de hierro; puede aumentarse por el aluminato; puede mantenerse constante si las dosificaciones de alumbre y aluminato están balanceadas.

8. La alcalinidad se reduce mezclando los efluentes de las unidades de zeolita de sodio y de hidrógeno (tratamiento de corriente divididas). Puede reducirse hasta cualquier residuo deseado. La reducción de la alcalinidad produce una concentración equivalente de gas CO_2 , que puede desgasarse hasta 5-10 mg/l a temperatura ambiente o hasta cero a 212°F (100°C).

9. La sílice residual puede predecirse a partir del análisis del agua y la dosificación de adsorbente aplicada en el proceso de tratamiento. Los residuos varían entre 90% en el proceso en frío y tan poco como 5% en el proceso en caliente, dependiendo del adsorbente añadido o del magnesio precipitado por el ablandamiento con cal.

10. La sílice se remueve en procesos de intercambio iónico sólo por resinas aniónicas de base fuerte regeneradas con cáustico. Si la unidad de resina aniónica sigue a una zeolita de sodio, el residuo puede ser de 10% de la alimentación; si la unidad aniónica forma parte de un desmineralizador, pueden lograrse residuos tan bajos como 0.01 mg/l.

11. Algunas reacciones, como la que tiene lugar entre el sulfito de sodio y el oxígeno, producen un subproducto soluble (sulfato de sodio) que aumenta los SDT.

12. La reducción de los sólidos disueltos por intercambio iónico varía con los diferentes procesos de intercambio catiónico y aniónico. Con el tratamiento de zeolita de sodio, los SDT no cambian en base equivalente de CaCO_3 ; con la zeolita de hidrógeno de corriente dividida, H_2X , la reducción de los SDT es igual a la reducción de la alcalinidad; con un desmineralizador, la remoción es esencialmente completa y los residuos dependen de la combinación de unidades en el sistema.

13. La materia orgánica se reduce tanto por coagulación/floculación como por ablandamiento con cal. El color de la materia orgánica por encima de 50 mg/l interfiere con el ablandamiento con cal a menos que se contrarreste por adsorción en carbón o por oxidación química. Es común obtener una remoción de materia orgánica de alrededor de 30% en la clarificación en frío o en el ablandamiento con cal, y un 50% de remoción en la precipitación de proceso caliente. Estas eficiencias de remoción varían con la selección de coagulantes, cloro, permanganato, o carbón activado pulverizado.

14. Algunas resinas especiales de intercambio iónico (como el carbón activado) pueden usarse para remover el color. Sin embargo, la materia orgánica tiende a acumularse en forma irreversible sobre las resinas de aniones, presentando serios problemas de operación. La materia orgánica debería removerse adelante del sistema de desmineralización. La materia orgánica también interfiere con los procesos de membrana.

15. El dióxido de carbono se remueve por cal en los ablandadores de proceso frío y por desgasado en la sección de rocío de los ablandadores de proceso caliente, que también reduce el oxígeno disuelto hasta un residuo de alrededor de 0.5 mg/l. El H_2S puede removerse añadiendo un metal pesado precipitante, como una sal de hierro o de zinc.

16. Los gases que producen sabor y olor pueden removerse por carbón activado. El carbón remueve también el exceso de cloro, por medio de una reacción química.

17. Los desgasadores que usan aire para el desburbado reducen el CO_2 y el H_2S en un 90-95% si el pH se mantiene abajo de 7. Los desaereadores al vacío hacen lo mismo con el CO_2 y el H_2S y también reducen el O_2 disuelto hasta menos de 1.0 mg/l. Los desaereadores calentados con vapor remueven todo el CO_2 libre y reducen el O_2 disuelto hasta 0.005 mg/l.

Identificación de los análisis tabulados debajo							
A. Agua cruda		D. Corriente- dividida + desgasador.					
B. Ablandamiento simple con Na_2Z		E. Cal-fría parcial					
C. Na_2Z + ácido + desgasador		F. Cal-zeolita caliente					
Constituyente	Como	A	B	C	D	E	
Calcio	CaCO_3	115	Cero	Cero	Cero	35	
Magnesio	"	45	Cero	Cero	Cero	40	
Sodio	"	60	220	220	105	60	
Electrolito total	CaCO_3	220	220	220	105	135	1
Bicarbonato	CaCO_3	135	135	20	20	15	
Carbonato	"	0	0	0	0	35	
Oxidrido	"	0	0	0	0	0	
Sulfato	"	65	65	180	65	65	
Cloruro	"	20	20	20	20	20	
Nitrato	"	0	0	0	0	0	
Alc. M	CaCO_3	135	135	20	20	50	
Alc. F	"	0	0	0	0	18	
Dióxido de carbono		10	10	5	5	0	
pH		7.3	7.3	6.8	6.8	9.8	10
Silice		10	10	10	10	9	
Hierro	Fe	0	0	0	0	0	
Turbiedad		Cero	Cero	Cero	Cero	Cero	Cero
SDT (Estimados)		275	290	290	170	190	150
Color		0	0	0	0	0	(
Dureza total		160	Cero	Cero	Cero	75	Cero

Figura 39.6 Comparación de procesos de ablandamiento de agua.

Sólidos suspendidos

La remoción de los sólidos suspendidos se logra por coagulación/floculación, filtración, o precipitación. Por lo general, otros procesos unitarios excepto la reacción directa, requieren una remoción previa de los sólidos. Por ejemplo, el agua que se va a procesar por intercambio iónico debe contener menos de 10 mg/l de sólidos suspendidos para evitar el ensucamiento del intercambiador, así como los problemas de operación.

Dureza

Cierto número de operaciones unitarias remueven el calcio y el magnesio del agua, como se resume en la tabla 39.2. El intercambio de sodio remueve la dureza y no hace nada más; otros procesos proporcionan beneficios adicionales. En la figura 39.6 se comparan estos procesos de ablandamiento y se muestra la reducción adicional que pudiera haber de otras impurezas. Las diferencias entre procesos de ablandamiento se resumen en la tabla 39.3.

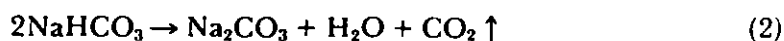
TABLA 39.3 Resumen de los procesos de ablandamiento de agua
(Resumen de la Fig. 39.6)

Proceso	Residuos, mg/l			
	Dureza	Alcalinidad	Sílice	SDT
Agua original	160	135	10	275
Intercambio de sodio	Cero	135	10	290
Intercambio de sodio y ácido	Cero	20	10	290
Corriente dividida	Cero	20	10	170
Cal parcial (frío)	75	50	9	190
Cal caliente-zeolita	Cero	30	1	155

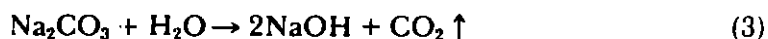
Alcalinidad

Es deseable tener alguna alcalinidad en el agua de la caldera, así que rara vez se lleva a cabo una remoción completa de la alcalinidad del reemplazo de la caldera, excepto en la desmineralización. También se necesita cierta alcalinidad para dar el pH óptimo en el agua de alimentación a fin de prevenir la corrosión de la tubería y del equipo.

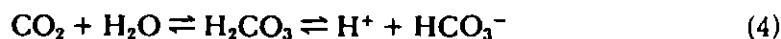
La alcalinidad en el reemplazo puede presentarse como HCO_3^- , u OH^- . Si el reemplazo es agua municipal que ha sido ablandada con zeolita, la alcalinidad está usualmente en forma bicarbonato (HCO_3^-); si se ha ablandado con cal, es casi carbonato puro (CO_3^{2-}), pero el agua puede contener también algo de hidróxido (OH^-). Cuando los bicarbonatos y los carbonatos se exponen a las temperaturas de la caldera, se rompen liberando CO_2 :



Después, el carbonato de sodio se rompe aun más hasta cáustico:



El gas dióxido de carbono se redisuelve cuando el vapor se condensa, y produce ácido carbónico corrosivo:



La cantidad de CO_2 generado es proporcional a la alcalinidad. Para una alcalinidad dada se forma el doble de CO_2 tanto a partir del HCO_3^- como del CO_3^{2-} porque la descomposición del bicarbonato es la suma de las dos reacciones (2) y (3) anteriores. Por lo general, el ácido carbónico se neutraliza por tratamiento químico del vapor —ya sea directamente o en forma indirecta a través de la caldera— para producir un pH del condensado en un intervalo de 8.5-9.0. Entonces es deseable reducir la alcalinidad del agua de alimentación, para que la formación de CO_2 sea mínima, y reducir los costos de tratamiento químico.

El hidróxido producido por la descomposición del HCO_3^- y del CO_3^{2-} es útil para la precipitación del magnesio, para dar un buen medio para el acondicionamiento de los lodos, y para hacer mínimo el arrastre de SiO_2 .

Sin embargo, un exceso demasiado alto de cáustico puede ser corrosivo, particular si puede ocurrir una concentración localizada. La descomposición del HCO_3^- es completa, pero no todo el CO_3^{2-} se convierte en cáustico. La conversión varía de una caldera a otra y aumenta con la temperatura. Como regla general, a 600 psi, 65-85% de la alcalinidad del agua de la caldera es NaOH , y el resto Na_2CO_3 . (Esto se basa en el equilibrio en la cámara enfriada del agua de caldera.)

El grado de reducción de la alcalinidad es dictado, por lo tanto, por los métodos de control del agua de caldera y por las metas de calidad del vapor.

El mejor proceso unitario para la reducción de la alcalinidad puede elegirse tanto por los otros beneficios que proporcione como por su efi-

TABLA 39.4 Procesos de reducción de la alcalinidad
(Resumen de la Fig. 39.7)

Proceso	Residuos mg/l			
	Alcalinidad	Dureza	Sílice	SDT
Agua original	135	160	10	275
Adición directa de ácido	20	160	10	290
Corriente dividida	20	Cero	10	170
Na ₂ X y anión (Cl)	20	Cero	10	290
Cal fría	50	75	9	190
Cal caliente-zeolita	30	Cero	1	155

ciencia en la reducción de la alcalinidad. En la figura 39.7 se comparan distintos procesos de reducción de alcalinidad y sus beneficios complementarios. Las diferencias más importantes entre estos procesos se resumen en la tabla 39.4.

Identificación de los análisis tabulados debajo							
A. Agua cruda		D. Na ₂ Z + intercambiador de aniones cloruro					
B. H ₂ SO ₄ + directo + degasador		E. Cal-fría-parcial					
C. Corriente - dividida + degasador		F. Cal zeolita caliente					
Constituyente	Como	A	B	C	D	E	F
Calcio	CaCO ₃	115	115	Cero	Cero	35	Cero
Magnesio	"	45	45	Cero	Cero	40	Nil
Sodio	"	60	60	105	220	60	115
Electrólito total	CaCO ₃	220	220	105	220	135	115
Bicarbonato	CaCO ₃	135	20	20	20	15	0
Carbonato	"	0	0	0	0	35	20
Oxidrido	"	0	0	0	0	0	10
Sulfato	"	65	180	65	5	65	65
Cloruro	"	20	20	20	195	20	20
Nitrato	"	0	0	0	0	0	0
M Alk. (Alc. total)	CaCO ₃	135	20	20	20	50	30
Alc. F	"	0	0	0	0	18	20
Dióxido de carbono		10	5	5	5	0	0
pH		7.3	6.8	6.8	6.8	9.8	10.3
Sílice		10	10	10	10	9	1
Hierro	Fe	0	0	0	0	0	0
Turbiedad		Cero	Cero	Cero	Cero	Cero	Cero
SDT (Estimados)		275	290	170	290	190	165
Color		0	0	0	0	0	0

Figura 39.7 Comparación de procesos respecto a la reducción de la alcalinidad.

TABLA 39.5 Concentración de sílice en agua de caldera.

Presión del tambor, psig	Concentración de sílice, mg/l	
	*	†
0-300	150	150
301-450	90	90
451-600	40	55
601-750	30	35
751-900	20	20
901-1000	8	15

* Límites recomendados.

† Concentración que produce 0.02 mg/l de SiO₂ en el vapor saturado al límite superior de presión.

Sílice

Las concentraciones permisibles de sílice en el agua de caldera a varias presiones de operación están dadas en la tabla 39.5. La reducción de la sílice no siempre es necesaria, sobre todo en ausencia de una turbina de condensación. Las bajas concentraciones de sílice pueden producir a veces lodos pegajosos en las calderas de baja presión tratadas con fosfato. Se puede seleccionar un proceso de tratamiento del reemplazo que dé exactamente el grado adecuado de reducción de sílice que se requiere en el sistema de vapor. En la figura 39.8 se muestran los resultados de tratamiento logrados por varios procesos de remoción de sílice; la influencia de cada uno de estos procesos sobre otros contaminantes del agua de alimentación se resume en la tabla 39.6.

Sólidos disueltos totales

Algunos procesos de tratamiento aumentan los sólidos disueltos al añadir subproductos solubles al agua; el ablandamiento con zeolita de sodio aumenta los sólidos en virtud de la adición de un ión (sodio) que tiene un peso equivalente (23) más alto que el del calcio (20) o el del magnesio (12.2) que se remueven del agua cruda. Los procesos para reducir sólidos disueltos logran varios grados de éxito. Por lo general, la reducción de los sólidos disueltos se logra por una reducción de varios contaminantes individuales. En la tabla 39.7 se resumen los análisis de los efluentes producidos por diferentes procesos que reducen los sólidos disueltos.

Materia orgánica

La materia orgánica, como una clasificación general, es sólo un término cualitativo. Incluye una amplia variedad de compuestos que rara vez se analizan como materiales específicos. Con frecuencia se han rastreado problemas en sistemas de calderas, que se atribuían a la materia orgánica se ha visto que se debían a materiales orgánicos de los procesos de la planta en el condensado retornado, más que a los contaminantes del agua de reemplazo.

Gases disueltos

Por lo común se usan desgasadores para remover los gases mecánicamente en vez de hacerlo en forma química. Algunos tipos de ventiladores se usan para remover CO₂ a temperaturas ambiente, después de las unidades de intercambio de ácido o de hidrógeno. Los desgasadores al vacío dan el mismo grado de remoción de CO₂, pero también reducen el O₂ a menos de 0.5-1.0 mg/l, y ofrecen protección contra la corrosión, sobre todo si el desgasador al vacío es parte de un sistema de desmineralización. Los desgasadores de lavado de vapor, llamados calentadores desaeradores, pro-

Identificación de los análisis tabulados debajo							
A. Agua cruda				D. Cal sodada @ 220°F			
B. Cal fría con $FeCl_3$				E. $Na_2Z + A.OH + H_2SO_4$			
C. Cal sodada fría				F. Desmineralización			
Constituyente	Como	A	B	C	D	E	F
Calcio	$CaCO_3$	115	70	35	15	Cero	Cero
Magnesio	"	45	40	30	2	Cero	Cero
Sodio	"	60	60	85	108	220	1-2
Electrólito total	$CaCO_3$	220	170	150	125	220	1-2
Bicarbonato	$CaCO_3$	135	0	0	0	0	1-2
Carbonato	"	0	35	35	30	20	0
Oxhidrido	"	0	0	30	10	0	0
Sulfato	"	65	65	65	65	180	0
Cloruro	"	20	70	20	20	20	0
Nitrato	"	0	0	0	0	0	0
Alc. M	$CaCO_3$	135	35	65	40	20	1-2
Alc. F	"	0	18	48	25	10	0
Dióxido de carbono		10	0	0	0	0	Cero
pH		7.3	10.0	10.8	10.3	10.0	7-8
Silice		10	6	7-8	1	0.5-1	0.05
Hierro	Fe	0	0	0	0	0	0
Turbiedad		Cero	Cero	Cero	Cero	Cero	Cero
SDT (Estimados)		275	225	210	145	290	1-2
Color		0	0	0	0	0	0

Figura 39.8 Comparación de procesos respecto a la reducción de silice.

ducen por lo general un efluente exento de CO_2 con concentraciones de O_2 en el intervalo de 0.005-0,01 mg/l. La reacción directa de estos bajos residuos con sulfito catalizado o con hidracina elimina el O_2 completamente para evitar la corrosión en el prehevisor.

Además del tratamiento del reemplazo, una calidad aceptable del agua de alimentación puede requerir de la limpieza del condensado para prote-

TABLA 39.6 Procesos de reducción de la silice
(Resumen de la Fig. 39.8)

Proceso	Residuos, mg/l			
	Silice	Dureza	Alcalinidad	SDT
Agua original	10	160	135	275
Cal fría y sales de hierro	6	110	35	225
Cal fría-sosa	7-8	65	65	210
Cal caliente-sosa	1	17	40	145
Na_2X + intercambiador de aniones	1	Cero	20	290
Desmineralización	0.05	Cero	1-2	1-2

TABLA 39.7: Reducción de los sólidos disueltos totales
(Resumen de las tablas 39.3, 39.4, y 39.6)

Proceso	Residuos, mg/l			
	SDT	Dureza	Alcalinidad	Sílice
Agua original	275	160	135	10
Corriente dividida	170	Cero	20	10
Cal fría parcial	190	75	50	9
Cal caliente-sosa	145	17	40	1
Cal caliente-zeolita	155	Cero	30	1
Desmineralización	1-2	Cero	1-2	0.05

ger el sistema de la caldera, sobre todo si hay condensado de proceso que contenga aceite. Las calderas que requieren de agua desmineralizada de alta calidad también exigen condensado de alta calidad. En algunas plantas se operan calderas tanto de alta como de baja presión; el agua de alimentación de alta calidad para las calderas de alta presión puede ser suministrada enteramente por un desmineralizador, separando el condensado de calidad inferior para regresarlo a las calderas de baja presión.

Por lo general se seleccionan filtros de septo para el tratamiento del condensado aceitoso. Se aplica un auxiliar de filtración del tipo de celulosa (pulpa de madera procesada), tanto como primera capa como para dar cuerpo. La temperatura debería ser inferior a 200°F (93°C) para evitar la degradación del auxiliar de filtración. Los filtros de antracita precubiertos con un flóculo producido a partir de alumbre y aluminato de sodio son también efectivos. Sin embargo, el pH del condensado debe controlarse dentro del intervalo de 7-8 para evitar la solubilización del flóculo de alúmina. El condensado que está contaminado con productos de corrosión y con infiltraciones de agua dura se limpia a través de intercambiadores de sodio de alta tasa de flujo, especialmente diseñados (Fig. 39.9). Estos se han usado para procesar condensado a temperaturas hasta de 300°F (149°C).

Los condensados de proceso fuertemente contaminados, como los que se producen en las plantas de pulpa kraft y en las refinerías de petróleo, presentan problemas especiales en su uso como agua de alimentación para calderas. Por lo general su composición es variable y puede incluir compuestos orgánicos complejos e iones poco usuales, como cianuros, tiocianatos, y sulfuros. El programa de tratamiento no puede seleccionarse simplemente con base en el análisis del condensado; puede ser necesaria la investigación de laboratorio y a nivel planta piloto.

TRATAMIENTO INTERNO

La formación de incrustaciones dentro de una caldera se controla por alguno de los cuatro programas químicos: coagulación (carbonato), residuo de fosfato, quelatación, o fosfato coordinado.

Programa de coagulación

En este proceso se añaden carbonato de sodio o hidróxido de sodio, o ambos, al agua de caldera para complementar la alcalinidad proporcionada por el reemplazo, el que no se ablanda. El carbonato causa la precipitación deliberada del carbonato de calcio bajo condiciones favorables, controladas, previniendo su depositación en algún punto posterior como incrustación. Bajo condiciones alcalinas, el magnesio y la sílice se precipitan también como hidróxido de magnesio y silicato de magnesio. Por lo general, hay una concentración bastante alta de sólidos suspendidos en el agua de la caldera, y la precipitación tiene lugar sobre estos sólidos. Este método de tratamiento se usa solamente con calderas que emplean agua de alimentación de alta dureza y que operan abajo de 250 psi.

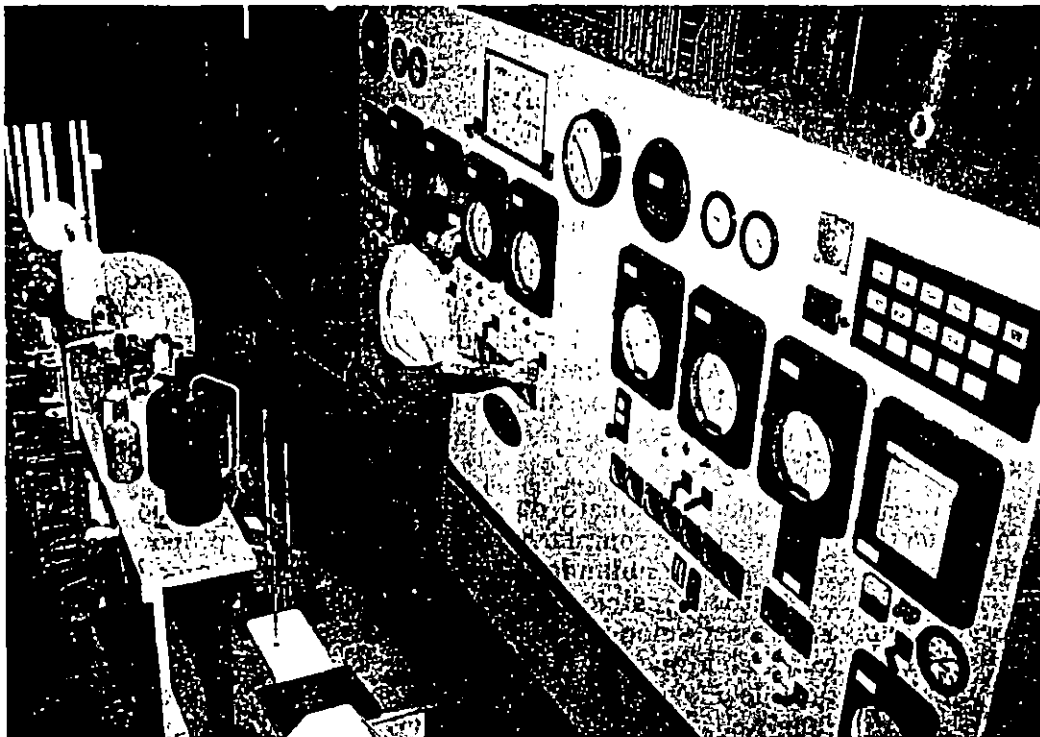
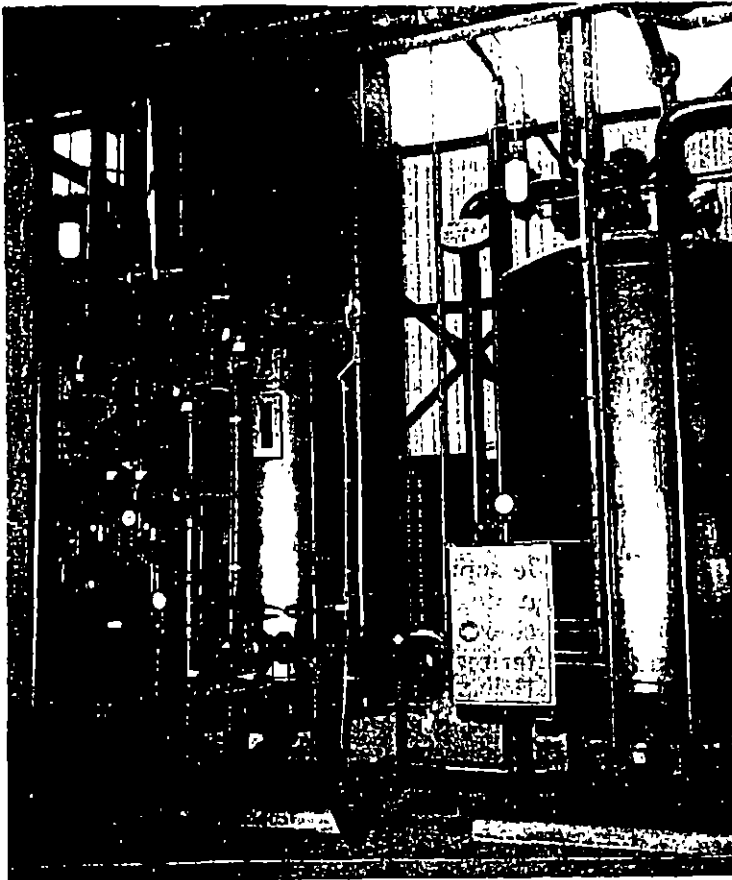


Figura 39.9 Sistema de intercambio iónico diseñado para tratar el condensado de una planta química: (arriba) unidades de intercambio; (abajo) tablero de control. (Cortesía de Dow Chemical Company.)

Programa de fosfatos

Cuando la presión de la caldera es superior a 250 psi, las altas concentraciones de lodos son indeseables. En estas calderas, la dureza del agua de alimentación debe limitarse a 60 mg/l y se prefieren los programas de fosfatos. Los fosfatos constituyen también un tratamiento común abajo de 250 psi con agua blanca de reemplazo.

Un compuesto de fosfato de sodio se alimenta ya sea al agua de alimentación de la caldera o al tambor de la caldera, dependiendo del análisis del agua y de los auxiliares del prehervidor, para formar un precipitado insoluble que es principalmente hidroxapatita, $\text{Ca}_{10}(\text{PO}_4)_6(\text{OH})_2$. El magnesio y la sílice se precipitan como hidróxido de magnesio, silicato de magnesio (frecuentemente combinado como $3\text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), o silicato de calcio. La alcalinidad del reemplazo es adecuada, por lo general, para producir el OH^- para la precipitación del magnesio.

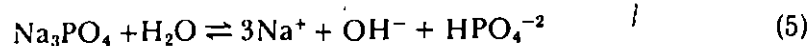
Programas de quelatantes

Un quelatante es una molécula semejante a un intercambiador iónico; es de bajo peso molecular y soluble en agua. Las sales de sodio del ácido etilén diamino tetraacético (EDTA) y del ácido nitrilo triacético (NTA) son los agentes quelatantes que se usan con más frecuencia para el tratamiento interno de calderas. Estos quelatan (forman iones complejos con) el calcio y el magnesio. Debido a que el complejo resultante es soluble, este tratamiento es ventajoso para hacer mínima la purga. El mayor costo, comparado con el fosfato, limita por lo general el uso de quelatantes para aguas de alimentación de baja dureza. Existe el riesgo de que la descomposición de la molécula orgánica a mayores temperaturas pudiera crear un problema potencial de control que resultara en una corrosión, así que los programas de quelatantes se limitan por lo común a calderas que operen abajo de 1 500 psi (100 bars). La adición de polímeros como agentes de control de incrustaciones aumenta la efectividad de los programas de quelatantes.

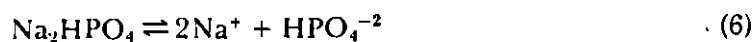
También reduce el potencial de corrosión al reducir la dosificación del quelatante por abajo de los requerimientos teóricos, por lo que no hay residuos de quelatantes en el agua de caldera.

Programa de fosfato coordinado

En las calderas de alta presión, con altas tasas de transferencia de calor, el programa de tratamiento interno debe contribuir con pocos o con cero sólidos. El potencial para el ataque cáustico del metal de la caldera aumenta cuando se eleva la presión, por lo que la alcalinidad cáustica debe hacerse mínima. Para estas condiciones se escoge el programa de fosfato coordinado. Difiere del programa normal en que el fosfato se añade para dar un intervalo de pH controlado en el agua de caldera, así como para que reaccione con el calcio si entra dureza a la caldera. El fosfato trisódico se hidroliza para producir iones hidróxido:



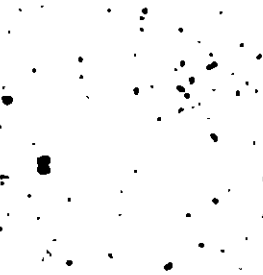
Esto no puede ocurrir con la ionización de fosfatos di y monosódicos:



El programa se controla alimentando combinaciones de fosfato disódico con fosfato tri o monosódico para producir un pH óptimo sin la presencia de OH^- libre. Para controlar con éxito un programa de fosfato coordinado, el agua de alimentación debe ser extremadamente pura y de una calidad sin variaciones.



CRISTALES DE CARBONATO
FORMADOS POR EL
CALENTAMIENTO DEL AGUA



CRISTALES ALTERADOS POR
50 PPM DE TANINOS

Figura 39.10 Efecto del tratamiento orgánico —en este caso taninos— sobre la naturaleza de los cristales de CaCO_3 .

Además de controlar las incrustaciones y los depósitos, el tratamiento interno debe también controlar el arrastre, definido como el arrastre del agua de la caldera dentro del vapor. Las sales de la caldera arrastradas como una niebla pueden depositarse después en el sobrecalentador y causar rupturas de los tubos, o depósitos en las paletas de una turbina. También pueden contaminar algún proceso en el que se usa vapor. Puesto que un alto porcentaje del arrastre es causado por la espuma, este problema se resuelve por lo general gracias a la adición de un antiespumante al agua de alimentación de la caldera.

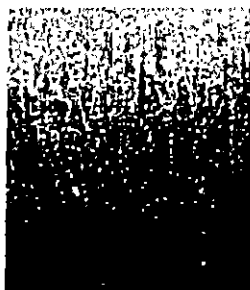
Los lodos en el agua de caldera pueden sedimentarse y formar depósitos, los que representan un problema tan serio como la incrustación. Se usan productos químicos para acondicionar las partículas del agua de caldera de manera que no formen precipitados cristalinos grandes; las partículas más pequeñas se mantendrán dispersadas a las velocidades que se encuentran en el circuito de la caldera. A presiones inferiores, tanto en el programa de coagulación como en el de residuos de fosfato se incorporan agentes acondicionadores de los lodos con este propósito. Se usa una gran variedad de materiales orgánicos naturales, que incluyen almidones, taninos y ligninas. En la figura 39.10 se muestra el efecto del tanino al impedir el crecimiento de los cristales de CaCO_3 ; en la figura 39.11 se ilustra la efectividad del tanino para prevenir las incrustaciones de CaCO_3 en calderas experimentales de 250 psi (17 bars) por esta capacidad para controlar el crecimiento de los cristales y dispersar el CaCO_3 precipitado.

A presiones intermedias, se usan mucho las ligninas reaccionadas químicamente. En la figura 39.12 se muestra la configuración molecular aproximada de una lignina procesada para tener estabilidad a alta temperatura. Su efectividad para controlar las incrustaciones de fosfato de calcio y los depósitos de óxido de hierro magnético a 1 500 psi (100 bars) se muestra en las figuras 39.13 y 39.14.

A presiones intermedias, se usan también polímeros estables al calor, como los carboxilatos aniónicos como dispersantes efectivos. Un medio alcalino aumenta, por lo general, la efectividad de todos estos dispersantes.



DEPOSITOS DE CARBONATO
DE CALCIO A 250 PSI



PRODUCTO ORGANICO TIPO
TANINO, A 34 PPM Y
250 PSI

Figura 39.11 En los primeros estudios en calderas experimentales, se mostró claramente el valor del tanino para controlar los depósitos sobre las superficies de la caldera.

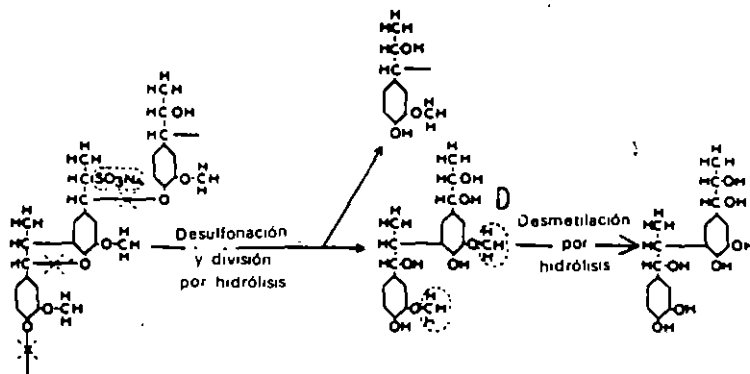
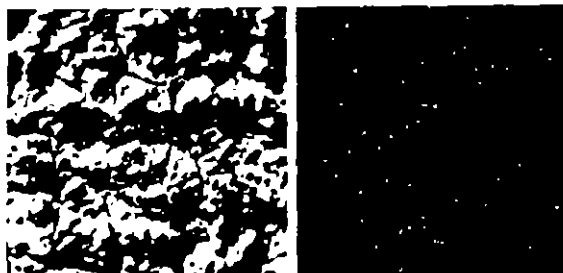


Figura 39.12 Debido a que los taninos pierden efectividad a temperaturas más altas, se desarrollaron otros productos orgánicos. Esta es la estructura de lignina procesada para el control de depósitos en calderas de más alta presión.

Relacionada en cierta forma con el arrastre, en cuanto a que afecta la calidad del vapor, está la descarga de contaminantes que se volatilizan a las condiciones de operación de la caldera. Los productos volátiles más importantes son el CO_2 , creado por la descomposición de los carbonatos y bicarbonatos mencionados antes, y la SiO_2 . Aunque el CO_2 se puede neutralizar, es prudente reducir la alcalinidad del agua de alimentación para que su formación sea mínima. Para todos los propósitos prácticos, el tratamiento externo para reducir la sílice, y la purga, constituyen los únicos medios para evitar las descargas excesivas de SiO_2 protegiendo así las paletas de las turbinas. La alcalinidad de oxidrilo ayuda a reducir la volatilidad de la sílice.

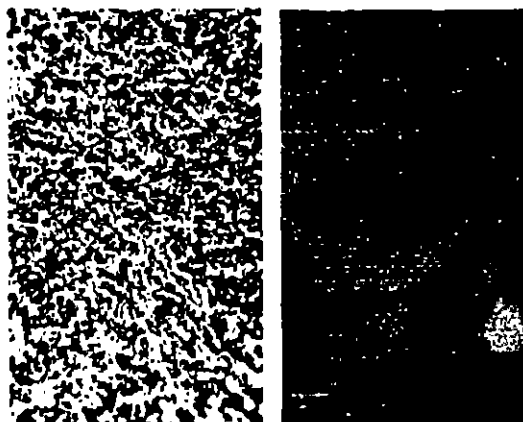
El oxígeno es el mayor culpable de la corrosión en los sistemas de calderas. La desaereación lo reduce hasta una baja concentración en el sistema del prehervidor, pero no lo elimina completamente. La aplicación de sulfito o de hidracina después de la desaereación elimina el O_2 remanente y mantiene condiciones reductoras en el agua de la caldera. Una ventaja de la hidracina está en que se descarga dentro del vapor para estar disponible en el condensado como protección contra la corrosión de oxígeno en el sistema de retorno. Si hay oxígeno presente, el amoníaco puede atacar las aleaciones de cobre en los condensadores y en los calentadores de etapa. Puede ser necesaria la remoción del NH_3 por tratamiento externo. Los aspectos corrosivos del CO_2 ya se han mencionado en relación con los sistemas del condensado. Los aspectos benéficos y los perjudiciales del NaOH en el circuito de la caldera en relación con el control de la corrosión ya han sido analizados antes.

Figura 39.13 Aquí se muestra la efectividad de un derivado de la lignina en el control de la incrustación de fosfato de calcio a 1 500 psi.



INCRUSTACION DE FOSFATO DE CALCIO A 1 500 PSI

DERIVADO DE LA LIGNINA A 34 PPM Y 1 500 PSI



DEPOSITOS DE
OXIDO DE HIERRO
MAGNETICO A 1 500 PSI

DERIVADO DE LA
LIGNINA A 34 PPM
Y 1 500 PSI

Figura 39.14 Efectividad de un derivado de la lignina en el control de depósitos de hierro a 1 500 psi. Izquierda, sin tratamiento; derecha, con tratamiento orgánico.

PURGADO

El agua de alimentación de la caldera, con independencia del tipo de tratamiento usado para procesar el reemplazo, todavía contiene concentraciones mensurables de impurezas. Los productos químicos del tratamiento interno del agua de caldera contribuyen también al nivel de sólidos en el agua de caldera.

Cuando se genera vapor, se descarga de la caldera vapor de H₂O esencialmente puro, y esto permite que los sólidos introducidos en el agua de alimentación se queden en los circuitos de la caldera. El resultado neto de que continuamente se añadan impurezas y se saque agua pura es un aumento estable en el nivel de sólidos disueltos en el agua de caldera. Existe un límite para la concentración de cada componente del agua de caldera. Para evitar que se rebasen estos límites de concentración, se saca agua de la caldera como purga y se descarga hacia el desecho. En la figura 39.15 se ilustra un balance de materiales para una caldera, mostrando que la purga debe ajustarse de modo que los sólidos que salen de la caldera sean iguales a los que entran y que la concentración se mantenga en los límites predeterminados.

Una manera de ver el purgado de la caldera es considerarlo como un proceso de dilución de los sólidos del agua de caldera al sacarle agua desde el sistema a una velocidad que induce un flujo de agua de alimentación hacia la caldera, en exceso respecto a la demanda de vapor.

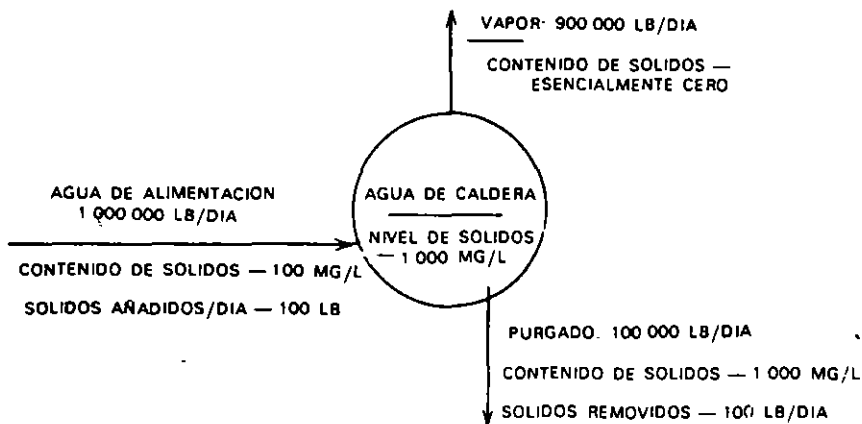


Figura 39.15 Cómo se controlan los sólidos en el agua con purga.

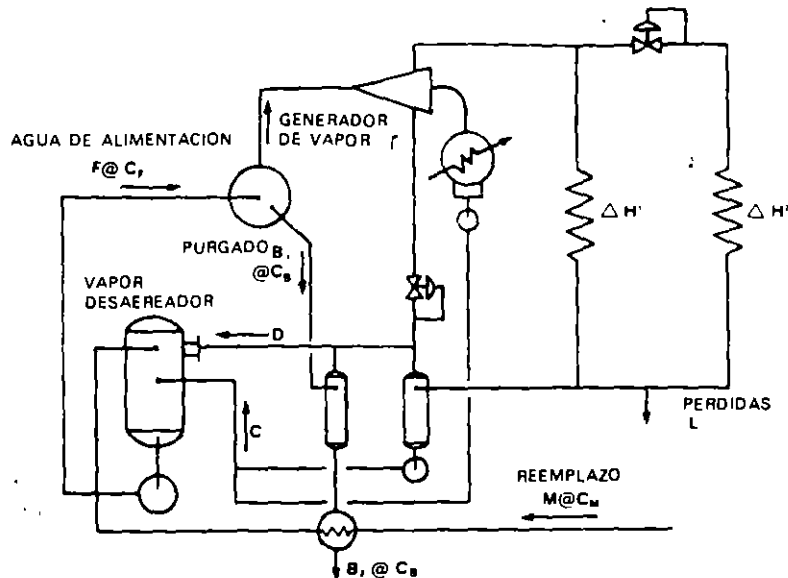


Figura 39.16 Esquema de un sistema industrial de calderas.

Existen dos puntos separados para el purgado en cada sistema de caldera. En uno se encuentra el flujo de purgado que se controla para regular los sólidos disueltos u otros factores en el agua de caldera. El otro es un purgado intermitente o de masa, que en general proviene del tambor de lodos o de los cabezales de la pared de agua, y el que se opera en forma intermitente a una carga reducida de la caldera para liberarla de los sólidos sedimentados acumulados en las áreas relativamente estancadas. La siguiente ojeada sobre el purgado se limitará sólo al que se usa para ajustar las concentraciones de los sólidos disueltos en el agua de caldera.

El purgado puede ser intermitente o continuo. Si es intermitente, se permite que haya una concentración hasta un nivel aceptable para el diseño particular y para la presión de la caldera. Cuando se alcanza este nivel de concentración, se abre la válvula de purga durante un periodo corto de tiempo para reducir la concentración de impurezas, y luego se deja que la caldera se reconcentre hasta que se alcancen de nuevo los límites de control. Por otra parte, en el purgado continuo la válvula de purga se mantiene abierta en una posición fija para remover agua a una velocidad estable y mantener una concentración del agua de la caldera relativamente constante. Esto que el nivel promedio de concentración en una caldera purgada en forma intermitente es bastante menor que el que se mantiene por un purgado continuo, el purgado intermitente es menos eficiente—más costoso—que el continuo.

La figura 39.16 es un diagrama esquemático de una planta típica de caldera industrial que descarga vapor a una turbina, condensando una parte del vapor en el condensador y extrayendo el restante para un uso de proceso en el que el vapor puede perderse o el condensado puede contaminarse tanto que debe ser tirado. Con referencia a este diagrama, las relaciones siguientes se aplican para determinar las pérdidas en el purgado:

1. $M \times C_M = F \times C_F = B_1 \times C_{B_1}$
2. $M + C + D = F = S + B$ (todos en lb/h) (o en kg/h)
3. $M = L + B_2$ (todos en lb/h) (o en kg/h)
4. $RC_F = \frac{C_{n_1}}{C_F} = \frac{F}{B_1}$ $RC_M = \frac{C_{n_1}}{C_M} = \frac{M}{B_1}$
5. $F = S \times \frac{CR_F}{CR_F - 1}$
6. $B_1 = F/RC_F$
7. Por ciento de purga = $\frac{100}{RC}$

- donde B_1 = flujo de purga de la caldera que contiene C_{B1} mg/l de sólido
 B_2 = flujo de purga del tanque rápido
 RC = relación de concentración; RC_F es la relación de concentración basada en el agua de alimentación; RC_M está basada en el reemplazo
 C = flujo de condensado de retorno, el que se supone libre de sólidos
 D = flujo de vapor usado para desaerear
 F_i = flujo de agua de alimentación que contiene C_F mg/l de sólidos
 L = pérdida de vapor o de condensado
 M = flujo de reemplazo que contiene C_M mg/l de sólidos
 S = flujo de vapor

Es común expresar el purgado como un porcentaje del agua de alimentación. Sin embargo, esto puede dar al ingeniero de servicios un falso sentimiento de seguridad. Si la planta tiene un 80% de retorno del condensado y un 20% de reemplazo, un purgado del 5% podría parecer satisfactorio, pero indica que el reemplazo se está concentrando sólo cuatro veces—de las cuatro unidades de reemplazo que entran a la caldera, una unidad se está tirando—. Quizá éste es todo el uso que puede hacerse de un reemplazo de esa calidad particular, pero el operador debe estar consciente de ello.

Puesto que el propósito principal del control del purgado es alcanzar la máximas concentraciones permisibles para tener la mejor eficiencia en la caldera sin exceder las concentraciones que dañarían al sistema, el primer paso para desarrollar un programa de control del purgado consiste en establecer límites permisibles. Los límites convencionales recomendados para dar limpieza y una calidad adecuada de vapor a la caldera, se muestran en las tablas 39.8 y 39.9. Aquéllos cubren la mayor parte de las situaciones que se encuentran en las operaciones de calderas industriales, pero no se tratan por coagulación que se usa en calderas de baja presión. Con el tratamiento por coagulación, los sólidos disueltos totales se limitan por lo general a 3 500 mg/l, y se mantiene la alcalinidad adecuada para proporcionar el carbonato para la precipitación del calcio y el hidróxido para la precipitación del magnesio. Estos niveles sólo pueden establecerse después de que se ha tomado en cuenta la naturaleza del sistema de tratamiento del reemplazo.

Como se muestra en las tablas 39.8 y 39.9 los límites en términos como sólidos disueltos totales, sílice y alcalinidad se relacionan básicamente con las cantidades de estos materiales que entran con el agua de reemplazo; estas concentraciones pueden ajustarse por purgado, pero también puede

TABLA 39.8 Límites óptimos de control del agua de caldera*
Calderas del tipo de tambor en las que se usan aguas de alimentación ablandadas (no desionizada)

	Presión, psi					
	150	300	600	900	1200	1500
SDT (máx)	4000	3500	3000	2000	500	300
Fosfato (como PO_4) †	30-60	30-60	20-40	15-20	10-15	5-10
Hidróxido (como $CaCO_3$)	300-400	250-300	150-200	120-150	100-120	80-100
Sulfito	30-60	30-40	20-30	15-20	10-15	5-10
Sílice (como SiO_2) máx ‡	100	50	30	10	5	3
Hierro total (como Fe) máx	10	5	3	2	2	1
Sustancias orgánicas	70-100	70-100	70-100	50-70	50-70	50-70

*Calor liberado abajo de 150 000 Btu/hr/pie².

† Cuando las condiciones lo ameritan, pueden usarse quelatantes (EDTA ó NTA) en vez de los fosfatos para lograr un efecto solubilizador de la dureza y no uno de precipitación. En ciertos programas, los fosfatos y los quelatantes se usan juntos. Cuando se quiere mantener residuos de quelatante, los límites recomendados de control del agua de caldera son: (1) presión de la caldera inferior a 400 psi, 4-8 mg/l; (2) 401-600 psi, 3-6 mg/l; (3) 601-1 000 psi, 3-5 mg/l (todos los residuos están como $CaCO_3$).

‡ Véase la tabla 39.5 para las presiones intermedias

TABLA 39.9 Límites óptimos de control del agua de caldera*
Calderas del tipo de tambor en las que se usan aguas de alimentación de alta pureza (desionizadas)

		Presión, psi					
		Hasta 600	900†	1200†	1500	1800	2400
SDT (máx)	Úsese los mismos límites óptimos	500	300	200	100	50	
Fosfato (como PO ₄)	que para aguas de alimentación	15-25	15-25	5-10	5-10	5-10	
H	blandas (no desionizadas)	9.8-10.2	9.8-10.2	9.4-9.7	9.4-9.7	9.4-9.7	
Sílice (como SiO ₂)		10	5	2	1	0.25	
Hierro total (como Fe)		2	2	1	0.5	0.2	
Hidracina (como N ₂ H ₄)		.04-.06 ‡	.04-.06 ‡	.04-.06 ‡	.04-.06 ‡	.04-.06 ‡	

*Calor liberado abajo de 150 000 Btu/hr/pie².

† Para la mayor parte de las calderas instaladas antes de 1950, y para las calderas instaladas desde entonces pero que no tengan las velocidades de transferencia de calor de paredes de agua que conduzcan a la DEN (desviación de la ebullición nucleada) bajo las condiciones de operación anticipadas, pueden usarse los límites de control aplicables para las aguas de alimentación ablandadas (no desionizadas).¹

‡ Residuos de hidracina en el agua de alimentación exactamente adelante de la caldera, por ejemplo, a la entrada del economizador.

hacerse algún ajuste en el sistema de tratamiento del reemplazo si se da esa flexibilidad. Por otra parte, constituyentes como fosfatos, productos orgánicos y sulfitos, se introducen como productos del tratamiento interno, y sus concentraciones pueden ajustarse tanto por purgado como por la velocidad de aplicación.

Para propósitos de ilustración del cálculo del purgado de la caldera relacionado con las concentraciones, se usó como ejemplo un sistema de caldera a 900 psi (40 bars) en una planta papelerera. El vapor va tanto a la turbina de condensación como a una a contrapresión, con 50% de retorno de condensado. El reemplazo se trata con un ablandamiento de cal caliente-zeolita y, después del tratamiento, tiene una concentración de sólidos disueltos totales de 150 mg/l, sílice de 3 mg/l, y alcalinidad total de 20 mg/l. En la tabla 39.10 se resumen las condiciones establecidas en este ejemplo.

Con una concentración de sílice de 1.5 mg/l en el agua de alimentación y con un límite permisible de sólo 10 mg/l en el agua de caldera, la sílice es el factor de control y establece la relación de concentración (basada en agua de alimentación) en 6.7. Puesto que el agua podría concentrarse por un factor de 10 basada en los sólidos disueltos totales, hay un incentivo para la reducción adicional de la sílice en la unidad de proceso caliente. Si la adición de cal dolomítica permitiera una reducción de los 3 mg/l mostrados a menos de 2 mg/l en el reemplazo, la tasa de purgado podría reducirse del 15 al 10%.

En un segundo ejemplo se explora el uso de un ablandador simple de zeolita de sodio para tratar el agua municipal como reemplazo para una caldera de 300 psi. Los análisis del agua en la figura 39.17 muestran los resultados del tratamiento del agua municipal a través de un ablandador de zeolita, y las concentraciones permisibles en una caldera de 300 psi (20 bars). La

TABLA 39.10 Resumen de los controles
 (Todas las concentraciones en mg/l)

Factor	Reemplazo	Agua de alimentación	Límite de la caldera (*)	RC _F / máx
SDT	150	75	2000	26.7
SiO ₂	3	1.5	10	6.7
Alcalinidad	20	10	150†	15

*De la tabla 39.8.

† Suponiendo que el 90% de la alcalinidad de la caldera es oxhidrilo, una alcalinidad oxhidrilo promedio de 135 mg/l (tabla 39.8) corresponde a una alcalinidad total promedio de 150 mg/l. Puesto que la sílice está controlando, la tasa de purga es:

$$\text{Purga} = \frac{100}{\text{RC}_F} = 15\% \text{ del agua de alimentación}$$

relación de concentración se calcula para cada uno de los constituyentes por controlar; la RC más baja determina la tasa de purgado. En este ejemplo, la relación más baja es 2.5, aplicada a la alcalinidad. Así que la tasa de purgado, controlada por la alcalinidad, sería:

$$\text{Porcentaje de purgado} = \frac{100}{2.5} = 40\%$$

Esto representa una lata pérdida por purgado, expresada como porcentaje del reemplazo. Sin embargo, en una planta pequeña en que se generan menos de 50 000 lb/h (22 700 kg/h) de vapor con menos de 10-20% de reemplazo, este proceso podría ser aceptable sólo por su sencillez y bajo costo. En plantas más grandes se hallaría inaceptable ésta alta pérdida por purgado.

Se exploran dos procesos para modificar el sistema de zeolita de sodio a fin de reducir la alcalinidad; en la figura 39.18 se muestran estas dos modificaciones, zeolita de sodio más ácido, y tratamiento de corrientes divididas. Ambos reducen en forma importante la alcalinidad y el purgado. En

Identificación de los análisis tabulados abajo							
A. Agua municipal		D. Relaciones de concentración					
B. Efluente de Na ₂ Z		E. Purgado % del reemplazo					
C. Límites de las calderas		F. _____					
Constituyente	Como	A	B	C	D	E	F
Calcio	CaCO ₃	75	Cero				
Magnesio	"	45	Cero				
Sodio	"	20	140				
Electrolito total	CaCO ₃	140	140				
Bicarbonato	CaCO ₃	100	100				
Carbonato	"	0	0				
Oxidrido	"	0	0	225			
Sulfato	"	10	10				
Cloruro	"	30	30				
Nitrato	"	0	0				
Alc. M	CaCO ₃	100	100	250	2.5	408	
Alc. F	"	Tr.	Tr.	238			
Dióxido de carbono		0	0				
pH		8.2	8.2				
Silice		3	3	50	16.7	68	
Hierro	Fe	0	0				
Turbiedad		0	0				
SDT		160	185	2000	10.8	9.2	
Color		0	0				

Figura 39.17 Ablandamiento sencillo con zeolita en una caldera de 300 psi.

el primer proceso se aumenta la RC crítica a 12.5, por lo que el purgado se controlaría por alcalinidad a un nivel óptimo cercano al de los SDT. Una reducción posterior en el purgado se logra usando el tratamiento de corrientes divididas, puesto que los SDT se reducen al mismo tiempo que la alcalinidad. A estos bajos niveles, la sílice se vuelve el factor de control a un purgado de 6% del reemplazo. Los datos de los costos de capital y de operación son necesarios para decidir si se justifica la reducción en el purgado de 8% lograda con el primer proceso a 6%, que puede alcanzarse con el tratamiento de corrientes divididas. El proceso de corrientes divididas es más costoso y crea un problema secundario, la disposición del ácido regenerante gastado.

Estos ejemplos muestran que las relaciones de concentración están determinadas por los análisis químicos. Puesto que nunca se miden las velocidades de purgado, pero que en la mayor parte de las plantas se miden tanto el reemplazo como el agua de alimentación y el vapor, la determinación química de la relación de concentración es el método más preciso para determinar la pérdida por purgado. Es evidente que el muestreo cuidadoso tanto del agua de alimentación como del reemplazo es necesario para con-

Identificación de los análisis tabulados debajo							
A. Agua municipal		D. Límites de la caldera @ 300 psi					
B. Na ₂ Z + ácido + desgasador		E. RC para "B" @ 300 psi					
C. Corriente dividida + desgasador		F. RC para "C" @ 300 psi					
Constituyente	Como	A	B	C	D	E	F
Calcio	CaCO ₃	75	Cero	Cero			
Magnesio	"	45	Cero	Cero			
Sodio	"	20	140	55			
Electrolito total	CaCO ₃	140	140	55			
Bicarbonato	CaCO ₃	100	20	15			
Carbonato	"	0	0	0			
Oxidrido	"	0	0	0	225		
Sulfato	"	10	90	10			
Cloruro	"	30	30	30			
Nitrato	"	0	0	0			
Alc. M	CaCO ₃	100	20	15	250	12.5	16.7
Alc. F	"	Tr.	0	0	238		
Dióxido de carbono	"	Tr.	5	5			
pH		8.2	7.0	6.6			
Sílice		3	3	3	50	16.7	16.7
Hierro	Fe	0	0	0			
Turbiedad		0	0	0			
SDT		160	160	75	2000	12.5	26.6
Color		0	0	0			

Figura 39.18 Reducción de la alcalinidad para reducir el purgado.

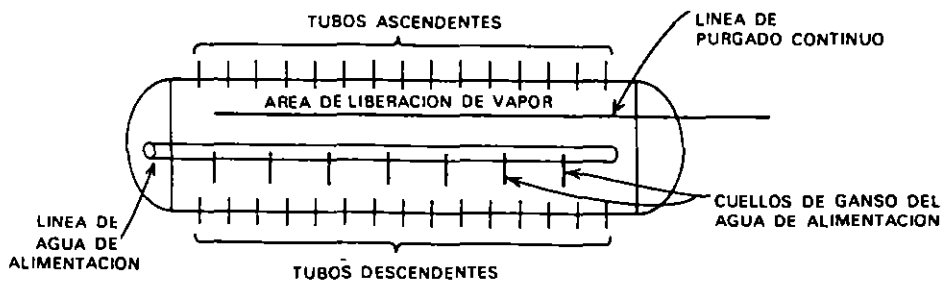
trol adecuado del purgado y para poder determinar la velocidad de purgado. El agua de caldera debe estar fría antes de que pueda analizarse, y las filtraciones en el enfriador podrán afectar la composición del agua de caldera. La muestra del agua de caldera se toma por lo general de la tubería de recolección de la purga en el tambor de la caldera, y si ésta no está adecuadamente diseñada, la muestra de la purga puede no ser representativa. Un ejemplo de esto es la acumulación de burbujas de vapor dentro de la línea del purgado las que se condensan a través del enfriador de la muestra y diluyen el agua de la caldera.

Aunque alguno de los varios constituyentes del agua de la caldera puede determinar la tasa de purga requerida—la sílice, por ejemplo— es una práctica general determinar todas las concentraciones críticas en la caldera en forma regular. Cada una de éstas puede relacionarse con los sólidos disueltos totales medidos por un instrumento de conductividad, y el control real de la purga puede relacionarse entonces con la conductividad para simpleza del control. La prueba del cloruro es otra prueba simple que se usa para controlar el purgado.

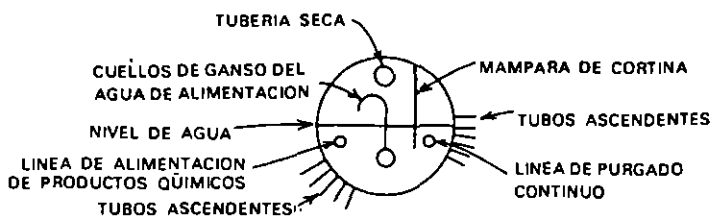
La tubería de extracción continua de la purga debe localizarse en el tambor de la caldera en el área donde los montantes retornan para liberar vapor detrás de las mamparas (Fig. 39.19). Nunca debe localizarse donde pueda remover agua de alimentación y productos químicos frescos que no hayan reaccionado. Los hoyos de la tubería de recolección deben ver hacia arriba, de modo que el tubo no pueda taparse con vapor, y restringirse así la tasa de retiro de la purga e interferir con el muestreo.

La válvula de control de la purga de la caldera se calibra por lo general de modo que el operador pueda hacer un ajuste simple si sus pruebas indican que se necesita un cambio en la tasa de purgado. Debido a que la caldera opera a presión constante, y a que el purgado se descarga a presión constante, éste es un método de control muy confiable y reproducible. La válvula de control puede diseñarse para que actúe automáticamente con un registrador de conductividad.

En la mayor parte de las plantas se tienen instalados sistemas para recuperar calor de la purga del tambor de la caldera. En las plantas más pe-



(a) VISTA SUPERIOR DEL TAMBOR DE LA CALDERA



(b) VISTA DESDE EL EXTREMO DEL TAMBOR DE LA CALDERA

Figura 39.19 Localización típica del purgado continuo.

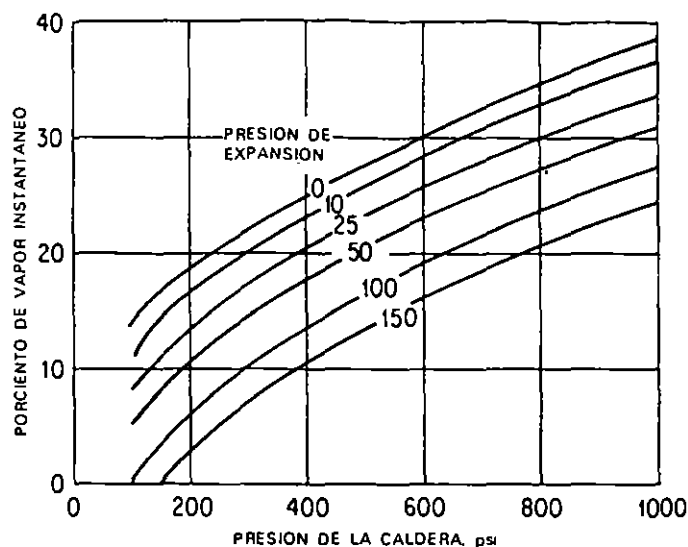


Figura 39.20 Producción de vapor instantáneo a partir de la purga de la caldera.

queñas, la purga puede pasar directamente a través de un cambiador de calor, en donde el calor del agua de purga se transfiere al reemplazo adelante del calentador desaerador. En las plantas más grandes, la purga se dirige a un tanque instantáneo igualado con una línea de vapor de proceso que opere, por ejemplo, a 15 psig (1 bar). En raros casos, se puede purgar una caldera de alta presión hacia una caldera de baja presión para obtener concentraciones adicionales y vapor, o se puede purgar hacia un evaporador en una estación de servicios. En algunas plantas, se usa más de un tanque instantáneo, dependiendo del balance de calor y de la recuperación óptima que pueda lograrse en esa planta.

La cantidad de vapor producido por purgado hacia un tanque instantáneo puede calcularse usando la carta ilustrada en la figura 39.20. En las figuras 39.21 y 39.22 se muestran varios arreglos típicos de purgado. Cuando el calor se recupera a través de un cambiador de calor, éste se diseña normalmente para reducir la temperatura de la purga hasta alrededor de 10-20° F (6-11° C) del agua de enfriamiento, que por lo general es agua de reemplazo.

TIPOS DE CALDERA

Una caldera es un recipiente en el cual el agua se vaporiza continuamente, por la aplicación de calor. Un objetivo principal en el diseño de una caldera es proporcionar la mayor eficiencia posible de absorción del calor. Entre otros objetivos están la producción de vapor puro y tener una operación segura y confiable.

Las variantes en el diseño de generadores de vapor casi no tienen límites. Esto se debe en parte a que cada nuevo desarrollo en el mejoramiento de la calidad del reemplazo ha tenido influencia sobre el diseño de la caldera para hacer que el generador de vapor sea más compacto y eficiente.

Las variaciones en el diseño ocurren porque existen muchos factores implicados en la selección y operación de un generador de vapor; entre éstos están la capacidad, los tipos de combustible disponible, el diseño del quemador, las condiciones de presión y temperatura, la calidad del agua de alimentación, las variaciones previstas en la carga, y el espacio disponible para la instalación.

Cada uno de estos factores afecta la manera en que se forman las burbujas de vapor y el mecanismo de concentración del agua de caldera en la su-

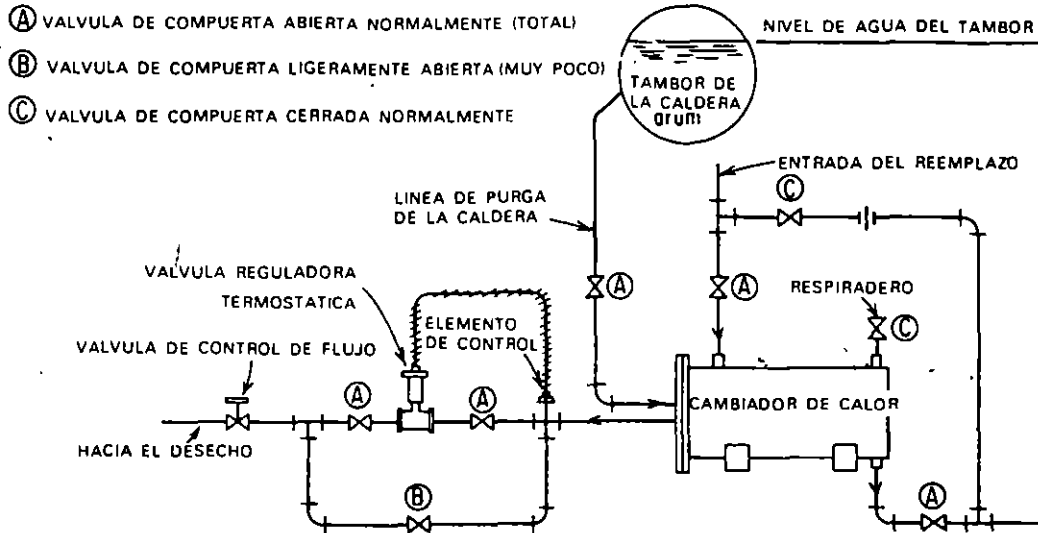


Figura 39.21 Recuperación del calor de una línea de purga continua de una caldera con un cambiador de calor. (Cortesía de Cochrane Environmental Systems Division, Crane Company.)

perficie metálica. En la figura 39.23 se muestra cómo se forma inicialmente la incrustación como un anillo en el punto de formación de las burbujas, y cómo este anillo se llena completamente con incrustación si no se controla adecuadamente el medio químico.

Las calderas son de dos diseños generales, de tubos de humo y de tubos de agua. En las calderas de tubos de humo, la llama y los gases calientes

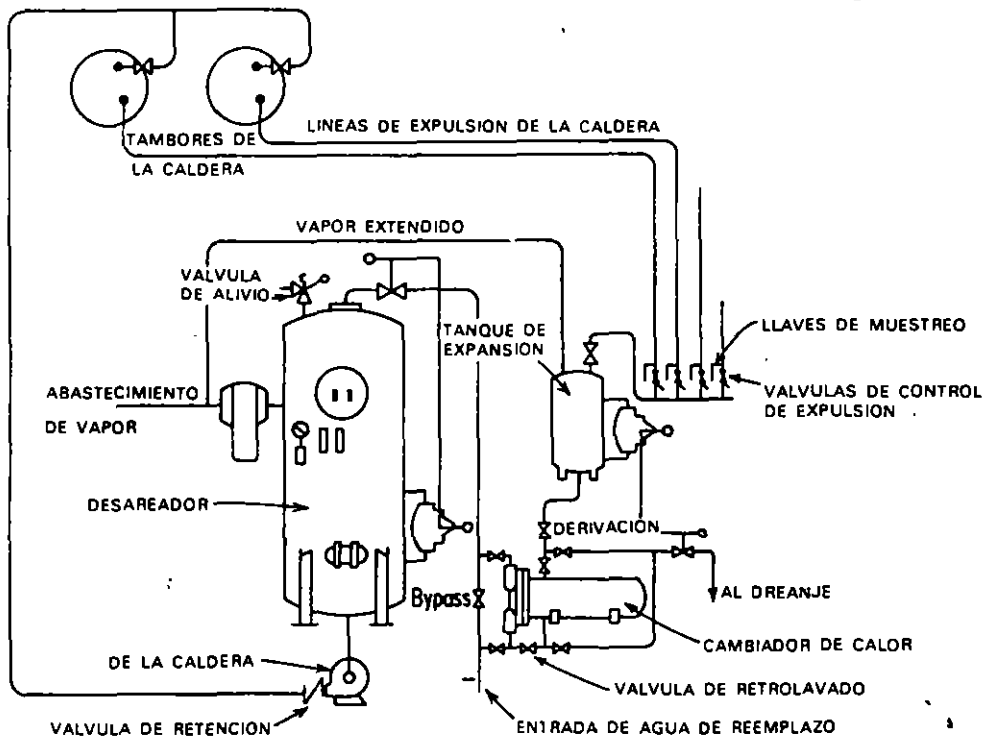


Figura 39.22 Recuperación de calor a través de un tanque de expansión instantáneo antes del intercambio final de calor. (Cortesía de Cochrane Environmental Systems Division, Crane Company.)

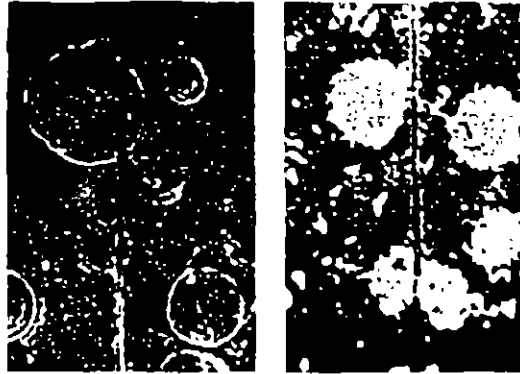


Figura 39.23 Progresión de la formación inicial de una incrustación.

DEPOSITOS CIRCULARES QUE SE AMOLDAN AL PUNTO DE PARTIDA DE LA BURBUJA DE VAPOR

FORMACION CIRCULAR. COMPLETAMENTE LLENA DE INCRUSTACION

se confinan dentro de los tubos arreglados en un haz dentro de un tambor de agua. El agua circula por el exterior de estos tubos (Fig. 39.24). Según va cambiando el agua a vapor, sube a la parte superior del tambor de la caldera y sale a través de un cabezal de vapor. Las calderas de tubos de humo son unos generadores de vapor eficientes para los requerimientos de vapor abajo de 150 000 lb/h (68 000 kg/h) y 150 psi (10 bars). Presiones mayores y mayores capacidades requieren placas y paredes de tubo más gruesas en este diseño, así que las calderas de tubos de agua son más económicas para las condiciones por encima de estos límites.

La caldera de tubos de agua difiere de la de tubos de humo en que la llama y los gases calientes de combustión fluyen por la parte exterior de los tubos y el agua circula dentro de ellos. La combustión del combustible ocurre en un horno y algunos de los tubos de agua forman, por lo común, las paredes del horno.

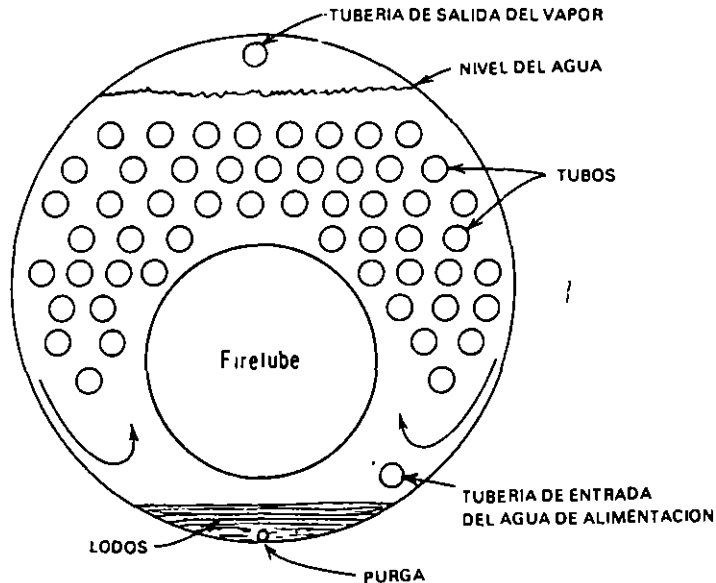


Figura 39.24 Circulación de agua en una caldera de tubos de humo.

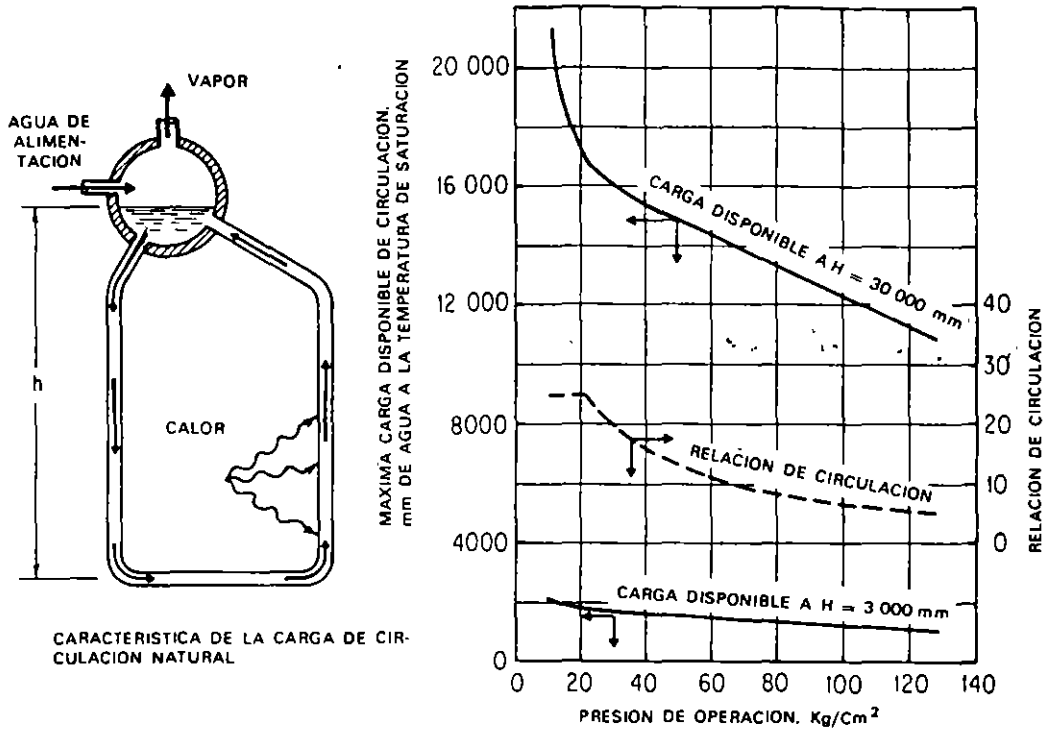


Figura 39.25 Circulación de agua en una caldera de tubos de agua. Se muestra en la gráfica la reducción en la relación de circulación según aumenta la presión en la caldera. Nótese también la reducción en la carga disponible para una caldera preconstruída pequeña (3 000 mm = 10 pies de altura) comparada con una caldera alta levantada *in situ*, de 100 pies de altura. (Cortesía de Combustión Engineering.)

En un circuito sencillo de tubos de agua (Fig. 39.25) se forman burbujas de vapor en el lado calentado de los tubos. La mezcla vapor-agua resultante tiene una densidad inferior a la del agua más fría que está en el lado no calentado y sube, creando una circulación a través del sistema. Las burbujas de vapor suben hasta que alcanzan el tambor de vapor donde éste se libera desde el agua hasta el espacio del vapor.

Las calderas de circulación natural—en las que la circulación se induce por diferencia de densidades—suelen tener muchos circuitos paralelos. Las secciones de tubos en que el agua calentada sube hasta el tambor de vapor se llaman montantes, y aquellas a través de las que desciende el agua más

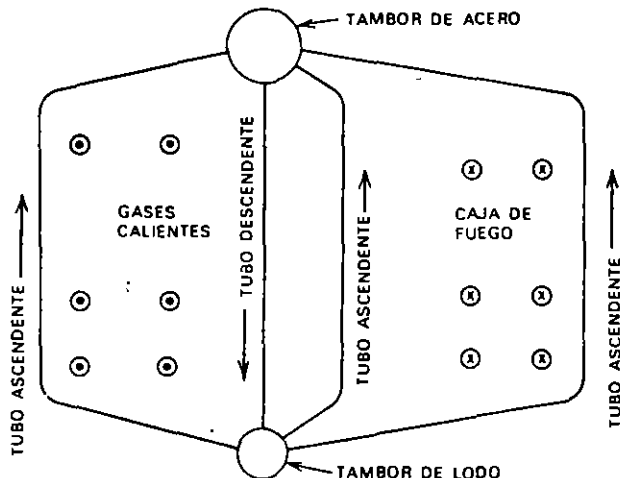


Figura 39.26 Circulación en una caldera de dos tambores.

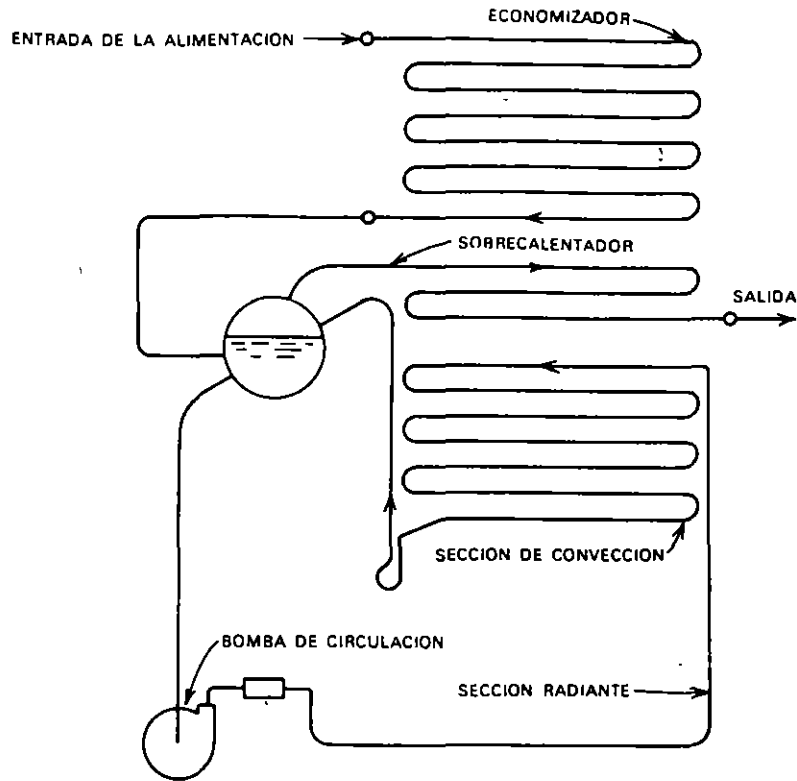


Figura 39.27 Las bombas ayudan para hacer circular el agua a través de una caldera cuando la circulación natural es restringida por la presión o por la elevación.

fría son los conductos de tubos descendentes. Por lo general, la circulación tiene lugar entre varios tambores. El tambor de vapor en la parte superior separa el vapor del agua; el tambor de lodo en el fondo separa los sólidos suspendidos y el lodo del agua. Un esquema de un diseño de caldera de este tipo en el que se muestran los montantes, los tubos descendentes, y la localización de los tambores de vapor y de lodo, se da en la figura 39.26. Estos componentes básicos se encuentran en todas las calderas de circulación natural con independencia de los detalles del diseño de la caldera.

En las calderas de circulación forzada, una bomba proporciona la circulación del agua (Fig. 39.27). Este constituye un control más positivo del patrón de circulación que el que se crea tan sólo por diferencia de densidades. Esto es importante si la caldera puede operar en un amplio intervalo de capacidad. Si los requerimientos de espacio limitan la altura de una instalación de caldera, las diferencias de densidad disponibles para crear circulación natural se vuelven pequeñas y la circulación forzada se vuelve ventajosa. También es ventajosa a altas presiones puesto que la diferencia en densidad entre el vapor y el agua disminuye. Las calderas de un solo paso son diseños específicos para la operación de servicios.

Se puede obtener una eficiencia aumentada en la caldera llevando el agua a un contacto íntimo con la fuente de calor. Los tubos se construyen dentro del horno de la caldera para absorber la mayor cantidad posible de calor. En general, todo el hogar, llamado sección radiante, se rodea por tubos de pared de agua, a través de los cuales circula agua (Fig. 39.28). Las conexiones entre las varias secciones de tubos de la caldera se logran por medio de cabezales, designados según su localización, como cabezales de la pared de agua, o cabezales del tambor.

La calidad del vapor es de suma importancia en la mayor parte de las operaciones si se quiere lograr un buen funcionamiento de la turbina y una larga vida del equipo. El agua de la caldera se separa del vapor por medio

de separadores ciclónicos y de lavadores de vapor localizados en el tambor de vapor (Fig. 39.29). El vapor que entra al tambor de vapor se dirige primero a los separadores ciclónicos por medio de mamparas. Los ciclones obligan al vapor a moverse en espiral en su trayectoria hacia la salida en la parte superior del separador, y la fuerza centrífuga separa el agua del vapor. El vapor purificado sale en la parte superior del separador, mientras que el agua, que es más pesada, fluye por el fondo y vuelve a entrar al tambor de la caldera.

Después de pasar por los separadores ciclónicos, la remoción final del agua arrastrada del vapor se logra por medio de lavadores secundarios de vapor. Estos consisten en mamparas que cambian la dirección del vapor de modo que el agua que choca sobre ellos se drena de regreso al tambor de vapor. El vapor final debería tener menos de 0.1-0.5% de agua arrastrada, dependiendo del diseño y efectividad de los separadores.

La presencia de humedad arrastrada determina la calidad del vapor. Una calidad de vapor de 95% significa que el vapor contiene 5% de humedad. Esto puede medirse termodinámicamente por medio de un dispositivo llamado calorímetro de estrangulamiento, pero puede determinarse con mucha mayor precisión detectando los sólidos en la humedad arrastrada. Puesto que el grueso de los sólidos de la caldera son sales de sodio, se usa un electrodo de iones que mide sodio específicamente, lo cual se efectúa en una muestra de vapor condensado.

En la figura 39.20 se muestra una graficación del contenido de sodio en el vapor que sale de una caldera a 250 psi (17 bars), y cómo el nivel del sodio, que refleja el agua arrastrada de la caldera, es influido por las condiciones

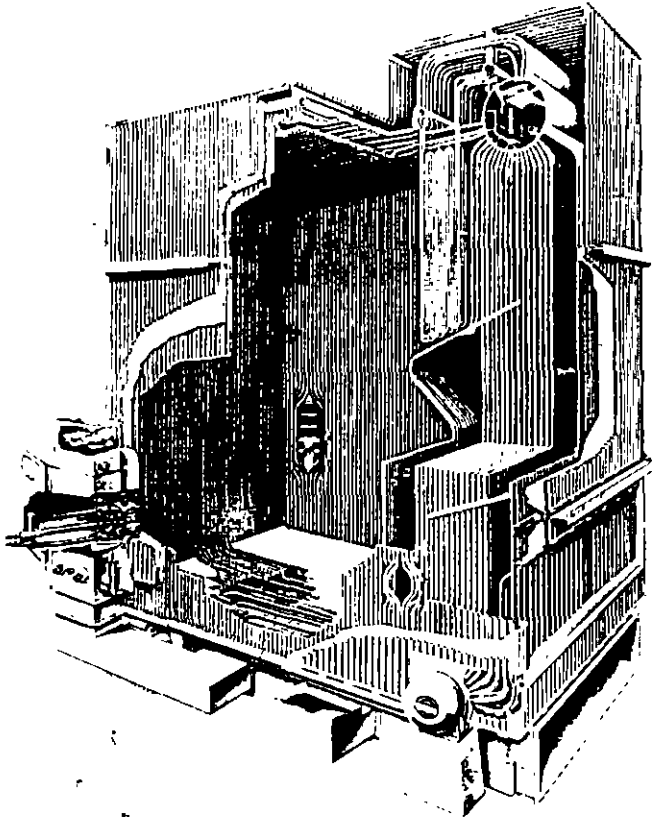


Figura 39.28 En esta caldera, la sección radiante del horno se enfría por medio de tubos de pared en los que se genera vapor. En este diseño, la localización tangencial de los quemadores produce una turbulencia que favorece la combustión eficiente. (Cortesía de Combustión Engineering.)

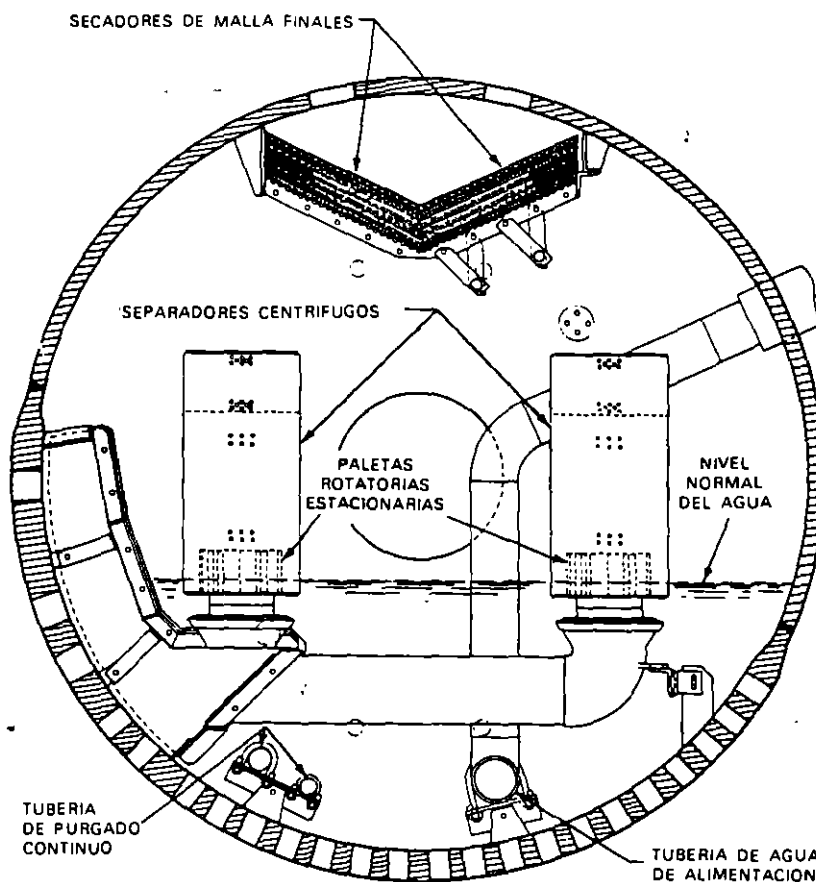


Figura 39.29 En el tambor de vapor, el agua es removida por separadores ciclónicos seguidos por secadores de malla. (Cortesía de Combustion Engineering.)

de operación de la caldera. Una graficación de la demanda de vapor muestra las oleadas intempestivas que produjeron gran arrastre. Suponiendo que el agua de la caldera contiene 500 mg/l de Na, un contenido de sodio de $50 \mu\text{g/l}$ como Na en el vapor indica el siguiente contenido de humedad en el vapor:

$$\begin{aligned} \text{Porcentaje de humedad} &= \frac{\mu\text{g/l Na en el vapor}}{\text{mg/l Na en la caldera}} \times 10 \\ &= \frac{50 \times 10}{500} = 1.0\% \end{aligned}$$

Con reemplazo desmineralizado, el potasio puede ser el catión predominante en la caldera, por lo que el procedimiento de prueba debe tener esto en cuenta.

La eficiencia promedio de una caldera de tubos de agua que produce vapor saturado es de alrededor de 85%. La mayor parte del calor que se pierde lo hace vía gases calientes de la chimenea y por radiación. Se puede lograr una mejor eficiencia añadiendo dispositivos de recuperación del calor.

En la tabla 39.11 se muestra un examen típico de las pérdidas de energía en una planta simple de caldera industrial. Esta es una caldera de 250 psi que quema petróleo y entrega vapor saturado para un proceso que no tiene dispositivos de recuperación del calor. En este ejemplo, la planta ya ha logrado sus condiciones óptimas para el agua con una purga de sólo 3.5%, y un aumento de eficiencia con el diseño existente se lograría sólo con un cambio en las condiciones de carga. Sin embargo, se podría recuperar una cantidad apreciable de energía si la planta se retroequipara con auxiliares de recuperación del calor.

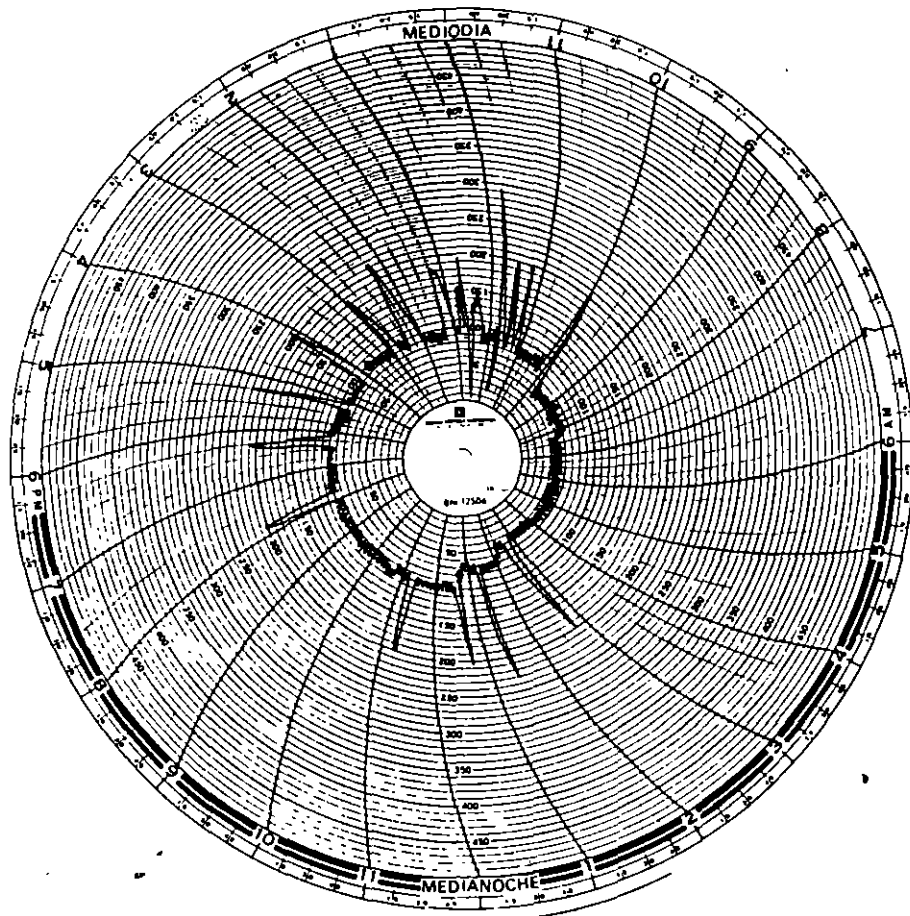


Figura 39.30 Prueba de vapor descargado de una caldera a 250 psi, donde se muestran los aumentos en sólidos del vapor con la correspondiente demanda súbita de vapor.

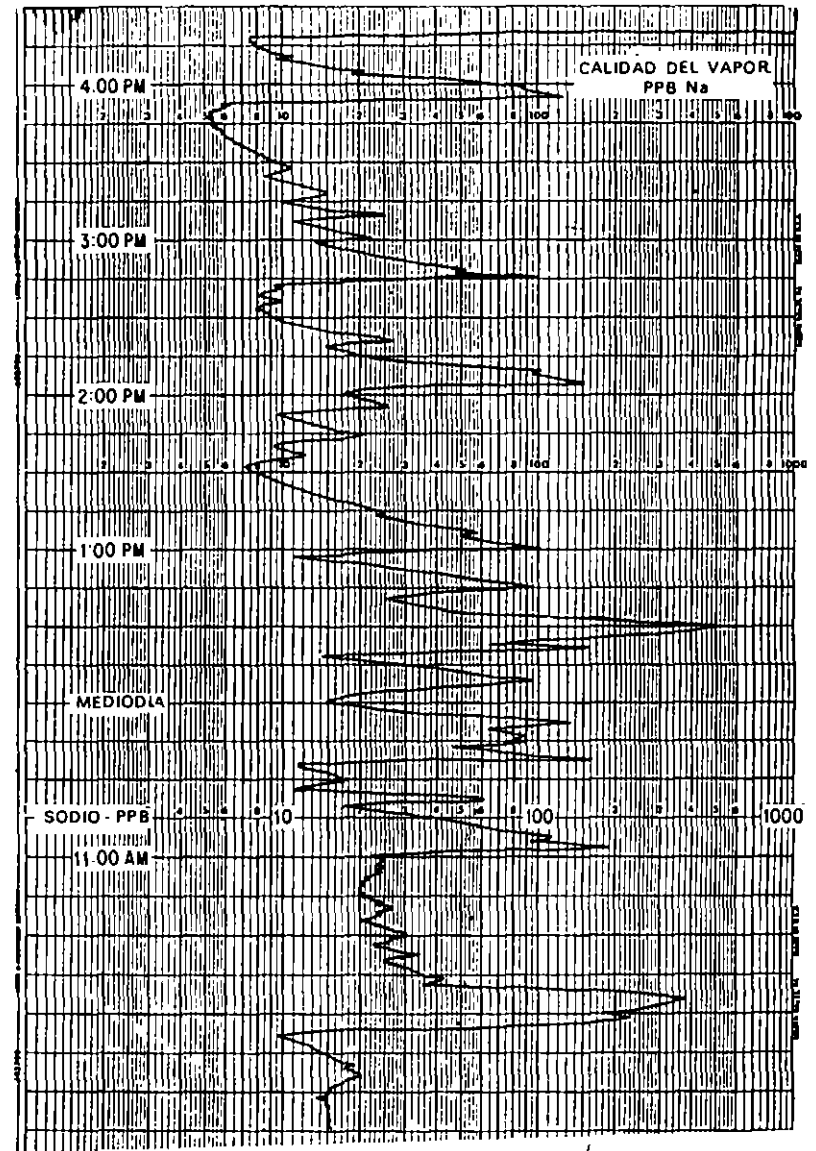


TABLA 39.11 Distribución de las pérdidas en calderas
 Todas las cantidades en millones de Btu/día

	Pérdida real	Potencial	Ahorro
Purga	170.0	17.0	Ninguno
Calor de la chimenea	287.0	275.5	11.5
Aire en exceso	96.9	49.8	47.1
Total	401.0	342.4	58.6

Una ganancia termodinámica en la eficiencia puede obtenerse aumentando la temperatura del vapor por encima de su punto de saturación. Esto se logra pasando el vapor a través de una serie de tubos, llamados sobrecalentadores, que están localizados en la sección radiante de la caldera (Fig. 39.31). De forma semejante, el vapor al que sólo se le ha quitado una porción de su contenido calorífico y que se halla a una presión reducida puede ser recalentado a una temperatura cercana a su temperatura inicial y ser reutilizado. Esto se logra en un haz de tubos llamados recalentadores, localizados también en la sección radiante.

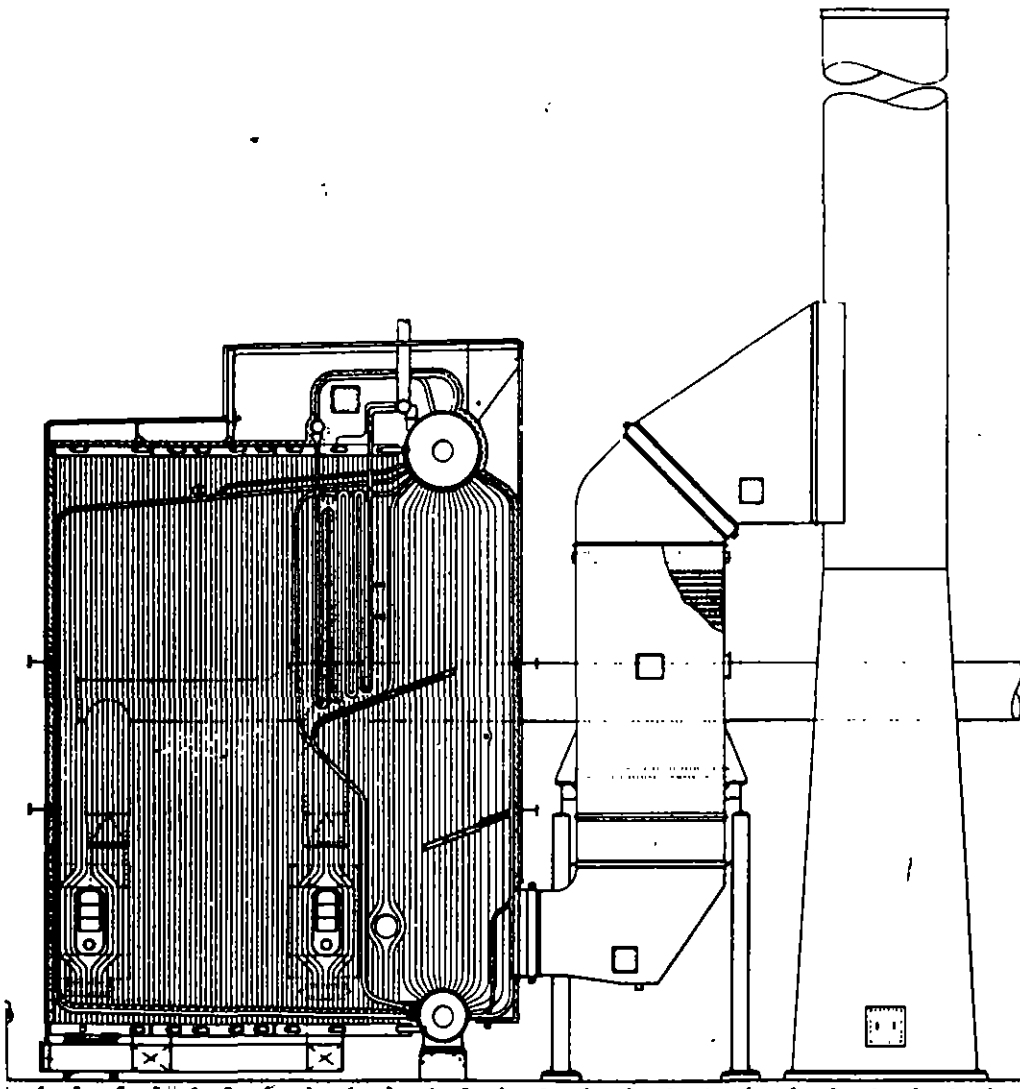


Figura 39.31 Se puede poner calor adicional en el vapor saturado después de su salida del interior de la caldera por medio de un cambiador de calor llamado sobrecalentador, que se muestra aquí en un horno diseñado para quemar el CO producido en refinerías de petróleo o subproducto de la desintegración catalítica. (Cortesía de Combustion Engineering.)

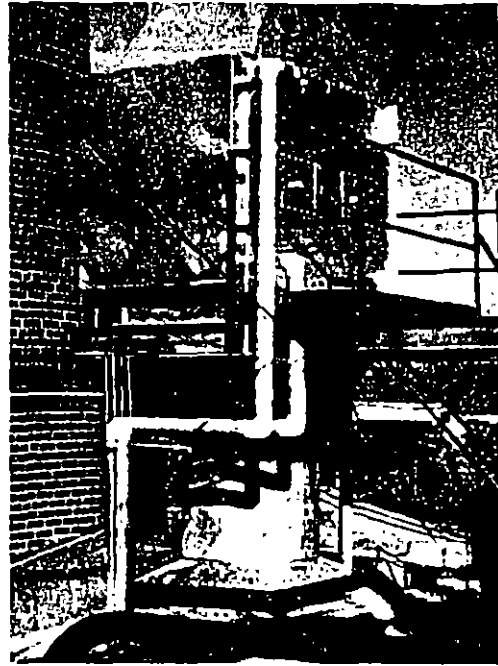
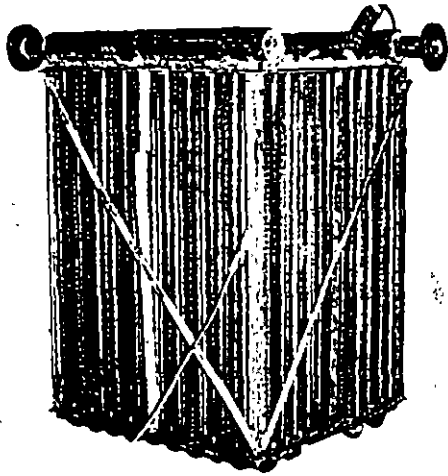


Figura 39.32 El calor en los gases de la chimenea se transfiere al agua de alimentación en el economizador, y también puede recuperarse precalentando el aire de combustión. El haz intercambiador de calor (izquierda) se monta en la chimenea (derecha). (Cortesía de General Resource Corporation.)

Puede lograrse una ganancia importante en la eficiencia elevando la temperatura del agua de alimentación que entra a la caldera acercándola a la temperatura del agua de la caldera, recuperando calor de los gases calientes de combustión antes de descargarlos por la chimenea a la atmósfera. Este calentamiento del agua de alimentación, como se muestra en la figura 39.32, tiene lugar en el economizador.

De forma similar, el aire necesario para la combustión en el horno puede recuperar calor adicional de los gases de combustión al pasar a través de una serie de tubos llamados calentadores del aire. Estos se localizan por lo general inmediatamente después del economizador. El aumento relativo en absorción de calor ganado al añadir estos auxiliares de recuperación de calor se muestra en la figura 39.33.

Las calderas de tubos de agua pueden ser de tubos horizontales rectos o de tubos doblados. La caldera de tubos horizontales rectos se hace de bancos de tubos, que por lo general están en zig zag, como se muestra en la figura 39.34 e inclinados a un ángulo de alrededor de 15° para favorecer la circulación. Las terminales de los tubos se expanden dentro de los cabezales, lo que permite la circulación entre los tubos y el tambor de vapor. El tanque puede ser longitudinal o transversal respecto al eje del banco de tubos. Entre las ventajas de las calderas de tubos rectos están: la visibilidad entre los tubos para inspección, la facilidad para reemplazar tubos, un cuarto de techo bajo y la accesibilidad de todos los componentes para inspección y la limpieza manual del lado del gas, si es necesario, durante la operación. Algunas de las desventajas inherentes son: el acceso difícil debido a que hay muchas tapas de registro y muchos empaques que tienen que quitarse, volverse a poner y apretarse; las superficies limitadas para el desprendimiento del vapor con una mala separación de éste y el agua cuando hay altas velocidades de vaporización; y las velocidades de vaporización limitadas causadas por la circulación relativamente baja y una mala distribución.

La caldera de tubos rectos horizontales se limita a la producción de aproximadamente 10 000 lb/hr de vapor por pie de anchura de caldera.

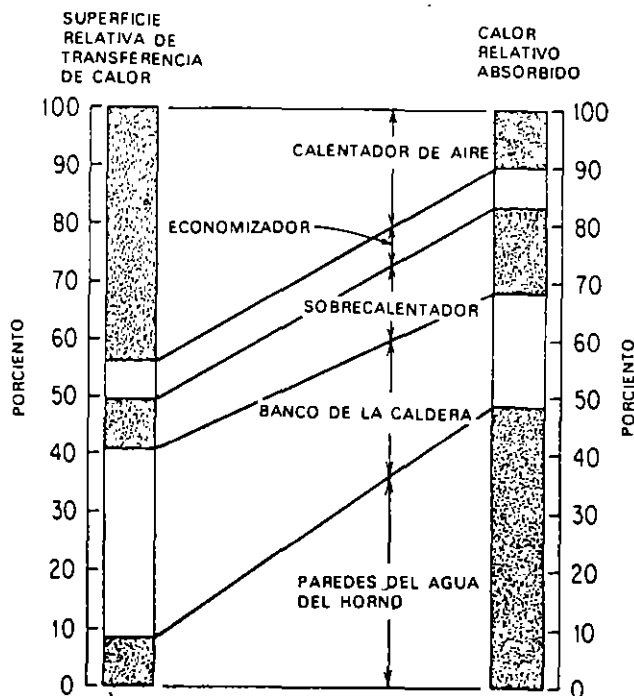


Figura 39.33 En este diagrama se muestran las tareas relativas de transferencia de calor de las diferentes secciones de un generador de vapor. (Reproducido con la autorización de Power Special Report, "Steam Generation", junio 1974.)

El diseño de tubos doblados es una caldera multi-tambor con el tambor de lodo en el fondo, y los tambores adicionales, también llamados tanques de vapor, localizados en la parte superior. En las figuras 39.35 y 39.36 se muestran calderas de tubos de agua doblados con dos y tres tambores. Los tubos en las calderas de tubos doblados pueden estar inclinados, arregla-

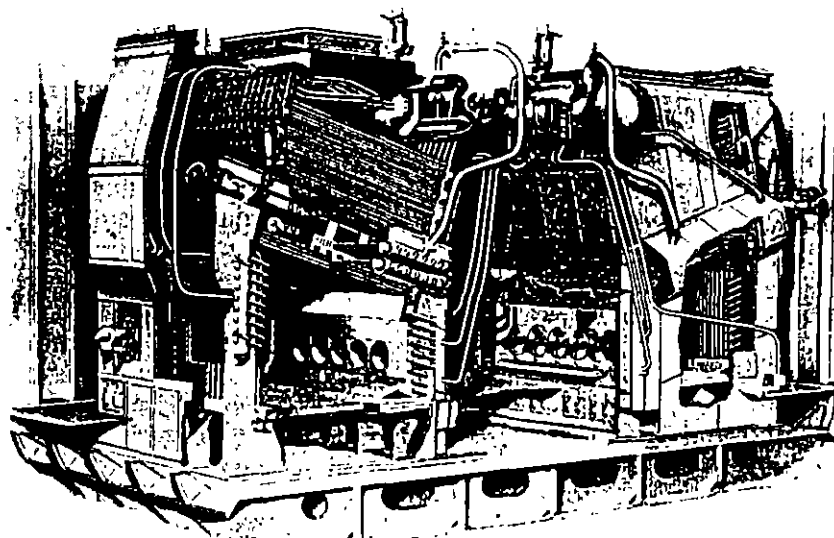


Figura 39.34 Se usan tubos horizontales inclinados para generar vapor en este diseño de caldera con cabezales de caja en cada extremo conectado con el tambor de la caldera. Esta unidad fue diseñada para servicio marino. (Cortesía de Babcock & Wilcox Company.)

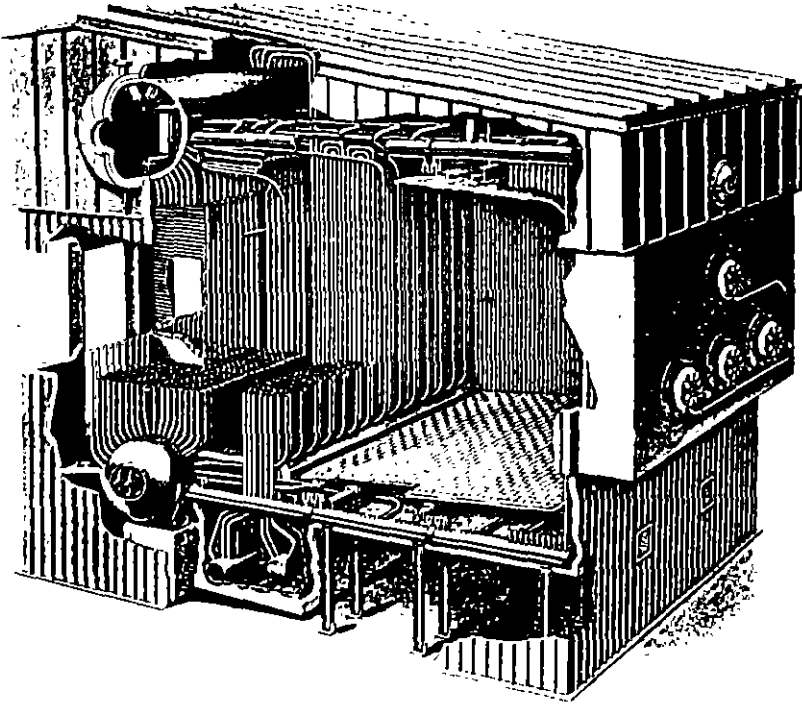


Figura 39.35 Caldera de dos tambores y tubos doblados con tubos de pared de agua que absorben calor en la sección radiante del horno. (Cortesía de Babcock & Wilcox Company.)

dos en bancos verticales dentro del espacio de combustión o construidos como un conjunto de pared de agua, apoyado con refractarios. Una caldera de tubos doblados es un vaporizador rápido, con respuesta rápida a las cargas fluctuantes debido a su pequeño volumen de agua respecto a su capacidad de generación. Entre las ventajas de una caldera de tubos doblados están: una mayor economía en la fabricación y en la operación, accesibilidad para inspección, limpieza y mantenimiento, y la capacidad de operar a más altas velocidades de vaporización y de producir vapor más seco.

Las calderas de tubos doblados se clasifican generalmente, todavía, según el número de tambores y el arreglo de los tubos dentro de la caldera (Fig. 39.37). Las tres clasificaciones más importantes son:

Tipo A Esta unidad consiste en un tambor de vapor y dos tambores de lodo o cabezales arreglados en un patrón de A con el tambor de vapor

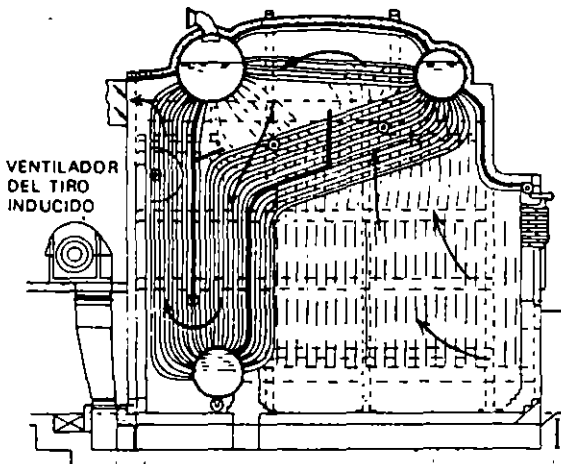


Figura 39.36 Caldera de tres tambores y tubos doblados, común en las plantas más antiguas y ampliamente usada antes del desarrollo de los diseños de tubos de pared de agua.

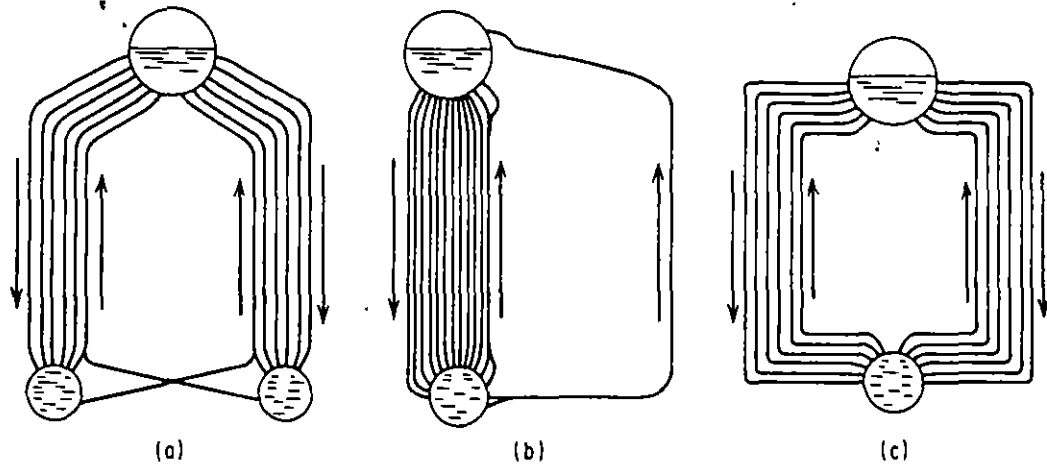


Figura 39.37 Esquema de diferentes arreglos de tambor y tubos para los diseños de calderas de los tipos A, D y de tubos doblados O. (a) Tipo A, con un gran tambor superior para tener separación efectiva del agua y el vapor, y tambores inferiores (cabezales) para circulación. (b) Tipo D, con tubos de vapor que descargan cerca de la línea de agua, dando una colocación más efectiva a las tuberías de alimentación de agua y de purga. (c) Tipo O, semejante al tipo A en el patrón de circulación, con tubos ascendentes que entran en el centro del tambor de vapor.

en el vértice y los cabezales en el fondo. Se requiere de purgado por el fondo de los dos cabezales.

Tipo D El tambor de vapor y el de lodo se localizan directamente uno encima del otro y desviado hacia un lado del horno en un patrón de D. (Fig. 39.44). Una serie de tubos corren verticalmente entre el tambor de lodo y el de vapor. El resto de los tubos se extiende horizontalmente desde los tambores de vapor y de lodo hasta la pared del horno, punto en el cual se convierten en tubos de pared de agua.

Tipo O En este arreglo el tambor de vapor también se localiza directamente encima del de lodo, pero ambos se encuentran en el centro de la caldera, y los tubos que los conectan están en un patrón de O.

Dependiendo del tamaño y de la complejidad de la caldera, puede levantarse *in situ*, o puede ser preensamblada en la planta del fabricante. Debido a que las calderas en paquete son por lo general más pequeñas, emplean altas tasas de transferencia de calor para obtener la capacidad de vaporización requerida. Por esta razón, pueden requerir de un control más cuidadoso del tratamiento del agua de la caldera y de la operación que las unidades armadas en el campo.

Los factores ambientales y la disponibilidad del combustible, seguramente tendrán influencia sobre los diseños de las calderas del futuro. Por ejemplo, la combustión en lecho fluidizado representa una posibilidad para resolver los problemas ambientales de la quema de carbón. Puede presentar nuevos problemas en la sección de generación de vapor del sistema, pero aún así, los principios básicos de la química del agua de calderas todavía serán válidos.

Hay cierto número de aspectos en el diseño de calderas que tienen influencia sobre la selección y el control del programa de tratamiento interno. En el primero intervienen el mezclado y la distribución de los productos químicos y el agua de alimentación. En muchas calderas, la localización de la tubería del agua de alimentación, la de distribución de los productos químicos, y las líneas de purga, es más una cuestión de conveniencia en el diseño y en la fabricación que una de propósito. Es esencial que el agua de caldera, la de alimentación y los productos químicos de tratamiento se mezclen antes de que el agua más fría baje hacia los tubos descendentes y se caliente después en la sección radiante.

El mezclado inadecuado puede producir incrustación en los tubos descendentes e impedir el acondicionamiento de los lodos.

Con el uso creciente del agua desmineralizada aun para calderas de presión intermedia (600-900 psi) las mayores impurezas en el agua de alimentación ya no se introducen con el reemplazo, sino más bien con el condensado retornado, sobre todo como productos de corrosión.

Estos productos de corrosión no se solubilizan con los quelatos y son difíciles de dispersar. Si se depositan, las sales de la caldera pueden concentrarse debajo de ellos, porque son relativamente porosos y permiten que el agua de la caldera entre y escape solamente vapor. Esto puede conducir a un ataque ácido. Para prevenirlo, las calderas deben limpiarse con una frecuencia establecida.

La posibilidad de un ataque alcalino aumenta debido a las cargas variables y a las condiciones de combustión que causan el doblado y agritamiento de la película de magnetita que normalmente es densa sobre el metal de la caldera, exponiendo el metal fresco al ataque.

En las calderas de circulación forzada hay una tendencia a la formación de depósitos del lado corriente abajo de los orificios de control de flujo. Para evitar esto, el agua de alimentación debe estar exenta de materiales formadores de depósitos, especialmente de productos de corrosión, de modo que un programa químico pueda aplicarse con éxito. El pulido del condensado puede necesitarse, ya que el condensado es la fuente de productos de corrosión. Los separadores de vapor son esenciales para la producción de un vapor aceptable y su deterioro disminuirá la calidad del vapor.

Las calderas se dañan con frecuencia por la corrosión durante los periodos en que están fuera de servicio. Las calderas inactivas son muy vulnerables al ataque cuando el aire entra en contacto con las superficies metálicas húmedas. Para evitar esta corrosión, el metal de la caldera debe protegerse ya sea (1) manteniendo las superficies completamente secas o (2) excluyendo todo el aire de la caldera llenándola con agua tratada en forma adecuada. Debido a las variaciones en el diseño de calderas, no existe un procedimiento único, detallado, que cubra todos los pasos para guardar una caldera, que incluya tanto los aspectos químicos como los mecánicos. Los principios básicos para proteger las calderas contra la corrosión son sencillos.

Existen dos maneras básicas de guardar una caldera: en húmedo y en seco. Para almacenar una caldera en seco, se distribuyen bandejas con productos químicos absorbentes de la humedad, como cal viva, sobre bandejas en el tambor (o tambores) de la caldera, y ésta se sella. El método alterno, el de almacenamiento en húmedo, incluye forzar el aire hacia afuera

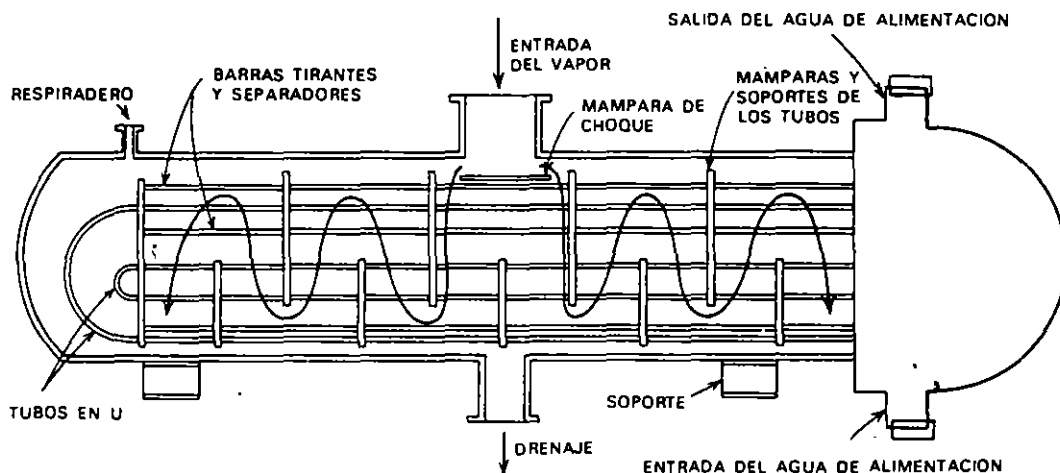


Figura 39.38 Calentador condensador recto del agua de alimentación.

de la caldera llenándola completamente, hasta que se derrama, con agua que ha sido tratada especialmente. También puede usarse gas nitrógeno bajo ligera presión, para desplazar el aire y cubrir las superficies de la caldera. Debe ponerse especial cuidado en la protección de los sobrecalentadores durante el almacenamiento, sobre todo los de tipo no drenable.

La elección entre los métodos de almacenamiento húmedo y seco, depende mucho de cuánto tiempo estará fuera de servicio la caldera. El almacenamiento en seco es preferible para periodos largos; el método húmedo tiene la ventaja de permitir que la caldera se regrese al servicio en un tiempo razonablemente corto. Es buena idea drenar, lavar e inspeccionar la caldera antes de cualquier almacenamiento. Cuando el tiempo no permite esto, la caldera puede almacenarse en húmedo sin drenarla primero. En este caso, el tratamiento químico para el almacenamiento—incluyendo el sulfito catalizado, el cáustico y los dispersantes orgánicos—se inyectan dentro de la caldera exactamente antes de sacarla de servicio.

TIPOS DE EQUIPO QUE EMPLEAN VAPOR

El vapor constituye una forma conveniente de almacenar energía debido a que tiene un alto contenido calorífico y puede generarse en un punto y distribuirse a muchas unidades diferentes que usen energía, dentro de una planta. El vapor puede usarse por su efecto calentador o por su energía motriz.

En las aplicaciones caloríficas la transferencia de calor puede lograrse por contacto directo del vapor con un fluido, o con un objeto sólido, como en la limpieza de partes aceitosas con vapor. La aplicación más común del calentamiento por contacto directo está en el calentador desaerador del agua de alimentación en una planta de calderas. En este caso, el vapor no sólo sirve para calentar el agua en el punto más eficiente en el sistema del agua de alimentación, sino que también actúa como gas inerte para separar el oxígeno y el dióxido de carbono del agua de alimentación y arrastrar estos gases no condensables fuera del sistema; el calentador desaerador es un desgasador elaborado. El vapor se usa en una forma más primitiva para rociar y calentar una gran variedad de líquidos, desde productos alimenticios hasta aguas de desecho.

Otro ejemplo de contacto directo del vapor con otro fluido es la termocompresora, donde puede usarse vapor de alta presión para subir el vapor de baja presión a una más alta donde pueda usarse. Por ejemplo, una planta industrial tendrá con frecuencia un exceso de vapor de baja presión a 5-15 psi para los secadores, rehervidores, o para algún otro uso en el que se necesiten temperaturas más altas. Una termocompresora podría subir el vapor de 5-15 psi hasta 50-100 psi usando vapor vivo directamente de la caldera en el chorro de la termocompresora.

La mayor parte de las aplicaciones de calentamiento son indirectas, con una superficie de transferencia de calor entre el vapor y el fluido por calentar. Estas unidades se llaman cambiadores de calor superficiales e incluyen una amplia variedad de dispositivos, como condensadores, calentadores de etapa, cambiadores de calor de proceso, rehervidores, evaporadores y calefactores.

Los cambiadores de calor superficiales más comunes, los de tipo de coraza y tubo, transfieren calor del vapor o de otro fluido caliente a un fluido frío principalmente por conducción a través de la pared metálica del tubo que separa a los dos fluidos. La velocidad de transferencia de calor depende de la diferencia de temperaturas entre los fluidos, el área superficial del metal y su espesor, así como de la conductividad del metal mismo. Los cambiadores de calor de coraza y tubo pueden ser de varios diseños; los más complejos son por lo general más eficientes, pero pueden ser más costosos y más difíciles de limpiar y de mantener.

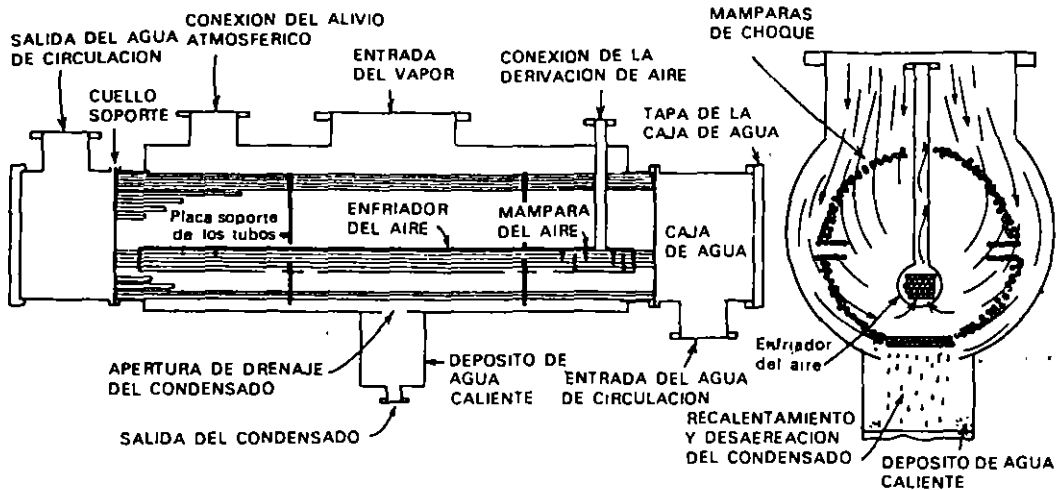


Figura 39.39 Diseño típico de condensador de superficie. (Cortesía de Basco Division, American Precision Industries.)

Los calentadores cerrados de agua de alimentación, también llamados calentadores de etapa, son cambiadores de calor que se usan en las plantas de vapor para aumentar la eficiencia térmica al elevar la temperatura del agua de alimentación hasta acercarla lo más posible a la temperatura de la caldera con vapor extraído o de escape. Un sistema de servicios puede tener hasta doce calentadores de agua de alimentación, aunque es más común encontrar ocho, y la elección se basa en el balance de calor más práctico. En la figura 39.38 se muestra el calentador de condensación recto para agua de alimentación; el vapor se halla siempre del lado de la coraza, con el agua de alimentación pasando por dentro de los tubos. Se usa acero al carbono para la construcción de las corazas, cabezales y hojas de los tubos en la mayor parte de los calentadores de agua de alimentación. En los calentadores de alta presión, los tubos pueden construirse de acero al carbón, monel o cuproníquel; los calentadores de baja presión se fabrican por lo común con tubos de acero al carbón, acero inoxidable, admiralty, o cuproníquel 90-10.

El condensador de superficie es un diseño especial de cambiador de calor de coraza y tubo que opera en un vacío creado por la condensación del vapor de escape de una turbina o de algún equipo de proceso, como los evaporadores de efecto múltiple en las plantas de procesamiento de la bauxita, en las plantas de pulpa kraft y en los ingenios azucareros. Unos eyectores de aire o unas bombas mecánicas remueven los gases no condensables, como O_2 , CO_2 y NH_3 , del espacio del vapor. Los condensadores de los servicios incluyen por lo general una sección de desgasado o de deseareación en el depósito de agua caliente para ayudar en la remoción de los no condensables. En la figura 39.39 se muestra un típico condensador de superficie del tipo de servicios.

El agua de enfriamiento que fluye por los tubos del condensador puede o no ser de reemplazo o de alimentación. En una planta de servicios no hay manera de recuperar este calor, debido a que los requerimientos de agua de enfriamiento son muy grandes comparados con las necesidades de reemplazo. Sin embargo, en muchas plantas industriales, como acerías, plantas de pulpa y papel, se necesitan grandes volúmenes de reemplazo, y el agua de enfriamiento del condensador puede usarse para este propósito si el calor recuperado es de utilidad; puede ser recuperable en el invierno, pero no en el verano, lo que a menudo es el caso en las plantas de pulpa y papel.

Los rehervidores son cambiadores de calor tubulares que se usan por lo común en las refinerías de petróleo, y que están usualmente insertos en el fondo de una columna de destilación donde los tubos están rodeados por

los hidrocarburos que se procesan, y el vapor se suministra a una caja principal desde la que pasa hacia dentro de los tubos. Esta es una de las varias aplicaciones de proceso en las que el vapor fluye por el interior y no por el exterior del haz de tubos.

Los calefactores se usan mucho para hacer confortables las oficinas, tiendas y plantas. Si hay vapor disponible, se usa con frecuencia en los tubos dentro del calefactor.

Hay en la industria una gran variedad de equipo de proceso con chaquetas de vapor, incluyendo las marmitas en la industria alimentaria, los reactores en la industria química, los secadores de tambor rotatorio, y los evaporadores. Estos últimos comprenden por lo general una serie de recipientes que contienen elementos del rehervidor, con un condensador y un cambiador de calor para tener una eficiencia térmica óptima. Muchos de estos recipientes de proceso se operan en forma intermitente, pero algunos de los más elaborados, como los digestores continuos en la industria de la pulpa, operan en base continua.

Es poco frecuente hallar depósitos en la mayor parte de los equipos de proceso de vapor, en particular si el equipo está en operación continua y estable; pero ocasionalmente hay depósitos. En general se desarrollan por las infiltraciones hacia el lado del vapor provenientes del lado del proceso del recipiente, causadas por el vacío que se forma durante la extracción de contaminantes a través de un tubo con fugas durante el paro. Un fuerte arrastre de los sólidos de la caldera junto con el mojamiento y secado periódicos en el equipo de proceso puede causar también depósitos según se concentran los sólidos.

Un problema mucho más común con el equipo de proceso es la corrosión, que con frecuencia se debe a la infiltración del oxígeno causada por el vacío durante el paro o bajo condiciones de estrangulamiento del vapor. La concentración del CO_2 también ocurre cuando hay dispositivos inadecuados para el control de la temperatura o la presión. Esto se manifiesta de inmediato por una baja localizada en el pH del condensado donde se deja concentrar el CO_2 . El amoníaco ataca las aleaciones de cobre, en las áreas donde hay infiltración de O_2 , en particular donde las condiciones permiten su concentración más allá de la concentración inicial de NH_3 en el vapor mismo.

El uso más importante para el vapor está en la potencia motriz, puesto que éste es su único uso en la industria de los servicios, la cual es el mayor consumidor de energía en buena parte de los países industrializados. Aun en las plantas industriales de tamaño mediano, donde la razón más importante para generar vapor está en los requerimientos del proceso, el vapor puede pasarse por una turbina a alta presión, usando después el vapor de escape para las necesidades del proceso. Las turbinas son los movilizadores primarios más importantes debido a que son compactas y eficientes y a que requieren de poco mantenimiento; sin embargo, las máquinas de vapor de pistón alternativo se encuentran todavía en muchas plantas más antiguas en todo el mundo. Estos movilizadores primarios se pueden usar para accionar directamente bombas, compresores y otros dispositivos mecánicos, o pueden conectarse a un generador para suministrar energía eléctrica a los dispositivos accionados por motor y a otros accesorios eléctricos.

VAPOR USADO PARA FINES DE POTENCIA

El desarrollo de la moderna turbina de vapor fue un logro monumental de ingeniería; primero, para el diseñador que fue capaz de traducir las complejas matemáticas de la termodinámica a copias heliográficas y, segundo, para el constructor que pudo convertir el intrincado diseño en formas precisas para la manufactura casi sobre la base de una producción masiva. En la turbina sencilla, de una sola etapa, el vapor se dirige a través de una

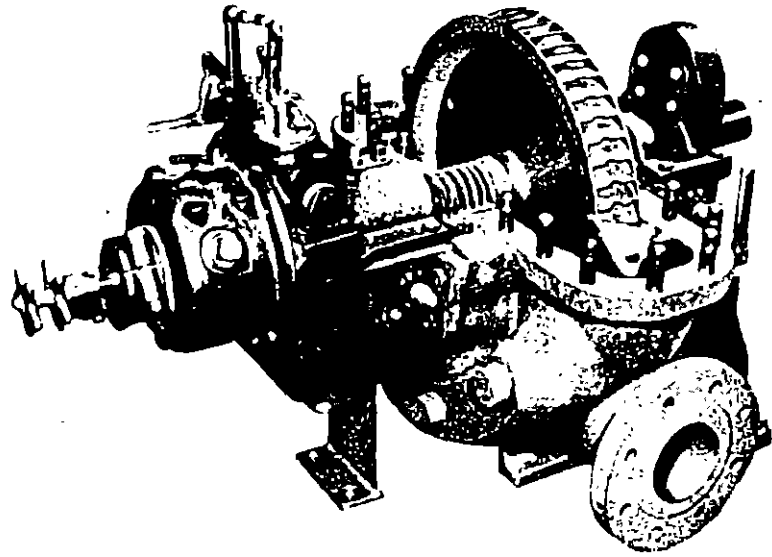
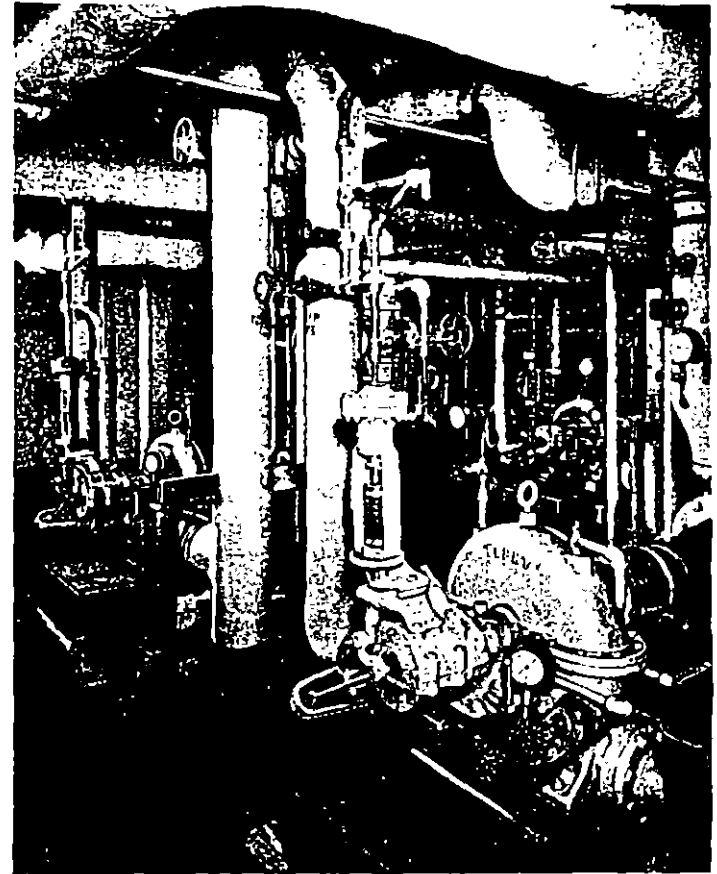


Figura 39.40 Esta turbina de rueda, sencilla y resistente, se usa en forma común para accionar equipo auxiliar, como bombas alimentadoras de calderas y compresoras rotatorias. Izquierda, vista recortada; derecha, instalación en la planta. (*Cortesía de Terry Corporation.*)



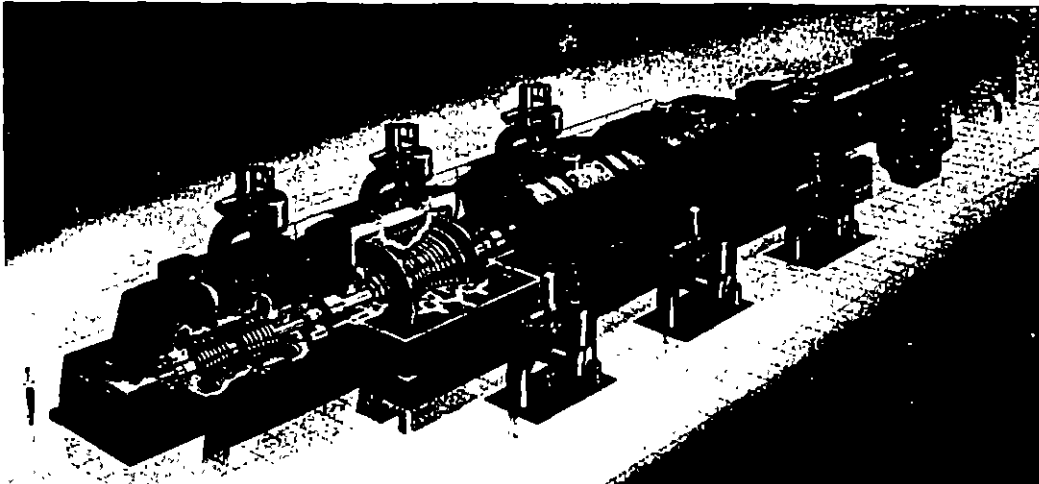


Figura 39.41 Gran turbogenerador, típico en las unidades de plantas nucleares. En la sección recortada se muestran las paletas de la turbina de alta y de baja presión. (Cortesía de General Electric Company.)

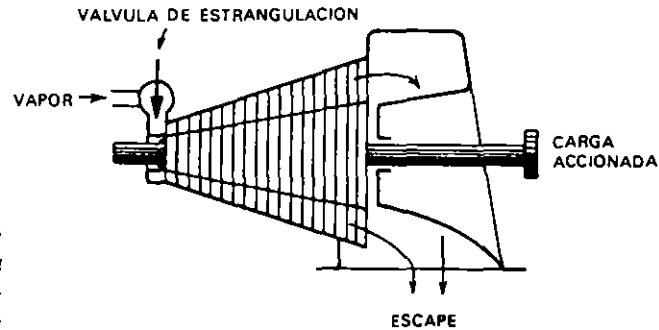


Figura 39.42 Turbina de flujo recto. (Las figuras 39.42 hasta la 39.45 son de Power Special Report, "Steam Turbines", junio 1962.)

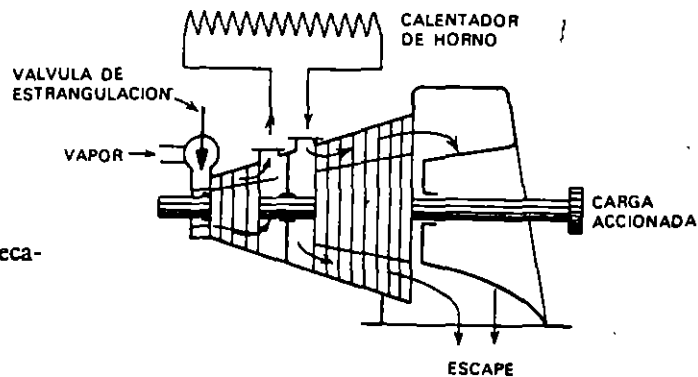


Figura 39.43 Turbina de recalentamiento.

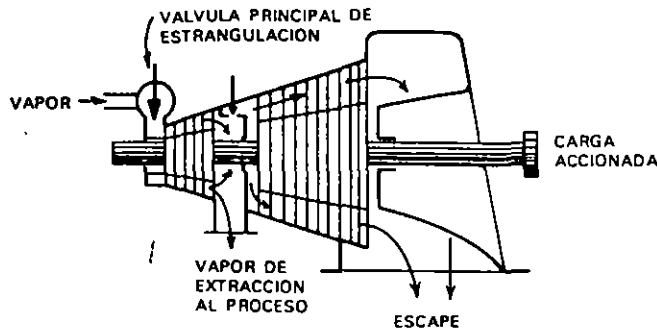


Figura 39.44 Extracción automática única.

serie de toberas cuidadosamente moldeadas hacia las paletas, o los cubos, fijos en la circunferencia del disco unido a la flecha de la turbina. Esto se conoce como etapa de impulso. Cuando el vapor sale de las paleras rotatorias, se puede usar un segundo conjunto de toberas estacionarias para recogerlo y redirigirlo hacia un segundo conjunto de paletas, en cuyo caso el conjunto de toberas y paletas se denomina etapa de reacción. La mayor parte de las turbinas contienen múltiples etapas, algunas de impulso y otras de reacción, dependiendo enteramente del servicio requerido y del balance de costos y funcionamiento. En la figura 39.40 se muestra una turbina sencilla de una sola etapa, y en la figura 39.41 otra del tipo de servicios, de etapas múltiples.

Existen dos categorías básicas de operación de turbinas de vapor: con condensación, donde el vapor de escape se descarga hacia un condensador a presión subatmosférica; y sin condensación, donde el vapor se descarga dentro de los cabezales de vapor de proceso bajo presión (por ejemplo, 100 psi es una presión común en la industria papelera). La operación y el diseño de las turbinas se clasifican con más precisión según el flujo de vapor a través de la turbina: entre los patrones de flujo están el flujo recto, el recalentamiento, la extracción automática, y la extracción no automática.

En los sistemas de flujo recto (Fig. 39.42), el vapor a-estrangulamiento pleno se dirige por toberas a través de todo el banco de etapas de la turbina hasta el escape. Las turbinas de recalentamiento (Fig. 39.43) ganan en eficiencia al descargar vapor en una etapa intermedia para recalentamiento en el horno de la caldera, regresando el vapor de más alta temperatura a la siguiente etapa de la turbina para obtener más trabajo. En la expansión automática, el vapor se extrae del flujo principal en uno o en más puntos para usos de proceso, pasando de largo el resto hacia el escape (Fig. 39.44). En las turbinas no automáticas se sangra el vapor en una o más etapas para calentar el agua de alimentación (Fig. 39.45).

El tipo de problema de turbina más delicado relacionado con el tratamiento de agua y con la operación de la caldera es la acumulación de material sobre las paletas de la turbina. Este material puede ser inorgánico, que es el más común, u orgánico. Algunos de los materiales volátiles liberados en la caldera pueden condensarse al disminuir la presión y la temperatura según pasa el vapor a través de la turbina. Se ha mencionado a la sílice

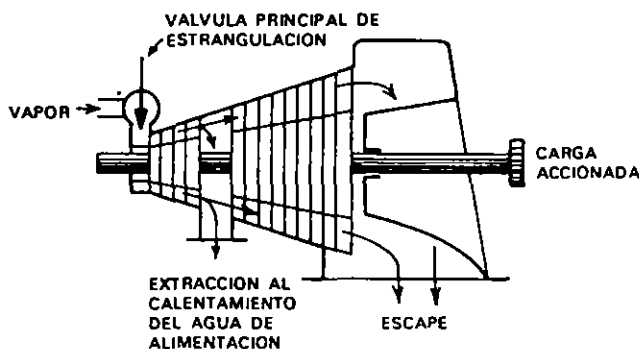
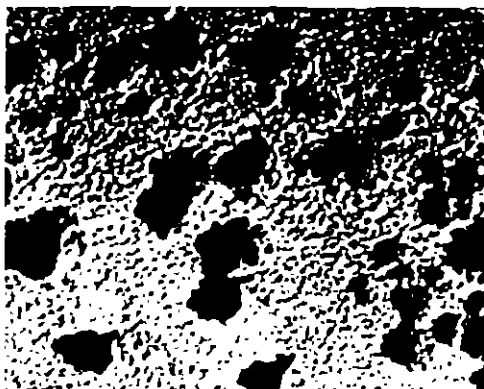


Figura 39.45 Extracción no automática única.

Figura 39.46 Picaduras en la línea del condensado causadas por oxígeno y dióxido de carbono.



como uno de los componentes del agua de caldera que pueden volatilizarse, y es uno de los principales contribuyentes de depósitos en la turbina; tiende a depositarse en las etapas de baja presión de la turbina, en general a 50 psi o a menor presión. Los límites establecidos para la sílice en el agua de caldera suponen que el vapor pasará a través de turbinas. Si la turbina descarga a 100 psi, es posible que no haya problema si se tienen concentraciones más altas de sílice que las que se recomiendan en las tablas 39.8 y 39.9. La relación entre sílice en el agua de caldera y sílice en el vapor, ha sido cuidadosamente estudiada, y es posible predecir el punto en el que la sílice se sublimará.

Los depósitos en la turbina pueden originarse tanto en los materiales orgánicos en el vapor de la caldera como en los materiales inorgánicos. Por lo general, son causados por filtraciones del proceso hacia el sistema del condensado, pero también pueden originarse en el agua cruda, tanto por materiales orgánicos que existen en ella naturalmente, o por desechos orgánicos descargados en la fuente de agua desde plantas industriales o de tratamiento de aguas negras municipales.

Existen muchos usos adicionales para el vapor en las operaciones industriales. En buen número de talleres de fabricación se usa vapor para la operación de las fraguas, martillos y prensas. Los cilindros se vapor requieren por lo general vapor saturado o ligeramente húmedo, y están lubricados con un aceite especialmente compuesto, por lo que en plantas de esta clase es común hallar aceite en el vapor de escape y en el condensado. Los eyectores de chorro de vapor con condensadores barométricos se usan con frecuencia para producir vacío con propósitos tan diversos como el desgasado del acero y la destilación de las fracciones pesadas de hidrocarburos.

Figura 39.47 Ataque uniforme del CO_2 debajo de la línea del agua en una tubería de condensado.





Figura 39.48 Ataque de una aleación de cobre por el amoníaco en un calentador de etapa.

RETORNO DEL CONDENSADO

El condensado que se produce cuando el vapor es usado en cualquier clase de proceso rara vez se enfría en forma mensurable por debajo de la temperatura del vapor. Debido a que está caliente, cercano a la temperatura del vapor, el sistema de recolección y la turbina empleados para manejarlo deben seleccionarse con cuidado. La tubería es mayor, por lo general, que la que se usa para agua fría debido a que la caída de presión hace que el vapor se expanda desde el condensado que fluye, estrangulando la tubería y restringiendo el flujo.

El condensado puede recogerse con una bomba para elevarlo hasta el mejor punto de retorno, o puede entregarse hacia un punto de presión más baja sencillamente por el gradiente de presión.

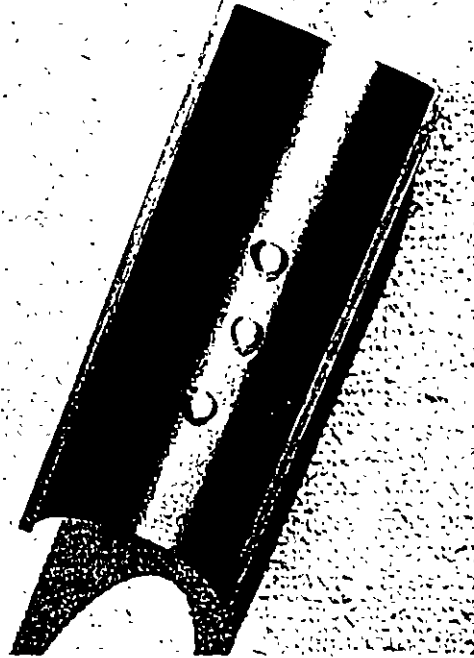
Por lo común, el condensado de la turbina se recoge en un depósito de agua caliente, en el que se mantiene un nivel de modo que la bomba que transfiere el condensado de la turbina hacia el desaerador tenga una presión neta positiva de succión adecuada. El nivel en el depósito de agua caliente se mantiene retornando parte de la descarga de la bomba, de acuerdo con las fluctuaciones de la carga.

El condensado del proceso se regresa también, por lo general, por medio de bombas al calentador desaerador. Los recipientes del condensado recogen el condensado del proceso y mantienen un control del nivel de modo que la bomba que maneja el condensado caliente tenga una presión de succión adecuada. Aun así, con frecuencia se necesitan diseños especiales de bombas centrífugas para manejar el condensado caliente. Los sistemas de condensado pueden volverse bastante elaborados, como en una planta papelera, en donde el condensado de los rodillos secadores de alta presión puede expandirse hasta vapor de baja presión en el sistema de condensado y luego enviarse a otra sección de secado.

Los condensados de calentador de etapa se manejan normalmente por gravedad, regresando a un calentador de etapa a una presión más baja, que es el desaerador, o incluso al depósito de agua caliente del condensador.

Una vez que se ha recogido el condensado, se debe decidir sobre el punto adecuado de retorno. En una estación de servicios, todo el flujo del condensado puede pulirse a través de algún tipo de sistema de intercambio iónico antes de regresarlo al calentador desaerador. En las plantas industriales, si el condensado se contamina se le manda a una planta de trata-

Figura 39.49 Los inhibidores de película recubren la tubería del condensado con una película que no se moja, y protegen la superficie metálica del ataque corrosivo.



miento antes de regresarlo al desaerador. Casi todos los condensados se regresan al elemento desaerador mismo, ya que pueden contener oxígeno disuelto y otros gases; sin embargo, los retornos de alta presión libres de oxígeno disuelto pueden enviarse directamente a la sección de almacenamiento del calentador desaerador para expandirse y proporcionar vapor para la operación de desaeración.

En su mayor parte, el sistema de manejo del condensado se construye de acero al carbón ordinario, aunque los propulsores de la bomba, la garantía de la válvula, y los tubos del cambiador de calor son, por lo general, de aleaciones de cobre. Debido a que el condensado suele estar caliente, si hay agentes corrosivos presentes la velocidad de corrosión será usualmente mayor que la esperada en agua fría. Los principales agentes de corrosión son dióxido de carbono y oxígeno. El CO_2 se produce normalmente por la descomposición de la alcalinidad en la caldera y el oxígeno puede ser arrastrado dentro del sistema por las infiltraciones de aire o de agua que contenga oxígeno disuelto (agua del sello de la bomba, por ejemplo). La inspección de las tuberías del condensado dan una buena clave sobre la causa de la corrosión, como se muestra en las figuras 39.46 y 39.47.

La principal causa de la corrosión de las aleaciones de cobre es el amoníaco en los sistemas que contienen O_2 (Fig. 39.48).

Sin un tratamiento adecuado del vapor, el pH del condensado sería bajo, por lo general, debido a la presencia de dióxido de carbono. La aplicación de aminas alcalinas volátiles controlaría el ataque al neutralizar el ácido carbónico, elevando así el valor del pH del sistema. En un sistema hermético, la amina neutralizante resulta adecuada para el programa completo de control de corrosión. Sin embargo, muchos sistemas se operan en forma intermitente o bajo condiciones de estrangulamiento (restricción de flujo) en donde puede haber infiltraciones de oxígeno. A estos niveles más altos de oxígeno, la neutralización es inadecuada como única medida contra la corrosión de tuberías de acero. En tales casos, se añaden aminas volátiles formadoras de películas al vapor, el que al condensarse produce una sustancia cerosa sobre el metal, que establece una barrera entre el condensado que fluye y la pared de la tubería, de modo que no puede ha-

ber corrosión. En la figura 39.44 se ilustra la acción de los inhibidores de corrosión que forman películas en un sistema de condensado.

La hidracina puede usarse tanto para corregir el pH como para eliminar el oxígeno, pero se vuelve antieconómica cuando existen altos niveles de dióxido de carbono y oxígeno, lo que representa una condición común en la mayor parte de las operaciones industriales.

En las plantas donde ocurre una gran contaminación, su fuente y su causa deben localizarse y corregirse. Un ejemplo de esto está en el uso del vapor para producir agua caliente a través de un cambiador de calor. La operación industrial puede requerir agua caliente a una temperatura específica, 150°F por ejemplo, y se instala un elemento termostático en la línea del agua para regular el flujo de vapor hacia el cambiador de calor, de acuerdo con el flujo del agua y la temperatura de salida. A bajos flujos de agua, cuando la demanda de vapor es baja, la válvula de admisión del vapor puede estar tan completamente estrangulada que de hecho existe un vacío en el espacio del vapor. La mayor parte de estos sistemas se diseñan para ser operados a presión, y bajo vacío es común la infiltración de aire. Si se usa una amina neutralizante en un sistema de este tipo, puede ser fácil localizar las infiltraciones de esta clase porque el aire en la atmósfera industrial contendrá suficiente CO₂ para disminuir el pH del condensado en ese punto en particular. Así que una manera de encontrar la fuente de infiltración de aire en una planta industrial compleja consiste en muestrear condensado en todas las fuentes y comparar el pH de la muestra de condensado con el pH de una muestra de vapor condensado o de una muestra de condensado que se sepa está exenta de contaminación atmosférica.

En los casos en que se ha encontrado que el ataque de la aleación de cobre ha sido causado por el amoníaco, los inhibidores que forman películas prevendrán, a menudo, que el ataque continúe al evitar que el O₂ llegue a la superficie. Si la concentración de amoníaco es alta, debe pensarse en reducir el amoníaco en el sistema de pretratamiento.

Aminas neutralizantes

Los inhibidores neutralizantes que se usan en forma más común son aminas, como la morfolina, la ciclohexilamina, y el dietilaminoetanol. La capacidad de cada uno de los productos mencionados para entrar al condensado o a la fase acuosa, está indicada por su relación de distribución vapor a líquido. Esta relación compara la concentración de amina en la fase vapor con la concentración en la fase acuosa.

<i>Producto</i>	<i>Relación de distribución vapor a líquido</i>
Morfolina	0.4 a 1
Ciclohexilamina	4.0 a 1
Dietilaminoetanol	1.7 a 1

Para neutralizar el ácido carbónico, la amina debe estar presente en la fase acuosa. La relación de distribución indica la preferencia de una amina por la fase acuosa o por la fase vapor. Una amina como la morfolina, que prefiere la fase acuosa, estaría presente en el condensado que se forme inicialmente a altas temperaturas. Por otra parte, la ciclohexilamina tiende a quedarse en el vapor para entrar al condensado según disminuya la temperatura.

Debido a las diferencias en sus relaciones de distribución vapor a líquido, dos o más de estas aminas pueden usarse conjuntamente para dar programas de neutralización efectivos para sistemas complejos.

Las aminas neutralizantes se alimentan al agua de alimentación, al tambor de vapor de la caldera, o al cabezal del vapor. Se controlan monitoreando el pH del condensado retornado en muestras tomadas al principio, a la mitad, y al final del sistema del condensado.

Inhibidores de película

Los inhibidores usados para formar películas en los sistemas de condensado son aminas con moléculas como cadenas. Una terminal de cada molécula es hidrofílica (ama el agua), y la otra es hidrofóbica (la odia). La terminal hidrofílica se une al metal, dejando que la otra terminal repela el agua. Según se acumulan las moléculas, la superficie se vuelve no humedecible. La película, por lo tanto, proporciona una barrera contra el ataque del metal por el agua que contenga dióxido de carbono, oxígeno o amoníaco. Puesto que las moléculas se repelen también entre ellas, no tienden a formar capas o películas gruesas. En cambio se mantienen como una película monomolecular protectora.

Una película de una molécula de espesor mejora de hecho la transferencia de calor en los condensadores, secadores y en otros equipos de intercambio de calor. Al promover la condensación en gotas, se evita la formación de una película aislante de agua entre ésta y la superficie metálica.

Una buena distribución de los inhibidores de película es de promordial importancia en la prevención de la corrosión del condensado. La protección depende de poder mantener una película continua. Puesto que el vapor y el condensado pueden lavar y arrastrar la película, ésta debe repararse continuamente mediante la adición constante del inhibidor.

La octadecilamina y algunas de sus sales fueron los primeros productos químicos usados como inhibidores formadores de película en los sistemas vapor-condensado. Sin embargo, debido a su naturaleza cerosa (tanto en forma de escamas como de emulsión), era difícil poner estas sustancias químicas en soluciones uniformes para alimentarlas. Se requiere de un intervalo relativamente pequeño del pH del condensado, de 6.5 a 8.0, para que la octadecilamina forme una película y se mantenga sobre la superficie metálica. Para superar estas limitaciones, se han desarrollado moléculas formuladas específicamente para las condiciones de la planta de calderas como alternativas para la octadecilamina.

La mayor parte de los inhibidores de película pueden alimentarse al sistema de la caldera en varios puntos: pueden bombearse dentro de las líneas de alimentación, directamente al tambor de vapor de la caldera, o dentro del cabezal principal de vapor sobrecalentado. Si sólo el equipo de proceso necesita protección, el inhibidor puede alimentarse convenientemente dentro del agua sobrecalentadora en el cabezal de vapor de proceso. Sin embargo, con independencia del punto de alimentación, el inhibidor debe alimentarse continuamente para tener mejores resultados. Las dosificaciones no se basan en el contenido de oxígeno o de dióxido de carbono del vapor. La cantidad de inhibidor requerida se aplica de acuerdo con el área superficial del sistema. La creación de una película efectiva es un proceso físico, que depende en gran parte de las tasas de flujo, de la alimentación y de las técnicas de prueba.

EVALUACION DE RESULTADOS

Existen varias formas adecuadas de averiguar cuanta corrosión está ocurriendo en un sistema y cuán efectivo es un programa de prevención:

Niples de prueba. El uso de niples de prueba, instalados en las líneas del vapor o del condensado, permite tanto la inspección visual de las condiciones del sistema como una medida de la corrosión.

El niple puede pasarse antes y después del intervalo de prueba para determinar la pérdida de peso debida a la corrosión.

Testigos de prueba. También se han usado para evaluar las condiciones de corrosión del condensado. Los testigos previamente pesados y en soportes se insertan en las líneas del condensado. Después de un intervalo arbitrario de tiempo (en general, por lo menos 30 días), se quitan los testigos, se lavan y se vuelven a pesar. La diferencia entre los pesos original y final, cuando el área superficial del testigo y el tiempo de exposición se co-

nocen, da una indicación de la velocidad de pérdida de metal debida a la corrosión. Debe notarse, sin embargo, que dichos testigos de prueba no pueden identificar, por lo general, la corrosión "ranuradora" del fondo ni la de juntas roscadas, tal y como ocurren en las tuberías reales.

Las pruebas para productos de corrosión (hierro y cobre) en el condensado constituyen un medio preferido y ampliamente usado de observación de las tendencias de corrosión. Ya que los productos de la corrosión de metales en el condensado están presentes, sobre todo, como partículas insolubles más que en forma disuelta, son importantes los métodos de muestreo que aseguren una recolección representativa y proporcional de las partículas.

Un nivel general de productos de corrosión que esté en el intervalo de 0-50 $\mu\text{g}/\text{l}$ indica que el sistema está controlado. Debido al problema de error de muestreo cuando se busca esta pequeña cantidad de partículas, se necesita correr un número relativamente grande de muestras. Dos métodos aceptados que se usan son:

1. Estimación visual de la concentración del hierro basada en el grado de decoloración de un filtro de membrana a través del cual se pasa un volumen conocido de condensado. La estimación se hace comparando el cojín de la membrana, después de filtrar la muestra, con cojines patrón preparados que tienen equivalentes de color de valores específicos de hierro.

2. Determinaciones cuantitativas muy precisas de los valores de hierro y cobre totales se efectúan fácilmente con el método Analex. En este procedimiento, se deja que una corriente de muestra de condensado fluya a través de un pequeño cartucho de plástico que contiene un filtro de alta pureza de materiales intercambiadores de iones durante un periodo de 7-30 días. Las partículas se capturan por filtración, mientras que los sólidos disueltos se retienen por intercambio iónico. Por un proceso único de laboratorio, se calcula el peso total de cada metal. Una serie de análisis Analex sucesivos da un cuadro completo y exacto de las tendencias de corrosión del condensado. Normalmente, cuando se usan inhibidores en un sistema no tratado antes, los productos de corrosión observados en el condensado aumentarán en forma temporal. La mayor parte de los inhibidores tienen un "efecto detergente" y tienden a desprender los óxidos viejos. Esto debe ser tenido en cuenta cuando se evalúen los resultados de las pruebas.

INSPECCION DE UN SISTEMA DE CALDERA

El propósito de inspeccionar un sistema de caldera es desarrollar datos físicos y químicos que definan al sistema y su relación con las operaciones de la planta; la meta es operar a la eficiencia pico con el mantenimiento mínimo. Los datos físicos o mecánicos cubren los varios tipos de equipos en el abastecimiento de agua del sistema y en el equipo de tratamiento, las unidades que consumen vapor, el manejo del condensado, los auxiliares antes de la caldera, y la caldera misma. Los datos de balance de calor se incluyen también. Los datos químicos incluyen los análisis de todas las corrientes de agua de importancia: agua cruda, corrientes de condensado, agua tratada, agua de alimentación de la caldera, agua de la caldera y desechos. Esta amplia reunión de datos es necesaria debido a que cada sistema de caldera es único y a que las normas de funcionamiento óptimo cambian cuando se añade nuevo equipo, cuando se cambian los abastecimientos de agua, y los costos relativos del combustible, el equipo más importante, y los turnos de trabajo.

Efectuar una inspección completa de una planta de energía requiere la revisión de seis fuentes específicas de información:

1. Diagrama de flujo del sistema de servicios.
2. Descripciones del equipo mecánico y de los sistemas de agua, incluyendo las dimensiones físicas y las capacidades.
3. Análisis y registros de los flujos de vapor y de todas las fuentes de agua en el sistema de caldera, incluyendo los desechos.

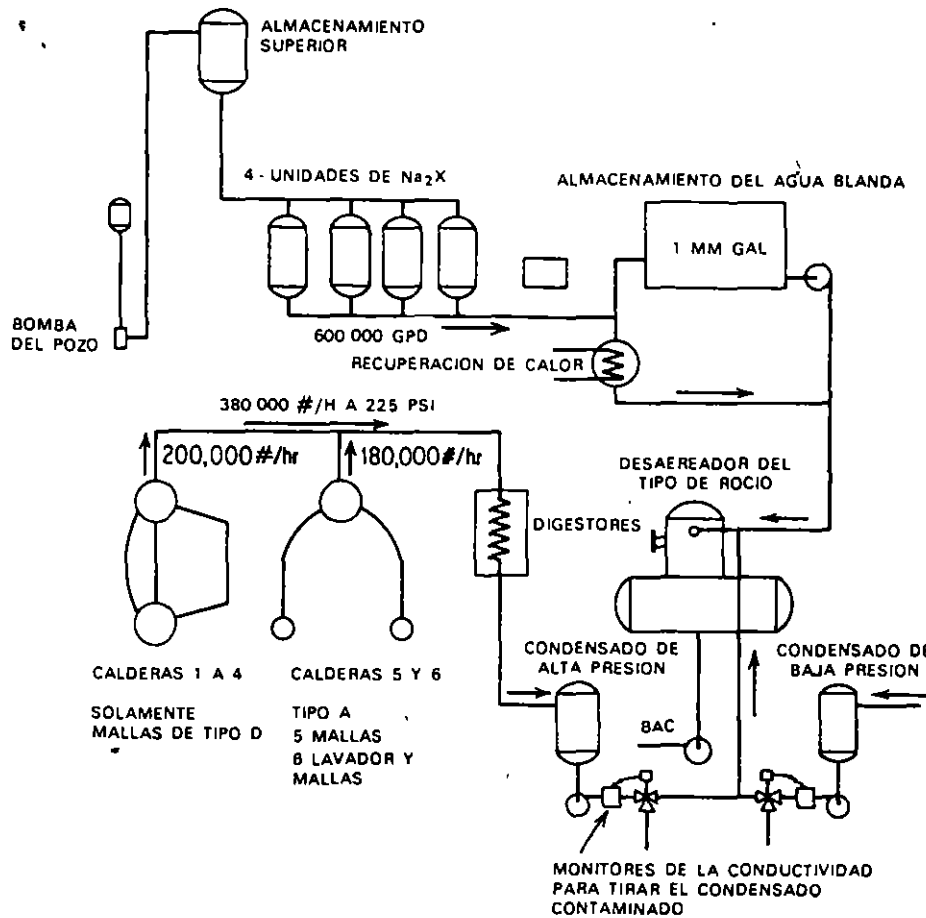


Figura 39.50 Diagrama de una casa de calderas en una planta industrial donde se muestran el pretratamiento, el uso del vapor de proceso, y el retorno del condensado.

4. Análisis de los depósitos provenientes de las inspecciones anteriores de la caldera.
5. Análisis metalográficos de cualquiera de los tubos deteriorados de la caldera, tubos del condensador, impulsores de las bombas, tuberías, u otras muestras de fallas del metal.
6. Registros de operación e informes de servicio.

Diagrama de flujo de una planta de energía

El diagrama de flujo que muestra el sistema de servicios y todas sus partes rastrea el agua desde su fuente, a través de la planta de pretratamiento y después en el sistema de agua de alimentación, donde se reúne con el condensado. Muestra la trayectoria del agua de alimentación hacia las calderas, y la distribución del vapor a las turbinas y al proceso. El diagrama de flujo incorpora todo el equipo de proceso que usa vapor y el flujo de condensado de retorno. En la figura 39.50 se muestra un ejemplo de un diagrama de servicios. Un diagrama como éste debía ser preparado o verificado por el investigador visitando la planta y entrevistando al personal de operación. Las copias heliográficas pueden no dar una imagen actualizada debido a que muchas se preparan en el tiempo de la construcción, y pueden no haber sido revisadas cuando se hayan hecho cambios después del inicio de las actividades.

Mientras se prepara el diagrama de flujo del sistema, deberían reunirse los datos relacionados con ese sistema. En la figura 39.51 se muestra una forma típica de inspección de plantas usada para registrar los datos del sistema de servicios mostrado en la figura 39.50.

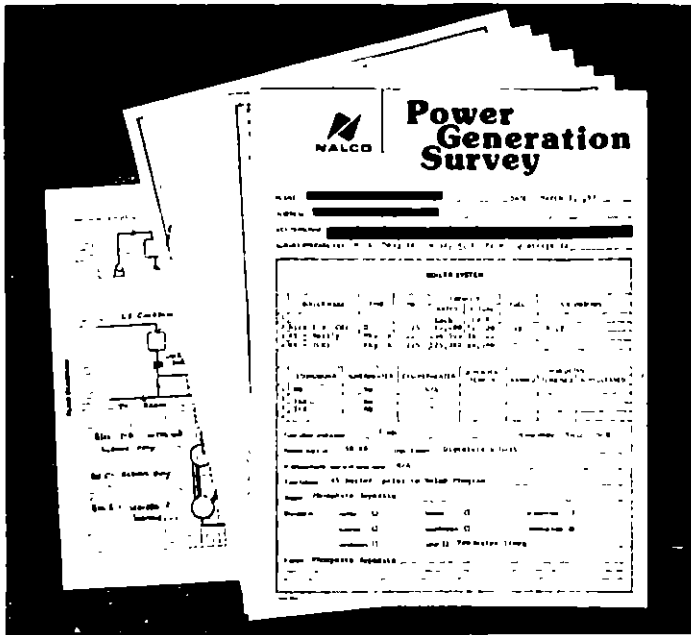


Figura 39.51 Datos de la inspección de la planta que se requieren para evaluar un sistema industrial vapor /condensado.

La inspección requiere ahora de análisis actualizados del agua de todas las fuentes que contribuyen al agua de alimentación de la caldera, incluyendo el agua cruda, la clarificada y la filtrada, la tratada con zeolita, los retornos individuales de condensado y el agua de alimentación misma.

Se debe ser prudente al decidir completo que debe ser un análisis de cada una de estas muestras. Por ejemplo, si el agua de abastecimiento es colorida, pero no se tiene evidencia de problemas que se hayan desarrollado en la planta a partir de materiales orgánicos, no hay necesidad de determinar materia orgánica usando pruebas como DBO, DQO o COT en ninguno de los puntos de muestreo a lo largo de la trayectoria del reemplazo. Si existe una filtración ocasional de dureza dentro del condensado, los únicos análisis que pueden necesitarse en los puntos de muestreo del condensado serían dureza total, hierro, pH, y conductividad. El punto difícil en un sistema de condensado puede detectarse a menudo filtrando las muestras individuales a través de filtros de membrana y comparando los cojines de los filtros basándose en la filtración de un volumen uniforme de muestra de 500 ml, por ejemplo.

Por otra parte, el condensado que pase por el drenaje puede requerir análisis bastante elaborados para determinar su adaptabilidad como agua de alimentación de la caldera. Puede contener contaminación química de las operaciones del proceso, aceite, altas concentraciones de gases disueltos, como NH_3 y HCN , y altos niveles de varios sólidos suspendidos, como productos de corrosión o desechos.

La determinación de los caudales de muchas corrientes requiere por lo general de inventiva por parte del investigador, ya que casi siempre los medidores de flujo se hallan sólo en la entrada del clarificador, en las unidades individuales de zeolita, en el agua de alimentación total a la caldera, y en la producción total de vapor. Determinar la relación de condensado a reemplazo es relativamente fácil, puesto que en la mayor parte de las plantas el condensado es bastante puro comparado con el reemplazo, y la conductividad constituye un medio sencillo para determinar la relación. Sin embargo, cuando la planta tiene un desmineralizador, deben usarse los flujos medidos, ya que el reemplazo tiene una calidad tan alta como la del condensado. A veces, al determinar la relación recíproca de varias corrien-

tes de condensado, las diferencias de temperaturas proporcionan un medio práctico para hacer el cálculo. Por ejemplo, en la ilustración usada aquí, la temperatura del condensado de la turbina probablemente será de alrededor de 100°F (38°C), con el condensado de proceso que regresa a más o menos 200°F (93°C). Las temperaturas reales pueden medirse, determinando las temperaturas de los condensados combinados para calcular las relaciones.

El muestreo más dificultoso es el del vapor mismo, porque es difícil obtener una muestra representativa sin prepararla en forma especial. En la figura 39.52 se indica el procedimiento recomendado para el análisis. El análisis puede requerir sólo una determinación del pH para establecer el nivel producido por la aplicación de una amina neutralizante como punto de referencia para interpretar el pH de las muestras de condensado. Por otra parte, el muestreo del vapor es muy valioso para localizar fuentes de problemas en un sistema.

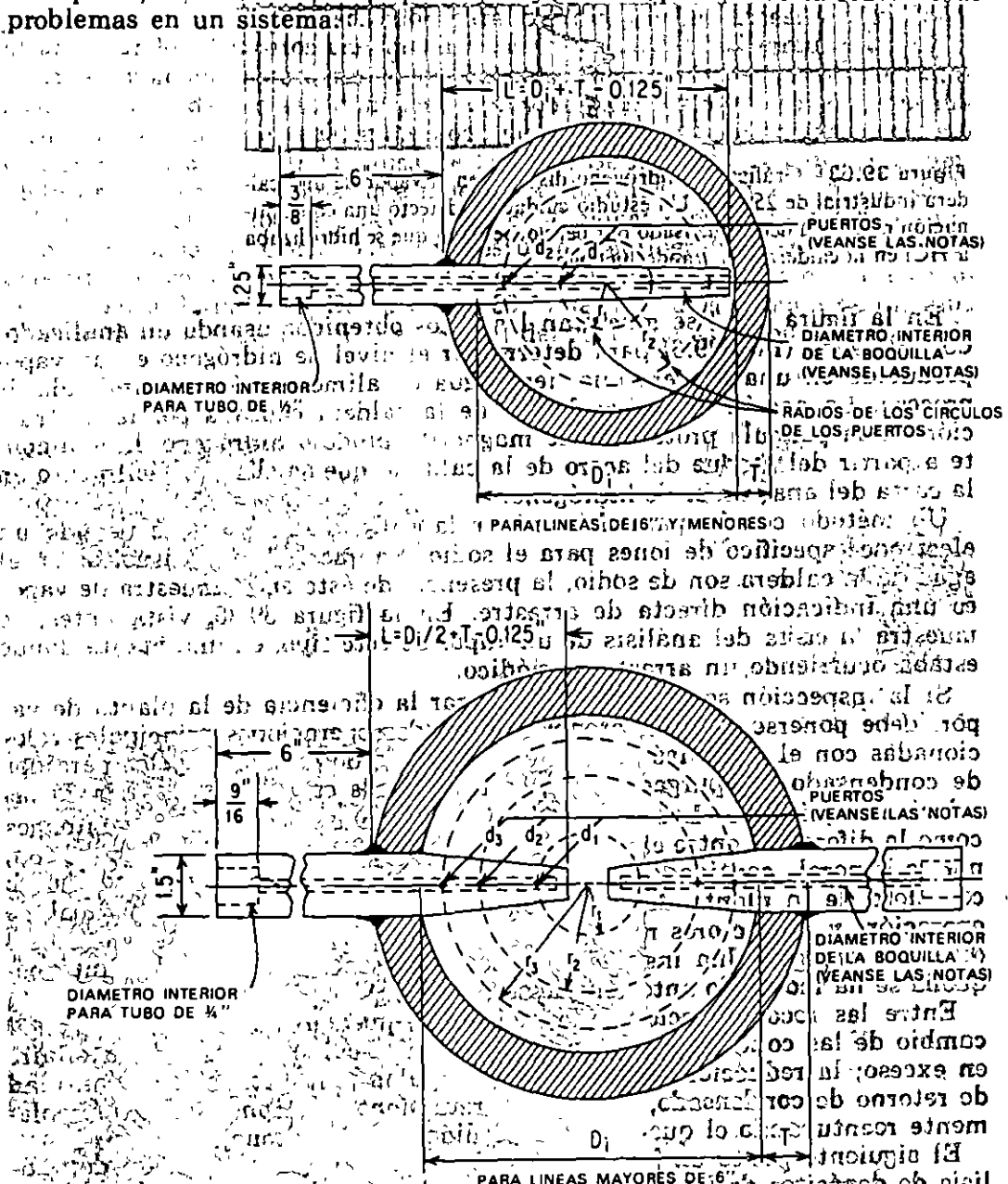


Figura 39.52 Esquema recomendado para el muestreo de vapor sobrecalentado para monitorear la calidad. El vapor sobrecalentado requiere de una boquilla modificada para recircular una porción de la muestra condensada para el sobrecalentamiento. (De ASTM Standard Method D.1066-69.)

TABLA 39.12. Análisis elemental y por difracción de rayos X del depósito café de un tambor de vapor

Análisis elemental	
Sustancias inorgánicas en la muestra secada (pesada a 100 por ciento)	Combinaciones principales calculadas (por ciento en peso)
Hierro (Fe ₂ O ₃) 64	Pérdida neta a 800°C 19
Magnesio (MgO) 10	Oxido de hierro magnético 51.5
Calcio (CaO) 8	Silicato de magnesio 13.1
Silicio (SiO ₂) 8	Fosfato básico de calcio 12.05
Fósforo (P ₂ O ₅) 4	Sulfato de calcio 4.5
Azufre (SO ₃) 4	Sulfato de magnesio 2.2
Manganeso (MnO ₂) 11	Oxido de magnesio 10.0
Carbonato (CO ₂) 10	

Los siguientes elementos estuvieron ausentes (abajo del límite de detección): Na, Al, Cl, K, Ti, V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn, Sr, Sn, Ba, Pb.

Pérdida a 800°C: 19%. Extraíbles por CHCl₃: 0%.

Análisis por rayos X

La difracción de rayos X indica la presencia de lo siguiente:

- Fe₂O₃ Magnetita
- Fe₂O₃ Hematita
- MgO Periclasa (probablemente)
- Ca(OH)₂:3Ca₃(PO₄)₂ Hidroxilapatita (posiblemente)

tenía una estructura normal (perlítica). Los cambios en la estructura metálica en condiciones de sobrecalentamiento se ven en la segunda sección de esta ilustración, y la naturaleza del metal en la falla final se muestra en el tercer recuadro, cuando el metal sobrecalentado de hecho se enfriaba según avanzaba el vapor a través de la ruptura. Este enfriamiento rápido causó el templado del metal sobrecalentado produciendo la estructura cristalina que se ve en el tercer recuadro. Esta ruptura fue producida por la acumulación gradual de depósitos dentro del tubo del sobreclantador a causa de procedimientos indebidos de almacenamiento cuando la caldera fue detenida. Durante el almacenamiento, ocurrió la corrosión de las superficies internas de los tubos, y los productos de corrosión llevaron a la ruptura final del tubo al aislar su superficie de las tasas normales de transferencia de calor.

Finalmente, el investigador debería revisar todos los registros de operación y los informes de servicio relacionados con el sistema de servicios. Se encontrará el registro de condiciones normales y anormales que los operadores de la planta observaron día con día, y puntos tales como la repetida falla de una bomba química, por ejemplo, pueden constituir información valiosa para identificar con precisión la causa de los problemas de una planta. Si la planta cuenta con un asesor en agua de calderas, las visitas de servicio se registran cuidadosamente y proporcionan otra fuente de información para la investigación. Un servicio de este tipo no sólo sirve para verificar la exactitud de las pruebas químicas realizadas por los operadores en forma rutinaria, sino que debería proporcionar sugerencias para mejorar las operaciones basándose en la experiencia y en el criterio de una persona que ha dado servicio a muchas plantas, y de él pueden derivarse recomendaciones para una mejora continua de la planta basada en el conocimiento de los progresos que se han hecho en la industria del tratamiento de agua en muchos y muy diversos lugares.

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS
DIPLOMADO EN INGENIERIA DE CALDERAS Y RECIPIENTES
SUJETOS A PRESION
MODULO IV: INGENIERIA DE COMBUSTION
DEL 17 DE JUNIO AL 10. DE JULIO DE 1995
DIRECTORIO DE PROFESORES

ING. JORGE IZAGUIRRE MONTIEL (COORDINADOR)
GERENTE GENERAL
I E T IMPULSORA ELECTROTERMICA, S. A. DE C. V.
I. P. N. 2209 - 101
COL. JUAN DE DIOS BATIZ
07360 MEXICO, D.F.
TEL. 586 01 38

ING. MANUEL CABRERA MORENO
GERENTE DE INGENIERIA
C. M. S. INTERNATIONAL, S. A. DE C. V.
CALZADA DE LAS ARMAS 122
TLALNEPANTLA, ESTADO DE MEXICO
TEL. 394 83 77

ING. ASCENCION CASTANEDA CANO
INDEPENDIENTE
ORIENTE 150 No. 133
COL. MOCTEZUMA
DEL. VENUSTIANO CARRANZA, MEXICO, D.F.
TEL. 785 08 88

ING. ROGELIO ESCALERA CAMPOVERDE
INVESTIGADOR
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
AVENIDA REFORMA 113
COL. PALMIRA
62490 TEMIXCO, MORELOS
TEL. 91 (73) 18 38 11 EXT. 7223

SECRETARÍA DE ENERGÍA
INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ING. VICENTE G. LOPEZ FERNANDEZ
JEFE DE LABORATORIOS DEL DEPTO. DE
TERMOENERGIA
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM
CIUDAD UNIVERSITARIA
04510 MEXICO, D.F.
TEL. 550 98 97

ING. FEDERICO MENDEZ LAVIELLE
PROFESOR ASOCIADO "A" DE TIEMPO DEFINITIVO
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM
CIUDAD UNIVERSITARIA
04510 MEXICO, D.F.
TEL. 550 52 15 - 37- 48

SECRETARÍA DE ENERGÍA
INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SECRETARÍA DE ENERGÍA
INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ING. ALFREDO SANCHEZ FLORES
PROFESOR INVESTIGADOR
I. P. N. / ESIME
AZCAPOTZALCO LA VILLA Y AV. GRANJAS
COL. SANTA CATARINA
DEL AZCAPOTZALCO, MEXICO, D. F.
TEL. 352 84 84

SECRETARÍA DE ENERGÍA
INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ING. SERGIO PALAFOX PALAFOX

SECRETARÍA DE ENERGÍA
INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SECRETARÍA DE ENERGÍA
INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DIRECTORIO DE ASISTENTES
DEL 17 DE JUNIO AL 10 DE JULIO DE 1982
MODULO IV INGENIERIA DE COMBUSTION
CURSOS ABIERTOS
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

2

ANTONIO AVILA RAMIREZ
PROFESOR
DESARROLLO DE
MATERIALES
CONTRERAS
TECNICO DE
FES ZARAGOZA
CALZ. I. ZARAGOZAS/NIT
COL. JUAN ESCUTIA
DEL IZTAPALAPA
TEL. 352 23 70
INGENIERO DE
MATERIA DE
TEL. 13 33 33
TEL. 00 50 00
TEL. 01 22 00
JOSE L. SANCHEZ PEREZ TEJADA
SUPERVISOR
COM. FEDERAL DE ELECTRICIDAD
RIO MISSISSIPPI
COL. CUAUHTEMOC
VA. D.F. MEXICO
TEL. 0229 44 00
TEL. 372 42 12

RAMIRO HERNANDEZ SANCHEZ
JEFE DE DEPARTAMENTO
DEPARTAMENTO DE VIGILANCIA
ENTRENADOR DE
COL. NUEVA AMERICA
DEL C.A. BONILLA
COL. EJERCITO DEL ORIENTE
DEL IZTAPALAPA, MEX. D.F.
TEL. 07 23 62
VA. D.F. MEXICO
TEL. 08 00 87
TEL. 08 00 87

OSCAR A. MARTINEZ PINA
PROFESOR
FACULTAD DE INGENIERIA
CIUDAD UNIVERSITARIA
0410 MEXICO, D.F.
TEL. 022 33 07

ROBERTO ALONSO
INGENIERO
COM. FEDERAL DE ELECTRICIDAD
A. ALFONSO ROA-CARMONA
DOCENTE
CONALEP TLALNEPANTLA
PROGRESO INT. 58
COL. DAMIAN CARMONA
ALFONSO DE MEXICO
INGENIERO
COM. FEDERAL DE ELECTRICIDAD
RIO MISSISSIPPI
COL. DEL VALLE
0410 MEXICO, D.F.
JORGE UGALDE OLLOQUI
HILARIO FRIAS SOTO
QUERETARO
PROFESOR
FACULTAD DE INGENIERIA
CIUDAD UNIVERSITARIA
0410 MEXICO, D.F.
TEL. 022 08 81

ROSARIEL GARCIA CRUZ
AYUDANTE DE PROFESOR
UNIV. AUT. METROPOLITANA
VA. SAN PABLO
COL. REYNOLDA TARRILLAS
0410 MEXICO, D.F.
TEL. 07 23 00
RAFAEL HERNANDEZ OLIVERAS
JEFE DE DEPARTAMENTO
COM. FEDERAL DE ELECTRICIDAD
RIO MISSISSIPPI
0410 MEXICO, D.F.
TEL. 08 00 87

CESAR MARTINEZ GUSMAN
MAESTRO ORFEBRE
CERVECERIA MODERNA, S.A.
LAGO ALBERTO
COL. ANAHUAC
0410 MEXICO, D.F.
TEL. 022 08 81