

01178



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA

6  
Zej.

*EVALUACIÓN DE EFICIENCIAS E ÍNDICES DE  
EMISIONES DE GASES INVERNADERO EN  
CALDERAS OPERANDO EN DIVERSOS SECTORES  
DE LA INDUSTRIA MEXICANA*

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRÍA EN INGENIERÍA  
(ENERGÉTICA)

P R E S E N T A:

**DIONICIO ROSAS FLORES**



DIRECTOR DE TESIS: Dr. JAVIER E. AGUILLON MARTINEZ

México, D.F.

1998

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

263607



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **JURADO ASIGNADO**

**PRESIDENTE:** DR. GUSTAVO RODRIGUEZ ELIZARRARAS

**VOCAL:** DR. VICTOR RODRIGUEZ PADILLA

**SECRETARIO:** DR. JAVIER E. AGUILLON MARTINEZ

**SUPLENTE:** DRA. CLAUDIA SCHEINBAUM PARDO

**SUPLENTE:** ING. AUGUSTO SANCHEZ CIFUENTES

## **DIRECTOR DE TESIS**

DR. JAVIER E. AGUILLON MARTINEZ

## **SUSTENTANTE**

DIONICIO ROSAS FLORES

El presente estudio fue realizado en la Coordinación de Hidráulica Edificio 5 del Instituto de Ingeniería de la UNAM bajo la dirección del Dr. Javier E. Aguillón M.

El estudio fue parte del proyecto “Apoyo al Plan Nacional de Cambio Climático”, coordinado por el Instituto de Ingeniería de la UNAM y el Instituto Nacional de Ecología.

## ***DEDICATORIA***

***A mi madre,  
a mi padre  
y a mi hermano***

***Por todo el amor y apoyo  
incondicional que me han  
brindado siempre.***

***Gracias.***

## ***AGRADECIMIENTOS***

*Al Dr. Javier Aguilón Martínez por la dirección y revisión de este trabajo, además de su apoyo y orientación en actividades académicas.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería.*

*Al Instituto de Ingeniería de la UNAM.*

*Al Dr. Gustavo Rodríguez Elizarrarás y a la empresa SEMEGAS por la valiosa información proporcionada y las acertadas recomendaciones para la realización de este trabajo.*

*A todos los miembros del jurado designado.*

# CONTENIDO

<b>Tabla de contenido</b>	<b>i</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>iv</b>
<b>Lista de Tablas</b>	<b>v</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>vii</b>
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>Objetivo</b>	<b>3</b>
<b>Capítulo 1</b>	
<b>Antecedentes</b>	
<b>1.1 Calentamiento Global</b>	<b>4</b>
1.1.1 Características del fenómeno de Calentamiento Global y Gases de Efecto Invernadero	6
1.1.2 Efectos esperados del Cambio Climático	10
1.1.3. Papel de los combustibles fósiles en Calentamiento Global	11
1.1.4. Emisiones de gases de invernadero en México	13
<b>1.2. Medidas de mitigación e importancia de los GEI para México</b>	<b>16</b>
1.2.1 Medidas de mitigación	16
1.2.2 Importancia de la medición de emisiones gases de efecto invernadero	17
<b>1.3 Tecnologías de generación de vapor</b>	<b>19</b>
1.3.1 Calderas	19
1.3.2 Designación de capacidad de las calderas	20
1.3.3 Clasificación de calderas	21
1.3.3.1 Calderas pirotubulares	22
1.3.3.2 Calderas acuotubulares	23
1.3.4 Superficie de calefacción	24
1.3.5 Criterios de utilización de calderas	25
<b>1.4 Combustibles y combustión</b>	<b>26</b>
1.4.1 Concepto de combustibles	26
1.4.2. Tipos de combustibles	27
1.4.3 Propiedades de los combustibles	28
1.4.4 Tipos de combustión	30
1.4.5 Diagrama de Ostwald	32
<b>1.5 Eficiencias de generadores de vapor</b>	<b>33</b>
1.5.1 Métodos de cálculo de eficiencias	33

## Capítulo 2

### Metodología de evaluación de eficiencias térmicas y determinación de índices de emisiones de gases

2.1 Obtención de información	36
2.2 Determinación de parámetros de combustión de los combustibles mexicanos.	43
2.2.1 Combustibles líquidos	43
2.2.2 Combustibles gaseosos	46
2.2.3 Poderes caloríficos	48
2.2.4 Diagrama de Ostwald	49
2.3. Determinación de eficiencias térmicas y factores de utilización en calderas	52
2.3.1. Balance de energía	52
2.3.2 Flujos y propiedades de agua, condensados y vapor	53
2.3.3 Flujos de aire, humos y combustible	53
2.3.4 Entalpías de agua, condensados y vapor	54
2.3.5 Entalpías de aire, humos y PCI del combustible	54
2.3.6 Determinación de los factores de utilización	56
2.4 Determinación de índices de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en calderas industriales mexicanas	57
2.4.1 Determinación de emisiones reales experimentales de gases de combustión en calderas industriales mexicanas	57
2.4.2 Determinación de los índices de emisiones de gases exclusivos de la operación de calderas industriales en México	60
2.4.3 Organización estadística de las calderas industriales	61

## Capítulo 3

### Resultados

3.1 Resultados estadísticos de las encuestas industriales	61
3.1.1 Empresas colaboradoras	62
3.1.2 Equipos encuestados	62
3.1.3 Equipos por tipo de combustible	63
3.1.4 Equipos por marca de fabricación	63
3.1.5 Instalación de calderas en cada sector industrial por Entidad Federativa	64
3.2 Características de los combustible mexicanos y sus parámetros de combustión	69
3.2.1 Composiciones de los combustibles mexicanos	69
3.2.2 Propiedades de combustión estequiométricas de los combustibles mexicanos	70
3.2.3 Mediciones experimentales promedio de emisiones en calderas industriales mexicanas	71
3.2.4 Parámetros de la combustión de medio oxidante	72
3.2.5 Poderes caloríficos	73
3.2.6 Variables de construcción del diagrama de Ostwald	73

<b>3.3 Coeficientes de emision, eficiencias y factores de utilización de calderas industriales mexicanas</b>	<b>78</b>
<b>3.3.1 Emisiones experimentales promedio de Gases de Efecto Invernadero en calderas</b>	<b>78</b>
<b>3.3.2 Eficiencias térmicas y factores de utilización de calderas en la industria mexicana</b>	<b>80</b>
<b>3.4 Índices de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en calderas industriales mexicanas</b>	<b>81</b>
<b>Capítulo 4</b>	
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	
<b>4.1 Estadísticas de empresas y equipos</b>	<b>85</b>
<b>4.1.1 Empresas colaboradoras</b>	<b>86</b>
<b>4.1.2 Instalación de los equipos por sector industrial y tipo de combustible.</b>	<b>86</b>
<b>4.1.3 Equipos por Entidad Federativa y sector industrial.</b>	<b>87</b>
<b>4.1.4 Equipos por marcas de fabricación</b>	<b>89</b>
<b>4.2 Características de los combustibles mexicanos y sus parámetros de combustión</b>	<b>90</b>
<b>4.2.1 Composiciones de los combustibles</b>	<b>90</b>
<b>4.2.2 Parámetros de combustión en condiciones estequiométricas</b>	<b>90</b>
<b>4.2.3 Emisiones reales experimentales promedio de calderas</b>	<b>91</b>
<b>4.2.4 Parámetros de combustión medio oxidante</b>	<b>92</b>
<b>4.2.5 Poderes caloríficos y diagramas de Ostwald</b>	<b>92</b>
<b>4.3 Emisiones, eficiencias y factores de utilización de calderas</b>	<b>93</b>
<b>4.3.1 Emisiones promedio reales de Gases de Efecto Invernadero</b>	<b>93</b>
<b>4.3.2 Eficiencias térmicas y factores de utilización de las calderas industriales</b>	<b>97</b>
<b>4.4 Índices de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en calderas industriales</b>	<b>98</b>
<b>Conclusiones</b>	<b>101</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>103</b>
<b>Anexo 1 Parámetros de combustión</b>	<b>105</b>
<b>Anexo 2 Poderes caloríficos</b>	<b>112</b>
<b>Anexo 3 Diagrama de Ostwald</b>	<b>114</b>
<b>Anexo 4 Eficiencia y factor de uso en caldera</b>	<b>118</b>
<b>Anexo 5 Índices de emisiones</b>	<b>125</b>

## Lista de Figuras

<b>Fig. 1.1 Efecto invernadero</b>	<b>5</b>
<b>Fig. 1.2 Emisiones globales de CO<sub>2</sub> a causa de quema de combustibles fósiles</b>	<b>11</b>
<b>Fig. 1.3 Emisiones globales de CO<sub>2</sub> por tipo de combustibles fósiles</b>	<b>12</b>
<b>Fig. 1.4 Emisiones de CO<sub>2</sub> por actividad económica en México</b>	<b>13</b>
<b>Fig. 1.5 Caldera pirotubular</b>	<b>22</b>
<b>Fig. 1.6 Caldera acuotubular</b>	<b>23</b>
<b>Fig. 1.7 Esquemmatización del Diagrama de Ostwald</b>	<b>32</b>
<b>Fig. 1.8 Balance de calor en el generador de vapor</b>	<b>34</b>
<b>Fig. 2.1 Carta de presentación y petición de información a las industrias</b>	<b>40</b>
<b>Fig. 2.2 Encuesta de operación de calderas y/o hornos industriales</b>	<b>41</b>
<b>Fig. 2.3 Esquemmatización de flujos en un generador de vapor</b>	<b>52</b>
<b>Fig. 3.1 Diagrama de Ostwald del Combustóleo mexicano</b>	<b>74</b>
<b>Fig. 3.2 Diagrama de Ostwald del Diesel mexicano</b>	<b>75</b>
<b>Fig. 3.3 Diagrama de Ostwald del Gas natural mexicano</b>	<b>76</b>
<b>Fig. 3.4 Diagrama de Ostwald del Gas L.P. mexicano</b>	<b>77</b>
<b>Fig. A.3.1 Diagrama auxiliar de construcción del Diagrama de Ostwald</b>	<b>119</b>

## Lista de Tablas

Tabla 1.1 Origen de Gases Invernadero Antropogénicos	8
Tabla 1.2 Gases de Efecto Invernadero (GEI) Directos e Indirectos	7
Tabla 1.3 Global Warming Potencial de los principales GEI	8
Tabla 1.4 Concentraciones y potenciales de Gases de Efecto Invernadero	9
Tabla 1.5 Responsabilidad de los GEI antrópicos en el Calentamiento Global	9
Tabla 1.6 Resumen del Inventario Nacional de Emisiones de GEI de México para 1990	14
Tabla 1.7 Emisiones de CO <sub>2</sub> por sector de México en 1990	15
Tabla 1.8 Valores típicos de pérdidas en calderas industriales	35
Tabla 2.1 Distribución de encuestas enviadas a empresas en el país	40
Tabla 2.2 Factores de evaporación reportados por fabricantes de calderas	56
Tabla 3.1 Empresas participantes en las encuestas	62
Tabla 3.2 Equipos analizados por sector industrial y capacidad	62
Tabla 3.3 Equipos por tipo de combustible	63
Tabla 3.4 Marcas de los equipos por sector industrial	63
Tabla 3.5 Equipos por capacidad y tipo de combustible de las marcas de calderas instaladas	64
Tabla 3.6 Calderas instaladas en el sector Alimenticio por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa	65
Tabla 3.7 Calderas instaladas en el sector Químico por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa	66
Tabla 3.8 Calderas instaladas en el sector Textil por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa	67
Tabla 3.9 Calderas instaladas en el sector Papelero por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa	67
Tabla 3.10 Calderas instaladas en el sector Siderúrgico por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa	68
Tabla 3.11 Calderas instaladas en Otros sectores por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa	68
Tabla 3.12 Composición de combustibles mexicanos gaseosos	69
Tabla 3.13 Tabla de composiciones elementales de combustibles líquidos mexicanos	70
Tabla 3.14 Coeficientes de emisiones estequiométricas máximas de CO <sub>2</sub> de los combustibles mexicanos	70
Tabla 3.15 Parámetros estequiométrico de combustibles mexicanos	71

<b>Tabla 3.16 Mediciones experimentales promedio de emisiones en calderas industriales mexicanas</b>	<b>71</b>
<b>Tabla 3.18 Excesos de aire promedios utilizados en calderas industriales mexicanas</b>	<b>72</b>
<b>Tabla 3.19 Parámetros de combustión medio oxidante de combustibles mexicanos.</b>	<b>72</b>
<b>Tabla 3.20 poderes caloríficos superiores e inferiores de los combustibles mexicanos</b>	<b>73</b>
<b>Tabla 3.21 Variables para la construcción del diagrama de Ostwald</b>	<b>73</b>
<b>Tabla 3.22 Emisiones experimentales promedio de Gases de Efecto Invernadero</b>	<b>78</b>
<b>Tabla 3.23 Volúmenes reales totales y de Gases de Efecto Invernadero</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 3.24 Emisiones máscas reales de Gases de Efecto Invernadero por unidad de combustible</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 3.25 Emisiones máscas reales de Gases de Efecto Invernadero por unidad de energía</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 3.26 Eficiencias térmicas y características operacionales de las calderas industriales mexicanas encuestadas</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 3.27 Índices anualizados promedio de emisiones de CO<sub>2</sub> en calderas industriales</b>	<b>81</b>
<b>Tabla 3.28 Índices anualizados promedio de emisiones de CO en calderas industriales</b>	<b>82</b>
<b>Tabla 3.29 Índices anualizados promedio de emisiones de SO<sub>x</sub> en calderas industriales</b>	<b>82</b>
<b>Tabla 3.30 Índices anualizados promedio de emisiones de NO<sub>x</sub> en calderas industriales</b>	<b>83</b>
<b>Tabla 3.31 Índices anualizados promedio de emisiones de CH<sub>4</sub> en calderas industriales</b>	<b>83</b>
<b>Tabla 3.32 Índices anualizados promedio de emisiones de COVNM en calderas industriales</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 4.1 Límites de emisiones de algunos Gases de Efecto Invernadero y el exceso de aire permitido en la combustión según la norma NOM-085-ECOL-1994</b>	<b>94</b>
<b>Tabla 4.2 Coeficientes de emisiones de Gases de Efecto Invernadero para la tecnología de calderas industriales del IPCC</b>	<b>95</b>
<b>Tabla 4.3 Coeficientes de emisiones de Gases de Efecto Invernadero para la tecnología de calderas industriales de Dinamarca</b>	<b>96</b>
<b>Tabla 4.4 Coeficientes de emisiones de Gases de Efecto Invernadero para la tecnología de calderas industriales del CNEA-Argentina</b>	<b>97</b>

## Nomenclatura

$Nm^3$	Normal metro cúbico, equivalente un metro cúbico de un gas a condiciones de $P=1atm.$ y $T=273.15K$
C	Porcentaje de fracción volumétrica o en peso de carbono (%C) elemental
H	Porcentaje de fracción volumétrica o en peso de hidrógeno (%H) elemental
N	Porcentaje de fracción volumétrica o en peso de nitrógeno (%N) elemental
O	Porcentaje de fracción volumétrica o en peso de oxígeno (%O) elemental
S	Porcentaje de fracción volumétrica o en peso de azufre (%S) elemental
CO	Porcentaje de fracción volumétrica o en peso de monóxido (%CO)
CO <sub>2</sub>	Porcentaje de fracción volumétrica o en peso de bióxido de carbono (%CO <sub>2</sub> )
E	Porcentaje de humedad en el combustible (%H <sub>2</sub> O)
V <sub>A</sub>	Volumen de aire estequiométrico normalizado ( $Nm^3$ ) por $Nm^3$ o Kg combustible
V <sub>F</sub>	Volumen de humos secos normalizados ( $Nm^3$ ) por $Nm^3$ combustible o Kg combustible
V <sub>FH</sub>	Volumen de humos húmedos normalizados ( $Nm^3$ ) por $Nm^3$ o Kg combustible
e <sub>aire</sub>	Exceso de aire en porcentaje del requerido estequiométrico
V <sub>A</sub> '	Volumen de aire estequiométrico normalizado con exceso de aire ( $Nm^3$ ) por $Nm^3$ combustible o Kg combustible
V <sub>F</sub> '	Volumen de humos secos normalizado con exceso de aire ( $Nm^3$ ) por $Nm^3$ combustible o Kg combustible
V <sub>FH</sub> '	Volumen de humos húmedos normalizado con exceso de aire ( $Nm^3$ ) por $Nm^3$ combustible o Kg combustible
M	Fracción porcentual del gas componente en la mezcla
m	Número de carbonos del gas componente del combustible

$n$	Número de hidrógenos del gas componente del combustible
$\alpha_0$	Máximo porcentaje posible de emisión $\text{CO}_2$ en condiciones ideales
$\alpha$	Emisión real porcentual de $\text{CO}_2$ en los humos
$\beta_{\max}$	Máximo porcentaje posible de emisión $\text{CO}$ por el combustible
$\beta$	Emisión real porcentual de $\text{CO}$ en los humos
PCS	Poder calorífico superior ( $\text{KJ/Kg}$ o $\text{Nm}^3_{\text{comb}}$ )
PCI	Poder calorífico inferior ( $\text{KJ/Kg}$ o $\text{Nm}^3_{\text{comb}}$ )
$\omega$	Emisión real porcentual de $\text{O}_2$ en los humos
$\eta$	Eficiencia térmica
$m_{\text{agua}}$	Masa de agua de alimentación ( $\text{kg/año}$ )
$m_{\text{condensado}}$	Masa de condensados ( $\text{kg/año}$ )
$m_{\text{aire}}$	Consumo de aire para combustión ( $\text{Nm}^3/\text{año}$ )
$m_{\text{combustible}}$	Consumo de combustible por año ( $\text{kg/año}$ ) o ( $\text{Nm}^3/\text{año}$ )
$m_{\text{vapor}}$	Producción de vapor ( $\text{kg/año}$ )
$m_{\text{humos}}$	Producción de humos de combustión ( $\text{Nm}^3/\text{año}$ )
$h_{\text{agua}}$	Entalpia del agua de alimentación ( $\text{kJ/kg}$ )
$h_{\text{condensado}}$	Entalpia de los condensados ( $\text{kJ/kg}$ )
$h_{\text{aire}}$	Entalpia del aire ( $\text{kJ/Nm}^3$ )
$h_{\text{vapor}}$	Entalpia del vapor producido ( $\text{kJ/kg}$ )
$h_{\text{humos}}$	Entalpia de los humos de combustión a la salida ( $\text{kJ/Nm}^3$ )
$h^{\circ}_{\text{agua}}$	Entalpia de referencia del agua de alimentación ( $\text{kJ/kg}$ )
$h^{\circ}_{\text{condensado}}$	Entalpia de referencia de los condensados ( $\text{kJ/kg}$ )

$h^{\circ}_{\text{aire}}$	Entalpía de referencia del aire (kJ/Nm <sup>3</sup> )
$h^{\circ}_{\text{humos}}$	Entalpía de los humos de combustión a la salida (kJ/Nm <sup>3</sup> )
$\gamma$	Fracción de calor cedido al sistema
$\varphi$	Fracción del PCI efectivamente utilizado
C.E. <sub>gas i</sub>	Coefficiente de emisión real experimental del gas <i>i</i> (g/GJ)
$I_{\text{gas } i}$	Índice de emisión del gas <i>i</i> (g/año)
F.U.	Factor de uso del equipo
C.C.	Capacidad nominal del equipo (GJ/h)
H.O.	Horas de operación anuales del equipo (h/año)

# 1. Introducción

El Calentamiento Global es un fenómeno mundial que se origina con el aumento desproporcionado de la concentración de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno y azufre (NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y clorofluorocarbonos (CFC) en la atmósfera, los cuales impiden que la radiación solar, absorbida por la tierra, pueda ser disipada hacia el espacio. Se calcula que a causa de este fenómeno, la temperatura de la Tierra se incrementará entre 1.5 y 3°C para el año 2100 (IPCC, 1997).

En el largo plazo, el Calentamiento Global puede tener consecuencias irreversibles como: aumento del nivel del mar, desequilibrios en la producción agrícola, alteraciones en los ciclos pluviales, desequilibrios en la demanda de energía y propagación de epidemias, entre otras.

La concentración de gases invernadero se ha incrementado a causa de la quema de combustibles fósiles, ya que el incremento de las concentraciones de gases está vinculado con actividades primordiales de la economía, en el que contribuye la producción de la energía con el 62%, entre las que destacan por su importancia las tecnologías de combustión (National Academy Press, 1993).

El caso de nuestro país no es la excepción ya que en busca de la industrialización nacional, se han incrementado el uso de tecnologías contaminantes en particular en el sector industrial. Por lo que México a pesar de no ser un gran generador de emisiones de gases invernadero, al aportar el 2% del total mundial, tiende a tener en el futuro mayores emisiones (México. Primer comunicado nacional, 1997).

Como apoyo a las políticas de mitigación y regulación ambiental que buscan minimizar las emisiones de gases invernadero a nivel nacional y mundial, es necesario conocer las eficiencias energéticas de las tecnologías que contribuyen a la emisión de gases; de esta forma se tendrán parámetros reales de referencia que sirven como base para los esfuerzos de disminución de las emisiones de gases invernadero.

Las tecnologías utilizadas para generar vapor, son de las de mas alta contribución a las emisiones de gases invernadero, por lo que realizar un diagnostico de la eficiencia térmica y de los volúmenes de emisión en las condiciones operativas actuales, nos permitirá proponer posibles alternativas para mejorar el consumo de combustibles en los generadores térmicos. Para evaluar los puntos de máxima emisión de gases invernadero por ésta tecnología, es indispensable un inventario de tecnologías en operación. Sin embargo, éste es inexistente en México; por esta razón, el presente trabajo partió inicialmente, de la recopilación de información con el objetivo de construir una base de datos de generadores de vapor, por combustible, rama industrial y entidad federativa

El conocimiento de las eficiencia térmica de las calderas en México por sector industrial, así como sus edades, tiempos de operación, y emisiones de gases invernadero de acuerdo con el tipo de combustible usado y la capacidad de generación de vapor, nos permitirá determinar los sectores menos eficientes, dando pautas del orden de prioridad, para recomendar acciones futuras.

## **Objetivo:**

Determinar las eficiencias térmicas y los índices particulares promedio de emisiones de Gases de Efecto Invernadero de las calderas que operan en los diversos sectores industriales mexicanos.

### *Objetivos particulares:*

- Localizar y obtener información operacional del mayor número de equipos (generadores de vapor) instalados y operados en diversos sectores industriales del país.
- Determinar las eficiencias térmicas promedio y los principales parámetros de operación de las calderas que operan en diversos sectores industriales.
- Determinar los parámetros que caracterizan la combustión y las emisiones específicas de las calderas industriales mexicanas.
- Determinar los índices promedio de emisiones de gases invernadero de las calderas industriales mexicanas.

# Capítulo 1

## 1 Antecedentes

En el presente capítulo se explicará la definición y naturaleza del fenómeno de Calentamiento Global terrestre y sus efectos, así como las causas generadoras del mismo; además de describir algunas características y propiedades de los generadores de vapor comúnmente denominadas calderas, los combustibles empleados en su operación, las emisiones de gases generados por su combustión y su relación con el fenómeno de Calentamiento Global.

### 1.1 Calentamiento Global

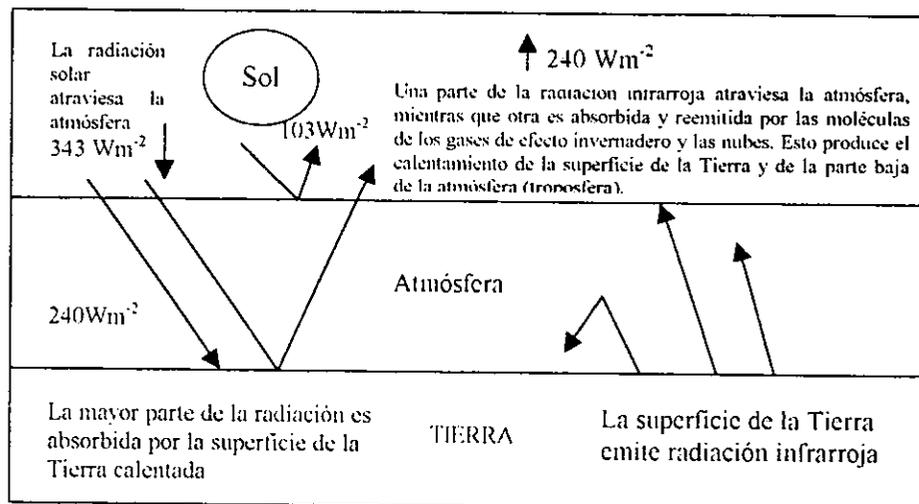
El clima terrestre ha estado en continuo cambio y evolución, desde los orígenes mismos del planeta, a causa de diversos procesos naturales que influyen sobre los factores que lo determinan.

Durante los últimos años, los datos aportados por científicos sobre la posibilidad de presentarse un Cambio Climático a escala mundial despertaron el interés de la comunidad internacional sobre el tema, no solo por las potenciales repercusiones ecológicas, sino también por las consecuencias sociales y económicas.

A comienzos de la era industrial, los fenómenos climáticos y sus consecuencias podían considerarse como fenómenos naturales, fuera de la influencia y control del hombre, pero en nuestros días después de un explosivo desarrollo industrial, el fuerte impacto negativo y la supuesta responsabilidad de las actividades antropogénicas sobre el cambio de clima de la Tierra, en un tipo de proceso continuo, creciente y acumulativo.

El Calentamiento Global es un fenómeno que es originado por el aumento desproporcionado de la concentración de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), óxidos de nitrógeno, metano ( $\text{CH}_4$ ), y clorofluorocarbonos (CFC) entre los mas importantes, los cuales impiden que la radiación solar absorbida por la Tierra, pueda ser disipada hacia el espacio. Esta retención es lo que se conoce como "efecto invernadero" tal como es mostrado en la Fig.1.1 basada en el diagrama publicado en "Climate Chance 1994" del Intergovernmental Panel on Climate Change.

Fig.1.1 Efecto invernadero



Fuente: México. Primera comunicación nacional ante la convención marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, 1997

Base: Versión simplificada del diagrama publicado en "Climate Change 1994", IPCC.

En el caso del presente trabajo, la utilización de combustibles fósiles en calderas, como fuente de energía para generación de vapor, es sin duda, una actividad humana que contribuye al incremento de concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), actividades en las cual se deben tomar acciones de mejoramiento de eficiencia en su utilización y operación entre otras medidas de políticas encaminadas a disminuir el nivel de magnitud del fenómeno de Cambio Climático Global.

### 1.1.1 Características del fenómeno de Calentamiento Global y Gases de Efecto Invernadero

En apariencia, la dinámica del clima es determinada por las radiaciones solares y las condiciones de la atmósfera, lográndose climas templados al existir un equilibrio entre la absorción y reflejo de la luz solar, haciendo posible la existencia y desarrollo de innumerables formas de vida en ella.

La concentración de gases invernadero ha sido alterada por actividades humanas lo que ha repercutido en un efecto directo en el calentamiento del planeta. Entre las causas antropogénicas se encuentran la quema de combustible fósiles y materia orgánica, aumento de hatos ganaderos, fugas en la explotación de gas natural y prácticas agrícolas, entre otras. Las causas mas importantes del origen de gases invernadero se mencionan en la Tabla 1.1.

El impacto generado por estas emisiones, independientemente de su origen, afecta al medio ambiente natural y al ambiente humano.

Tabla 1.1 Origen de Gases Invernadero Antropogénicos

Gas Invernadero	Origen
CO <sub>2</sub>	Combustión de energéticos fósiles Deforestación
CH <sub>4</sub>	Exploración de gas natural Extracción de carbón Combustión de materia orgánica Hatos ganaderos Cultivos de arroz
Clorofluorocarbonos	Solventes Refrigerantes Impelentes
Óxidos de nitrógeno	Combustibles fósiles Prácticas agrícolas

**Fuente:** Aspectos Institucionales y Técnicos en el desarrollo de un programa para la mitigación de gases invernadero en México; EIC Consultores de México S.A. de C.V., Diciembre 5 de 1996

**Base:** Rudger Dobusch and James M. Poterba, Global Warming: Economic Policy Responses, Massachuset Institute of Technology, 1991, p. 9.

De los gases que provocan el efecto invernadero se puede realizar una clasificación entre ellos, agrupándolos en directos e indirectos, como se muestran en la Tabla 1.2.

La división de GEI entre directos e indirectos, esta relacionada con el hecho de que los primeros son gases capaces de retener calor en la atmósfera, mientras que los indirectos no poseen esta capacidad, pero a partir de estos se puede crear gases del tipo directo. Por lo tanto también los indirectos son susceptibles de ser controlados para evitar el fenómeno de Calentamiento Global.

Tabla 1.2 Gases de Efecto Invernadero (GEI) Directos e Indirectos

Gases de Efecto Invernadero	
Directos	Indirectos
CO <sub>2</sub> CH <sub>4</sub> CFC (no provenientes del sector energético) N <sub>2</sub> O O <sub>3</sub> (se producen por gases de desecho y energía solar NO <sub>x</sub> +COV+sol → O <sub>3</sub> ; conocido como smog fotoquímico)	CO (es indirecto porque $CO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO_2$ y también $CO + sol \rightarrow O_3$ ) NMVOC (compuestos orgánicos volátiles no metanos: óxidos de etileno, formaldehído, fenol, benceno, etc.) NO <sub>x</sub> NO <sub>2</sub> : dióxido de nitrógeno NO: óxido nítrico N <sub>2</sub> O: óxido nitroso (El 90% de los NO <sub>x</sub> hechos por el hombre son NO)

Fuente: Di Sbroiavaca, N. Efectos Ambientales derivados de emisiones gaseosas y su medición. IDEE. 1997

A estos gases se le debe agregar el mayor responsable del efecto invernadero: el vapor de agua. Este GEI no se encuentra directamente controlado por el hombre, ya que la naturaleza es la principal emisora de este gas, a través del proceso de evaporación.

El gas de invernadero más importante de origen antropogénico en orden cuantitativo es el CO<sub>2</sub>, representando aproximadamente el 75% del total de gases de invernadero en la atmósfera terrestre, siguiéndole los compuestos clorofluorocarbonos con un 10%, el gas metano con 10% y los óxidos de nitrógeno con 3% entre los mas importantes (National Academy Press, 1993).

Dentro de los distintos GEI su capacidad de absorción de calor no es la misma, ni su tiempo de residencia en la atmósfera, ya que diferentes factores de tipo químico y concentración, afectan sus tiempos de residencia. Por ello el "Panel Intergubernamental de Cambio Climático" (IPCC), adoptó una unidad conceptual llamada "Global Warming Potential" (GWP), con el objetivo de comparar los impactos de los gases que tienen

diferentes períodos de vida en la atmósfera y distintas capacidades de absorción de calor (PNUMA-PNUD, 1993).

Para realizar el cálculo de GWP de cada gas, es necesario conocer: a) la tasa de remoción de la atmósfera dentro de un periodo determinado; b) la potencia de absorción infrarroja del gas, también conocido como "Radiative Forcing" y c) el periodo de integración (este último corresponde a un número de años elegido arbitrariamente, dentro del cual se debe analizar la evolución de la concentración de cada GEI). El IPCC adoptó como periodo de integración 100 años.

En base a estas hipótesis y normalizando los GWP, de tal modo que el CO<sub>2</sub> tenga el valor unitario, los GWP de los principales gases se muestran en la Tabla 1.3.

Se puede apreciar que el valor del GWP es altamente sensible al periodo de integración que se adopte en el cálculo. Si el periodo de integración es elevado, el peso relativo del CO<sub>2</sub> sería mayor, por tanto las medidas de mitigación deberían adoptarse en países desarrollados, dado que estos son los principales productores de CO<sub>2</sub> a partir de la combustión de los combustibles fósiles.

Tabla 1.3 Global Warming Potencial de los principales GEI

Gases de Efecto Invernadero	Global Warming Potential (GWP)
O <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	21
N <sub>2</sub> O	270
CFC-11/CFC-12	5873

Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. "Recursos Mundiales. Una guía para el Medio Ambiente". Instituto de Recursos Mundiales. Oxford. 1993.

La concentración de CO<sub>2</sub> se ha incrementado dramáticamente ha causa de la quema de combustibles fósiles y la deforestación. La concentración de metano ha aumentado entre otras causas, al incremento de los hatos ganaderos y a la explotación de gas. Los CFC son producidos por el hombre y utilizados en la fabricación de refrigerantes y solventes. En la Tabla 1.4 se muestran estimaciones de concentraciones preindustriales y actuales de estos gases, además de una estimación de su potencial de calentamiento, su tasas de incremento anual y el tiempo de vida atmosférica promedio.

Tabla 1.4 Concentraciones y potenciales de Gases de Efecto Invernadero

Gas	Concentraciones preindustriales (ppm)	Concentraciones actuales (ppm)	Potenciales de calentamiento global:			Crecimiento (ritmo anual)	Vida atmosférica (años)
			20 años	100 años	500 años		
Bióxido de Carbono	280	350	1	1	1	1.6	50 a 200
Metano	0.8	1.7	62	24.5	7.5	0.02	10
Óxido nitroso	288	310	290	320	180	0.8	150

Fuente: México. Primer Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 1997

Base: "Climatic Chance 1994", IPCC

Algunas estimaciones publicadas en bibliografía internacional de la U.S. Agency of International Developing y la USEPA acerca de la responsabilidad de cada uno de los gases de efecto invernadero de origen antropogénico, dentro del fenómeno de Efecto Invernadero, se muestran en la Tabla 1.5.

Como puede apreciarse, a pesar de haber utilizado los diferentes hipótesis los autores, el CO<sub>2</sub> es el principal responsable de las emisiones de GEI de origen antropogénico, seguido por el CH<sub>4</sub>, los CFC y por último el N<sub>2</sub>O y O<sub>3</sub>.

Tabla 1.5 Responsabilidad de los GEI antrópicos en el Calentamiento Global

GEI	Estimación I (%)	Estimación II (%)
CO <sub>2</sub>	62	49
CH <sub>4</sub>	19	19
CFC-11/CFC-12	11	17
N <sub>2</sub> O	5	5
O <sub>3</sub>	3	10

Estimación I: U.S. Agency for International Developing. "Greenhouse Gas Emissions and Developing Countries: Strategic Options and the U.S.A.I.D Response". 1990.  
Estimación II: USEPA draft report to United State Congress. 1990

### 1.1.2 Efectos esperados del Cambio Climático

El principal efecto esperado del aumento en las concentraciones atmosféricas de GEI, es el aumento de las temperaturas a nivel global, pero existe una gran incertidumbre sobre los procesos de retro-alimentación de la actividad de estos gases y el desconocimiento preciso de las tendencias a largo plazo de las variaciones climáticas naturales, dificultan la evaluación de los impactos, que con mayor probabilidad pueden esperarse.

Se espera que la problemática del aumento en la temperatura de la Tierra pueda tener consecuencias irreversibles entre las que destacan las siguientes (Naciones Unidas, 1993):

- a) Incremento del nivel marino: El aumento en la temperatura provocaría deshielo de los polos y glaciales, lo que incrementaría el nivel medio del mar. Se estima que el nivel de los océanos ha aumentado entre 10 y 20 cm. en el último siglo.
- b) Alteraciones en los ciclos hídricos: El incremento de la temperatura causaría cambios en los regímenes locales de precipitación y evaporación, lo que alteraría los procesos agrícolas y los ecosistemas de algunas zonas.
- c) Alteraciones agrícolas: El sector agrícola resultaría fuertemente afectado por el corrimiento de las zonas agroclimáticas, repercutiendo en la producción agrícola-ganadera de las regiones tradicionalmente dedicadas a estas actividades. Se afectarían cultivos de las zonas templadas por plagas que son propias de zonas cálidas. Algunas regiones aptas para la agricultura se afectarían, extendiéndose los desiertos.
- d) Efectos sobre la salud humana: Los efectos del Cambio Climático sobre la salud son difíciles de cuantificar. Sin embargo, se espera una mayor aparición de las enfermedades provocadas por cambios en la radiación, aumento de enfermedades tropicales, la mutación de ciertas enfermedades y la aparición de nuevas.
- e) Alteración de la demanda de energía. se espera que el Calentamiento Global se manifieste a través de aumentos en la temperatura mayores en las zonas polares y aun mayor en las tropicales, lo que provocaría un aumento en el consumo energético para mantener sistemas de enfriamiento artificiales.

La problemática de este fenómeno ha sido expuesta y analizada en diversos foros internacionales, dentro de las soluciones planeadas para evitar el Calentamiento Global están las políticas de regulación de emisiones y de conversión tecnológica de los procesos productivos emisores de estos gases en el mundo.

Las políticas a desarrollar para controlar o eliminar las emisiones de gases de invernadero tendrán un efecto directo los modos de producción actuales y por lo tanto en el desarrollo económico. El problema en la elección de prioridad entre el desarrollo

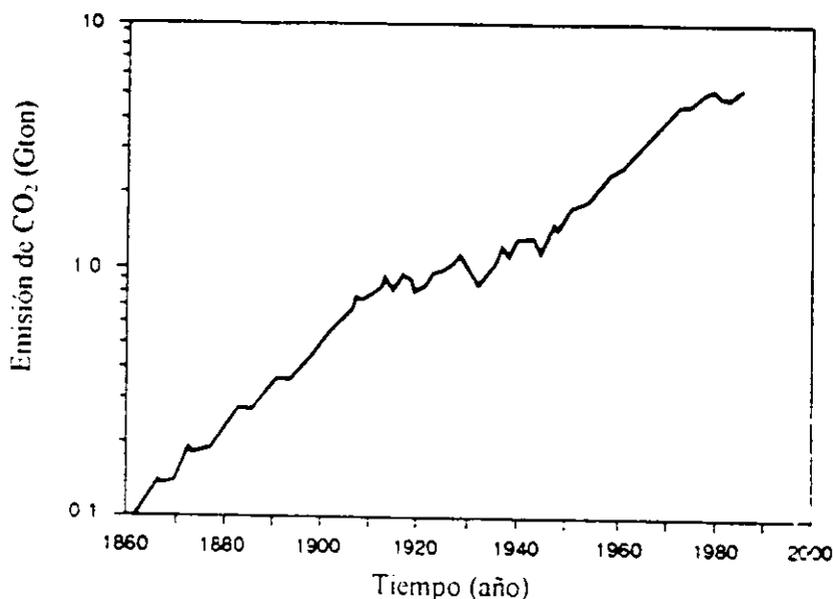
económico y el fenómeno de calentamiento global, capta la atención del mundo y principalmente de los países industrializados, quienes son los principales emisores de éstos gases (Girardin, 1997).

### 1.1.3. Papel de los combustibles fósiles en Calentamiento Global

El incremento en las concentraciones de gases de invernadero está relacionado con actividades soportes de la economía. Se calcula que la producción de energía contribuye con la generación del 62% de gases de invernadero, las actividades agrícolas con el 21%, siendo las más importantes (Nacional Academy Press, 1993).

Durante el pasado siglo la concentración de gases de invernadero aumento considerablemente a causa de la quema de combustibles fósiles. En la Fig. 1.2 se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> desde 1860 hasta nuestra década, las causas del incremento de emisiones de gases de invernadero se relaciona con un aumento en la producción y consumo de combustible fósiles, a causa del crecimiento de la población y del desarrollo industrial (Lal, 1993).

Fig 1.2 Emisiones globales de CO<sub>2</sub> a causa de quema de combustibles fósiles

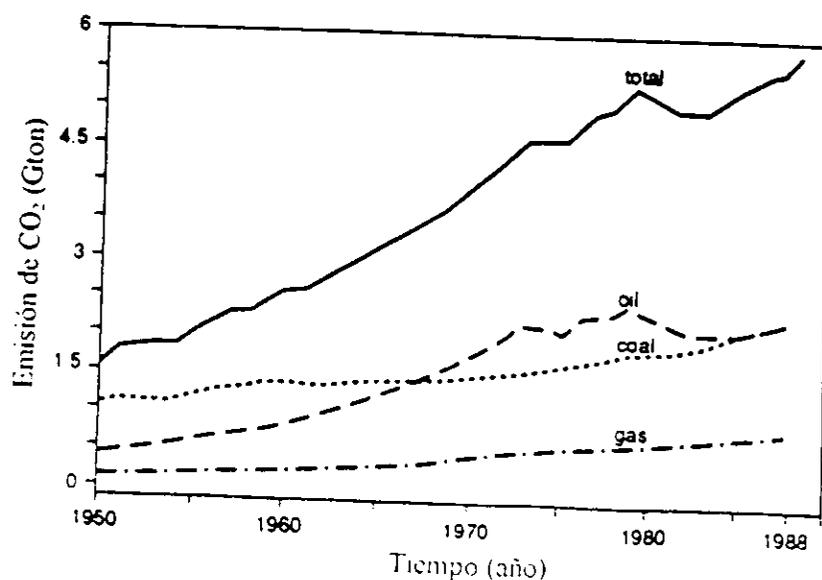


Fuente: Lal, M. Global warming (concern for tomorrow) Mc Graw Hill, New Delhi, 1993.  
 Base: Rotty, R. M. and Marland, G. Production of CO<sub>2</sub> por quema de combustibles fósiles por tipo, reporte NDP-006, Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, USA . 1991.

La quema de combustibles fósiles es la fuente mas importante de emisiones de CO<sub>2</sub> mundiales, en la Fig. 1.3 se muestran valores globales de 1950 a 1989, en el que se aprecia que las emisiones debidas al uso de carbón son casi el doble que lo aportado por el gas natural, mientras que el petróleo a pasado a ser el mas importante en nuestros días.

En 1989 las emisiones globales fueron de aproximadamente 5.9 miles de millones de toneladas de CO<sub>2</sub> a causa de quema de combustibles fósiles. Las relaciones de emisiones no aumentaron tan explosivamente durante los años de crisis energética desde 1973; pero a partir de 1985, después del la caída del los precios del petróleo continuó el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero. En el mundo, las emisiones de CO<sub>2</sub> con origen en la combustión de combustibles fósiles contribuyen con aproximadamente el 60% del total causante del efecto invernadero (Lal, 1993).

Fig. 1.3 Emisiones globales de CO<sub>2</sub> por tipo de combustibles fósiles



Fuente Lal, M. Global warming (concer for tomorrow) Mc Graw Hill, New Delhi. 1993.  
 Base Marland, G. Fossil fuels CO<sub>2</sub>, NDP-030/r2. Carbon Dioxide Information  
 Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, USA 1991).

### 1.1.4. Emisiones de gases de invernadero en México

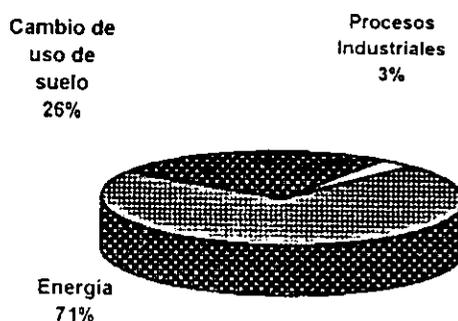
La contribución de México en emisiones de gases de invernadero es menor que la de los países altamente industrializados, por ser un país con características de industrialización reciente pero con perspectivas de mayor crecimiento industrial.

Algunas estimaciones realizadas en 1990 sitúan que México contribuyó con cerca del 2 % de las emisiones totales mundiales (México. Primer comunicación nacional ante la convención marco de las naciones unidas sobre cambio climático, 1997). Sin embargo México genera una cantidad mayor de gases de invernadero por cada dólar producido comparado con otros países industrializados, ya que presenta un menor índice en términos de eficiencia por cantidad de emisiones (Naciones Unidas. Climate Change. 2o. trimestre. 1996).

México fue de los países protagonistas en el protocolo de Montreal en 1987 y muy rápido las autoridades mexicanas y sus investigadores nacionales tomaron conciencia del problema, para intervenir y desarrollar una actitud de participación ante el mundo.

En el estudio de Inventario Preliminar se reportan las composiciones estimadas de gases de invernadero emitidos por México, entre las que destaca el CO<sub>2</sub> con el 95%. (UNEP, Preliminary National Inventory of Greenhouse Gas. México, 1995). Las emisiones por actividad económica en el país reportadas muestran a la actividad de energía como la más importante, la cual representa el 71% del total, tal como se muestra en la Fig. 1.4; en el que el 66% se genera en fuente fijas el 34% en móviles del sector de la energía.

Fig. 1.4 Emisiones de CO<sub>2</sub> por actividad económica en México



UNEP, *Preliminary National Inventory of Green house Gas: México. 1995.*

La elaboración de un inventario nacional de emisiones de GEI es la base para tomar medidas efectivas de mitigación al cambio climático, además de ser información consistente que permita a todos los países firmantes de la Convención Marco comparar las contribuciones relativas de sus emisiones.

El Inventario Nacional de Emisiones Antropogénicas de Gases de Efecto Invernadero de México para 1990 y realizada su actualización en 1996, incluye gases de efecto invernadero directos e indirectos.

Entre los resultados del Inventario Nacional que más destacan tenemos: Las emisiones del sector energético son la fuente antropogénica más importante de México. En particular, el sector energético constituyó la fuente más importante de bióxido de carbono. El sector transporte representa el 32% de las emisiones por consumo de combustibles fósiles seguido por el de la generación eléctrica (23%) y la industria (22%). Se estima que entre 1987 y 1993, las emisiones per cápita de CO<sub>2</sub> decrecieron en 7.1%, de 3.75 a 3.48 toneladas (México. Primera comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1997).

El resumen del Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de México para 1990 por fuentes y considerando los sumideros de gases se muestra a continuación en la Tabla 1.6.

Tabla 1.6 Resumen del Inventario Nacional de Emisiones de GEI de México para 1990

Categoría de fuentes y sumideros de Gases de Efecto Invernadero	CO <sub>2</sub> top/down*	CO <sub>2</sub> bottom/up**	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	NO <sub>x</sub>	CO	COVM
Gigagramos (Gg)							
Total nacional de emisiones y captura	459278.333	444488.970	3641.655	11.779	1012.874	11032.531	800.770
Total de energía (combustibles+fugas)	311800.000	297010.637	1081.358	3.962	962.792	8725.420	800.700
Procesos industriales	11621.000	11621.000	-	-	-	-	-
Agricultura	-	-	1793.297	5.817	11.082	195.111	-
Cambio de uso de suelo y silvicultura	135857.333	135857.333	241.000	2.000	39.000	2112.000	-
Desechos	-	-	526.000	-	-	-	-

\*Top-down: Desagregación que va de la demanda total de energía hacia usos finales.

\*\*Bottom-up: Integración de los usos finales de la energía hacia la demanda total.

Fuente: México. Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 1997

El Inventario Nacional de Emisiones de GEI de México para 1990 realizada como actualización en 1996 nos muestran que las emisiones de CO<sub>2</sub> por la industria de transformación y energía son las más importantes, tal como se muestra a continuación en la Tabla 1.7.

Tabla 1.7 Emisiones de CO<sub>2</sub> por sector de México en 1990

Actividad	Emisión CO <sub>2</sub> (Gigagramos)
Industria de transformación y energía	108473.18
Industria (ISIC)	64971.20
Transporte	94705.60
Residencial y comercial	23558.68
Otros	5301.98
Procesos industriales	11621.00
Cambio de uso de suelo y silvicultura	135857.33

Fuente: México. Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 1997.

En el rubro de inventarios de emisiones de Gases de Efecto Invernadero, es importante la actualización, lo que dependerá de los recursos que se puedan obtener para su realización. El Instituto Nacional de Ecología (INE) coordinó estudios de evaluación de tecnologías para la mitigación de emisiones de gases que realizó el Instituto de Ingeniería de la UNAM: 11 tecnologías en el área de energía y dos en el forestal; dichos estudios cuentan con financiamiento de la Agencia Internacional para el Desarrollo de Estados Unidos y del Banco Mundial.

En México a través del INE/SEMARNAP (Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca) par dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en el Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y con el protocolo de Montreal, se desarrollan actividades que permiten abordar ordenadamente los diversos trabajos y acciones que se realizan en torno al Cambio Climático.

De 1993 a la fecha el gobierno mexicano ha organizado talleres, publicaciones, conferencias, cursos, tanto nacionales como internacionales, entre las que destacan la Décimo Segunda Sesión Plenaria del Pánel Intergubernamental sobre Cambio Climático, realizada en la Ciudad de México, en septiembre de 1997. Estas sesiones trataron sobre temas de inventarios de emisiones de gases invernadero, vulnerabilidad, mitigación y adaptación al Cambio Climático.

## **1.2. Medidas de mitigación e importancia de los GEI para México**

México ha intervenido y apoyado el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas sobre el Cambio Climático que se estableció en la Convención Marco de las Naciones Unidas; como inicio de su participación activa, por medio de estudios de evaluación y cuantificación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero para planear y desarrollar políticas que den cumplimiento a los compromisos pactados de manera internacional.

### **1.2.1 Medidas de mitigación**

Los estudios realizados para México con tendencia de mejorar el conocimiento particular que nos involucra en el tema; se ubica a México entre los primeros 15 países con mayores emisiones de bióxido de carbono y entre los 20 países con mayores emisiones per cápita; aún cuando su participación global es inferior al 2% del total mundial (México. Primera comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1997).

Como medidas de mitigación de los Gases de Efecto Invernadero, México ha puesto especial atención a políticas energéticas y planes de gestión ambiental y de recursos naturales.

El especial cuidado de los recursos naturales y una protección del medio ambiente son políticas promovidas por el sector energético, esto se ha realizado por medio de una concentración ambiental con el fin de revertir el impacto negativo de los usos de la energía por medio de evaluar y elegir las tecnologías que mantengan consideraciones ambientales.

El ahorro y uso eficiente de la energía es otra política implementada por medio de programas de desarrollo del sector por medio de la creación de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) y el Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (FIDE) fundados en 1989 y 1990 respectivamente.

A través del uso racional de energéticos fósiles se pueden conseguir reducciones en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero por medio de promociones de auditorías energéticas, proyectos demostrativos en industrias y comercios con acciones de difusión y capacitación, promover y difundir la cogeneración en la industria, además de elaborar las Normas Oficiales Mexicanas que regulan el consumo energético de instalaciones y aparatos eléctricos.

Una acción importante en el sector energético es la implementación de una política de mejoramiento y sustitución de combustibles fósiles. La mejora en los combustibles radica principalmente en eliminar plomo en gasolinas y disminuir el contenido de azufre e impurezas en destilados intermedios y pesados.

Entre los lineamientos de esta política es reducir el consumo de combustóleo de alto contenido de azufre y aumentar y promocionar el consumo de gas natural. Otra acción

será el convertir casi un 70% de las plantas termoeléctricas de combustóleo a gas natural en las zonas críticas de contaminación ambiental. (México, Primer comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, 1997)

Dentro de las estrategias centrales de la política ambiental y de recursos naturales de México están la de frenar las tendencias de agotamiento de los recursos y apoyar procesos productivos que utilicen el capital natural nacional basados en criterios de sustentabilidad, para que de forma directa o indirecta lleven a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

La política ambiental de conservación de los recursos han implementado importantes instrumentos declaratorios, convenios y acuerdos de participación para declarar 99 áreas naturales protegidas que ocupan once millones 687 mil 563 hectáreas, es decir casi 6% del territorio nacional. Otras acciones realizadas son los programas de restauración de suelos y desarrollo forestal.

### **1.2.2 Importancia de la medición de emisiones gases de efecto invernadero**

Entre las más importantes emisiones de Gases de Efecto Invernadero, causantes de Calentamiento Global, destacan aquellas originadas por la combustión de combustibles de origen fósil, y principalmente para uso energético.

El caso de los generadores de vapor en la industria es un caso particular de equipos industriales que utilizan generalmente combustibles de origen fósil; por lo que es importante contabilizar sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero, a causa de la combustión de combustibles derivados del petróleo.

La tarea de cuantificar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, no termina con producir un inventario de las emisiones; sino, que debe de ir orientado a tomar medidas de solución de disminución y hasta eliminación de las emisiones de gases; y sobre todo tomar una responsabilidad guiada con pertinentes políticas a corto y largo plazo.

La distribución de responsabilidades, si bien puede ser global, tiene como característica primordial ser fuertemente asimétrica. Los países desarrollados comparten mayor contribución de emisiones durante mucho tiempo a causa de sus industrializaciones desde el siglo pasado. Las heterogeneidades entre países desarrollados y subdesarrollados, hacen que exista diferentes grados de responsabilidad en la generación de dicho problema, lo que convierte en un error enfocar las cuestiones ambientales globales como si la responsabilidad de su ocurrencia correspondiera a todos los países por igual.

Según cifras correspondientes a 1989 el consumo de energía de los Países menos Desarrollados representaban el 16% del total mundial, correspondiéndoles el 50% de ese total a los países de la OCDE y el 34% restante a los del ex-bloque socialista. Estas

cifras representaban un consumo anual de energía per cápita en la OCDE 10 veces superior al de algunos Países en Desarrollo. (Gutman, 1994)

Es de preocupar la vulnerabilidad de los países menos desarrollados al quedar más desprotegidos ante la eventualidad de un Cambio Climático, por tener menores posibilidades de defender su patrimonio natural, por disponer de menores recursos económicos y técnicos para adaptarse o mitigar el impacto, por tener menores posibilidades de acceder al financiamiento necesario para recuperarse de los efectos y peores condiciones de vida para hacer frente al fenómeno.

Por su parte, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático reconoce las responsabilidades compartidas de reducir CO<sub>2</sub>, pero también el derecho de los países menos desarrollados de aumentar su consumo de energía en el proceso de desarrollo. En este sentido, según el principio de "responsabilidad común pero distinta", todos los países debieran adoptar medidas para evitar daños a la atmósfera, pero la iniciativa y el esfuerzo primordial tendría que provenir de los países desarrollados (Giraldin, 1997).

A partir de la evidencia de la innegable mayor responsabilidad histórica de los países Industrializados, surgen posiciones que sostienen que toda reducción de Gases de Efecto Invernadero debería correr a cargo de los países industrializados, hasta conseguir el balance entre emisiones antrópicas de CO<sub>2</sub> y la capacidad de sumidero de los océanos y la flora, dado que son los que, precisamente se benefician con la apropiación de dicha capacidad de propiedad común.

Esta responsabilidad acumulada también da origen al concepto de Deuda Ambiental, que los Países Desarrollados contrajeron con el resto de los habitantes del planeta por haber emitido demasiado en el pasado durante el proceso histórico de su desarrollo, y que debe ser reparada de manera que se corrija este balance.

Esto cobra importancia ante la tendencia por parte de los Países Desarrollados de exportar hacia los Países menos Desarrollados todos aquellos procesos e industrias más energointensivos en el uso de energía, lo que tiene efecto sobre las emisiones de GEI.

Así, cuando los términos de las negociaciones internacionales sobre temas relacionados con el Cambio Climático buscan obviar la importancia de las emisiones pasadas en las cuales concentraciones atmosféricas de GEI, centrándose en dónde es más barato reducir las emisiones actuales, y las eventuales emisiones futuras, no hacen sino profundizar esta situación y establecer un panorama de moratoria sobre la Deuda Ambiental acumulada.

Se debe establecer claramente quién debe cargar con el costo de la mitigación de los efectos de los GEI: si aquellos que causaron el problema (y se beneficiaron con la explotación de un recurso natural de propiedad común, sin afrontar costo alguno) o aquellos otros que viven en los lugares dónde es menor ese costo de mitigación. Todo ello en un contexto en el que, la falta capacidad y medios, resta posibilidades a los Países menos Desarrollados de aprovechar las opciones menos costosas, provocando que los Países Desarrollados desarrollen planes e inversiones para la mitigación de GEI

fuera de sus países, en territorios de los Países en Vías de Desarrollo; con el objeto de deslindarse responsabilidades ante compromisos internacionales, pero a un mínimo costo.

No se debe olvidar que si el fenómeno de Calentamiento Global involucra a todos los países del planeta, sin importar poder económico, nivel de desarrollo, y que ubicación geográfica, y que las acciones para evitar posibles catástrofes deben ser tomadas en forma rápida y eficiente, si deseamos garantizar el desarrollo y existencia misma de la humanidad.

### **1.3 Tecnologías de generación de vapor**

Para la mayoría de las industrias, la producción de vapor es prácticamente esencial, al necesitar en sus procesos de fabricación una aportación de calor en forma flexible, racional, segura automática y, sobre todo, económica.

El vapor a utilizar se produce en un equipo conveniente comúnmente llamado caldera (generador de vapor) que se compone de varias partes cada una de ellas de suma importancia, para que el vapor producido cumpla las condiciones que, se ha indicado, se requiere para su uso industrial.

#### **1.3.1 Calderas**

Los generadores de vapor comúnmente llamados calderas son unos de los elementos más ampliamente utilizados para la transmisión de calor en su concepto más simple, los generadores de vapor son equipos diseñados para transferir calor producido por combustión, o mediante electricidad a un fluido determinado. Se emplean para producir agua caliente, vapor saturado, vapor sobrecalentado o calentar aceite térmico (Castillo, 1986).

Los generadores de vapor o calderas exceptuando los eléctricos, tienen seis partes básicas entre las cuales están:

El quemador que aporta el combustible y el aire de combustión (comburente) los mezcla y produce la combustión; la cámara de combustión también llamado hogar, que es el espacio donde se aloja la llama, es decir, se produce la combustión y se transfiere calor por radiación; la sección de convección o zona donde se transfiere calor de los gases de combustión al fluido a través de las superficies de calefacción (tubos); la chimenea, que es la sección por donde se eliminan los gases de combustión después de transferir calor

al fluido, permitiendo regular el tiro; el ventilador de aire el cual es un dispositivo que proporciona el aire de combustión y lo impulsa a través de la caldera; y finalmente los instrumentos y equipos de control que son dispositivos que permiten efectuar la operación con la mayor seguridad y alcanzar mayores niveles de eficiencia.

De acuerdo a las necesidades de disponer gradualmente de fluidos con características cada vez más exigentes de presión y temperatura, determinan que los sistemas de calderas se vayan tornando cada vez más complejos, hasta llegar a los modernos sistemas de generación de vapor a presiones críticas y supercríticas para la generación de electricidad.

### 1.3.2 Designación de capacidad de las calderas

La cantidad de vapor requerida para producir en determinada máquina un *horse power* de potencia, da lugar a la expresión de la capacidad de las calderas en *caballo caldera* (c.c.), también denominado hp caldera.

Un hp es equivalente a 15.64 kg/h de vapor producido desde agua a 100°C hasta vapor a la misma temperatura o aproximadamente 35317 kJ/h (33475 BTU/h) considerando que el calor de vaporización es de 2256.2 kJ/kg (970.3 BTU/lb) Las calderas antiguas podrían evaporar esta cantidad cantidad de agua con aproximadamente 10 pies<sup>2</sup> de área de transferencia de calor, por lo cual las potencias de las calderas fueron expresadas en *boiler horse power* (bhp), siendo tales los pies<sup>2</sup> de área de transferencia de calor divididos entre diez (Esquerra, 1988).

Actualmente estos términos no resultaran teóricamente correctos, ya que no existe una relación directa entre la cantidad de vapor producido y el requerido para generar un *horse power* y tampoco con el área de transferencia empleada; sin embargo, la expresión de la capacidad de las calderas en hp o bhp es utilizada en nuestros días por los propios fabricantes y usuarios en la práctica industrial, pero debe tomarse en cuenta, considerando que un hp o bhp resulta equivalente a una producción de 15.64 kg de vapor a 100°C, a partir de agua a la misma temperatura.

La capacidad de las grandes unidades de centrales termoeléctricas se suele expresar en megawatts, en referencia a la máxima capacidad de energía eléctrica que resulta posible generar con la producción de vapor que ingresa a las turbinas. Además de que la práctica moderna es describir a las calderas en términos de su máxima producción de vapor kg/h o T/h para condiciones determinadas de presión y temperatura

Un sistema que se orienta a uniformizar las diferentes formas de expresar la capacidad de calderas, recomienda referirse a la capacidad máxima de transferencia de calor en el sistema, expresada en las unidades adoptadas por el Sistema Internacional (SI), es decir, Joules/hora.

### 1.3.3 Clasificación de calderas

Las calderas se clasifican según diferentes criterios relacionados con la disposición de los fluidos y circulación, el mecanismo de transmisión de calor dominante, el tipo de combustible empleado, la presión de trabajo, el tiro, modo de operación y parámetros exteriores a la caldera ligados a la implantación, ubicación, lugar de montaje y aspectos estructurales.

En relación a criterios relacionados con la energía se tienen las siguientes clasificaciones (Castillo, 1986):

- a) Por disposición de los fluidos
  - De tubos de agua (acuotubulares)
  - De tubos de humo (pirotubulares)
- b) Por la circulación del fluido
  - De circulación natural
  - De circulación forzada
- c) Por el mecanismo de transmisión de calor
  - De convección
  - De radiación
  - De radiación y convección
- d) Por el combustible empleado
  - De combustible líquido
  - De combustible gaseoso
  - De combustible sólido
  - De combustible especial (leña, bagazo, etc.)
  - De recuperación de calor de gases (con o sin combustión de apoyo)
  - Mixtos
- e) Por la presión de trabajo
  - Subcríticos
    - De baja presión  $p < 20 \text{ kg/cm}^2$
    - De media presión  $20 > p > 64 \text{ kg/cm}^2$
    - De alta presión
  - Supercríticos
- f) Por el tiro
  - De tiro natural
  - De tiro forzado
  - De tiro inducido

### 1.3.3.1 Calderas pirotubulares

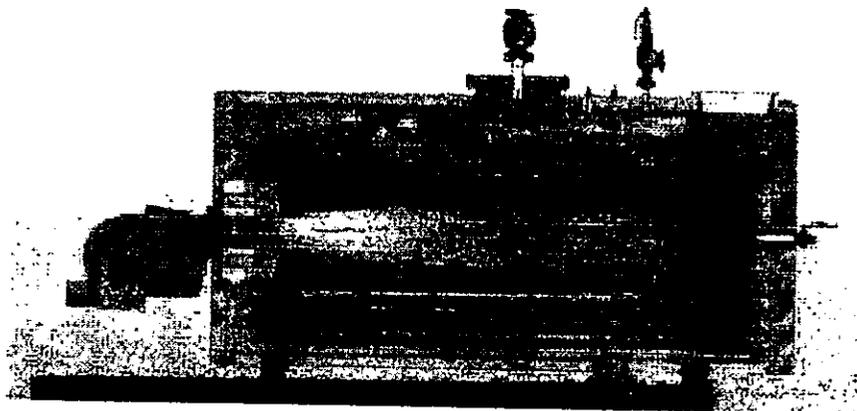
En este tipo de calderas, los gases combustión calientes fluyen por el interior de tubos que son sumergidos en agua dentro de un casco. Las presiones operativas de diseño son cercanas a  $10 \text{ kg/cm}^2$  (150 psig). Este tipo de calderas es el más popular y es usado en la mayoría de pequeñas plantas industriales (Shield, 1987).

Algunas ventajas de las calderas pirotubulares son:

- a) Requieren bajo costo de inversión, siendo menos costosa que las acuotubulares
- b) Alcanzan relativas elevadas eficiencias.
- c) Pueden absorber grandes y súbitas fluctuaciones de carga con ligeras variaciones de presión debido al gran volumen de agua contenido en el casco.
- d) Pueden operar inmediatamente después de ser instalados en planta

Las razones estriban en su economía en costo frente a las calderas acuotubulares, en su alto relativo rendimiento incluso sin precalentamiento del agua de alimentación, en una instalación simple, sin grandes obras de fabricación en su lugar de emplazamiento, fácil limpieza y mantenimiento además de gran rango de soporte en variación de carga sin variar sensiblemente la presión. Un modelo del tipo pirotubular es la que se muestra en la Fig. 1.4.

Fig. 1.5 Caldera pirotubular



Cortesía Cleaver Brooks®

### 1.3.3.2 Calderas acuotubulares

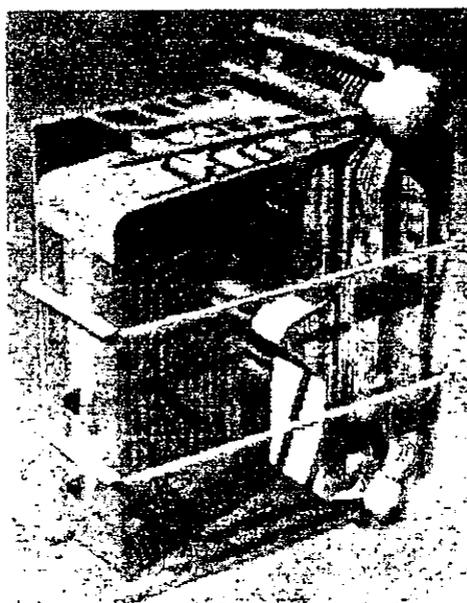
En las calderas acuotubulares el agua fluye a través de tubos que son rodeados por gases calientes de combustión en el interior de un recipiente. Usualmente su capacidad se expresa en kilogramos de vapor por hora y varía en un rango superior a 100kg/h de vapor (Shield, 1987), otras características importantes son las siguientes:

Se emplean para producir vapor de mayores niveles de presión que los piro-tubulares y requieren más instrumentación y mayores controles que los piro-tubulares

Son construidos y clasificados como A, D, O de acuerdo a sus arreglos de tubos y domos; el domo superior o de vapor en la parte superior y el (los) domo(s) de agua cerca del fondo.

Por el diseño intrínseco de las calderas acuotubulares y sus condiciones de servicio, generalmente a presiones elevadas, necesitan incorporar elementos anexos que eleven su rendimiento a valores óptimos. Estos elementos anexos colocados en el circuito de gases calientes pueden ser del tipo de precalentadores de aire o economizadores, según que se aproveche el calor sensible residual de los gases a su salida de la caldera para elevar la temperatura del aire comburente o del agua de alimentación. En la Fig. 1.6 se muestra un modelo de caldera acuotubular.

Fig. 1 6 Caldera acuotubular



Las calderas con hogar presurizado presentan varias ventajas que conviene destacar:

El aire se introduce en la cantidad necesaria para asegurar la combustión, de forma que no se malgaste por exceso de aire incontrolado y el rendimiento térmico es superior. Al realizarse la combustión con un exceso de aire inferior, la temperatura de la llama es más alta y la cantidad de calor transmitida por la llama y los productos de la combustión a la superficie de calentamiento de la caldera, y de ella al fluido, aumenta de forma directamente proporcional con la temperatura.

La variación de las condiciones externas atmosféricas no influye sobre el tiro y, por consiguiente, sobre la combustión.

La presión disponible hace circular los gases de combustión con mayor velocidad y turbulencia, lo que permite un mayor intercambio de calor e igualdad de superficie.

La mayor velocidad de los humos en los pasos previstos en la caldera dificulta la deposición de hollín y, por tanto, el ensuciamiento de modo que la caldera a presión, cuando funciona correctamente, requiere una limpieza menos frecuente.

### 1.3.4 Superficie de calefacción

La superficie total de calefacción o de intercambio de calor se compone, de una zona de radiación y un zona de convección que en todos los casos será contada a partir de la superficie en contacto con la pared caliente. En la práctica común no se separan, indicándose sólo la suma de ellas.

La superficie de radiación que normalmente corresponde al hogar debe estar dispuesta de tal manera que la combustión pueda realizarse de una forma completa, segura y limpia, sin daño para la misma, tanto desde el punto de vista mecánico (resistencia del acero, tensiones térmicas, dilataciones, etc.) como desde el punto de vista térmico (en principio la llama de la combustión no debe tocar en ningún caso las paredes del hogar si éstas son superficies de transmisión de calor), (Taplin, 1991).

Como la cantidad de calor transmitida por radiación se rige por la Ley de Stefan-Boltzman, en que la superficie a considerar es la superficie proyectada, sólo deberá considerarse ésta en cálculos térmicos. El cálculo de este flujo calórico no es posible realizarlo por medio de una pura aplicación matemática de la fórmula de Stefan-Boltzman, ya que además de depender de unos coeficientes de cuerpo negro, depende de la temperatura de la misma.

Con relación a la superficie de calefacción por convección, debemos tener presente la fórmula que nos da la transmisión de calor por convección:  $Q=K*S*\Delta t$ ,

donde:

$Q$  es la cantidad de calor transmitido en kJ/h,  $S$  es la superficie de calefacción por convección en  $m^2$ ,  $\Delta t$  que es la temperatura media entre el fluido caliente y el fluido a

calentar en °C. y  $K$  siendo el coeficiente de transmisión de calor por convección en  $\text{kJ/h } ^\circ\text{C m}^2$ .

A mayor superficie, mayor transmisión de calor si el valor de  $K$  es el mismo, pero  $K$  es un valor que depende de varias circunstancias, entre las que se puede destacar como factor importante la velocidad del fluido caliente, pudiéndose diseñar una caldera de menor superficie de calefacción que otra de la misma producción, pero a costa de elevar la velocidad de circulación del fluido caliente.

### 1.3.5 Criterios de utilización de calderas

Desde el punto de vista de la elección de la presión más conveniente en una caldera para brindar un servicio determinado, podemos clasificar a estos en tres grandes grupos (Castillo, 1986):

- a) Calderas destinadas a suministrar vapor saturado para procesos de calefacción.
- b) Generadores de vapor recalentado para alimentar turbinas a contrapresión y aprovechar el vapor de salida, después de saturarlo, para procesos de calefacción.
- c) Generadores de vapor recalentado para la producción de energía eléctrica en turbinas de condensación.

Para seleccionar el tipo de caldera a utilizar debe tomarse en consideración el tipo de servicio a proporcionar, como por ejemplo tenemos para calefacción (calentamiento) en el que se recomienda utilizar vapor saturado, ya que el vapor recalentado tiene las propiedades de un gas y su coeficiente de transmisión de calor es muy pequeño.

El vapor saturado se utiliza como agente de transmisión de calor hasta temperaturas de unos  $200^\circ\text{C}$  aproximadamente, lo que supone presiones del orden de unas 18atm. Por encima de estas presiones, su utilización como calefactor es limitada; en estos casos se utilizan fluidos portacalóricos y aceites térmicos.

La gran variedad de tipos de calderas existentes y las múltiples posibilidades de conformación de los equipos podrían hacer aparecer como algo muy complejo la selección de una determinada caldera para atender un requerimiento industrial de vapor o calentamiento de fluidos térmicos.

En el caso de calderas pirotubulares, la selección de equipos de dos, tres o cuatro pasos obedece a criterios técnicos y económicos. Mientras mayor sea el número de pasos se conseguirá mayores eficiencias, pero los equipos serán mas caros.

En acuotubulares, hasta cierta capacidad podrán ser tipo paquete, pero a partir de cierto límite variable para cada caso, resultará conveniente montarlos en planta. La decisión respecto a la instalación de economizadores y recuperadores de calor obedece

igualmente a criterios de factibilidad técnica y conveniencia económica, en función de la capacidad de producción de vapor de la caldera y su presión de operación.

Conviene establecer, que en la práctica industrial se llama economizador al sistema que permite aprovechar el calor de los gases de combustión para precalentamiento del agua de alimentación y recuperadores a los que realizan el precalentamiento del aire de combustión.

Actualmente se están incorporando una nueva evolución de las calderas posiblemente comparable con el salto técnico que significó la presurización del hogar. Se trata de calderas que tienen el último tercio de su cuerpo protegido contra corrosión. De esta manera puede alargarse el circuito del intercambio de calor sin miedo a disminuir la temperatura de salida de los humos originando condensaciones que sean causa de posibles corrosiones. Así se obtienen rendimientos mayores.

Para la elección de una caldera de acuerdo a nuestras necesidades debemos considerar las condiciones del servicio requerido a ser cubierto, además de considerar inversión, gastos de mantenimiento y operación durante la vida activa del equipo, lo cual es beneficiado con un buen rendimiento del equipo a adquirir.

## **1.4 Combustibles y combustión**

Para poder comprender la fuente que proporciona la energía para producir el vapor en una caldera debemos inicialmente definir el fenómeno precursor de la misma. Siendo definida la combustión como una combinación de un combustible sólido, líquido o gaseoso, y oxígeno con una liberación de calor al que se le denomina calor de combustión o poder calorífico.

En este fenómeno, los elementos químicos que constituyen al combustible como carbono (C), hidrógeno (H<sub>2</sub>) y azufre (S) son importantes para la combustión, su proporción en los diversos combustibles disponibles para ser utilizados en los generadores de vapor nos permitirán determinar su capacidad calorífica disponible y las características de los gases de combustión emanados.

### **1.4.1 Concepto de combustibles**

Se denomina combustibles a sustancias formadas principalmente por carbono e hidrógeno, capaces de presentar el fenómeno de combustión, esto es, de combinarse con el oxígeno mediante reacciones químicas fuertemente exotérmicas, que ocurren a velocidades altas y con liberación de grandes cantidades de energía térmica (Esquerria, 1988).

Los combustibles normalmente usados en las calderas industriales son el gas natural gases líquidos derivados del petróleo, ya que los combustibles sólidos como el carbón,

requieren de un equipo de preparación y combustión que resulta normalmente de costo excesivo para calderas pequeñas.

Desde el punto de vista del proceso de elaboración, los combustibles derivados del petróleo se clasifican en destilados y residuales.

Los destilados son obtenidos, como su nombre lo indica, por destilación de los crudos y se producen en distintos tipos y características. Los residuales, en cambio, están constituidos por los fondos de los procesos de destilación. En México, los combustibles de origen fósil más usados en calderas industriales son (Millan, 1992):

- 1) gas natural
- 2) gas L.P.
- 3) diesel
- 4) combustóleo

#### **1.4.2. Tipos de combustibles**

En México dentro de los combustibles normalmente usados para calderas industriales tenemos los siguientes (Millan, 1992):

##### *Gas natural*

El gas natural es muy apreciado como combustible por su facilidad de manejo, por la posibilidad de alcanzar fácilmente altas eficiencias de combustión porque no posee cenizas ni azufre. Su principal inconveniente es su escasa disponibilidad, por lo que su uso se restringe a aquellas zonas del país en las que se tiene acceso a él.

El gas natural se extrae conjuntamente con el petróleo de los pozos de yacimientos petrolíferos, de donde se lo envían a los centros de consumo mediante gasoductos. Está compuesto principalmente por Metano, con algo de etano y otros constituyentes menores, cuyas proporciones varían en función del yacimiento.

##### *Gas Licuado de Petróleo*

Si bien es fundamentalmente un combustible de uso doméstico, en algunos casos se utiliza en calderas industriales. Está compuesto por propano y butano mayoritariamente y en cantidades variables en función del sitio de producción.

##### *Diesel*

El diesel es un combustible líquido destilado, bastante usado en calderas industriales. Pemex expende varios tipos de diesel entre los que están: diesel no.1, diesel no.2 y diesel especial "ecológico", este último tiene prioridad de venta y producción actualmente. Las propiedades de los diversos tipos son similares, difiriendo solo en el contenido de azufre.

Sus características diferenciales más importantes para uso industrial son las siguientes:

No requiere calentamiento para ser bombeado, ni para su atomización, por ser un producto destilado, es un combustible limpio, con un mínimo contenido de cenizas, sin humedad ni sedimentos y bajo contenido de azufre.

#### *Combustóleo*

El combustóleo es un aceite pesado proveniente de los residuos obtenidos de la refinación del petróleo crudo, a los que se les reduce su viscosidad para hacerlos más manejables. Se le considera como producto residual de la destilación

En razón de la presencia de impurezas en el combustóleo se juegan un significativo papel en cuanto a eficiencia de combustión, contaminación de productos y mantenimiento de equipos.

Sus características se encuentran normalizadas, pero presentan algunas variaciones en cuanto a composición, en función del crudo que proceden y el proceso de refinación utilizado.

Aunque su combustión resulta más problemática por requerir de calentamiento, tanto para su bombeo (45°C) como para su correcta atomización (110°C) que la del diesel, su empleo se justifica por una conveniencia económica derivada de su precio inferior en el mercado o razones de disponibilidad.

### **1.4.3 Propiedades de los combustibles**

Los combustibles líquidos poseen una serie de propiedades que es importante conocer para su almacenamiento, transporte y uso. Ellas son la composición química, el poder calorífico, la viscosidad, la temperatura de inflamación, la temperatura de escurrimiento, el contenido de azufre, el contenido de cenizas, el peso específico, el contenido de humedad y el calor específico. Para los combustibles gaseosos son de gran interés los límites de inflamabilidad y la velocidad de propagación de la flama (Taplin, 1991).

#### *Composición química*

La composición química se expresa usualmente de dos modos: o bien como el contenido de las diferentes sustancias que forman el combustible (p. ej. la composición química de gas natural en porcentaje de metano, etano, propano, butano); o como la composición elemental, es decir como el porcentaje de los diferentes elementos que forman el combustible (p. ej. la composición elemental del combustóleo en porcentaje de carbono, hidrógeno, nitrógeno, azufre, etc). Los combustibles disponibles en nuestro país son distribuidos por Pemex, siendo totalmente responsable de la calidad de los mismos.

### *Poder calorífico*

El poder calorífico es la cantidad de calor liberado en la unidad de volumen o peso de un combustible.

El balance térmico de la reacción establecido para un combustible tomado a 15.15°C y los productos de la combustión gaseosa a dicha temperatura, da el poder calorífico inferior, mientras que, si se condensa el vapor de agua en los humos a 15.5°C, se obtiene el poder calorífico superior. La diferencia entre estos dos valores representa el calor de condensación del agua a 15.5°C. Frecuentemente se toma el estado de referencia a 15.5°C (60°F), por coincidir sensiblemente con la temperatura ambiente.

### *Viscosidad*

Es una de las propiedades físicas más importantes para el manejo de combustibles así como para su combustión eficiente. La viscosidad de un fluido es al medida de resistencia del fluido al movimiento

### *Temperatura de inflamación*

Es la temperatura a la cual el combustible desprende suficiente cantidad de vapores que al mezclarse con el aire forman una mezcla inflamable. Esta propiedad marca el límite seguro para el calentamiento del combustible en recipientes abiertos.

### *Temperatura de escurrimiento*

Es la temperatura a la cual el combustible comienza a fluir (por debajo de su temperatura de escurrimiento un combustible no fluye)

### *Contenido de cenizas*

Todos los combustibles residuales contienen sustancias inorgánicas que, al quemarse, formarán cenizas. Las cenizas cualquiera que sea su composición, ensucian los haces de tubos de la caldera, disminuyendo los coeficientes de transferencia de calor.

Entre los componentes de la cenizas son particularmente nocivos el vanadio y el sodio, ya que sus óxidos y compuestos corroen las superficies de los tubos, especialmente sobrecalentadores y recalentadores

### *Contenido de humedad*

Los combustibles, especialmente los residuales, contiene algo de agua. Si bien pequeñas cantidades (entre 1-2%) no son peligrosas, contenidos mayores si pueden serlo, ya que de llegar agua a los quemadores, estos pueden apagarse.

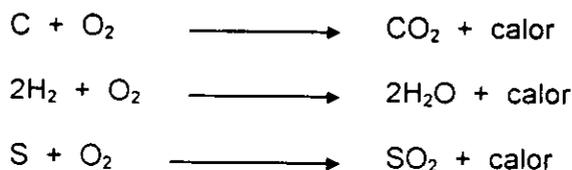
### *Calor específico*

El calor específico se utiliza para los calentadores de combustible, cuando éstos son necesarios. Siendo la capacidad de incrementar su temperatura al aplicarles un flujo de calor.

### 1.4.4 Tipos de combustión

Los procesos de combustión en instalaciones industriales pueden presentarse en un espectro muy amplio y diverso de posibilidades en cuanto a combustibles y comburentes empleados, tipos y características operativas de quemadores, sistemas de regulación y control.

Si se considera que la combustión es un fenómeno en el que los elementos constitutivos de los combustibles se combinan con oxígeno (oxidación) con una gran liberación de calor. El oxígeno necesario para la combustión es suministrado por el aire atmosférico y la combinación exotérmica del mismo con el combustible, tiene lugar de acuerdo con las siguientes reacciones principales (Esquerra, 1988):



El objetivo fundamental de la combustión es el conseguir la oxidación total del carbono y del hidrógeno para formar bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) con lo cual se produce la energía mínima en forma de calor de la combustión y se evitan efectos contaminantes.

De acuerdo al nivel que se consiga en el logro de tal objetivo, se pueden considerar los siguientes tipos de combustión (Aguillón, 1997):

#### *Combustión perfecta (estequiométrica)*

Este tipo de combustión se consigue mezclando y quemando exactamente las cantidades exactamente requeridas de combustible y oxígeno, los cuales se queman en forma completa y perfecta.

Esta combustión completa esta sin embargo, fuertemente limitada por condiciones químicas y físicas, ya que sólo en teoría podemos hablar de reacciones perfectamente estequiométricas.

Se plantean para realizar los cálculos teóricos de la combustión, en función de la composición del combustible y el comburente.

#### *Combustión completa (con exceso de aire)*

Para tener una combustión completa, es decir, sin presencia de monóxido de carbono en los humos de la chimenea, es necesario emplear una proporción de oxígeno superior a la teórica. Este exceso de aire conlleva especialmente a dos efectos importantes en cuanto al proceso de la combustión.

Disminución de la temperatura máxima posible al aumentar la cantidad de gases en la combustión.

Variación sensible en cuanto a la concentración de los óxidos formados respecto al nitrógeno, lo que se traduce en una disminución de la eficiencia de combustión.

#### *Combustión incompleta (con defecto de aire)*

Cuando el oxígeno presente en la combustión no alcanza el valor del teórico necesario para la formación de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{SO}_2$  la combustión es necesariamente incompleta apareciendo en los gases de combustión el monóxido de carbono, hidrógeno y partículas sólidas de carbono, azufre o sulfuros. Considerando que estos componentes de los gases que se eliminan a la atmósfera contienen aún apreciable contenido calorífico, las pérdidas por combustión incompleta son elevadas cuando se proporciona menos aire del necesario. En la práctica la presencia de inquemados resulta determinante del exceso de aire necesario.

La presencia de CO en los humos crea además el riesgo de explosión al llegar a atmósferas súbitamente oxidantes. Un 1% de CO en los gases produce aproximadamente un 4% del poder calorífico del combustible.

#### *Combustión imperfecta (pseudocombustión)*

Se produce una combustión imperfecta o pseudo combustión oxidante cuando pese a existir exceso de aire, no se completa las reacciones de combustión, apareciendo en los humos de chimenea productos de combustión incompleta, tales como inquemados, residuos de combustibles sin oxidar y partículas sólidas.

Este tipo de combustión en calderas puede producirse debido a las siguientes causas:

- La elevada carga térmica del hogar, es decir, la relación entre la potencia calorífica y el volumen del hogar, ya que existe poco tiempo de permanencia.
- La escasa turbulencia, existiendo por tanto una mala mezcla aire-combustible lo que en muchos quemadores se produce por cantidad insuficiente de aire o por estar trabajando a una fracción muy pequeña de su potencia nominal.
- La falta de uniformidad de pulverización en los combustibles líquidos, ya que cuanto mayor sea el número de gotas de gran tamaño, tanto más fácil es que se produzcan inquemados, puesto que una gota de gran diámetro necesita un tiempo mayor de permanencia para quemarse por completo.
- El enfriamiento de la llama, lo que puede ocurrir cuando la mezcla aire-combustible incide sobre superficies relativamente frías, como el frente de la cámara de combustión o las paredes de un tubo de llama y también cuando se trabaja con un gran exceso de aire.

- En la práctica este es el tipo de combustión más generalizado por resultar más ajustado a la realidad. En la medida que se mejore la combustión imperfecta aproximándose a las condiciones teóricas de combustión completa con mínimo exceso de aire, se logrará mejores rendimientos y se evitará efectos contaminantes.

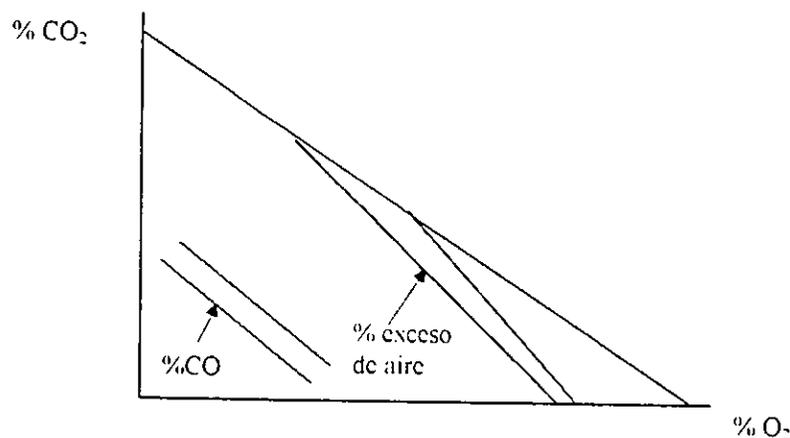
#### 1.4.5 Diagrama de Ostwald

Las propiedades de combustión al quemar un combustible de origen fósil, pueden ser representadas esquemáticamente, tal es el caso de los diagramas de Ostwald, en los que se representan gran número de puntos posibles de condiciones de combustión en los diversos tipos de combustión (Ministerio de Industria y Energía de España. "Técnicas de conservación energética en la industria. 1982)

El Diagrama de Ostwald relaciona en las abscisas el porcentaje de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) de los humos secos emitidos por la combustión y en las ordenadas el porcentaje que representa el oxígeno ( $\text{O}_2$ ) de los humos emitidos en chimenea; conjuntamente con líneas auxiliares que representan el porcentaje de monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) de las emisiones de humos y finalmente los porcentajes de exceso de aire empleados en la combustión.

En la Fig. 1.7 se muestra esquemáticamente un Diagrama de Ostwald para un combustible de origen fósil.

Fig. 1.7 Esquemización del Diagrama de Ostwald



Este tipo de diagramas permiten determinar las emisiones de anhídridos carbónicos ante cualquier tipo de condiciones de exceso de aire y porcentaje de oxígeno en las

emisiones. A cada punto se le relaciona uno y solo unas características de porcentajes de emisiones para un combustible determinado; ya que cada Diagrama esta realizado de acuerdo a características particulares de composición del combustible.

## 1.5 Eficiencias de generadores de vapor

El conocimiento de la eficiencia de una caldera es de suma importancia, no solo como valor que hay que mantener alto porque ello significa ahorro de combustible y dinero, sino porque es el único que permite cuantificar alternativas para tomar decisiones acerca de estos equipos (Castillo, 1986), el valor de la eficiencia de una caldera sirve para:

- a) Comparar el comportamiento real con el garantizado por el fabricante
- b) Comparar ambos con algún estándar de operación
- c) Comparar diferentes métodos o condiciones de operación
- d) Comparar el comportamiento al quemar diferentes combustibles
- e) Determinar el efecto de cambios en el equipo

### 1.5.1 Métodos de cálculo de eficiencias

Existen dos métodos de cálculo aceptados para determinar la eficiencia de una caldera. El primero llamado método directo "método de entradas y salidas", consiste en medir todas las entradas y salidas de energía hacia y desde la caldera. Exige la disponibilidad de instrumentos de medición adecuados para registrar el volumen, presión, temperatura y composición en el caso de aire y combustible, la presión, y cantidad del vapor producido.

Este método requiere una medición precisa de las propiedades entre las mas importantes están el flujo y poder calorífico de combustible, de los créditos de calor y del calor ganado por el fluido de trabajo (agua/vapor).

Las entradas se definen como el calor de combustión del combustible con el poder calorífico superior según la norma ASME P.T.P. 4.1, como método de cálculo de eficiencia de una caldera.

Las entradas se definen como el calor de combustión más los créditos agregados a los fluidos que cruzan la frontera de la caldera. (combustible, aire, agua, etc.)

La salida se define como el aquellas cantidades de calor agregadas a través de la frontera de la caldera y que no son el calor de combustión del combustible.

En la Fig. 1.8 se muestran las entradas y salidas para el balance térmico en el generador de vapor, según la norma ASME.

El balance de calor quedaría:

$$Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{salida}} + Q_{\text{pérdidas}}$$

Donde la eficiencia es:

$$\eta_{\text{equipo}} = Q_{\text{salida}} / Q_{\text{suministrado}}$$

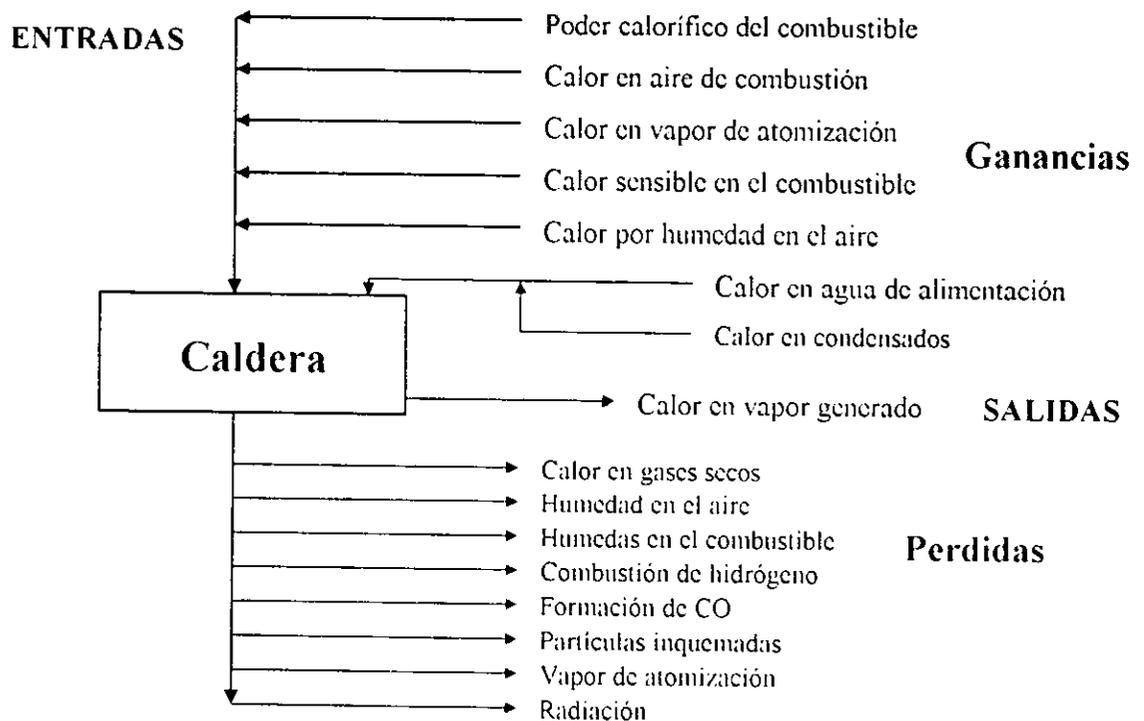
El método indirecto a la inversa del método directo, consiste en medir las pérdidas de calor en el sistema, el método de las pérdidas requiere de una determinación de las pérdidas, de los créditos de calor y del análisis del combustible y su poder calorífico.

De acuerdo a este método el balance térmico queda:

$$Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{salida}} + Q_{\text{pérdidas}}$$

$$\eta_{\text{equipo}} = (Q_{\text{suministrado}} - Q_{\text{pérdidas}}) / Q_{\text{suministrado}}$$

Fig. 1.8 Balance de calor en el generador de vapor



Al aplicar el primer principio de la termodinámica, se establecen los balances de calor para determinar la eficiencia, considerándose como la diferencia de la energía calorífica que entra, y la suma de energía calorífica que sale del generador; entre el calor neto de reacción

Consideramos calores que entran el calor sensible del aire, y el calor del fluido que entra que generalmente es agua para generación de vapor; se consideran como calores salientes al calor sensible de los gases húmedos de combustión, calor del fluido de salida que generalmente es vapor, y finalmente consideramos como calor de reacción al poder calorífico inferior aportado por la oxidación exotérmica del combustible.

La diferencia entre los calores que entran y salen se consideran las pérdidas que se determinan de manera sencilla. El valor común de pérdidas en generadores de vapor se reportan frecuentemente, algunos valores típicos de pérdidas se presentan en la Tabla 1.8.

Tabla 1.8 Valores típicos de pérdidas en calderas industriales

Pérdidas	Valor típico (%)	
	Gas	Combustóleo
Por calor sensible en gases de combustión	4.0	4.8
Por combustión del hidrógeno	9.1	5.2
Por humedad en el combustible	0.88	0.51
Por humedad en el aire	0.10	0.12
Por quemados inquemados (partículas)	0.0	0.07
Por radiaciones y otras no consideradas	1.0	1.0
Total	15.08	11.70
Eficiencia típica	84.92	88.30

Millan F. 1992. Optimización de la combustión en calderas Industriales. DEPTAC-IIIE.

# Capítulo 2

## 2 Metodología de evaluación de eficiencias térmicas y determinación de índices de emisiones de gases

En este capítulo se presentará la metodología utilizada para la obtención de información de la instalación y operación de calderas a nivel nacional en los diversos sectores industriales, además de la metodología para evaluar las eficiencias térmicas de las calderas industriales, y determinar sus índices particulares de emisiones de Gases Invernadero en nuestro país, mediante el análisis por sector industrial, entidad federativa, tipo de combustible y capacidad de los equipos.

### 2.1 Obtención de información

A nivel nacional no se tiene disponible ningún inventario de calderas en operación, desgraciadamente las dependencias relacionadas con el área de energía no lo tienen disponible, y tales como la Secretaría del Trabajo no tienen archivos organizados, ni ofrecimiento de disponibilidad para acceder a ellos.

Por lo anterior, se planteó la tarea de localizar la mayor cantidad de equipos en el país, y por medio del envío de una encuesta corta y sencilla a empresas con mayor probabilidad de utilización de estos equipos en los siete diversos sectores industriales. Esta información fue solicitada al inicio de 1997, suponiendo que en la mayoría de los casos, obtuvo información del año de 1996 en la operación de los equipos. Las encuestas fueron recibidas durante el primer trimestre de 1997.

Es importante señalar que adjuntamente se les envió una carta dirigida al director o gerente de cada empresa, donde se les explicaba los motivos del estudio, pidiéndoles su apoyo y mencionando el compromiso a manejar la información recibida de manera confidencial y para fines académicos. La carta de presentación enviada y la encuesta realizada, se muestran en la Figura 2.1 y 2.2 respectivamente.

El número de empresas a las que se envió la encuesta fueron 1071 de las cuales fueron 661 de capacidad grande y 410 medianas, repartidas en 27 entidades federativas. La Tabla 2.1 muestra detalladamente la distribución de encuestas realizadas a nivel nacional a los sectores industriales como el Alimenticio, Químico, Siderúrgico, Textil, Papelero y Otro (talabartería, hulero, maderero, etc).

La clasificación de las empresas por su capacidad, se determinó por medio del número de empleados que laboran directamente en la empresa; en el caso de pequeñas empresas se consideró a aquellas que tienen un número menor a 200 empleados, para el caso de empresas medianas de entre 200 y 400 empleados y para el caso de empresas grandes a aquellas con un número superior a 400 empleados.

Cabe señalar, que las encuestas realizadas, tienen la finalidad de recopilar información de los equipos generadores de vapor, y paralelamente se realizó también de hornos y secadores, para posteriores trabajos. La carta de motivos de la encuesta esta dirigida al Gerente o Director, en la que se explica detalladamente la finalidad del trabajo y por quien esta patrocinado y apoyado.

La encuesta busca obtener valiosa información de la operación de los equipos, pero siempre teniendo en cuenta la fácil comprensión y llenado de las mismas; sin pedir información difícil de proporcionar o sofisticada, con la finalidad de obtener un mayor apoyo al ser enviadas en mayor número y en el menor tiempo por parte de las empresas.

En la encuesta de calderas se solicita información básica como la dirección de la ubicación del equipo, tipo y marca, además de información técnica de operación como temperaturas, tiempos y flujos en los equipos. Toda esta información se le solicita de manera sencilla y simplificada. Se busca en la encuesta lograr confianza ante el encuestado, aun cuando el encargado del llenado no sea un experto en los equipos, solicitándole información básica, que debiese tener cada empresa al alcance durante la operación de los equipos.

Las encuestas se enviaron por vía correo pudiendo recibir contestación por línea fax, En la Tabla 2.1 se muestran por entidad federativa los envíos de encuestas realizadas.

Fig. 2.1 Carta de presentación y petición de información a las industrias



18 de noviembre de 1996

**Gerente General**

**PRESENTE**

Me complace comunicar a usted que el Instituto de Ingeniería de la UNAM está desarrollando una investigación, con carácter nacional, sobre "*Eficiencias térmicas en calderas y/u hornos industriales*" a fin de identificar opciones tecnológicas para un uso eficiente de energía en diferentes sectores industriales del país.

Dado que el mayor porcentaje del consumo de energía en la industria se utiliza para necesidades térmicas a través de calderas y hornos, el Instituto de Ingeniería ha elaborado una hoja de encuesta (anexa a esta carta) que ayudará a evaluar la eficiencia de dichos equipos.

Por ese motivo, le solicito atentamente que la empresa que usted dirige me proporcione la información requerida en dicho cuestionario (el responsable del equipo puede llenarlo sin problemas)

Es necesario hacer constar que los datos que usted aporte serán canalizados exclusivamente para fines académicos, por tanto, si usted desea conocer la conclusión de este proyecto, me podrá solicitar un informe del mismo

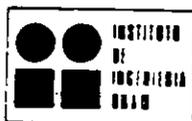
Con el propósito de acelerar el proceso de envío, he anexado a esta carta un sobre timbrado con la dirección del Instituto de Ingeniería

Sin más por el momento, aprovecho este medio para mandarle un cordial saludo y agradecerle su colaboración

**ATENTAMENTE**

Dr. Javier Aguillón Martínez  
Jefe de proyecto  
Tel: (51) 622-33-25 Fax: (51) 616-21-4  
E-mail: jaguill@ingen.unam.mx

Fig. 2.2 Encuesta de operación de calderas y/o hornos industriales



**ENCUESTA PARA LA EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA EN CALDERAS, HORNOS Y/O SECADORES INDUSTRIALES**  
(Llene un formulario por equipo)

Empresa \_\_\_\_\_ Puesto \_\_\_\_\_ Fecha \_\_\_\_\_  
 Dirección \_\_\_\_\_  
 Ciudad \_\_\_\_\_ Estado \_\_\_\_\_ C.P. \_\_\_\_\_  
 Teléfono \_\_\_\_\_ Fax \_\_\_\_\_ E-mail \_\_\_\_\_  
 Sector industrial \_\_\_\_\_ Producto final \_\_\_\_\_  
 Tipo de equipo Caldera \_\_\_\_\_ Horno \_\_\_\_\_ Secador \_\_\_\_\_ Otro \_\_\_\_\_  
 Marca y tipo \_\_\_\_\_  
 Tipo de combustible Gas natural \_\_\_\_\_ Gas LP \_\_\_\_\_ Diesel \_\_\_\_\_ Gasóleo \_\_\_\_\_ Combustóleo \_\_\_\_\_  
 Carbón \_\_\_\_\_ Bagazo \_\_\_\_\_ Otro \_\_\_\_\_ Presión de alimentación \_\_\_\_\_ (kg/cm<sup>2</sup>)  
 ¿Tiene medidor de combustible? Si \_\_\_\_\_ No \_\_\_\_\_  
 Consumo de combustible: Día \_\_\_\_\_ (kg o m<sup>3</sup>) Mes \_\_\_\_\_ (kg o m<sup>3</sup>) Año \_\_\_\_\_ (kg o m<sup>3</sup>)  
 Horas de operación al: Día \_\_\_\_\_ Mes \_\_\_\_\_ Año \_\_\_\_\_  
 ¿Sabe la temperatura de los humos? Si \_\_\_\_\_ ¿Cuántos? \_\_\_\_\_ (°C) No \_\_\_\_\_  
 ¿Usa algún aditivo en el combustible? Si \_\_\_\_\_ ¿Cuál? \_\_\_\_\_ No \_\_\_\_\_  
 Número de quemadores en el equipo \_\_\_\_\_ Edad del equipo \_\_\_\_\_ años

**CALDERAS**

Capacidad: kcal/h \_\_\_\_\_ kg<sub>vapor</sub>/h \_\_\_\_\_ hp \_\_\_\_\_ kWh \_\_\_\_\_ Otro \_\_\_\_\_  
 Presiones: Diseño \_\_\_\_\_ (kg/cm<sup>2</sup>) Trabajo \_\_\_\_\_ (kg/cm<sup>2</sup>) Proceso \_\_\_\_\_ (kg/cm<sup>2</sup>)  
 Temperaturas: Vapor \_\_\_\_\_ (°C) Entrada de combustible \_\_\_\_\_ (°C) Aire de combustión \_\_\_\_\_ (°C)  
 Agua de alimentación \_\_\_\_\_ (°C) Al exterior del cuerpo del equipo \_\_\_\_\_ (°C) Condensados \_\_\_\_\_ (°C)  
 Producción de vapor \_\_\_\_\_ (kg/h) Consumo mensual agua caldera \_\_\_\_\_ (m<sup>3</sup>)  
 Superficie de calefacción \_\_\_\_\_ (m<sup>2</sup>) ¿Recicla condensados? Si \_\_\_\_\_ ¿Cuántos? \_\_\_\_\_ (m<sup>3</sup>/h) No \_\_\_\_\_  
 ¿El agua de alimentación tiene tratamiento? Si \_\_\_\_\_ ¿Cuál? \_\_\_\_\_ No \_\_\_\_\_  
 Periodo entre mantenimientos a la caldera \_\_\_\_\_

**HORNOS Y SECADORES**

Capacidad: kcal/h \_\_\_\_\_ kg<sub>seco</sub>/h \_\_\_\_\_ kWh \_\_\_\_\_ Otro \_\_\_\_\_  
 Material alimentado: \_\_\_\_\_  
 Cantidad alimentada: Hora \_\_\_\_\_ (kg) Día \_\_\_\_\_ (kg) Mes \_\_\_\_\_ (kg)  
 Forma de alimentación: Continua \_\_\_\_\_ Por lotes \_\_\_\_\_ Tiempo de estancia en horno \_\_\_\_\_ (h)  
 Temperaturas: Requerida en proceso \_\_\_\_\_ (°C) Entrada de combustible \_\_\_\_\_ (°C) Aire de combustión \_\_\_\_\_ (°C)  
 Agua de alimentación \_\_\_\_\_ (°C) Al exterior del cuerpo del equipo \_\_\_\_\_ (°C)  
 Humedad con que entra el producto \_\_\_\_\_ % en peso Humedad con que sale \_\_\_\_\_ % en peso  
 ¿Tiene recirculación de gases de combustión? Si \_\_\_\_\_ No \_\_\_\_\_  
 ¿Qué porcentaje de gases recircula? \_\_\_\_\_  
 ¿Los gases se mezclan con aire ambiente antes de salir de la chimenea? \_\_\_\_\_

*Aplicaciones de ingeniería en el campo de la energía, en los datos proporcionados, si desea, envíe este formulario a: IIT, Av. de la Ingeniería y Tecnología, No. 1000, Ciudad de México, D.F., México.*

Tabla 2.1 Distribución de encuestas enviadas a empresas en el país

Estado	Número	Grandes	Medianas	Alimenticias	Papel	Químicas	Sider.	Textiles	Vidrio	Otras
Aguascalientes	9	6	3	4	0	0	0	4	0	1
Baja California	10	7	3	5	1	1	1	0	2	0
Coahuila	11	8	3	5	0	3	0	3	0	0
Colima	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
Chihuahua	13	8	5	8	3	1	0	1	0	0
Distrito Federal	432	277	155	89	26	197	7	69	4	40
Durango	11	10	1	5	4	1	0	1	0	0
Guanajuato	17	7	10	9	0	4	0	1	1	2
Guerrero	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
Hidalgo	3	2	1	0	0	0	0	2	0	1
Jalisco	83	45	38	30	6	17	2	5	2	21
Edo. de México	223	124	99	31	19	76	3	47	6	41
Michoacán	9	5	4	6	1	0	2	0	0	0
Morelos	5	4	1	0	0	4	0	0	0	1
Nayarit	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
Nuevo León	117	76	41	27	11	43	2	9	10	15
Oaxaca	6	3	3	3	1	0	0	0	0	2
Puebla	13	9	4	6	1	1	0	4	0	1
Querétaro	15	11	4	5	2	5	0	1	1	1
San Luis Potosí	12	8	4	6	1	0	1	0	0	4
Sinaloa	18	11	7	18	0	0	0	0	0	0
Sonora	13	10	3	10	1	2	0	0	0	0
Tabasco	3	2	1	3	0	0	0	0	0	0
Tamaulipas	7	4	3	5	0	2	0	0	0	0
Tlaxcala	8	4	4	1	1	1	1	4	0	0
Veracruz	20	12	8	11	1	5	1	1	1	0
Yucatan	7	2	5	3	0	0	1	1	0	2
Zacatecas	3	3	0	3	0	0	0	0	0	0
Total	1071	661	410	296	79	363	21	153	27	132

## **2.2 Determinación de parámetros de combustión de los combustibles mexicanos.**

Las características de las emisiones de gases de combustión en las calderas dependen del tipo de combustible y las características de combustión. A continuación se citan algunas propiedades y su metodología de cálculo de cada una de ellas. Este tipo de parámetros son importantes en la determinación y análisis de eficiencias y emisiones de Gases de Efecto Invernadero de las calderas industriales operadas en México.

Como uno de los primeros pasos a realizar para la determinación de eficiencias térmicas e índices de Gases de Efecto Invernadero, es de suma importancia conocer las características de combustión propias de los combustibles mexicanos utilizados en calderas mexicanas.

Basados en las composiciones de los combustibles mexicanos más comúnmente utilizados en las calderas operadas en México, se calcularon algunos parámetros de combustión propios de cada combustible, entre algunos de estos parámetros destacan: aire de combustión estequiométrico, volumen de humos secos, volumen de vapor de agua y volumen de humos húmedos, en base al requerimientos de combustión estequiométricos.

Los combustibles líquidos más utilizados en calderas industriales en México son: el combustóleo, el diesel; y en el caso de gaseosos son: el gas natural y el gas licuado de petróleo. A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas para determinar los parámetros de combustión de cada uno de ellos.

### **2.2.1 Combustibles líquidos**

Para el caso de combustibles líquidos se utilizaron las siguientes ecuaciones, basadas en relaciones estequiométricas para lograr la oxidación de elementos combustibles; por medio de la consideración de los porcentajes en peso de los elementos presentes en cada combustible. Cabe destacar que el análisis de combustibles líquidos, se realizó por kilogramo de combustible.

La nomenclatura utilizada en las ecuaciones, es mostrada de manera práctica en la sección de nomenclatura.

#### **2.2.1.1 Condiciones estequiométricas**

En condiciones con características de combustión neutra y relación estequiométrica de requerimiento de comburente, podemos obtener información útil como parámetro de lo

deseable e ideal en una combustión. Por lo que a continuación se muestran relaciones con estas características en combustibles líquidos.

### Volumen de aire estequiométrico normalizado

La ecuación 2.1 que relaciona los porcentajes de composición de carbón, hidrógeno y oxígeno, nos permite determinar el volumen normalizado ( $\text{Nm}^3$ ) de aire estequiométrico necesario para realizar la combustión neutra de un 1kg de combustible líquido.

$$V_A = 0.089 C + 0.267 H + 0.033 (S - \Theta) \quad (2.1)$$

### Volumen de emisiones de humos secos normalizados

La ecuación 2.2 nos permite determinar el volumen de humos secos normalizados ( $\text{Nm}^3$ ) de la combustión neutra, realizada de forma estequiométrica, en la que por medio de la determinación de los volúmenes de gases productos de la oxidación de los elementos contenidos en el combustible, es posible determinar los gases productos de combustión sin humedad para 1 kg de combustible.

$$V_F = 0.089 C + 0.21 H + 0.008 N + 0.033 S - 0.026 \Theta \quad (2.2)$$

### Volumen de emisiones de humos húmedos normalizados

Por medio de la ecuación 2.3 es posible determinar el volumen de humos húmedos normalizados ( $\text{Nm}^3$ ) como consecuencia de la combustión neutra de 1 kg de combustible líquido.

$$V_{FH} = 0.089 C + 0.332 H + 0.008 N + 0.033 S + 0.012 E - 0.026 \Theta \quad (2.3)$$

#### 2.2.1.2 Condiciones con exceso de aire (combustión medio oxidante)

Con la finalidad de lograr una mejor combustión para lograr la total oxidación de los elementos combustibles, se emplea un exceso de oxígeno (mezcla como aire) adicional al estequiométrico requerido para la combustión de 1 kg de combustible líquido.

### Exceso de aire

La ecuación 2.4 permite obtener el porcentaje de exceso de aire ( $e_{\text{aire}}$ ) utilizado en la combustión, por medio de relacionar el volumen de humos secos ( $V_F$ ), volumen de aire estequiométrico normalizado ( $V_A$ ) y considerando el porcentaje de oxígeno ( $\omega$ ) y CO ( $\beta$ ) en los humos de descarga de la combustión.

$$e_{\text{aire}} = \frac{V_F}{V_A} \left( \frac{\omega - \frac{1}{2}\beta}{\frac{79}{4200}\beta - \omega + 21} \right) \quad (2.4)$$

Es importante señalar que los porcentajes de oxígeno y monóxido de carbono se pueden determinar únicamente por medio de la lectura en campo de los humos de descarga, lo cual implica un costo muy alto. Por todo lo anterior, se procedió a investigar los porcentajes en las descargas de  $O_2$ , CO y  $NO_x$  comunes en las emisiones de calderas industriales mexicanas, según empresas encargadas de la instalación y mantenimiento de estos equipos en nuestro país.

El análisis de emisiones de Gases de Efecto Invernadero se basa en determinar los porcentajes de emisiones de GEI comunes en calderas industriales mexicanas.

### Volumen de aire y humos con exceso de comburente

La ecuación 2.5 muestra la obtención del volumen total de aire con exceso ( $V_A'$ ), el cual es función del porcentaje de exceso de aire ( $e_{\text{aire}}$ ) y este tiene un impacto incremental en los volúmenes normalizados de humos secos *prima* ( $V_F'$ ) mostrado en la ecuación 2.6 y humos húmedos *prima* ( $V_{FH}'$ ) emitidos mostrado en la ecuación 2.7, por cada kilogramo de combustible líquido quemado. El exceso de aire como mezcla comburente nos permite calcular las propiedades *prima*, las cuales se presentan al existir un exceso de aire.

$$V_A' = V_A \left( 1 + \frac{e_{\text{aire}}}{100} \right) \quad (2.5)$$

$$V_F' = V_F + \frac{e_{\text{aire}}}{100} V_A \quad (2.6)$$

$$V_{FH}' = V_{FH} + \frac{e_{\text{aire}}}{100} V_A \quad (2.7)$$

En el anexo 1 se muestra un ejemplo numérico del cálculo de los parámetros de combustión de combustibles líquidos.

## 2.2.2 Combustibles gaseosos

En el caso de combustibles gaseosos para obtener sus propiedades de combustión basadas relaciones estequiométricas para lograr la oxidación de todos los compuestos constituyentes del gas. Los componentes de los combustibles gaseosos se caracterizan como porcentajes volumétricos del gas mezcla, diferenciándose entre si los gases hidrocarburos por la cantidad de carbonos e hidrógenos contenidos en su estructura química. El análisis de la combustión de los gases se realizó por cada unidad métrica de volumen normalizada,  $Nm^3_{\text{combustible}}$ .

La nomenclatura de las siguientes ecuaciones, se muestra en la sección de nomenclatura.

### 2.2.2.1 Condiciones estequiométricas

Las condiciones de combustión en las que el requerimiento de comburente para oxidar totalmente los compuestos combustibles del gas son denominadas como estequiométricas, y en el caso de lograrse una buena y total combustión se denomina a este tipo de combustión como neutra. Es importante conocer los requerimientos mínimos de comburente (estequiométrico) para poder desarrollar un adecuado mecanismo de combustión a fin de obtener los mayores beneficios de su oxidación exotérmica.

#### Volumen de aire estequiométrico normalizado

La ecuación 2.8 permite determinar el volumen normalizado de aire ( $V_A$ ) mínimo, para lograr la combustión de la totalidad de los compuestos gaseosos de  $1Nm^3$  de combustible. Esta ecuación considera el hidrógeno (H) y monóxido de carbono (CO) presentes en el combustible, además de una ponderación del número de carbonos (m) e hidrógenos (n) de cada gas hidrocarburo, y por último toma en consideración el oxígeno ( $\Theta$ ) presente, el cual debe ser considerado como una fuente de comburente ya presente en el gas.

$$V_A = 0.024 (H + CO) + 0.48 \left( \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) M - \Theta \right) \quad (2.8)$$

#### Volumen de emisiones de humos secos normalizados

La ecuación 2.9 permite determinar el volumen normalizado de humos ( $V_F$ ) como consecuencia de una combustión estequiométrica, la cual relaciona todos los elementos combustibles como el hidrógeno (H), monóxido de carbono (CO), los gases hidrocarburos y algunos otros elementos como nitrógeno (N), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), humedad (E) y oxígeno ( $\Theta$ ) presentes en el combustible.

$$V_F = 0.019 H + 0.29 CO + \sum (0.048m + 0.0145n)M + 0.01(N + CO_2 + E) - 0.038 \Theta \quad (2.9)$$

### Volumen de emisiones de humos húmedos normalizados

Una combustión total de los componentes gaseosos del combustible propician humos con generación de vapor de agua por la oxidación del hidrógeno, la ecuación 2.10 permite determinar el volumen normalizado de los humos húmedos ( $V_{FH}$ ) generados la combustión de  $1 \text{ Nm}^3$  de combustible con el volumen mínimo de aire estequiométrico para lograr su total oxidación.

$$V_{FH} = 0.029 (H + CO) + \left( \sum 0.048m + 0.0145n \right) M + 0.01 (N + CO_2 + E) - 0.038 \Theta \quad (2.10)$$

### 2.2.2.2 Condiciones con exceso de aire

A partir de los valores obtenidos de la combustión con un requerimiento estequiométrico de oxígeno, se lograría una combustión total solo en forma teórica, ya que es necesario incrementar un exceso de aire al estequiométrico en porcentaje del mismo; todo lo anterior con el fin de garantizar la combustión total.

#### Exceso de aire

El exceso comúnmente utilizado en equipos de generación de vapor en la industria mexicana, se calculó a partir de la información de porcentajes de emisiones de monóxido de carbono y oxígeno en los humos productos de la combustión de proporcionados por empresas encargadas de la instalación y mantenimiento de generadores de vapor industriales.

La ecuación 2.11 nos permite determinar el porcentaje de exceso de aire empleado en la combustión, con tan sólo conocer los porcentajes a la descarga de emisiones de monóxido de carbono ( $\beta$ ) y oxígeno ( $\omega$ ); además del volumen estequiométrico normalizado de aire ( $V_A$ ) y volumen normalizado de humos secos ( $V_F$ ) de  $1 \text{ Nm}^3$  de combustible.

$$e_{\text{aire}} = \frac{V_F}{V_A} \left( \frac{\omega - \frac{1}{2} \beta}{\frac{79}{4200} \beta - \omega - 21} \right) \quad (2.11)$$

### Volumen de aire y humos con exceso de comburente

A continuación se presenta la ecuación 2.12 que determina el valor prima del volumen normalizado total de aire para la combustión ( $V_A'$ ), considerando el porcentaje de exceso; la ecuación 2.13 determina el volumen normalizado de humos secos ( $V_F'$ ) y la ecuación 2.14 determina el volumen normalizado de humos húmedos ( $V_{FH}'$ ) de acuerdo al porcentaje de exceso de comburente para los combustibles gaseosos por  $Nm^3$  de combustible.

$$V_A' = V_A \left( 1 + \frac{e_{aire}}{100} \right) \quad (2.12)$$

$$V_F' = V_F + \frac{e_{aire}}{100} V_A \quad (2.13)$$

$$V_{FH}' = V_{FH} + \frac{e_{aire}}{100} V_A \quad (2.14)$$

En el anexo 1 se muestra un ejemplo numérico de obtención de los parámetros de combustión de un combustible gaseoso.

### 2.2.3 Poderes caloríficos

Los poderes caloríficos empleados en la determinación de eficiencias térmicas de las calderas y en la determinación de los índices particulares de cada combustible, son los calculados según la siguiente metodología, algunos son reportados en las fuente: CIME. Combustión y uso eficiente de generadores de vapor. 1993., en la que se reportan los poderes caloríficos inferiores (PCI) de los combustibles distribuidos por Pemex.

Como método de verificación de los poderes caloríficos inferiores experimentales reportados se determinó de manera teórica, por medio de ecuaciones empíricas a partir de las propiedades particulares de combustión  $V_A$  (volumen normalizado de aire estequiométrico) de cada combustible.

Para realizar el cálculo de poder calorífico superior de combustibles líquidos tenemos la ecuación 2.15 de tipo empírica, conocida como *de las 1000kcal*, en la que por medio del volumen de aire estequiométrico ( $V_A$ ) se determina su poder calórico superior en kilocalorías por cada kilogramo de combustible líquido ( $kcal/kg_{combustible}$ )

$$PCS_{Líquidos} = (V_A) 1000 \quad (2.15)$$

Como método de aproximación y verificación de la capacidad calorífica superior de combustibles gaseosos ricos, se utilizó también la ley de las 1000kcal, en la que relacionando el volumen de aire normalizado necesario estequiométricamente, se determina el poder calorífico en kilocalorías por normal metro cúbico de combustible gas (kcal/Nm<sup>3</sup>), tal como es mostrado en la ecuación 2.16.

$$PCS_{\text{gaseosos}} = (V_A) 1000 \quad (2.16)$$

Estas ecuaciones pueden tener factores de corrección empírico, pero sus estructuras bases, obedecen a la ley empírica de las *mil kilocalorías*, la cual relaciona al poder calorífico inferior como el producto del volumen normalizado de aire estequiométrico  $V_A$  por 1000; por este factor es que se le denomina de las *mil kilocalorías*.

A partir de los poderes caloríficos superiores de los combustibles y restandoles la entalpia de vaporización del agua contenida o generada en la combustión por cada kilogramo o Normal metro cúbico de combustible, es posible determinar el poder calorífico inferior. La ecuación 2.17 determina la diferencia de los poderes caloríficos superior e inferior de los combustibles líquidos y gaseosos.

$$PCI = PCS - (6 (9 H + E)) \quad (2.17)$$

Cabe resaltar que dichos poderes fueron comparados con los reportados por Pemex y la norma mexicana, encontrando una diferencia menor al 5%.

En el Anexo 2 se muestra un ejemplo numérico para el cálculo del poder calorífico inferior de un combustible mexicano.

## 2.2.4 Diagrama de Ostwald

El diagrama de Ostwald es una representación gráfica de algunas propiedades de combustión, al relacionar esquemáticamente el porcentaje de dióxido de carbono, monóxido de carbono y oxígeno en la descarga de emisiones; y además el porcentaje de exceso de aire empleado.

Este diagrama caracteriza en forma particular a cada combustible, por tener propiedades de combustión diferentes; esta representación gráfica nos permite determinar los porcentajes de anhídridos carbónicos bajo cualquier condición de combustión.

Los valores porcentuales de emisiones de monóxido de carbono y oxígeno comunes en calderas industriales mexicanas, los cuales fueron proporcionados por empresas encargadas del mantenimiento de los equipos en nuestro país, se verificaron por medio de la utilización de estos diagramas.

Es importante resaltar que con dos de las propiedades se puede caracterizar las condiciones y características de combustión y las propiedades restantes. La construcción de los diagramas de Ostwald, se realizó por medio de la determinación de ciertas variables que se describen a continuación:

### Volumen total de CO<sub>x</sub>

El volumen total de anhídrido carbónico, nos permite determinar el máximo volumen normalizado de dióxido de carbono que podría generarse, en una combustión perfecta.

La ecuación 2.18 determina el volumen de anhídrido carbónico máximo posible para combustibles líquidos, por medio del relacionar el porcentaje en peso de carbono (C) contenido en el combustible.

$$V_{CO_x} = 0.01867 (C) \quad (2.18)$$

En el caso de combustibles gaseosos, el volumen máximo de anhídrido carbónico posible en la combustión se determina con la ecuación 2.19, en la que se considera el porcentaje de carbono contenido en los gases hidrocarburos (m) y el porcentaje contenido de monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

$$V_{CO_x} = \left( CO + \left( \sum m M \right) + CO_2 \right) \frac{1}{100} \quad (2.19)$$

### Porcentaje máximo de dióxido de carbono ( $\alpha_o$ )

El porcentaje máximo posible de emisiones de bióxido de carbono como fracción del volumen total de humos se determina a partir de la ecuación 2.20; este porcentaje de bióxido de carbono es el máximo teórico de existir una combustión total.

$$\alpha_o = \left( \frac{V_{CO_x}}{V_F} \right) 100 \quad (2.20)$$

En esta ecuación determina la fracción que representaría el volumen de CO<sub>2</sub> del los humos (V<sub>F</sub>), si la totalidad del volumen CO<sub>x</sub> fuese dióxido de carbono.

### Porcentaje máximo posible de monóxido de carbono ( $\beta_{max}$ )

En una combustión parcial, en la que todo el carbono contenido de los combustibles no se oxide totalmente, lo que propicia solo formación de monóxido de carbono. La máxima cantidad a generar de monóxido de carbono ( $\beta_{max}$ ) para combustibles líquidos y gases esta se determina por la ecuación 21.

$$\beta_{\max} = \frac{\alpha_o}{1 - \left( \frac{79}{4200} \alpha_o \right)} \quad (2.21)$$

El porcentaje máximo de monóxido de carbono ( $\beta_{\max}$ ) es determinado a partir del relacionarlo con el máximo porcentaje posible de dióxido de carbono ( $\alpha_o$ ).

### Variables auxiliares de combustión $\omega_o$ y $A'$

El porcentaje de oxígeno máximo que se obtendría en las emisiones si se introduce el volumen de aire estequiométrico (exceso nulo de aire) y se obtuviese 0% de dióxido de carbono ( $\alpha$ ) en una combustión totalmente imperfecta. La ecuación 2.22 obtiene esta variable que sólo es solo un parámetro auxiliar que sirve como acotación del sistema gráfico de Ostwald.

$$\omega_o = \frac{\alpha_o}{2 + \frac{\alpha_o}{100}} \quad (2.22)$$

Otra variable auxiliar para la construcción del diagrama de Ostwald, es la que relaciona con la fracción que representa el oxígeno comburente respecto al volumen de humos secos estequiométricos de emisiones, la cual es mostrada en la ecuación 2.23.

$$A' = 21 \left( \frac{V_A}{V_F} \right) \quad (2.23)$$

Es importante recordar que en el diagrama de Ostwald todos los porcentajes de dióxido de carbono, monóxido de carbono y oxígeno son fracciones del volumen de humos de la descarga de la combustión, y solo el porcentaje de exceso de aire pertenece a la entrada del comburente para realizar el proceso de combustión.

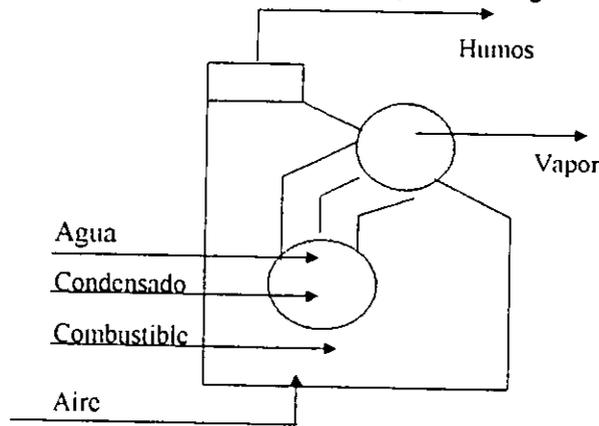
La metodología para la construcción de los diagramas de Ostwald por tipo de combustible así como un ejemplo numérico de cálculo son mostrados en el Anexo 3, estos resultados servirán como herramienta auxiliares, ya que son específicos para los combustibles mexicanos.

### 2.3. Determinación de eficiencias térmicas y factores de utilización en calderas

El método utilizado para el cálculo de eficiencias fue el indirecto, aprovechando la información obtenida de las encuestas recibidas empleando el balance térmico apoyado en el esquema de la Fig. 2.3; cabe señalar que los balances de los equipos se realizaron por periodos de 360 días reales, buscando obtener los resultados anualizados.

El método para determinación de eficiencias térmicas utiliza la información solicitada a las empresas por medio de las encuestas. Este método se basa en el principio conservación de la energía o primera ley de la termodinámica. A continuación se enuncia el balance térmico final y en forma posterior la metodología para el cálculo de cada factor del balance.

Fig 2.3 Esquematzación de flujos en un generador de vapor



#### 2.3.1 Balance de energía

El balance de energía involucra a todos los fluidos líquidos, gases y mezclas que sufren un gradiente positivo o negativo en sus propiedades de estado energético, existiendo una igualdad entre lo suministrado por alguno(s) de los fluidos, y el adquirido por otro(s). El balance energético se muestra en la ecuación 2.24 a continuación:

$$m_{\text{agua}} (h_{\text{agua}} - h^{\circ}_{\text{agua}}) + m_{\text{condensado}} (h_{\text{condensado}} - h^{\circ}_{\text{condensado}}) + m_{\text{aire}} (h_{\text{aire}} - h^{\circ}_{\text{aire}}) + m_{\text{combustible}} \gamma \varphi \text{ PCI} = m_{\text{vapor}} (h_{\text{vapor}} - h^{\circ}_{\text{agua}}) + m_{\text{humos}} (h_{\text{humos}} - h^{\circ}_{\text{humos}})$$

(2.24)

La simbología empleada en el balance de energía es descrita y explicada en la Sección de Nomenclatura (página vi).

Del balance de materia energía, se puede determinar la eficiencia térmica de un equipo de generación de vapor; quedando para su cálculo en la ecuación 2.25 de la siguiente manera:

$$\eta = \{ (m_{\text{vapor}} (h_{\text{vapor}} - h^{\circ}_{\text{agua}}) + m_{\text{humos}} (h_{\text{humos}} - h^{\circ}_{\text{humos}})) - (m_{\text{agua}} (h_{\text{agua}} - h^{\circ}_{\text{agua}}) - m_{\text{condensado}} (h_{\text{condensado}} - h^{\circ}_{\text{condensado}}) - m_{\text{aire}} (h_{\text{aire}} - h^{\circ}_{\text{aire}})) \} / m_{\text{combustible PCI}} \quad (2.25)$$

Esta eficiencia es determinada a partir del análisis de la energía ganada por los fluidos involucrados en el sistema entre la energía suministrada por el combustible.

### 2.3.2 Flujos y propiedades de agua, condensados y vapor

Dentro de los flujos necesarios tenemos los de agua de alimentación que posteriormente mediante la ganancia de temperatura se convierte en vapor fueron solicitados como *consumo mensual de agua caldera* de cada equipo por facilidad de consulta en la operación. El flujo total de agua de alimentación se obtiene anualizado en metros cúbicos de agua por año ( $m^3_{\text{agua/año}}$ ).

El flujo de condensados en el caso de existir en la operación del equipo, se solicitaron en la encuesta como *¿recicla condensados? ¿Cuántos? en  $m^3/h$* , por ser una información de fácil lectura en la operación del equipo en caso de existir medidores; y se transforma por medio de las horas de operación anuales en un flujo de condensados anual ( $m^3_{\text{condensados/año}}$ ).

El flujo másico de vapor generado por la caldera, es solicitado en la encuesta como *Producción de vapor (kg/h)*, al considerar las horas de operación anual se obtiene el flujo de generación de vapor anual  $kg_{\text{vapor}} / h$ .

### 2.3.3 Flujos de aire, humos y combustible

El combustible utilizado por el equipo fue solicitado en la encuesta como, además del valor másico o volumétrico del combustible según sea el caso para combustibles líquidos o gases. En el caso de contar el equipo con medidor, la lectura es muy sencilla y reportada hasta en forma diaria, en caso de carecer de combustible, el reporte comúnmente es en forma mensual; por lo que el consumo fue solicitado en el intervalo

que deseara, ya sea por día, mes o anual. El flujo de combustible fue anualizado, según las horas de operación anuales en que el equipo opera para obtener el consumo de combustible anualizado.

El flujo de aire involucrado en el proceso de combustión, fue determinado según valores comunes utilizados en calderas industriales mexicanas como se mostró en el punto 2.2.1.2 y 2.1.1.2 con los excesos de aire comúnmente utilizados según sea el tipo de combustible. El volumen normalizado de aire comburente con exceso de aire ( $V_A'$ )  $\text{Nm}^3_{\text{aire}} / \text{Nm}^3_{\text{combustible}}$  o  $\text{Kg}_{\text{combustible}}$ , fue determinado al relacionarlo con el consumo de combustible del equipo, para obtener  $\text{kg}_{\text{aire}}/\text{año}$ .

Para determinar el flujo de humos resultados de la combustión en generadores de vapor, se determinó de acuerdo a valores típicos de emisiones en calderas industriales mexicanas, este volumen normalizado de las emisiones por tipo de combustible fue utilizado  $V_{FH}'$  en  $\text{Nm}^3$  humos húmedos con exceso de aire por cada kilogramo o  $\text{Nm}^3$  de combustible de consumo, para obtener el volumen de humos normalizados anuales ( $\text{Nm}^3/\text{año}$ ) emitidos por la chimenea de cada equipo.

### 2.3.4 Entalpias de agua, condensados y vapor

Las propiedades de entalpia del agua en sus diversos estados físicos: líquido, vapor o mezcla líquido-vapor fueron obtenidos en el software NUIS STEAM TABLES; en el que proporcionando las condiciones de presión en kilopascales (kPa) y temperatura en grados absolutos (K) se determinan las entalpias en unidades de (kJ/kg).

En el caso de las entalpias base se calcularon siguiendo el mismo método, considerando condiciones de presión de 1atm y 273.15 K, para ser consideradas de referencia. Los anteriores datos nos permitirán obtener los incrementos entálpicos del agua de alimentación, los condensados y el vapor generado.

### 2.3.5 Entalpias de aire, humos y PCI del combustible

Las entalpias de un gas son función de las condiciones de presión y temperatura en las que se encuentre, esta propiedad fue determinada en base al las capacidades caloríficas a presión constante (cp) de los diversos gases que se encuentran involucrados como mezcla en los humos húmedos de las emisiones de combustión en calderas mexicanas

El tipo de combustible utilizado determina las fracciones de los componentes emitidos en la combustión, de acuerdo a valores comunes de emisiones de gases en calderas industriales mexicanas, se realizó una ponderación del porcentaje que representa en cada caso el gas involucrado por su contribución de capacidad calorífica para obtener el gradiente de entalpia de la mezcla a la temperatura de salida de los humos.

En el caso del presente trabajo obtuvo la diferencia de entalpía de los humos utilizando la ecuación 2.27 que involucra una ponderación de la integración de las capacidades caloríficas de los gases entre la temperatura base (273K) y la temperatura de salida de los gases de combustión en grados absolutos.

$$\Delta h_{\text{humos}} = \sum \text{Frac}_{\text{gas}, i} \int_{T_0}^T C_{p_{\text{gas}, i}} \cdot dT \quad (2.27)$$

Las ecuaciones de las capacidades caloríficas de los gases a presión constante ( $c_p$ ) tienen unidades de cal/mol K, las cuales se muestran a continuación de la ecuación 2.27 a la ecuación 2.34.

$$\text{CO}_2 \quad C_{p_{\text{CO}_2}} = 10.34 + 0.02274T - 195500T^{-2} \quad (2.27)$$

$$\text{CO} \quad C_{p_{\text{CO}}} = 6.60 + 0.00120T \quad (2.28)$$

$$\text{NO}_2 \quad C_{p_{\text{NO}_2}} = 8.05 + 0.000233T - 156300T^{-2} \quad (2.29)$$

$$\text{SO}_2 \quad C_{p_{\text{SO}_2}} = 7.70 + 0.00530T - 0.00000083T^{-2} \quad (2.30)$$

$$\text{H}_2\text{O}_{\text{vapor}} \quad C_{p_{\text{H}_2\text{O}}} = 8.22 + 0.00015T + 0.00000134T^{-2} \quad (2.31)$$

$$\text{N}_2 \quad C_{p_{\text{N}_2}} = 6.5 + 0.00100T \quad (2.32)$$

$$\text{O}_2 \quad C_{p_{\text{O}_2}} = 8.27 + 0.000258T - 187700T^{-2} \quad (2.33)$$

$$\text{CH}_4 \quad C_{p_{\text{CH}_4}} = 5.34 + 0.0115T \quad (2.34)$$

Se realizaron las integraciones de las anteriores ecuaciones y se evaluaron a la temperatura base ( $T_0 = 273.15 \text{ K}$ ) y a la temperatura de los gases de combustión a la salida de la chimenea ( $T_1 = T_{\text{gases}}$ ). De esta forma se pudo obtener el valor de las entalpías de los humos emitidos.

En el caso de la entalpía del aire de alimentación se utilizaron las tablas reportadas en la fuente: Perry Manual del Ingeniero Químico pag. 3-210, sexta edición. Las propiedades de entalpías son obtenidas en unidades de kJ/kg.

El poder calorífico inferior empleado para el cálculo de las eficiencias térmicas de cada equipo fueron los obtenidos según el punto 2.2.3 y comparados con los reportados por la fuente: CIME, 1993 Combustión y uso eficiente de vapor.

Toda la metodología empleada se muestra en un ejemplo numérico con la información operacional de una empresa anónima en el Anexo 4, mencionando las ecuaciones empleadas y las conversiones realizadas de los flujos y entalpías necesarias para determinar la eficiencia del equipo con la información proporcionada.

### 2.3.6 Determinación de los factores de utilización

El factor de utilización de las calderas respecto de su capacidad nominal fue determinada a partir de la relación denominada factor de evaporación según la ecuación 2.35 mostrada a continuación.

$$\text{Factor de evaporación} = \frac{\text{Evaporación Nominal}}{\text{Evaporación Real}} \tag{2.35}$$

Para determinar el Factor Evaporación según la anterior ecuación sería difícilmente determinada con la información proporcionada en las encuestas, ya que mientras la Evaporación Nominal es sencillamente determinada por la capacidad nominal de fabricación del equipo, la Evaporación Real es difícil de determinar. Ante esta problemática, se recurrió a evaluar el Factor de Evaporación por medio de la consulta de tablas reportadas por los fabricantes de calderas como la mostrada en la Tabla. 2.2.

Para determinar el Factor de Evaporación en esta tabla, solo es necesario conocer alguna de la información de la solicitada en la encuesta; entre los datos ocupados tenemos a la temperatura de alimentación de agua al equipo, que en el caso de tener condensados, se realizó una ponderación de contribución de acuerdo a sus flujos, y otro dato necesario para su determinación fue la presión de operación del equipo.

El Factor de Uso nos permite conocer la capacidad real utilizada como una proporción del la capacidad nominal del equipo, definiendose como el inverso del Factor de Evaporación.

Tabla 2.2 Factores de evaporación reportados por fabricantes de calderas

FACTORES DE EVAPORACION											
Presión absoluta al nivel del mar Kg/cm <sup>2</sup> = lb/psig <sup>2</sup>											
Temperatura del agua de alimentación en °C	1.0580 (15.0)	1.7391 (34.7)	2.443 (34.8)	3.147 (44.8)	4.558 (64.8)	8.077 (115.0)	9.838 (140.0)	10.542 (150.0)	11.588 (165.0)	13.288 (180.0)	
100	1.0003	1.0103	1.0199	1.0216	1.0290	1.0396	1.0431	1.0443	1.0488	1.0483	
93	1.0127	1.0227	1.0283	1.0343	1.0414	1.0520	1.0555	1.0567	1.0584	1.0606	
85	1.0285	1.0385	1.0446	1.0498	1.0569	1.0675	1.0710	1.0722	1.0739	1.0763	
77	1.0437	1.0537	1.0603	1.0653	1.0724	1.0830	1.0865	1.0877	1.0894	1.0917	
68	1.0589	1.0689	1.0758	1.0807	1.0878	1.0985	1.1020	1.1032	1.1048	1.1072	
60	1.0715	1.0815	1.0882	1.0932	1.1003	1.1109	1.1144	1.1156	1.1172	1.1195	
52	1.0801	1.1001	1.1067	1.1116	1.1187	1.1293	1.1328	1.1341	1.1357	1.1381	
43	1.1058	1.1155	1.1211	1.1270	1.1341	1.1447	1.1482	1.1495	1.1511	1.1535	
35	1.1309	1.1399	1.1453	1.1494	1.1549	1.1655	1.1690	1.1702	1.1718	1.1742	
27	1.1643	1.1653	1.1683	1.1732	1.1804	1.1910	1.1945	1.1957	1.1974	1.1997	
18	1.1517	1.1517	1.1528	1.1577	1.1649	1.1755	1.1790	1.1802	1.1818	1.1842	
10	1.1878	1.1878	1.1889	1.1938	1.2010	1.2116	1.2151	1.2163	1.2179	1.2203	
1	1.2327	1.2327	1.2338	1.2387	1.2459	1.2565	1.2600	1.2612	1.2628	1.2652	

Factor de evaporación =  $\frac{\text{Evaporación Nominal}}{\text{Evaporación Real}}$

La evaporación nominal la define el fabricante.

Capacidad caldera = 15.65 Kg. 34.5 lbs. de vapor por libra de 100 a 100°C al nivel del mar.

Para entrar a la tabla agregarse a la presión manométrica indicada la presión atmosférica del lugar.

Presión absoluta = Presión manométrica + Presión atmosférica.

Fuente: Manual de operación SELMEC.

## 2.4 Determinación de índices de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en calderas industriales mexicanas

El determinar y caracterizar índices de emisiones de Gases de Efecto Invernadero muy particulares y propios de las calderas que operan en los diversos sectores industriales mexicanos es la finalidad principal de este trabajo. Una gran cantidad de información obtenida con anterioridad en la metodología, apoya de manera determinante para la obtención de los índices de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en caldera industriales mexicanas.

### 2.4.1 Determinación de emisiones reales experimentales de gases de combustión en calderas industriales mexicanas

La emisiones reales de gases de efecto invernadero en calderas industriales mexicanas se obtuvieron a partir de las fracciones comunes de emisiones de monóxido de carbono (CO), oxígeno (O<sub>2</sub>) y óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) en los humos emitidos por tipo de combustible empleado en calderas industriales mexicanas. A partir de las fracciones experimentales de emisiones proporcionadas por la compañía SELMEC encargada de la instalación y mantenimiento de calderas recién carburadas de 40 a 2200 caballos caldera en nuestro país, con eficiencias promedio de  $\eta=0.82$ ; se procedió a determinar en el diagrama de Ostwald el porcentaje de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) real en los humos emitidos.

El diagrama de Ostwald particular de cada combustible es una representación gráfica de ecuaciones; por lo que para obtener de forma más exacta el porcentaje de CO<sub>2</sub> ( $\alpha$ ) se empleo la ecuación 2.36 mostrada a continuación.

$$\alpha = \alpha_0 - \beta \left( 1 - \frac{79}{4200} \alpha_0 \right) - \frac{\alpha_0}{21} \omega \quad (2.36)$$

Para la determinación del porcentaje de dióxido de carbono ( $\alpha$ ) en los humos reales emitidos, se obtiene a partir de información específica de cada combustible como: el porcentaje máximo posible de dióxido de carbono ( $\alpha_0$ ) en la combustión, los porcentajes reales de CO ( $\beta$ ) y O<sub>2</sub> ( $\omega$ ) en las emisiones reales de humos.

Una vez obtenidas las emisiones reales de Gases de Efecto Invernadero de CO<sub>2</sub>, CO y NO<sub>x</sub>, se procedió a determinar las emisiones de óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM). Estas fracciones de emisiones fueron calculadas a partir de datos experimentales reportados en el manual (Boiler Emissions Reference Guide of Cleaver Brooks 1994), en las que reportan en partes por millón (ppm) estos contaminantes.

Es importante señalar que estas emisiones son reportes de calderas industriales que queman los diversos combustibles que presentan en la operación un 3% de O<sub>2</sub> en la descarga de humos de combustión. En nuestro caso no todos los equipos operan con ese porcentaje de oxígeno en la descarga, ya que utilizan diversos porcentajes de exceso de aire en el proceso de combustión. Ante la necesidad de la corrección de fracciones de emisión con diferentes porcentajes de oxígeno en partes por millón (ppm) se utilizó la ecuación 2.37.

$$\text{ppm}_{\text{actual } \%O_2} = \left( \frac{21 - O_2 \cdot \text{actual}}{21 - 3} \right) \text{ppm}_{3\% \text{ de } O_2} \quad (2.37)$$

Para obtener en porcentaje de volumen las emisiones de ppm, es necesario emplear la ecuación 2.38; y así tendremos la totalidad de gases emitidos en porcentajes de los humos reales emitidos.

$$\% \text{ volumen}_{\text{gas } i} = \frac{\text{ppm}_{\text{gas } i}}{1000} \quad (2.38)$$

Una vez obtenidos las fracciones en porcentaje de los Gases de Efecto Invernadero de CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> y COVNM, se procede a la determinación del volumen real de humos emitidos (Vf) del cual son fracciones los porcentajes calculados de gases.

El volumen real de humos emitidos mostrado en la ecuación 2.39, involucra los volúmenes de todos los gases productos de la combustión como CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub>; a aquellos que no fueron combustionados como CH<sub>4</sub> y COVNM y los inertes o de exceso como N<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> y partículas entre los más representativos e importantes

$$Vf = V_{CO_2} + V_{CO} + V_{NO_x} + V_{SO_x} + V_{CH_4} + V_{COVNM} + V_{N_2} + V_{O_2} + V_{particulas} \quad (2.39)$$

También se pueden considerar como fracciones porcentuales del volumen total, ya sea en porcentaje de cada gas del volumen real como se muestra en la ecuación 2.40.

$$Vf = \left[ Vf^*(\%CO_2) + Vf^*(\%CO) + Vf^*(\%NO_x) + Vf^*(\%SO_x) + Vf^*(\%CH_4) + Vf^*(\%COVNM) + Vf^*(\%N_2) + Vf^*(\%O_2) + Vf^*(\%part.) \right] 1/100 \quad (2.40)$$

Es importante recordar que para el análisis de todos estos volúmenes se realiza a condiciones normalizadas. Para determinar el volumen normalizado de gases reales productos de la combustión de 1kg de combustible líquido o 1Nm<sup>3</sup> de combustible gaseoso, se utilizó la ecuación 2.41.

$$Vf = V_r \left( \alpha + \frac{\beta}{\alpha_r} \right) \quad (2.41)$$

Esta ecuación involucra el volumen normalizado de gases secos ( $V_F$ ) en una combustión ideal con requerimiento estequiométrico de comburente, además de los porcentajes máximos de  $CO_2$  posibles ( $\alpha_o$ ) y los porcentajes reales de emisiones de  $CO_2$  ( $\alpha$ ) y  $CO$  ( $\beta$ ).

Otra manera de determinar el volumen normalizado de humos real al quemar 1kg de combustible en el caso de los líquidos es por medio de la siguiente ecuación 2.42 mostrada a continuación.

$$V_f = V_F + \frac{1}{2} \beta \left( 1 - \frac{79}{4200} \alpha_o \right) - \frac{\alpha_o}{21} \omega \tag{2.42}$$

Al obtener el volumen normalizado real común de gases y los porcentajes en volumen de los diversos gases de cada uno de los combustibles utilizados en las calderas industriales encuestadas; se procedió a obtener los volúmenes normalizados de cada gas en la según la ecuación 2.43, obteniendo emisiones normalizadas de cada gas por la quema de cada kg o  $Nm^3$  de los diversos combustibles.

$$V_{gas\ i} = V_f (\% \text{ volumen}_{gas\ i}) \tag{2.43}$$

El volumen normalizado de cada gas emitido se transformó a relación de materia molar, ( $mol/Kg_{combustible}$  o  $Nm^3_{combustible}$ ) utilizando la relación de gas ideal de  $1\ mol_{gas\ i} = 0.0223\ Nm^3_{gas\ i}$

A partir de esta relación primicia de idealización de gases, se puede obtener las emisiones en materia ( $g / kg_{combustible}$  o  $Nm^3_{combustible}$ ) al emplear el peso molecular de cada gas tal como lo muestra en la ecuación 2.44.

$$\text{Emisión másica} = (\text{Emisión molar}) (\text{Peso Molecular}) \tag{2.44}$$

La ecuación 2.44 se evalúa con las unidades siguientes:

$$g_{gas\ i} / kg_{combustible} \text{ o } Nm^3_{combustible} = (mol_{gas\ i} / kg_{combustible} \text{ o } Nm^3_{combustible}) * (g/mol)$$

Los coeficientes de emisiones se reportan generalmente en la literatura internacional como másicos (gramos, kilogramos o toneladas) por unidad másica o volumétrica de combustible y algunas otras en masa por energía, como por ejemplo ( $g/GJ$ ).

Para obtener finalmente los coeficientes de emisiones en unidades de masa por energía, se afectaron las emisiones de unidad de combustible por el poder calorífico inferior, de la siguiente forma:

$$\text{Coeficiente de Emisión}_{másica - energía} = \frac{\text{Emisión}_{másica - combustible}}{PCI} \tag{2.46}$$

La ecuación 2.46 se evalúa con las unidades siguientes:

$$g_{\text{gas } i} / \text{kJ} = (g_{\text{gas } i} / \text{kg}_{\text{combustible}} \text{ o Nm}^3_{\text{combustible}}) / (\text{kJ} / \text{kg}_{\text{combustible}} \text{ o Nm}^3_{\text{combustible}})$$

Las emisiones obtenidas de cada gas de acuerdo al tipo de combustible, son generalmente reportados en unidades de masa por energía, para poder ser comparados con facilidad, aun entre combustibles con diferentes composiciones.

#### 2.4.2 Determinación de los índices de emisiones de gases exclusivos de la operación de calderas industriales en México

La determinación de los exclusivos índices de emisión de Gases de Efecto Invernadero de calderas en nuestro país, serán evaluados con apego máximo a consideraciones operativas reales. Un gran número de índices reportados en la literatura fueron obtenidos al considerar una combustión neutra y eficiente.

Algunas emisiones reportadas por unidades energéticas consideran que esas emisiones fueron realizadas al obtener una energía, pero sin contemplar la eficiencia de combustión ni la de transferencia o proceso, desafortunadamente solo se relacionan las emisiones con el poder calorífico de los combustibles; y se contabilizan por medio del consumo.

En el caso particular de este trabajo, se trata de considerar factores de la eficiencia de combustión y equipos, además de contemplar factores de utilización de las calderas y su tiempo de operación real. Todo esto permitirá determinar los índices emisiones reales y actuales de las tecnologías de generación de vapor que consideran factores operativos de las calderas en nuestro país.

A partir de la obtención de coeficientes de emisiones de los diversos Gases de Efecto Invernadero para cada combustible ocupado en el país y con la determinación de eficiencias térmicas de los equipos, cálculo de factores de utilización e información procedente de las encuestas como número de horas de operación, fue posible determinar los índices.

La determinación de los índices anualizados de emisión de cada gas ( $I_{\text{gas } i}$ ) para cada caldera, se obtuvieron a partir de utilizar su eficiencia propia del equipo ( $\eta_{\text{equipo}}$ ), su factor de uso (F.U.), sus horas de operación anuales (H.O.), su capacidad nominal (C.C.) y los Coeficientes de Emisiones (C.E.) de acuerdo al tipo de combustible que utilice, proponiendo una ecuación modelo para determinar los índices de emisión.

A continuación se muestra la ecuación 2.47 y las unidades empleadas para el cálculo de los índices individuales.

$$I_{\text{gas } i} = (C.E_{\text{gas } i}) \left( \frac{1}{\eta} \right) (F.U.) (C.C.) (H.O.) \quad (2.47)$$

Las unidades para evaluar la ecuación 2.47 son las siguientes:

$$\text{g/año} = (\text{g/GJ}) * (\text{adimensional}) * (\text{adimensional}) * (\text{GJ/h}) * (\text{h/año})$$

Determinados los índices de emisiones anuales de cada equipo, se procedió a la subdivisión de los equipos de acuerdo al sector de operación, capacidad etc. tal como se mostrara en el siguiente punto.

En el anexo 5 se muestra un ejemplo numérico de la determinación de los índices particulares de un equipo.

### 2.4.3 Organización estadística de las calderas industriales

Es importante planear y realizar una adecuada organización de la información obtenida, con la finalidad de obtener el máximo provecho posible en resultados y comparaciones.

Una vez determinados los índices de emisiones de los Gases de Efecto Invernadero ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ ,  $\text{CH}_4$  y  $\text{COVNM}$ ) para cada caldera, se subclasificaron los equipos de acuerdo a los diversos sectores industriales (alimenticio, químico, papelerero, textil, siderúrgico y otro) además de acuerdo a cuatro rangos de capacidad nominal (hasta 200 c.c., de 201 a 500 c.c., de 501 a 1000 c.c. y mayores de 1000 c.c.).

De acuerdo a esta subclasificación podremos obtener índices promedio en cada rango de capacidades en cada sector industrial.

La determinación de rangos de capacidad de los equipos, obedece a intenciones de acotar la información de los índices anualizados, debido a la presencia de diferentes características operacionales y físicas de equipos de diferentes sectores industriales.

La diversidad de características y comportamientos operacionales, nos impide generalizar índices para todo el sector industrial. Comúnmente las industrias de cada sector mantienen características de comportamiento semejantes y aún más homogéneas al clasificarlas por rangos de capacidad; como ejemplo tenemos el caso de las horas de operación anuales, factores de utilización y hasta edad de los equipos que repercute en la eficiencia térmica.

Una vez concluida la determinación de los índices individuales y la organización estadística de los equipos, se obtienen valores promedio de los diversos factores físicos de instalación, operacionales y de índices anuales de emisión de las calderas que operan en los diversos sectores de la industria mexicana.

La estadística de esta información nos permitirá obtener valiosa información entre la que destaca la densidad promedio de calderas por entidad federativa y nacional, distribución de las calderas por capacidad por sector industrial, distribución de combustible utilizados por capacidad y sector industrial para las calderas, eficiencias promedio de las calderas por sector industrial, factores de uso de la capacidad por sector industrial, edad promedio de las calderas por sector industrial, tiempos de operación promedio anual por sector industrial e índices de emisiones anuales de Gases de Efecto Invernadero por rango de capacidad en los diversos sectores industriales.

La información obtenida se presentará en el capítulo 3 y discutirá en el capítulo 4. Cabe señalar que la información particular proporcionada por cada giro se maneja de manera confidencial, por un compromiso pactado con las empresas.

# Capítulo 3

## 3 Resultados

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos de la estadística de las encuestas de equipos de generación de vapor recibidos, las propiedades y emisiones reales de combustión en las calderas por la quema de combustibles mexicanos y los índices de emisiones reales de Gases de Efecto Invernadero de las calderas encuestadas

### 3.1 Resultados estadísticos de las encuestas industriales

Es importante realizar una organización estadística de las encuestas, ya que al no existir en nuestro país un inventario o directorio de las empresas que utilicen calderas, ni el número total de equipos que operan; por medio las características de los equipos encuestados se nos permitirá apreciar tendencias y características físicas y de instalación de esta tecnología que opera en el sector industrial mexicano.

### 3.1.1 Empresas colaboradoras

De las encuestas enviadas a 1071 empresas con mayor posibilidad de utilización de calderas en sus plantas, se recibieron encuestas por parte de 363 empresas, lo que representa el 34% de las empresas encuestadas; en la Tabla 3.1 se detalla el tipo de empresas que colaboraron en este estudio. Cabe destacar que las calderas de CFE (Comisión Federal de Electricidad) y de Pemex (Petróleos Mexicanos), no son incluidas en este trabajo por tratarse de equipos de una capacidad muy superior a las típicas industriales.

Tabla 3.1 Empresas participantes en las encuestas

Sector Industrial	Tamaño Empresarial			TOTAL
	Grande	Mediana	Pequeña	
Alimenticio	69	62	10	141
Químico	51	65	21	137
Textil	10	19	8	37
Papelero	14	4	3	21
Siderúrgico	5	4	0	9
Otro	5	11	2	18
TOTAL	154	165	44	363

### 3.1.2 Equipos encuestados

El número total de encuestas por equipo recibidas fue de 678, lo representa un promedio de casi dos equipos por empresa. A continuación en la Tabla 3.2 se muestra el total de equipos encuestados clasificados por sector industrial y capacidad.

Tabla 3.2 Equipos analizados por sector industrial y capacidad

Sector Industrial	Capacidad de los equipos (caballos caldera)				TOTAL
	<200	201-500	501-1000	>1000	
Alimenticio	172	47	17	19	255
Químico	202	29	20	12	263
Textil	57	12	8	-	77
Papelero	11	3	8	12	34
Siderúrgico	12	1	3	3	19
Otro	22	8	-	-	30
TOTAL	476	100	56	46	678

### 3.1.3 Equipos por tipo de combustible

Los equipos encuestados en operación utilizan los siguientes combustibles: combustóleo, diesel, gas natural y gas L.P.; en la Tabla 3.3 se muestran el número de equipos que utilizan cada uno de los diversos combustibles en cada sector industrial.

Tabla 3.3 Equipos por tipo de combustible

Sector industrial	Combustibles				Total
	Combustóleo	Diesel	Gas Natural	Gas L.P.	
Alimenticio	60	127	21	47	255
Químico	41	162	26	34	263
Textil	19	36	-	22	77
Papelero	15	4	10	5	34
Siderúrgico	7	5	-	7	19
Otro	5	10	-	15	30
<b>TOTAL</b>	<b>147</b>	<b>344</b>	<b>57</b>	<b>130</b>	<b>678</b>

### 3.1.4 Equipos por marca de fabricación

Las marcas de los equipos encuestados son muy variadas, pero a continuación en la Tabla 3.4 se muestran el número de equipos de acuerdo a las marcas de fabricación de calderas que se recibieron encuestas. En la Tabla 3.5 se presentan por marca el número de equipos instalados por capacidades y tipo de combustible utilizado.

Tabla 3.4 Marcas de los equipos por sector industrial

Marca	Sector Industrial						TOTAL
	Alimenticio	Químico	Textil	Papelero	Siderúr.	Otro	
Cleaver Brooks	101	110	30	5	5	11	262
Clayton	12	22	11	-	3	2	50
Babcock & Wilcox	24	6	5	4	2	-	41
Power Master	4	15	4	-	-	4	27
Myrgo	9	7	1	3	2	2	24
Cerrey	5	9	1	5	1	-	21
Lukaut	10	4	-	1	-	1	16
Protherm	9	5	2	-	-	-	16
Hechizo*	5	4	-	1	2	1	13
Calsa	3	3	2	-	-	4	12
San Francisco	1	5	2	-	-	-	8
Ciclonic	-	4	2	-	-	-	6
Kewance	4	2	-	-	-	-	6
Ferrolí	5	-	-	-	-	-	5
Otras	63	67	17	15	4	5	171

\* Equipos de fabricación artesanal o adaptados

Tabla 3.5 Equipos por capacidad y tipo de combustible de las marcas de calderas instaladas

Marca	Capacidad (caballos caldera)				Tipo de combustible utilizado			
	<=200	201-500	500-1000	>1000	Combustible leo	Diesel	Gas nat.	Gas L.P.
Cleaver Brooks	193	47	20	2	50	155	17	40
Clayton	48	0	2	0	1	27	0	22
Babcock & Wilcox	6	7	14	14	26	2	11	2
Power Master	20	7	0	0	4	18	1	4
Myrgo	17	6	1	0	3	10	2	9
Cerrey	1	3	4	13	8	1	12	0
Lukaut	12	2	2	0	3	7	0	6
Protherm	14	1	1	0	3	11	0	2
Hechizo*	13	0	0	0	0	5	0	8
Calsa	12	0	0	0	2	6	0	4
San Francisco	7	1	0	0	2	4	0	2
Ciclonic	6	0	0	0	0	6	0	0
Kewance	4	2	0	0	0	0	1	5
Ferrol	5	0	0	0	5	0	0	0
Otras	118	24	12	17	40	92	13	26

\* Equipos de fabricación artesanal o adaptados

### 3.1.5 Instalación de calderas en cada sector industrial por Entidad Federativa

Los sectores industriales en los que operan los equipos encuestados son el Alimenticio, Químico, Textil, Papelero, Siderúrgico, y Otro (talabartero, hulero, maderero). El número de equipos recibidos por encuesta en el sector Alimenticio por capacidad nominal y tipo de combustible utilizado en cada entidad federativa del país son mostrados en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Calderas instaladas en el sector Alimenticio por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa

SECTOR ALIMENTICIO	Capacidad (caballos caldera)				Combustible				TOTAL
	Estado	<=200	201-500	501-1000	>1000	Comb.	Diesel	Gas Nat.	
Aguascalientes	8	2	-	-	2	8	-	-	10
Baja California Norte	12	-	2	-	2	4	-	8	14
Chihuahua	6	-	-	-	-	3	-	3	6
Coahuila	1	-	-	-	-	1	-	-	1
Colima	1	-	-	-	-	-	-	1	1
D.F.	60	7	-	3	-	44	10	16	70
Durango	-	-	2	-	-	2	-	-	2
Edo. de México	29	22	4	1	15	35	4	2	56
Guanajuato	10	1	-	-	5	5	-	1	11
Jalisco	12	4	5	-	5	8	5	3	21
Nuevo León	1	-	-	-	-	1	-	-	1
Oaxaca	2	1	1	2	4	-	-	2	6
Puebla	3	3	-	-	4	-	2	-	6
Querétaro	5	-	-	-	-	1	-	4	5
San Luis Potosí	11	-	-	-	1	3	-	7	11
Sinaloa	3	1	1	-	3	2	-	-	5
Sonora	6	1	-	2	3	6	-	-	9
Tabasco	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Veracruz	-	6	-	11	15	2	-	-	17
Zacatecas	2	-	-	-	-	2	-	-	2
TOTAL	172	47	17	19	60	127	21	47	255

El número de equipos instalados en el sector químico según las encuestas obtenidas considerando capacidad nominal y tipo de combustible en cada entidad federativa del país, se muestran en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Calderas instaladas en el sector Químico por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa

SECTOR QUÍMICO	Capacidad (caballos caldera)				Combustible				TOTAL
	Estado	<=200	201-500	501-1000	>1000	Comet.	Diesel	Gas Nat.	
Baja California Norte	4	-	-	-	-	2	-	2	4
Chihuahua	-	-	1	-	1	-	-	-	1
Coahuila	-	-	-	6	-	-	6	-	6
Colima	-	-	2	-	2	-	-	-	2
D.F.	90	6	-	-	-	78	2	16	96
Edo. de México	54	8	13	-	7	45	11	12	75
Guanajuato	6	6	1	1	10	3	1	-	14
Jalisco	15	-	-	-	4	11	-	-	15
Michoacán	9	-	-	-	4	5	-	-	9
Morelos	4	-	3	1	5	3	-	-	8
Nuevo León	1	1	-	-	-	2	-	-	2
Querétaro	5	1	-	-	-	4	1	1	6
San Luis Potosí	5	-	-	-	-	5	-	-	5
Tamaulipas	-	1	-	-	-	-	1	-	1
Tlaxcala	4	6	-	-	8	2	-	-	10
Veracruz	2	-	-	4	-	2	4	-	6
Zacatecas	3	-	-	-	-	-	-	3	3
TOTAL	202	29	20	12	41	162	26	34	263

El número de equipos instalados según las encuestas obtenidas en los sectores industriales Textil, Papelero, Siderúrgico y Otros, tomando en consideración la capacidad nominal de los equipos y el tipo de combustible por cada entidad federativa del país son mostrados en la Tabla 3.8, Tabla 3.9, Tabla 3.10 y Tabla 3.11 respectivamente.

Tabla 3.8 Calderas instaladas en el sector Textil por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa

SECTOR TEXTIL	Capacidad (caballos caldera)				Combustible				TOTAL
	Estado	<=200	201-500	501-1000	>1000	Comb.	Diesel	Gas Nat.	
Aguascalientes	5	2	-	-	5	1	-	1	7
Chihuahua	4	-	-	-	-	4	-	-	4
D.F.	23	3	5	-	-	19	-	12	31
Durango	2	-	-	-	-	2	-	-	2
Edo. de México	5	1	-	-	-	4	-	2	6
Guanajuato	5	-	-	-	1	-	-	4	5
Jalisco	2	-	-	-	2	-	-	-	2
Morelos	-	2	3	-	5	-	-	-	5
Puebla	7	3	-	-	5	5	-	-	10
San Luis Potosí	4	1	-	-	1	1	-	3	5
TOTAL	57	12	8	-	19	36	-	22	77

Tabla 3.9 Calderas instaladas en el sector Papelero por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa

SECTOR PAPELERO	Capacidad (caballos caldera)				Combustible				TOTAL
	Estado	<=200	201-500	501-1000	>1000	Comb.	Diesel	Gas Nat.	
Baja California Norte	2	1	-	1	3	-	-	1	4
D.F.	5	-	-	-	-	1	2	2	5
Edo. de México	1	1	3	-	-	-	5	-	5
Jalisco	2	-	-	3	-	2	1	2	5
Michoacán	-	-	2	4	6	-	-	-	6
Morelos	-	-	2	-	2	-	-	-	2
Querétaro	1	1	-	-	1	1	-	-	2
San Luis Potosí	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Sonora	-	-	1	1	2	-	-	-	2
Tamaulipas	-	-	-	2	-	-	2	-	2
TOTAL	11	3	8	12	15	4	10	5	34

Tabla 3.10 Calderas instaladas en el sector Siderúrgico por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa

SECTOR SIDERÚRGICO	Capacidad (caballos caldera)				Combustible				TOTAL
	Estado	<=200	201- 500	501- 1000	>1000	Comb.	Diesel	Gas Nat.	
Baja California Norte	2	-	-	-	-	-	-	2	2
Edo. de México	9	-	-	-	-	4	-	5	9
Michoacán	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Nuevo León	1	-	3	2	6	-	-	-	6
San Luis Potosí	-	1	-	-	-	1	-	-	1
TOTAL	12	1	3	3	7	5	0	7	19

Tabla 3.11 Calderas instaladas en Otros sectores por capacidad nominal y tipo de combustible empleado en cada Entidad Federativa

OTROS SECTORES	Capacidad (caballos caldera)				Combustible				TOTAL
	Estado	<=200	201- 500	501- 1000	>1000	Comb.	Diesel	Gas Nat.	
Baja California Norte	1	-	-	-	-	1	-	-	1
D.F.	9	3	-	-	-	1	-	11	12
Edo. de México	1	2	-	-	2	-	-	1	3
Guanajuato	4	-	-	-	-	3	-	1	4
Jalisco	3	3	-	-	3	2	-	1	6
Puebla	1	-	-	-	-	-	-	1	1
San Luis Potosí	3	-	-	-	-	3	-	-	3
TOTAL	22	8	-	-	5	10	-	15	30

## 3.2 Características de los combustibles mexicanos y sus parámetros de combustión

Los resultados de las características y propiedades específicas de los combustibles mexicanos obtenidos por medio del seguimiento de la metodología descrita son mostrados a continuación. Los parámetros de combustión específicos para combustibles nacionales son la información base para la determinación de los índices de emisión particulares de las calderas industriales mexicanas.

### 3.2.1 Composiciones de los combustibles mexicanos

En nuestro país todos los combustibles de origen fósil son distribuidos y comercializados por Pemex, las composiciones de combustibles utilizados comúnmente en calderas fueron tomados del reporte del Colegio de Ingenieros mecánicos y electricistas (CIME); específicamente el Comité de peritos en calderas y recipientes sujetos a presión. En la Tabla 3.12 se muestran las composiciones promedio de los combustibles gaseosos mexicanos y en la Tabla 3.13 se muestran las composiciones elementales promedio de los combustibles líquidos mexicanos.

Tabla 3.12 Composición de combustibles mexicanos gaseosos

Gas Natural		Gas L.P.	
(20°C y 1 atm)	%	(20°C y 1 atm)	%
H <sub>2</sub>	10.8	CH <sub>4</sub>	0.02
CO <sub>2</sub>	0.6	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.44
CH <sub>4</sub>	76.3	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0.05
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	2.3	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	61.78
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6	C <sub>3</sub> H <sub>10</sub>	2.74
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0.7	iso-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	8.68
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.1	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	23.47
C <sub>4</sub> H <sub>4</sub>	3.2	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2.82
Total	100	Total	100

Combustión y uso eficiente de generadores de vapor, CIME. 1993.

Colegio de ingenieros mecánicos y electricistas; Comité permanente de peritos en calderas y recipientes sujetos a presión.

Tabla 3.13 Tabla de composiciones elementales de combustibles líquidos mexicanos

Elemento (%)	Combustóleo	Diesel
C	82.8	84.6
H <sub>2</sub>	10.4	12.4
S	2.93	0.5
O <sub>2</sub>	0.2	0
N <sub>2</sub>	2.97	1
H <sub>2</sub> O	0.4	1.5
Ceniza	0.3	0
Total	100	100

Combustión y uso eficiente de generadores de vapor, CIME. 1993

Colegio de ingenieros mecánicos y electricistas; Comité permanente de peritos en calderas y recipientes sujetos a presión

### 3.2.2 Propiedades de combustión estequiométricas de los combustibles mexicanos

Con las composiciones de los combustibles mexicanos considerando la total oxidación del carbono presente, el nivel máximo de producción de CO<sub>2</sub> en una combustión neutra para cada combustible, considerando este valor como una generación por unidad de energía; estos valores de producción de monóxido de carbono se muestran en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Coeficientes de emisiones estequiométricas máximas de CO<sub>2</sub> de los combustibles mexicanos

Combustible	CO <sub>2</sub> (g/GJ)
Combustóleo	74972.02
Diesel	72793.54
Gas natural	57633.32
Gas L.P.	64921.77

Algunos parámetros de combustión particulares de los combustibles nacionales obtenidos por el seguimiento de la metodología son mostrados en la Tabla 3.15. Estos parámetros de combustión consideran condiciones de combustión neutra y estequiométrica.

Tabla 3.15 Parámetros estequiométrico de combustibles mexicanos

Combustibles	Volumen de aire	Vol. de humos secos	Vol. de humos húmedos
	$V_A$ $Nm^3_{aire} / kg$ o $Nm^3_{comb}$	$V_F$ $Nm^3_{humos\ secos} / kg$ o $Nm^3_{comb}$	$V_{FH}$ $Nm^3_{humos\ húmedos} / kg$ o $Nm^3_{comb}$
Combustóleo	10.24	9.67	10.94
Diesel	10.86	10.16	11.69
Gas natural	9.79	8.82	10.77
Gas L.P.	26.54	24.34	28.74

### 3.2. Mediciones experimentales promedio de emisiones en calderas industriales mexicanas

En base a pruebas y experiencias por parte de SELMEC de emisiones comunes en calderas industriales mexicanas recién carburadas de 40 a 2000 caballos caldera de capacidad nominal y con una eficiencia global de  $\eta=0.82$ ; las emisiones experimentales promedio de calderas en chimenea se muestran en la Tabla 3.16, considerando las fracciones de emisión de monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno ( $NO_x$ ) y oxígeno ( $O_2$ ), por tipo de combustible.

Tabla 3.16 Mediciones experimentales promedio de emisiones en calderas industriales mexicanas

Combustible	CO (ppm)	$NO_x$ (ppm)	$O_2$ (%)
Combustóleo	300	232	6.1
Diesel	150	129	5.3
Gas natural	13	116	3.98
Gas L.P.	15	110	4.5

Experiencias SELMEC en calderas industriales de 40 a 2000 c.c. recién carburadas y con  $\eta=0.82$

Cabe recalcar que debido a alta sensibilidad en la medición del monóxido de carbono se pueden encontrar concentraciones experimentales variadas comprendidas en los rangos que se muestran en la tabla 3.17 para los diversos combustibles mexicanos. Sin embargo en este estudio se tomaron para fines de cálculo los datos de la tabla 3.16.

Tabla 3.17 Rangos de emisiones experimentales CO en calderas industriales mexicanas

Combustible	Rango de emisiones de CO ppm
Combustóleo	100-500
Diesel	50-250
Gas natural	0-18
Gas L.P.	0-30

### 3.2.4 Parámetros de la combustión de medio oxidante

Los excesos de aire comúnmente medidos en las calderas industriales fueron obtenidos a partir del seguimiento de la metodología, lo exceso de aire reales medidos por la industria de acuerdo al tipo de combustible quemado, se muestran en la Tabla 3.18.

Tabla 3.18 Excesos de aire promedios medidos en calderas industriales mexicanas

Combustible	Exceso de aire (% en base al estequiométrico)
Combustóleo	38.57
Diesel	31.54
Gas natural	21.07
Gas L.P.	25.01

Los parámetros con exceso de aire en la combustión para cada combustible son mostrados en la Tabla 3.19. Es importante resaltar que estos volúmenes son los que consideran el exceso de aire para lograr la combustión neutra.

Tabla 3.19 Parámetros de combustión medio oxidante de combustibles mexicanos.

Combustibles	Volumen de aire	Vol. de humos secos	Vol. de humos húmedos
	VA Nm <sup>3</sup> aire / kg o Nm <sup>3</sup> comb.	V <sub>F</sub> Nm <sup>3</sup> humos secos / kg o Nm <sup>3</sup> comb.	V <sub>FH</sub> Nm <sup>3</sup> humos húmedos / kg o Nm <sup>3</sup> comb.
Combustóleo	14.18	13.62	14.89
Diesel	14.28	13.58	15.11
Gas natural	11.85	10.88	12.83
Gas L.P.	33.17	30.97	35.37

### 3.2.5 Poderes caloríficos

Las capacidades caloríficas de los combustibles fueron determinados de acuerdo a la metodología, en base a las composiciones particulares de cada combustible; en la Tabla 3.20 se muestran los poderes caloríficos superiores e inferiores calculados.

Tabla 3.20 poderes caloríficos superiores e inferiores de los combustibles mexicanos

Combustible	PCS (kcal/kg o Nm <sup>3</sup> comb)	PCI (kcal/kg o Nm <sup>3</sup> comb)	PCI (kJ/kg o Nm <sup>3</sup> comb)
Combustóleo	10236.09	9672.09	40495.10
Diesel	10856.70	10178.10	42613.67
Gas natural	9788.09	8848.68	37047.68
Gas L.P.	26538.57	24375.93	102057.16

### 3.2.6 Variables de construcción del diagrama de Ostwald

La construcción de los diagramas de Ostwald fue basada y apoyada en los factores de combustión descritos en características y utilidad en la metodología; en la Tabla 3.21 se muestran las variables para cada tipo de combustible mexicano. En la Fig. 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 se muestran los diagramas de Ostwald de Combustóleo, Diesel, Gas Natural y Gas L.P mexicanos respectivamente.

Tabla 3.21 Variables para la construcción del diagrama de Ostwald

Variable	Combustóleo	Diesel	Gas Natural	Gas L.P.
VCO <sub>x</sub> (Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> / kg o Nm <sup>3</sup> comb)	1.55	1.58	1.09	3.37
α <sub>o</sub>	15.99	15.55	12.32	13.85
A	22.23	22.44	23.31	22.89
β <sub>max</sub>	22.87	21.98	16.04	18.74
ω <sub>o</sub>	7.40	7.21	5.80	6.48

Fig. 3.1 Diagrama de Ostwald del Combustóleo mexicano

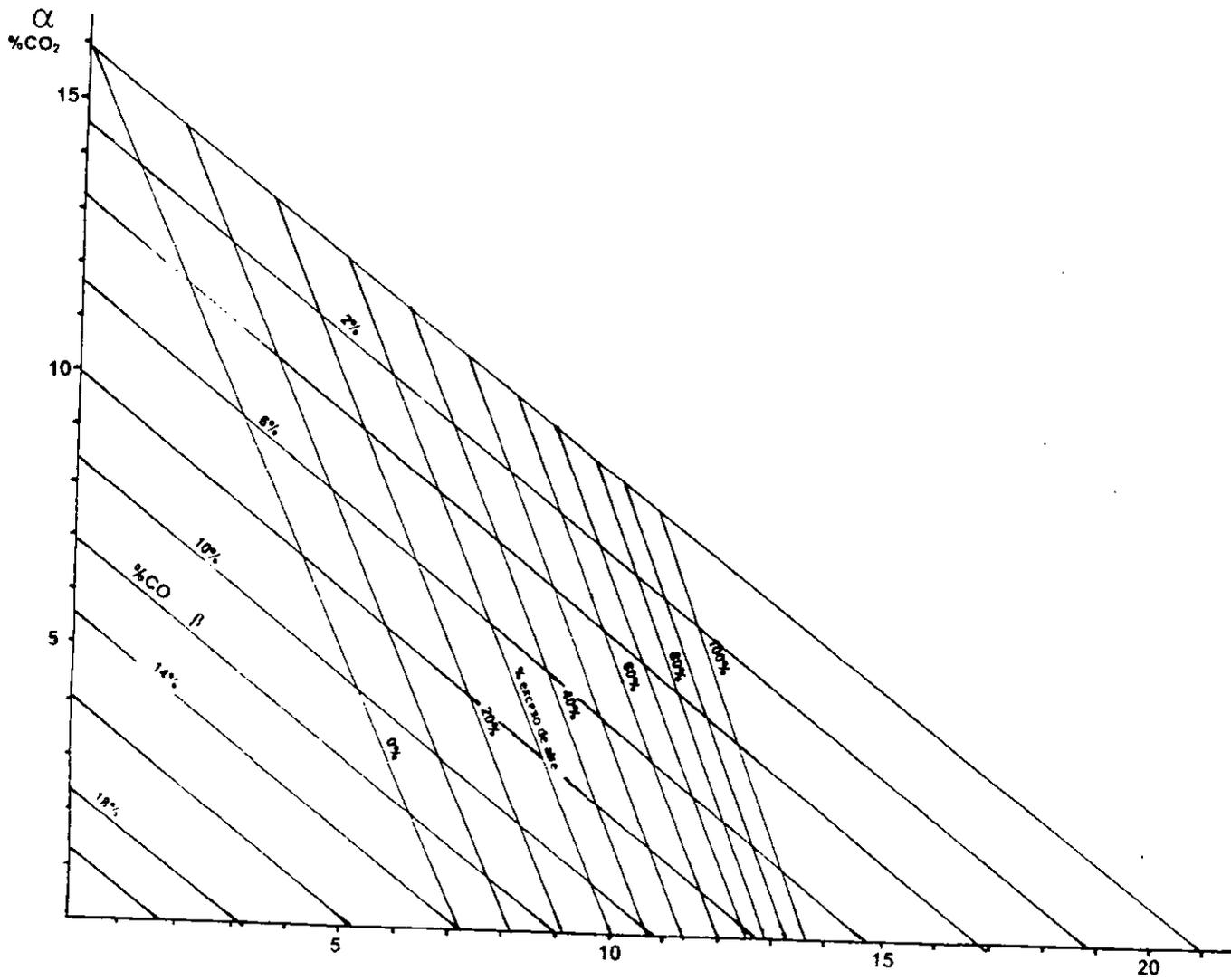


Fig. 3.2 Diagrama de Ostwald del Diesel mexicano

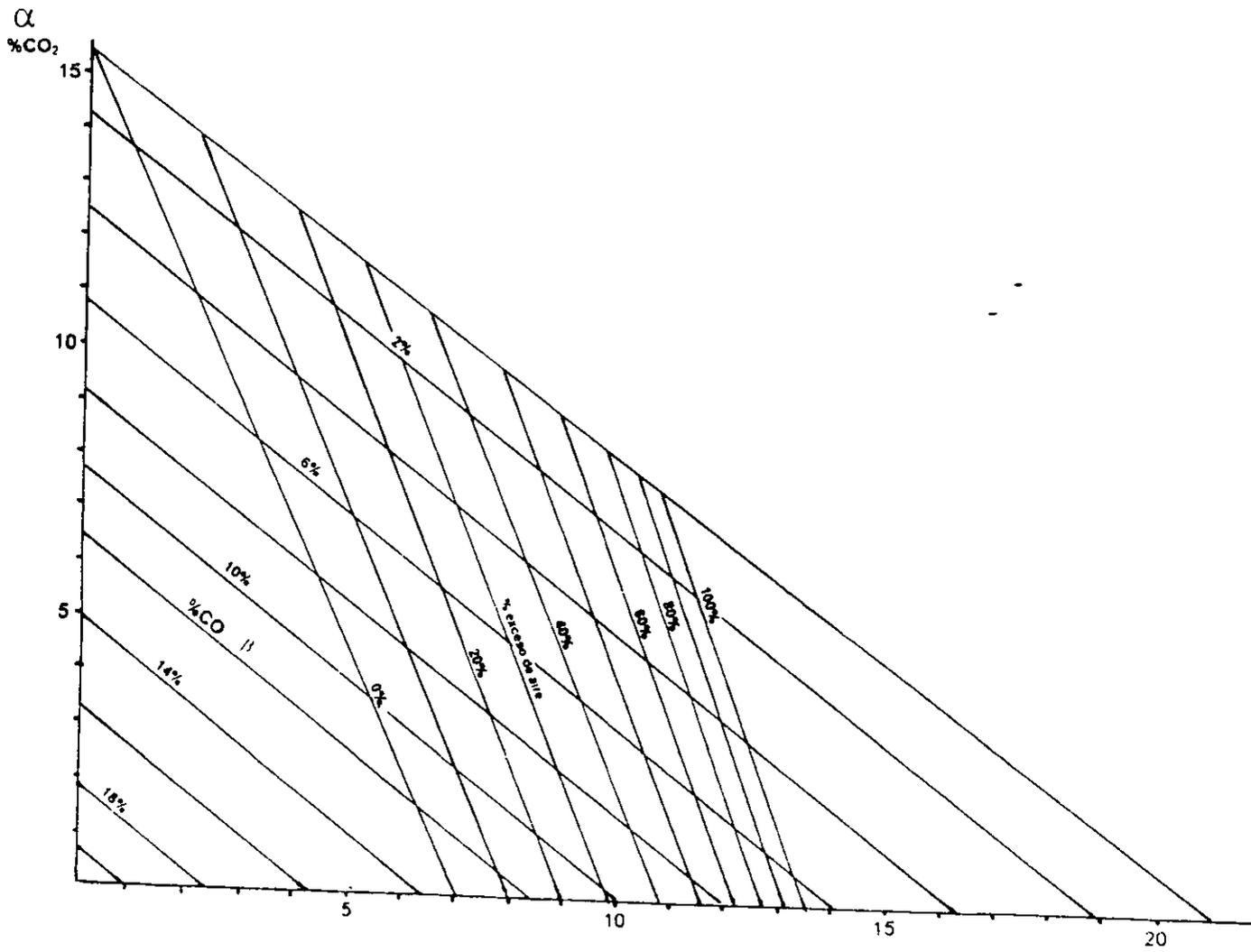


Fig. 3.3 Diagrama de Ostwald del Gas natural mexicano

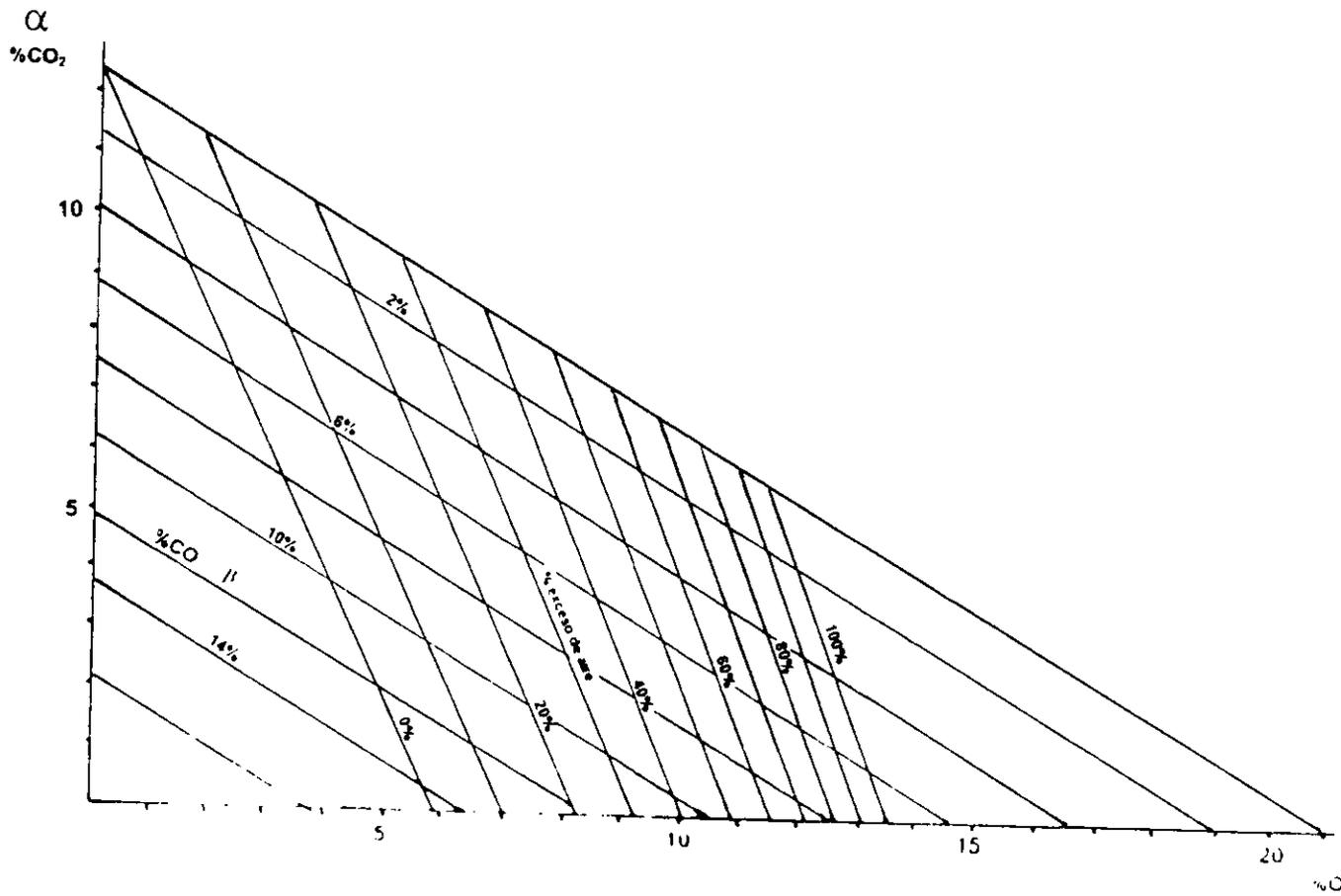
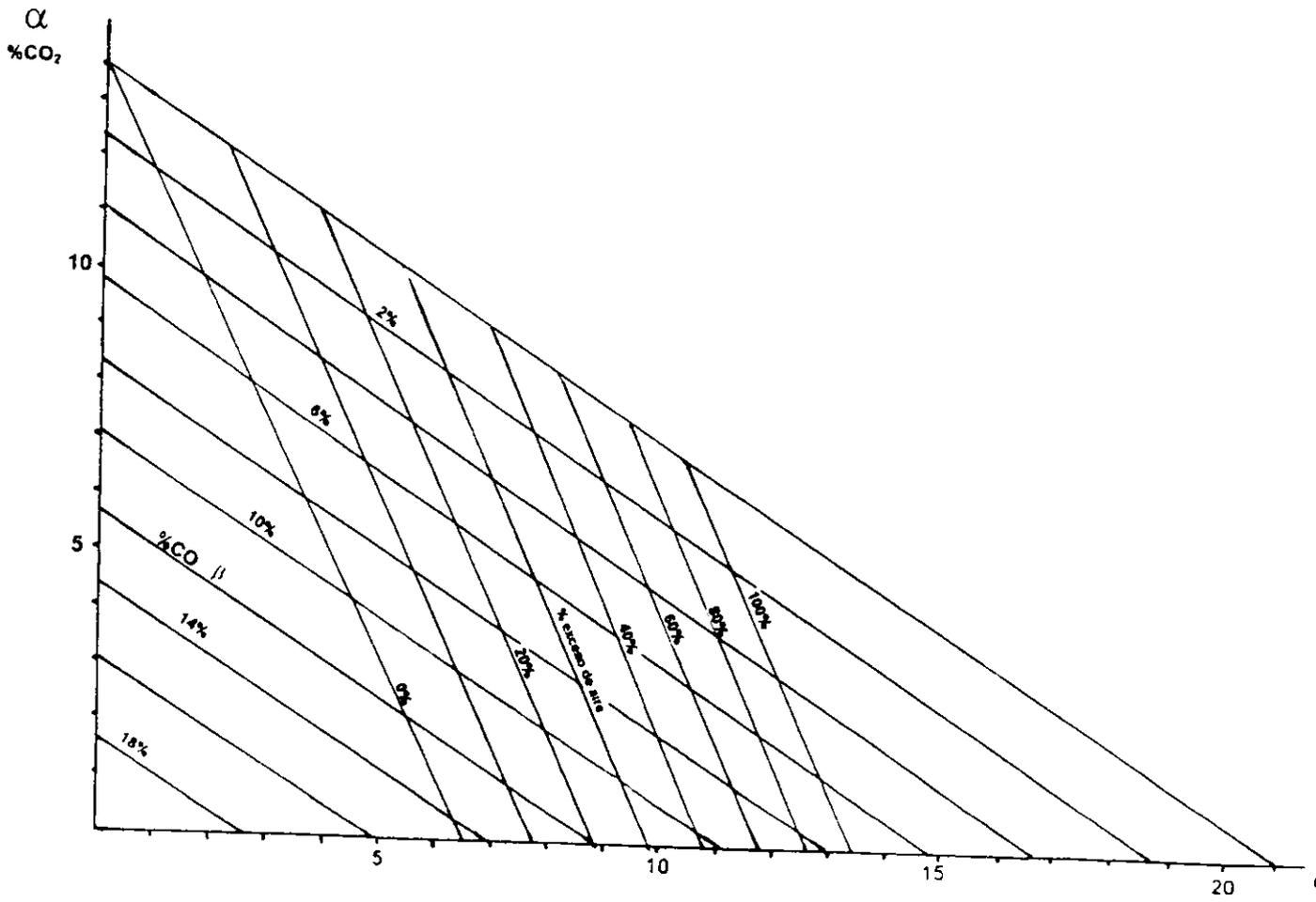


Fig. 3.4 Diagrama de Ostwald del Gas L.P. mexicano



### 3.3 Coeficientes de emisión, eficiencias y factores de utilización de calderas industriales mexicanas

De acuerdo a reportes de campo de emisiones de gases invernadero en calderas industriales y con el seguimiento de la metodología, se obtuvieron los volúmenes reales totales de emisiones de gases de acuerdo al tipo de combustible utilizado en los equipos.

#### 3.3.1 Emisiones experimentales promedio de Gases de Efecto Invernadero

Las emisiones experimentales promedio reales de Gases de Efecto Invernadero emitidos por cada  $\text{Nm}^3$  de humos en nuestro país en unidades de fracción volumétrica (ppm), son mostradas en la Tabla 3.22.

Tabla 3.22 Emisiones experimentales promedio de Gases de Efecto Invernadero

Gas (ppm)	Combustible			
	Combustóleo	Diesel	Gas Natural	Gas L.P.
CO <sub>2</sub>	113235	116143	99879	108881
CO	300	150	13	15
NO <sub>x</sub>	232	129	116	110
SO <sub>x</sub>	1507	258	-	-
CH <sub>4</sub>	10.76	0.70	6.69	7.09
COVNM	2.98	2.45	6.23	6.43

Los volúmenes experimentales totales y por cada tipo de Gas Invernadero debido a la quema de los diversos combustibles mexicanos son mostradas en la Tabla 3.23 en unidades volumétricas ( $\text{Nm}^3$ ).

Las emisiones de gases invernadero másicas por unidad de combustible quemado en calderas nacionales se muestran en la Tabla 3.24 en unidades de ( $\text{g}/\text{kg}_{\text{comb.}}$  o  $\text{Nm}^3_{\text{comb.}}$ ). Las mismas emisiones son presentadas por unidad energética en la Tabla 3.25 en unidades de ( $\text{g}/\text{GJ}$ ) ya que sólo se afectaron por su poder calorífico inferior particular de cada combustible.

Tabla 3.23 Volúmenes reales totales y de Gases de Efecto Invernadero

Volumen (Nm <sup>3</sup> /kg <sub>comb</sub> , Nm <sup>3</sup> <sub>comb</sub> )	Combustible			
	Combustóleo	Diesel	Gas Natural	Gas L.P.
vf (Volumen total)	13.63	13.59	10.88	30.97
CO <sub>2</sub>	1.5429	1.5780	1.0868	3.3726
CO	0.00408	0.00203	0.00014	0.00046
NO <sub>x</sub>	0.00316	0.00175	0.00126	0.00340
SO <sub>x</sub>	0.02053	0.00350	-	-
CH <sub>4</sub>	0.000146	0.000009	0.000072	0.000219
COVNM	0.000041	0.000033	0.000067	0.000199

Tabla 3.24 Emisiones másicas reales de Gases de Efecto Invernadero por unidad de combustible

Gas (g/kg <sub>comb</sub> , Nm <sup>3</sup> <sub>comb</sub> )	Combustible			
	Combustóleo	Diesel	Gas Natural	Gas L.P.
CO <sub>2</sub>	3030.81	3099.65	2134.90	6624.81
CO	5.10	2.54	0.17	0.58
NO <sub>x</sub>	6.49	3.59	2.59	6.99
SO <sub>x</sub>	58.66	10.00	-	-
CH <sub>4</sub>	0.104	0.006	0.520	0.156
COVNM	0.188	0.154	0.314	0.924

Tabla 3.25 Emisiones másicas reales de Gases de Efecto Invernadero por unidad de energía

Gas (g/GJ)	Combustible			
	Combustóleo	Diesel	Gas Natural	Gas L.P.
CO <sub>2</sub>	74843.91	72738.76	57625.81	64912.83
CO	126.18	59.78	4.77	5.69
NO <sub>x</sub>	160.31	84.46	69.96	68.56
SO <sub>x</sub>	1448.80	234.78	-	-
CH <sub>4</sub>	2.58	0.15	1.40	1.53
COVM	4.65	3.62	8.50	9.06

### 3.3.2 Eficiencias térmicas y factores de utilización de calderas en la industria mexicana

En la industria mexicana existen particulares características de eficiencias térmicas, factores de utilización y tiempos de operación en las calderas de acuerdo al sector industrial. En la Tabla 3.26 se muestran los valores promedio de las eficiencias térmicas y algunas características operacionales de las calderas industriales mexicanas por sector.

Tabla 3.26 Eficiencias térmicas y características operacionales de las calderas industriales.

Sector Industrial	$\eta$ TÉRMICA DE EQUIPO	Factor de Uso	Tiempo de operación (hrs/año)	Edad de Equipo (años)
Alimenticio	0.784	0.898	6297	18.63
Papel	0.793	0.945	6733	21.78
Químico	0.769	0.875	6723	20.25
Siderúrgico	0.791	0.860	6920	15.11
Textil	0.808	0.935	6957	22.84
Otros	0.783	0.880	5900	16.76

### 3.4 Índices de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en calderas industriales mexicanas

Los índices anualizados promedio de emisiones de Gases de Efecto Invernadero por la quema de combustibles fósiles en calderas encuestadas se obtuvieron a partir de parámetros operacionales como las eficiencias térmicas de los equipos, factores de utilización, horas de operación y apoyados en los factores de emisiones reales de gases en calderas industriales nacionales.

Los índices promedio de emisiones de cada Gas de Efecto Invernadero son mostrados por sector industrial. En la Tabla 3.27 se muestran los índices particulares de emisión de CO<sub>2</sub> en las calderas industriales mexicanas; mientras que en la Tabla 3.28 se muestran los índices anualizados promedio de CO, en la Tabla 3.29 los de emisiones de SO<sub>x</sub>, en la Tabla 3.30 los de NO<sub>x</sub>, los de CH<sub>4</sub> en la tabla 3.31 y por último en la Tabla 3.32 los de los COVNM. Todos los índices son subclasificados en cuatro rangos de capacidad de los equipos entre los que están los menores o iguales a 200 caballos caldera de capacidad nominal, los de entre 201 y 500 caballos caldera, los de entre 501 y 1000 caballos caldera y los de mayor capacidad a 1000 caballos caldera.

Tabla 3.27 Índices anualizados promedio de emisiones de CO<sub>2</sub> en calderas industriales

(Ton CO <sub>2</sub> /año)	Capacidad del equipo en caballos caldera (c.c.)			
	hasta 200	201-500	501-1000	mayores a 1000
Sector Industrial				
Alimenticio	1716	6589	14144	64986
Químico	1545	6663	12170	61252
Textil	1960	7554	12261	-
Papel	1691	4993	9577	32169
Siderúrgico	836	4832	11749	52380
Otros	1089	5032	-	-
<b>Promedio</b>	<b>1472.83</b>	<b>5943.83</b>	<b>11980.20</b>	<b>52696.75</b>

Tabla 3.28 Índices anualizados promedio de emisiones de CO en calderas industriales

(Ton CO/año)	Capacidad del equipo en caballos caldera (c.c.)				
	Sector Industrial	hasta 200	201-500	501-1000	mayores a 1000
Alimenticio		1.34	8.87	9.55	65.91
Químico		1.27	7.04	20.65	9.41
Textil		1.52	10.94	13.28	-
Papel		1.46	6.23	7.49	40.70
Siderúrgico		0.27	3.97	9.73	76.07
Otros		0.45	5.29	-	-
<b>Promedio</b>		<b>1.05</b>	<b>7.06</b>	<b>12.14</b>	<b>48.02</b>

Tabla 3.29 Índices anualizados promedio de emisiones de SO<sub>x</sub> en calderas industriales

(Ton SO <sub>x</sub> /año)	Capacidad del equipo en caballos caldera (c.c.)				
	Sector Industrial	hasta 200	201-500	501-1000	mayores a 1000
Alimenticio		8.59	91.49	95.39	730.87
Químico		7.29	69.58	229.25	524.46
Textil		10.98	114.65	112.71	-
Papel		13.64	70.32	80.95	418.72
Siderúrgico		0.91	15.59	0	866.19
Otros		1.60	58.79	-	-
<b>Promedio</b>		<b>7.16</b>	<b>70.07</b>	<b>103.66</b>	<b>635.06</b>

Tabla 3.30 Índices anualizados promedio de emisiones de NO<sub>x</sub> en calderas industriales

(Ton NO <sub>x</sub> /año)	Capacidad del equipo en caballos caldera (c.c.)			
	hasta 200	201-500	501-1000	mayores a 1000
Alimenticio	2.29	12.01	22.38	113.93
Químico	1.95	11.05	25.73	76.88
Textil	2.61	14.30	18.80	-
Papel	2.57	9.43	15.50	57.26
Siderúrgico	0.94	5.61	14.26	105.11
Otros	1.20	8.61	-	-
<b>Promedio</b>	<b>1.92</b>	<b>10.16</b>	<b>17.33</b>	<b>88.29</b>

Tabla 3.31 Índices anualizados promedio de emisiones de CH<sub>4</sub> en calderas industriales

(Ton CH <sub>4</sub> /año)	Capacidad del equipo en caballos caldera (c.c.)			
	hasta 200	201-500	501-1000	mayores a 1000
Alimenticio	0.021	0.170	0.370	1.968
Químico	0.013	0.162	0.413	1.519
Textil	0.030	0.202	0.209	-
Papel	0.038	0.158	0.275	0.831
Siderúrgico	0.013	0.105	0.286	1.762
Otros	0.015	0.152	-	-
<b>Promedio</b>	<b>0.021</b>	<b>0.158</b>	<b>0.3106</b>	<b>1.52</b>

Tabla 3.32 Índices anualizados promedio de emisiones de COVNM en calderas industriales

(Ton. COVNM/año)	Capacidad del equipo en caballos caldera (c.c.)			
	hasta 200.	201-500	501-1000	mayores a 1000
Sector Industrial				
Alimenticio	0.125	0.433	1.574	6.365
Químico	0.098	0.545	0.772	8.804
Textil	0.156	0.463	0.783	-
Papel	0.152	0.426	1.056	2.284
Siderúrgico	0.092	0.240	1.733	3.909
Otros	0.107	0.467	-	-
Promedio	0.121	0.429	1.183	5.341

# Capítulo 4

## 4. Análisis de Resultados

En este capítulo se discutirán los resultados estadísticos de las empresas participantes y de los equipos encuestados de acuerdo a sus propiedades físicas de instalación y operación en los diversos sectores industriales mexicanos. Se compararán los coeficientes de emisión reales experimentales de los diversos combustibles mexicanos con algunos reportados de otros países, además de analizar los índices de emisiones anuales de las calderas industriales de la muestra encuestada de equipos.

### 4.1 Estadísticas de empresas y equipos

En nuestro país no existe disponible un inventario de las empresas que utilizan en sus procesos calderas, ni las características físicas y operacionales de los equipos que operan en los diversos sectores industriales, por lo que obtener estadísticas parciales de los equipos de generación de vapor que operan en los diversos sectores es importante.

### **4.1.1 Empresas colaboradoras**

De las encuestas realizadas a 1071 empresas de siete diversos sectores industriales se obtuvo respuesta de 363 empresas representando el 33.89% de las empresas del total al que se le pidió su participación. Las empresas que participaron con mayor voluntad fueron las medianas con 165, lo que representa un 40.24% del total solicitado; mientras que las empresas con capacidad grande colaboraron 154, lo que representa el 23.29% del número al que se les solicitó su participación.

Durante la recepción de las encuestas industriales se obtuvo la participación de 44 empresas pequeñas, las cuales fueron adicionadas por ser filiales de empresas mayores de capacidad, este tipo de empresas representó el 4.10% del total de empresas a las que se les envió encuesta.

Es importante señalar que la obtención de encuestas de 363 empresas participantes fue resultado de espera de recepción durante 4 meses, tiempo durante el cual se indagó a las empresas la recepción de nuestras encuestas, reenviando por vía fax a algunas faltantes; desafortunadamente algunas empresas mostraron falta de interés y sobre todo temor de recibir inspecciones y/o multas ambientales, aún cuando se les garantizó la confidencialidad de su información.

El respaldo de instituciones importantes y prestigiosas como el Instituto de Ingeniería de la UNAM y el Instituto Nacional de Ecología fueron claves en la respuesta a las encuestas realizadas según algunos comentarios recibidos.

Los sectores por empresas más participantes fueron la alimenticia con 141 empresas, el 47.63% de las 296 a las que se le solicitó su participación; la industria química participó con 137 empresas (37.74%) de 363; y el sector textil con 37 equipos (24.18%) de 153 del total del sector que se les solicitó sus encuestas.

### **4.1.2 Instalación de los equipos por sector industrial y tipo de combustible.**

El número total de encuestas recibidas fueron de 678 equipos por parte de las 363 empresas, que en promedio son casi dos equipos por empresa. El sector con mayor número de equipos fue el químico con 263 calderas representando el 38.79% del total, le sigue el sector alimenticio con 255 equipos que representa el 37.61% del total de calderas analizadas, el sector textil colaboró con 77 equipos, el papelerero con 34, el siderúrgico con 19 equipos, otros sectores con 30 equipos, y el sector de vidrio con ninguna encuesta de caldera.

Por capacidad nominal de las calderas se decidió clasificarlas en cuatro grupos, en las menores e iguales a 200 caballos caldera (c.c.) se recibió información de 476 equipos, lo que representa el 70.20% del total; los equipos entre 201 y 500 c.c. presentaron 100 equipos lo que representa el 14.74% de todas las calderas, los de entre 501 y 1000 c.c. con 56 equipos que son el 8.25% del total y los de mayor capacidad a 1000 c.c. con tan solo el 6.78%.

Estos equipos utilizan combustibles de origen fósil como el diesel con una participación del 50.73% del total, el combustóleo con el 21.68%, el gas L.P. con el 19.17% y tan sólo el gas natural con el 8.40% de uso en la totalidad de los equipos analizados.

Algunas encuestas hacen hincapié en querer cambiar de la utilización de diesel o gas L.P. a gas natural, pero se ven impedidos por la falta de red de distribución local del gas. Es importante señalar que algunos industriales están conscientes de las ventajas económicas, operacionales y de beneficio ambiental que ofrece el gas natural.

De las 147 calderas que emplean combustóleo el 40.81% operan en el sector alimenticio, el 27.89% en el sector químico, el 12.92% en el sector textil y el 10.20% en el sector papelerero.

Los equipos que utilizan diesel tienen su mayor utilización en el sector químico con 162 calderas lo que representa el 47.09% de su sector y en el sector alimenticio participan con 127 calderas lo que representa el 36.91% de este sector.

En el caso del gas L.P., los sectores que más lo utilizan son el alimenticio con un 36.15% del total de equipos que lo utilizan según las encuestas y el sector químico con un 26.15% de los equipos que operan con este gas condensado.

El gas natural solo es empleado en tres sectores industriales, en el químico con tan solo 26 equipos, en el alimenticio con 20 y en el papelerero con 10 equipos operando actualmente.

En los sectores industriales alimenticio, químico, textil y otros el combustible que más se utiliza en cada sector es el diesel, mientras que en el sector papelerero y siderúrgico es más ocupado el combustóleo. El gas natural es el combustible menos empleado en todos los sectores excepto en el papelerero.

#### **4.1.3 Equipos por Entidad Federativa y sector industrial.**

La ubicación de los equipos encuestados en los diversos estados de la república mexicana nos permiten determinar las zonas de mayor densidad de los equipos y sus características de capacidades y tipos de combustibles empleados.

Los 678 equipos analizados se distribuyen en 24 entidades federativas, destacando con mayor densidad de equipos el Distrito Federal con 214 calderas de las cuales son 187 de capacidad pequeña menor a 200 caballos caldera; el Estado de México presentó 154 equipos de los cuales 99 son de capacidad menor a 200 caballos caldera; el estado de Jalisco presentó 49 equipos de los cuales 34 son pequeños; siguiendo el estado de Guanajuato con un total de 34 equipos, de los cuales 24 son de capacidad menor a los 200 caballos.

El uso del gas natural en las calderas industriales no ha sido muy difundido, ya que solo el 40% de las calderas encuestadas lo utilizan, los estados que tienen el uso del gas natural son solo 9, destacando con un mayor número el Distrito federal, el Estado de México, Jalisco y Coahuila.

Las entidades sin utilización del gas natural, y con un susceptible potencial a usarlo por su significativo número de calderas son San Luis Potosí, Baja California Norte, Chihuahua y Sonora, lo que serían zonas con mayor capacidad de utilización del gas natural.

El número de equipos encuestados en cada entidad federativa en el sector alimenticio son mostrados en la Tabla 3.6 en el que se aprecia un gran número de equipos, en especial en la capacidad inferior a los 200 caballos caldera que presenta un valor de 172 equipos; es importante resaltar que existe una gran densidad instalada de equipos en el Distrito Federal con 70 calderas, el Estado de México con 56, y Jalisco con 21 equipos.

El sector alimenticio tienen gran tendencia al uso del diesel según nuestras encuestas recibidas con un total de 127 equipos que operan con este combustible, lo que representa el 49% del total de equipos encuestados del sector.

El gas natural en el sector alimenticio es el combustible de menor utilización, sólo representando el 8.23% del total del sector, los 4 estados que emplean gas natural en calderas del sector alimenticio son el Distrito Federal con 10 equipos, Jalisco con 5, el Estado de México con 4 y Puebla con 2 calderas.

El sector químico presentó el mayor número de equipos de las encuestas con 263 calderas de las cuales el 73.80% son de capacidad menor a los 200 caballos caldera; las entidades con mayor número de calderas instaladas son el Distrito Federal con 96, el Estado de México con 75 y Jalisco con 14.

El gas natural es poco utilizado en el sector químico con tan solo 26 equipos, lo que representa el 9.8%, destacándose en su utilización sólo 7 estados de la república que son el Estado de México con 11 calderas, Coahuila con 6, Veracruz con 4, Distrito Federal con 2 y Guanajuato, Querétaro y Tamaulipas con sólo 1 equipo.

El tercer sector que presentó mayor número de equipos según nuestras encuestas recibidas es el textil con 77 calderas de las cuales 57 son de capacidad pequeña menor a los 200 caballos caldera; Los estados que se destacan son el Distrito Federal con 31 calderas y Puebla con 10 calderas. En el sector textil destaca la no utilización del gas natural en algún equipo encuestado.

El sector papelerero presentó un número de 34 equipos encuestados, de los cuales 12 equipos son mayores a 1000 caballos caldera lo que representa el 35.29% del total, en este sector se presenta una distribución homogénea de equipos instalados en 10 entidades federativas, pero destacan con mayor número los estados de Michoacán con 6 equipos de alta capacidad superior a los 500 caballos caldera y con utilización de combustible en su operación.

El gas natural es empleado en varios equipos principalmente en zonas de restricción de emisiones como es el Distrito Federal y el Estado de México.

El sector siderúrgico en las encuestas recibidas se presentó con sólo 19 equipos distribuidos en 5 estados, en los que destaca el Estado de México con 9 y Nuevo León con 6. En este sector no se presentó ningún equipo encuestado con operación de gas natural.

En otros sectores se presentaron según las encuestas 30 calderas, de las cuales 22 son de capacidad menor a 200 caballos caldera, teniendo el mayor número de equipos el Distrito Federal con 12 y Jalisco con 6 calderas. Es importante señalar que en este sector no se recibió algún equipo que utilice gas natural.

#### **4.1.4 Equipos por marcas de fabricación**

En las marcas de las calderas industriales encuestadas, la más comercialmente difundida y empleada en todos los sectores es la marca Cleaver Brooks con 262 equipos, lo que representa el 38.64% del total de calderas analizadas por nuestras encuestas, las marcas que le continúan en número son Clayton con 50 calderas (7.37%) y Babcock & Wilcox con 41 equipos (6.04%).

Entre las marcas con mayor número de equipos según las encuestas recibidas tenemos a la Cleaver Brooks, la que de sus 262 equipos instalados en el territorio nacional tiene 193 con capacidad menor o igual a 200 c.c., esto representa el 73.66% del total de equipos de la propia marca y el 28.46% del total de equipos encuestados.

Sin duda existe una gran acaparación del mercado de estos equipos por muy pocas marcas comerciales, en equipos de capacidad pequeña menores a 200 c.c. las marcas Cleaver Brooks, Clayton, Power Master, Protherm, Calsa y Lukaut cubren el 66.38% de esta capacidad de los equipos que se recibió encuesta. Por lo que respecta a equipos de gran capacidad mayor a 100 c.c., marcas como Babcock & Wilcox y Cerrey cubren el 58.69% de esta capacidad.

El tipo de combustible consumido por las calderas tiene preferencias según la marca, mientras Cleaver Brooks según nuestros equipos encuestados ha instalado 155 equipos que utilizan diesel, lo que representa el 59.16% de sus equipos. Algunas otras marcas tienden a utilizar con mayor frecuencia otro tipo de combustible, tal es el caso de Babcock & Wilcox con 26 calderas a base de uso de combustóleo, lo que representa el 63.41% de sus equipos instalados; para Cerrey el tipo de calderas que queman gas natural representa el 27.14% de sus equipos según las encuestas realizadas.

## 4.2 Características de los combustibles mexicanos y sus parámetros de combustión

Las características y propiedades de los diversos combustibles mexicanos utilizados en las calderas industriales son la base de toda la metodología empleada en este trabajo para determinar los índices. Las emisiones reales experimentales de los combustibles bajo las condiciones de combustión comunes en las calderas industriales, permitieron determinar los índices promedio de emisiones de Gases de Efecto Invernadero muy particulares de los generadores de vapor de la industria nacional.

### 4.2.1 Composiciones de los combustibles

Los combustibles mexicanos en las últimas décadas han sufrido un reformulamiento, en busca de lograr una mejor calidad para el cuidado ambiental sin deteriorar su calidad de combustible. En la tabla 3.12 y 3.13 se muestran las composiciones elementales para el caso de los combustibles líquidos y composiciones por compuestos para combustibles gaseosos; esta formulación ha sido una de las más recientes y de las mejor reportadas en composiciones por compuestos y elementos; las cuales fueron reportadas por el Comité permanente de peritos en calderas y recipientes a presión del Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas (CIME) de nuestro país en 1993.

Las composiciones de los combustibles difícilmente son reportadas de esta forma, ya que el análisis químico no es respaldado por alguna importante asociación. Los cambios de formulación realizados en los combustibles durante la última década, radican principalmente en la eliminación del azufre contenido; pero no se debe olvidar que las composiciones mantienen marginales variaciones entre refinerías y aún mismo, en cada una de ellas pueden cambiar en diversos lotes de refinación; por lo que es difícil poder obtener un análisis único promedio de las composiciones de combustibles mexicanos.

El contenido de azufre en los combustibles gaseosos ha sido eliminado al nivel de trazas por procesos de endulzamiento; para el diesel se ha disminuido el contenido de azufre pasando de niveles de 3% a 0.5 en la actualidad conocido comercialmente como DieselSin; el combustoleo con su alto contenido de azufre debido a ser uno de los residuales, muy difícil de eliminar por procesos de destilación, por lo que 2.93% de azufre es un porcentaje común encontrado en los destilados pesados internacionales.

### 4.2.2 Parámetros de combustión en condiciones estequiométricas

Según el contenido de carbono en los combustibles, de manera ideal se podrá obtener un máximo de anhídrido carbónico oxidado totalmente como  $\text{CO}_2$ , el combustible que contribuye con mayor cantidad de bióxido de carbono por cantidad de combustible para generar 1GJ de energía, con una cantidad de 74.97 kg/GJ; mientras que el diesel genera 72.79 kg/GJ siendo los combustibles con una mayor cantidad de  $\text{CO}_2$  generado, ya que

los combustibles gaseosos generan una menor cantidad como en el caso del gas natural con 57.63 kg/GJ y el gas L.P. con 64.92 kg/GJ.

Los parámetros obtenidos de requerimientos en condiciones estequiométricas mostradas en la Tabla 3.15, nos determinan el volumen de aire mínimo necesario para oxidar totalmente todos los compuestos contenidos en un kilogramo o normal metro cubico de combustible en una combustión total e ideal.

El volumen normalizado de aire necesario estequiométricamente para el diesel de 10.86 Nm<sup>3</sup>/kg es mayor al combustóleo, que es de 10.24 Nm<sup>3</sup>/kg; para el gas natural el requerimiento de volumen de aire normalizado estequiométrico es de 9.79 Nm<sup>3</sup>/Nm<sup>3</sup> de combustible, mucho menor al del gas L.P. que es de 26.54 Nm<sup>3</sup>/Nm<sup>3</sup> de gas.

La finalidad de la determinación de los parámetros de combustión estequiométricos es determinar el volumen de requerimientos mínimos del comburente para cada combustible en el proceso de combustión. Los volúmenes de humos secos y húmedos nos permiten saber la cantidad mínima de emisiones volumétricas normalizadas que serán resultado de la combustión del combustible.

#### 4.2.3 Emisiones reales experimentales promedio de calderas

Los reportes de emisiones experimentales promedio de CO, NO<sub>x</sub> y O<sub>2</sub> de las calderas en la industria mexicana mostrados en la Tabla 3.16 son proporcionados por empresas encargadas de la instalación y mantenimiento de éstos equipos, a partir de las cuales se determinaron los coeficientes de emisión de todos los Gases de Efecto Invernadero que se generan en la industria de acuerdo a condiciones de combustión de calderas industriales recién carburados y con una eficiencia global del 82%.

Las fracciones volumétricas de emisiones de CO en las calderas dependen del porcentaje de O<sub>2</sub> en los humos así como de la eficiencia de combustión que impere en el sistema y esta es función entre otras causas, del tipo de quemador, de la efectividad de atomización y nivel de fluidificación de combustible entre los más importantes.

Algunas propiedades físicas desfavorables del combustóleo que propician la dificultad de manejo y su combustión lo hacen tener el alto nivel de emisiones de monóxido de carbono de 300 ppm., mientras el diesel emite 150 ppm. en condiciones de combustión comunes de operación en calderas. Los combustibles gaseosos emiten una cantidad menor de monóxido de carbono, con tan solo una fracción volumétrica de humos de 13 ppm. para el Gas Natural y de 15 ppm. para el gas L.P.; lo que muestra que son sometidos a condiciones propicias de una mayor eficiencia de combustión.

Las emisiones de NO<sub>x</sub> mostrados en la Tabla 3.16, emitidos por los combustibles de origen fósil bajo condiciones de combustión comunes en las calderas industriales, según reportes de empresas encargadas de su mantenimiento y operación. Para el caso del combustóleo llegan a ser altas las emisiones de NO<sub>x</sub>, de hasta 232 ppm., mientras que para el diesel en promedio son de 129 ppm., estas fracciones de óxidos de nitrógeno son

generalmente en mayor porcentaje monóxido de nitrógeno. Las emisiones de  $\text{NO}_x$  para los combustibles gaseosos son inferiores respecto a los líquidos, para el gas natural con una fracción volumétrica de 116 ppm. y para el gas L.P. de 100 ppm.

La generación de óxidos de nitrógeno en la quema de combustibles es inevitable, la presencia de la alta fracción de nitrógeno en el aire en suposición inerte y el oxígeno en exceso utilizado, además de las altas temperaturas *insitu* de combustión, promueven la reacción de oxidación del nitrógeno generando a los indeseables  $\text{NO}_x$  térmicos. Los métodos y tecnologías de minimización de  $\text{NO}_x$  se basan en principios de recirculación de gases para emitirlos a una temperatura menor además de la utilización de una mejores diseños de transferencia de calor con el fin de utilizar mejor la energía térmica disponible en el sistema.

#### 4.2.4 Parámetros de combustión medio oxidante

El exceso de aire ocupado comúnmente en las calderas mostrados en la Tabla 3.18, empleados con el finalidad de obtener una mejor oxidación de los compuestos combustibles, sin llegar a un exceso desmedido que significaría pérdidas térmicas y económicas al utilizar la energía en incrementar la temperatura del volumen de aire en exceso sin ninguna finalidad especial.

En la quema de combustóleo en la operación de generadores de vapor comúnmente se mide un exceso de aire de 38.54% en base a su requerimiento estequiométrico, mientras el 31.54% es medido en el diesel. Para el gas natural se mide comúnmente un exceso de aire de 21.06% y para el gas L.P. de 25.01% sobre el mínimo estequiométrico.

La importancia de normar adecuadamente el exceso de aire empleado de las calderas para poder implementar restricciones de emisiones de gases contaminantes y evitar que se hagan diluciones de los gases y obtener una menor concentración o fracción volumétrica del gas contaminante al aumentar el exceso de aire del proceso de combustión o en sus emisiones antes de salir de chimenea.

El volumen de aire con exceso de aire es el volumen real empleado en la combustión por kilogramo o normal metro cúbico de combustible. El volumen de humos emitidos de la combustión con exceso de aire son los volúmenes normalizados que se tendrán que manejar en descarga al utilizar un porcentaje de exceso de aire considerando una eficiencia total de combustión.

#### 4.2.5 Poderes caloríficos y diagramas de Ostwald

Los poderes caloríficos de los combustibles calculados a partir de sus composiciones químicas mostrados en la Tabla 3.20 nos permiten determinar aquellas capacidades de poder calorífico máximo al ser determinada de forma teórica, sin considerar que en la realidad existe una mínima no combustión de algunos elementos. Los poderes caloríficos

obtenidos son muy cercanos a los comunes poderes caloríficos de combustible de otros crudos internacionales; los poderes caloríficos inferiores obtenidos presentan variaciones menores al 5% de variación respecto a los reportados por Pemex y los de la norma mexicana.

Los diagramas de Ostwald como representaciones gráficas de todos los puntos posibles de combustión de medio oxidante en la que existe un exceso de aire y una generación de monóxido de carbono, en los diagramas mostrados en las Fig. 3.1, Fig. 3.2, Fig.3.3 y Fig. 3.4 para combustóleo, diesel, gas natural y gas L.P. respectivamente. En estos diagramas es posible representar cualquier condición de combustión medio oxidante en condiciones que van desde el 0% exceso de aire (requerimiento estequiométrico) hasta el de 100% de exceso; para el caso de dióxido de carbono y monóxido de carbono desde 0% de generación de estos anhídrido carbónicos hasta el porcentaje máximo posible sin perder su dependencia; además del porcentaje de emisión de oxígeno.

Los diagramas de Ostwald obtenidos en este trabajo, son específicos para los combustibles mexicanos por ser determinados a partir de sus composiciones reales y actuales. Los diagramas deben ser utilizados sólo para los combustibles nacionales, ya los diagramas son función de las composiciones.

### **4.3 Emisiones, eficiencias y factores de utilización de calderas**

Las condiciones de operación comunes en las calderas industriales de nuestro país, propician ciertas emisiones de Gases de Efecto Invernadero de acuerdo al tipo de combustible, niveles de eficiencia térmica y factores de utilización de los equipos.

#### **4.3.1 Emisiones promedio reales de Gases de Efecto Invernadero**

Los coeficientes de emisiones reales de los combustibles mexicanos fueron obtenidos a partir de emisiones experimentales de gases invernadero en equipos recién carburados, del diagrama de Ostwald y del cálculo estequiométrico de algunos Gases de efecto Invernadero.

Las emisiones reales promedio mostradas en la Tabla 3.22 pueden ser comparadas con las emisiones límite de algunos gases invernadero generadas por equipos de combustión según la NOM-085-ECOL-1994 publicada el 2 de diciembre de 1994 en el Diario Oficial para diversas zonas del territorio nacional como la zona metropolitana (ZM), la zona conurbada (ZC) y el resto de la república (RP) que entro en vigor a partir del 1o. de enero de 1998. En la Tabla 4.1 se muestran los límites permitidos según la norma y los emitidos reales según nuestras determinaciones.

Para el combustóleo las emisiones reales de óxidos de azufre son de 1507 ppm, lo que le hace según la norma no utilizable en la zona metropolitana y solo posible quemarlo en las zonas conurbada y el resto del territorio nacional. Los óxidos de nitrógeno para el

combustóleo son de 232 ppm, lo que hacen no utilizables en la zona metropolitana ni la zona conurbada ya que existe un máximo de 190 ppm según la norma, por lo que respecta al resto de la república si es posible utilizar el combustóleo.

Las emisiones reales promedio de bióxido de carbono para el diesel son de 258 ppm muy inferior a 550 ppm mínimos de la norma, lo que permite ser utilizable en las zonas metropolitana y conurbada además del resto de la república. Por lo que respecta a los óxidos de nitrógeno el diesel presenta una emisión real de 129 ppm, lo que permite ser utilizado en cualquier zona de la república en capacidades pequeñas de equipos y estando al margen de los 110 ppm máximos según la norma para capacidades mayores.

Tabla 4.1 Límites de emisiones de algunos Gases de Efecto Invernadero y el exceso de aire permitido en la combustión según la norma NOM-085-ECOL-1994

Capacidad del equipo de combustión (caballos caldera)	Tipo de combustible empleado	Bióxido de azufre ppm V			Óxidos de nitrógeno ppmV			Exceso de aire de combustión %Vol
		ZM	ZC	RP	ZM	ZC	RP	
hasta 150 c.c.	combustóleo gasóleo	550	1100	2200	N.R.	N.R.	N.R.	50
	otros líquidos	550	1100	2200	N.R.	N.R.	N.R.	
	gaseosos	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	
hasta 1200 c.c.	líquidos	550	1100	2200	190	190	375	40
	gaseosos	N.R.	N.R.	N.R.	190	190	375	
hasta 3000 c.c.	líquidos	550	1100	2200	110	110	375	30
	gaseosos	N.R.	N.R.	N.R.	110	110	375	
mayores a 3000 c.c.	líquidos	550	1100	2200	110	110	375	25
	gaseosos	N.R.	N.R.	N.R.	110	110	375	

N.R. No reportado.

Norma vigente a partir del 1o de enero de 1998.

Norma editada el 2 de diciembre de 1994. (Diario Oficial).

Los límites de emisiones para los combustibles gaseosos no son reportados para el caso de bióxido de azufre por no contener altas concentraciones de azufre en sus

composiciones, mientras que los óxidos de nitrógeno tienen límites según la norma en 110 ppm muy cercanos a las emisiones reales del gas natural de 116 ppm y de 110 para el gas L.P.; estas emisiones están en el límite según la norma para equipos de alta capacidad, pero es muy recomendable este tipo de combustibles en todas las zonas del país manteniendo especial cuidado a las emisiones de óxidos de nitrógeno.

Los porcentajes de exceso de aire límites según la norma en los equipos de combustión van disminuyendo según aumente la capacidad de los mismos, para el combustóleo comúnmente se utiliza 38.57% de exceso de aire y el diesel un 31.54% , lo que permite según la norma ser utilizados estos combustibles en capacidades inferiores a los 1200 caballos caldera.

El gas L.P. utiliza un exceso real en las calderas industriales del 28.18%, lo que permite ser quemado según la norma en equipos de capacidad menor a los 3000 c.c.; por lo que respecta al gas natural es permitido utilizarse según la norma en todas las capacidades por consumir sólo en promedio el 24.28% de exceso de aire según las experiencias.

Los coeficientes de emisiones másicas reales por unidad proporcionada de energía las cuales son mostrados en la Tabla 3.25 son emisiones que se emiten al ser utilizados los diversos tipos de combustibles mexicanos bajo condiciones de combustión utilizados en las calderas industriales en nuestro país.

Los coeficientes emisiones reales de Gases de Efecto Invernadero generadas por la quema de los diversos combustibles nacionales pueden ser comparadas con algunas internacionales reportados, tales como las del *Intergovernment Panel Change Climatic (IPCC)* y las del *Ministry of the Enviroment of Denmark* entre los más completos.

En estos reportes las unidades comunes a fin de compararse serán kilogramos por GigaJoule (g/GJ). La Tabla 4.2 muestra los valores de los coeficientes de emisión específicos en la tecnología de calderas industriales reportados por el IPCC.

En la Tabla 4.3 se muestran los coeficientes de emisión de Dinamarca reportados por su Ministerio del Ambiente Danés y en la Tabla 4.4 se muestran los coeficientes de emisión de la Comisión Nacional de Energía de la Secretaria de Energía de Argentina.

Tabla 4.2 Coeficientes de emisiones de Gases de Efecto Invernadero para la tecnología de calderas industriales del IPCC

Coeficientes de emisión	CO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	COVNM
Combustible	g/GJ				
Gas natural	56100	17	67	1.4	-
Fuel-oil	77367	15	161	2.9	-

Fuente: Informe IPCC (energy) 1997.

Los coeficientes de emisiones del IPCC son muy parecidos numéricamente a los determinados en este trabajo que son mostrados en la Tabla 3.25. Los coeficientes de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, y CH<sub>4</sub> tienen muy poca variación, excepto el coeficiente de CO en el que el IPCC muestra un valor muy bajo para el fuel oil respecto al calculado y por contrario reporta un valor muy alto para el gas natural respecto al obtenido en este trabajo; se atribuye esta variación a la existencia de diferentes excesos de aire en los humos y a las diferentes eficiencias involucradas.

Los coeficientes de CO varían notablemente respecto a los determinados por este trabajo ya que es un gas con alta sencibilidad de registro, según la fuente (The Intergovernment Panel on Clime Change (IPCC), The Organisation for Economic Co-operation and Developmend (OECD) and the International Energy Agency (IEA). Greenhouse Gas Inventory Reporting Instruction. Edited by J.T. Houghton *et al*, Vol 1 (energy). 1997. p. 145; respecto a los coeficientes de emisión de CO menciona: "El mecanismo de formación de CO es directamente influenciado por diferentes factores, como son: tipo de tecnología, tamaño, marca, operación, mantenimiento y condiciones de combustión. Las emisiones de cada equipo podría variar en varios ordenes de magnitud" en la página 1.39 del manual del IPCC.

Tabla 4.3 Coeficientes de emisiones de Gases de Efecto Invernadero para la tecnología de calderas industriales de Dinamarca

Coeficientes de emisión	CO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	COVNM
Combustible	g/GJ				
Residual oil	78000	15	150	3	3
Gas oil	74000	12	100	1.5	1.5
L.P.G.	65000	13	100	0.9	2.1
Natural Gas	56900	13	100	4	4

Fuente: Climate Protection in Denmark, 1995. Danish Enviromental Protection Agency.

Los coeficientes de emisión reportados por el Ministerio Danés varían con respecto a los calculados para la industria mexicana, en el caso de los coeficientes de CO<sub>2</sub> son semejantes y solo hay variaciones por causas de composiciones de los combustibles; los coeficientes de CO varían notablemente respecto a los determinados por este trabajo ya que consideran muy diferentes eficiencias de combustión y excesos de aire; los coeficientes de emisión de NO, CH<sub>4</sub> y COVNM tienen magnitudes semejantes y varían poco debido a las diferentes condiciones de combustión y diferentes características composicionales.

Los coeficientes de emisiones de Gases de Efecto Invernadero reportados por la CNE de Argentina tienen magnitudes semejantes a los determinados en nuestro trabajo, sólo presentándose variaciones mayores en los coeficientes de CO y COVNM.

Tabla 4.4 Coeficientes de emisiones de Gases de Efecto Invernadero para la tecnología de calderas industriales del CNEA-Argentina

Coeficientes de emisión	PCI	CO	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	COVNM
Combustible	kcal / kg o Nm <sup>3</sup>	g/GJ			
Gas natural	8300	16.11	64.46	1.38	1.26
Fuel-Oil	9261	15.47	170.2	3.09	0.87

Fuente: Factores de Emisión. 1996 Comisión Nacional de Energía, Secretaría de Energía de Argentina

Los anteriores reportes nos permiten evaluar los coeficientes de emisiones de calderas nacionales como generadoras de menores concentraciones de Gases de Efecto Invernadero por unidades energéticas de otros países.

#### 4.3.2 Eficiencias térmicas y factores de utilización de las calderas industriales

Las eficiencias promedio de la tecnología de calderas determinadas en los diversos sectores industriales presentadas en la Tabla 3.26 nos permite apreciar que los sectores textil, papel y siderúrgico presentan en promedio mayores eficiencias térmicas en su operación, las cuales son 80.8%, 79.3% y 79.1% respectivamente, considerándose altas. Estos mismos sectores se presentaron de entre los de mayor cantidad de horas de operación anuales y los factores de uso más altos.

Los sectores que presentaron las menores eficiencias térmicas fueron el sector químico con 76.9%% y el alimenticio con 78.4% y otros con 78.3%, y son de los sectores con menores factores de uso.

Es importante señalar que la información de los equipos en una gran cantidad de casos se presentó de manera incompleta e incongruente con las características del equipo, es decepcionante que gran cantidad de calderas en nuestro país sean operadas sin cuantificación de su consumo de combustible, sin una adecuada determinación del consumo de agua de reposición y de generación de vapor y sin una determinación real de las temperaturas de humos, vapor y agua de alimentación.

Durante la recepción de las encuestas fue común encontrar datos incongruentes con otros datos o con las características del mismo equipo, provocados en la mayoría de las veces, por una carencia o confusión de conocimiento o conceptos, aún cuando fueron llenadas las encuestas por la gerencia de mantenimiento o personal calificado.

Ante la falta o incongruencia de datos proporcionados se procedió a realizarles a las empresas preguntas específicas en cada caso, o por medio de catálogos de fabricación de los equipos fueron determinados.

La incapacidad en algunas empresas de tener de un adecuado material estadístico, les provocan la incapacidad de evaluar o hacer determinaciones de efectividad y eficiencias de los equipos industriales, lo que promueve un consumo de mayor recursos energéticos y económicos.

#### **4.4 Índices de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en calderas industriales**

Los índices de emisiones de gases nos permiten saber de manera globalizada las contribuciones anuales por equipo de los diversos sectores industriales, y poder determinar los sectores y capacidades de mayor contribución de emisiones de los diversos Gases de Efecto Invernadero con el fin de orientar acciones y políticas de mejoramiento operacional de los diversos sectores y la minimización de sus emisiones.

Los índices promedio de emisiones anualizados en los diversos sectores industriales mostrados en la Tabla 3.27 nos permiten apreciar en promedio la cantidad másica de contaminantes emitidos en un año por cada equipo en cuatro rangos diferentes de capacidad y en cada sector.

Los índices de emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en los equipos de capacidad igual o menor a 200 c.c. en toda la industria de nuestro país son de 1472.83 Ton/año por equipo; el sector con mayores emisiones de esta capacidad es el textil con 1960 ton/año debido al gran número de equipos que operan con combustóleo y diesel y sus altas horas de operación en que son requeridos estos equipos, el sector que presentó las menores emisiones de bióxido de carbono en esta capacidad es el siderúrgico con 836 Ton/año cada equipo por tener un gran número de equipos que operan con gas.

En capacidades mayores a 200 c.c. y menores e iguales a 500 c.c. los índices de CO<sub>2</sub> promedio de los sectores industriales son de 5943.83 ton/año por equipo, en el sector textil y químico se presentaron los mayores índices promedio con 7554 ton/año y 6663 ton/año respectivamente; debido a presentar sus equipos gran utilización de combustibles líquidos; el sector siderúrgico en esta capacidad presentó los menores índices promedio con 4832 ton/año por caldera debido a la gran utilización de gas en sus equipos.

Los índices promedio de CO<sub>2</sub> en calderas con capacidad mayor a 500 c.c. y menor a 1000c.c. son de 11980.20 ton/año por equipo, los mayores índices promedio los presentó el sector alimenticio con 14144 ton/año al tener un gran número de equipos con uso de diesel, mientras que el sector papel presentó el menor índice con 9577 ton/año por utilizar predominantemente el gas en esas capacidades.

En capacidad de equipos mayores a 1000 c.c. los índices de emisión de CO<sub>2</sub> anuales promedio son de 52696.75 ton/año por caldera; los sectores alimenticio y químico presentaron los mayores índices de emisión promedio anuales con 64986 ton/año y 61253 ton/año respectivamente, por utilizar en gran medida el diesel en los equipos; el sector papelerero presentó el menor índice de emisión de bióxido de carbono en estas capacidades de calderas con 32169 ton/año por caldera debido al gran uso de gas natural en los equipos de gran capacidad.

Los índices de emisiones anuales promedio de monóxido de carbono en la industria de nuestro país son mostrados en la Tabla 3.28, las emisiones de este monóxido de carbono son pequeñas comparadas con las de bióxido de carbono, representando tan solo cerca del 0.1% del total generado de anhídridos carbónicos.

Los índices de emisiones de SO<sub>x</sub> mostrados en la Tabla 3.29, estos índices son los segundos en cantidad después de los de bióxido de carbono, el contenido de azufre en destilados intermedios y pesados es la causa de su generación, representando cerca del 0.5% de los gases de efecto invernadero emitidos por las calderas industriales.

Los índices de óxidos de nitrógeno mostrados en la Tabla 3.30 representan cerca del 0.1% del total de gases invernadero emitidos, la utilización de combustibles líquidos provocan un gran incremento de las emisiones de este gas que es precursor del smog fotoquímico.

Los índices de emisiones de CH<sub>4</sub> y COVNM mostrados en las Tablas 3.31 y 3.32 respectivamente nos permiten apreciar que representan tan sólo el 0.05% del total de gases invernadero generados, y sin duda una de sus causas principales es la falta de combustión de algunos elementos propios de los combustibles.

De acuerdo a los índices de emisiones de gases calculados promedio por equipo, podemos apreciar que el bióxido de carbono representa cerca del 98% de los gases invernadero emitidos por esta tecnología.

Estos índices anuales de emisiones promedio son obtenidos con una metodología integral que involucra las emisiones de gases invernadero reales experimentales por kilogramo o normal metro cúbico de combustibles, además de condiciones de operación propias y reales de los equipos en cada sector industrial como la eficiencia térmica, factor de uso y tiempo de operación.

Los índices de emisiones anuales de cada gas en los diversos sectores industriales y por capacidad de los equipos son una propuesta de factores que tratan de involucrar un mayor número de variables que intervienen en la operación de los equipos y no sólo contemplar el consumo de combustible como en algunos otros reportes.

La inexistencia de un recuento nacional de los equipos de generación de vapor en la industria y la apatía e indisponibilidad de algunas empresas para realizarlo imposibilita la obtención de una estimación del total generado de Gases de Efecto Invernadero por la industria mexicana.

Estos índices como propuesta permiten determinar las emisiones de gases invernadero de una forma más apegada a las características propias de las calderas de nuestra industria. El uso de estos índices garantiza ser propios de cada sector y cada rango de capacidad estadísticamente según nuestro trabajo, para que en un futuro al ser determinado el número total de calderas nacionales y por lo menos sus capacidades en cada sector sea posible determinar más acertadamente las emisiones de Gases Efecto Invernadero totales que son inevitables por la operación con combustibles fósiles de esta importante tecnología en la industria de nuestro país.

## Conclusiones

En la actualidad no se dispone de un número exacto de calderas en el país por lo que este trabajo como inicio aporta un estudio parcial a partir de la información recopilada y procesada de las encuestas recibidas de 678 calderas instaladas y operadas en la industria mexicana, las cuales fueron proporcionados por 363 empresas; esta muestra fue obtenida de 1071 empresas originalmente encuestadas. Según estimados de Selmec, la empresa más importante en instalación y mantenimiento de calderas industriales en la nación, los 678 equipos encuestados representan el 8% del total de calderas industriales en México.

El estudio basado en el análisis de combustión de los diversos combustibles mexicanos utilizados en las calderas industriales y de las 678 encuestas de calderas recibidas de 24 Entidades Federativas de país podemos concluir lo siguiente:

El combustible más utilizado en las calderas industriales es el diesel con un 50.73% y el menos ocupado es el gas natural con un 8.40% del total de equipos encuestados; esto debido a la falta de redes de distribución de gas en zonas industriales con potencial de consumo. Las tres redes de gas más importantes de nuestro país son poco diversificadas y eficientes aún en lugares cercanos a las mismas, por lo que utilizar combustibles líquidos en una mayoría de veces se deriva de la falta de disponibilidad de gas natural, siendo utilizado por calderas de sólo nueve estados de la república.

La marca con mayor número de equipos instalados en nuestra industria es Cleaver Brooks con un número que representa el 38.64% del total, y con un mayor número de equipos en capacidades menores a los 200 caballos caldera y que operan a base de diesel.

De acuerdo a las características y propiedades de los combustibles mexicanos bajo condiciones de combustión empleadas en las calderas industriales recién carburadas se obtiene que los combustibles líquidos tienen mayores coeficientes de emisión de gases invernadero. El combustóleo emite el 33.97% más de bióxido de carbono que el emitido por el gas natural al proporcionar un gigajoule de energía, y el diesel un 30.20% de bióxido de carbono superior al emitido por el gas natural.

Cabe destacar que los coeficientes de emisión fueron determinados en condiciones de combustión de calderas industriales recién carburadas, por lo que son de los mejores coeficientes de emisión posibles, desafortunadamente estos coeficientes pueden incrementarse en condiciones de una mala operación y/o falta de mantenimiento. Los coeficientes de emisiones de gases invernadero determinados en este trabajo, presentan magnitudes muy cercanas a los reportados en fuentes internacionales del mismo tipo.

Los sectores industriales que operan con mayores eficiencias térmicas promedio son el textil, papelerero con rendimientos térmicos cercanos al 80% los cuales tienen altos factores de uso y altas horas de operación anuales. Los sectores con menor eficiencia

térmica promedio son el químico, alimenticio y otros con eficiencias de 76.9%, 78.4% y 78.3% respectivamente, y presentan factores de uso inferiores al 90% y tiempos de operación anuales menores.

Los sectores que cuentan en promedio con los equipos de mayor edad son de los sectores textil, papel y químico con una antigüedad superior a los 20 años, sin embargo los sectores textil y papel presentan en proporción un mayor número de equipos con capacidades grandes y un mayor uso del gas. Los equipos con menor edad promedio se encuentran instalados en los sectores siderúrgico, alimenticio y otros, con edades menores a los 20 años.

El modelo propuesto para obtener los índices de emisiones de gases invernadero es una metodología que contempla de manera integral las características operativas y de combustión de los equipos, y no sólo tomar en consideración el consumo de combustible que en la mayoría de las veces es desconocido en la industria.

Los índices promedio de emisiones de gases invernadero anualizados de bióxido de carbono de la industria en el rango de capacidades de equipos menores a 200c.c. es de 1472.83.50 Ton de CO<sub>2</sub>/año y el sector con mayor índice en esta capacidad es el sector textil con 1960 Ton de CO<sub>2</sub>/año; el índice promedio del rango de capacidades de 201 a 500 c.c. es de 5943.83 Ton de CO<sub>2</sub>/año y el sector con mayor índice es el textil con 7554 Ton de CO<sub>2</sub>/año; para equipos de entre 501 y 1000 c.c. el índice promedio de bióxido de carbono en la industria es de 11980.20 Ton de CO<sub>2</sub>/año, el sector alimenticio presenta el mayor índice en este rango con 14144 Ton CO<sub>2</sub>/año y en capacidades mayores a 1000 c.c su valor es de 52696.75 Ton de CO<sub>2</sub>/año.

Las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> representan cerca del 98% del total de gases invernadero emitidos por la quema de combustibles fósiles en esta tecnología, pero sin duda el resto de los gases representan varias toneladas emitidas por cada equipo aún en capacidades pequeñas.

Los índices de emisiones de gases invernadero obtenidos son una propuesta de apoyo para la cuantificación de gases invernadero totales o parciales emitidos por esta tecnología en la industria, pero sin duda para realizar esta determinación es necesario obtener el número total de equipos instalados en la industria mexicana por medio de un censo de carácter oficial.

Las acciones que darían continuidad a este trabajo deben de ser enfocadas inicialmente a la realización de un inventario de calderas confiable y a mostrar propuestas de mejora tecnológica para disminuir las emisiones de gases invernadero de los generadores de vapor; con el fin de obtener un inventario de emisiones capaz de apoyar las decisiones de políticas adecuadas para disminuir el deterioro de nuestro ecosistema.

## Bibliografía

- Aguillón, J. 1997. Apuntes de la asignatura: Ingeniería de los procesos industriales. DEPMI-UNAM. México
- Di Sbroiavaca, N. 1997. Efectos ambientales derivados de emisiones gaseosas y su medición. Instituto de Economía Energética. Bariloche, Argentina.
- Castillo, P. 1986. Ahorro de energía en la operación de calderas industriales. Ed. Combustión Industrial S.A. Lima, Perú. p.183.
- Centro de Estudios de la Energía. Ministerio de Industria y Energía. 1982. Técnicas de conservación energética en la industria. Ed. Publicaciones del Ministerio de Industria y Energía. Madrid España. p.508.
- Comisión nacional de energía. Secretaría de Energía de Argentina. 1996. Informe de factores de emisiones industriales. Buenos Aires, Argentina.
- CIME. Colegio de ingenieros mecánicos electricistas. Comité permanente de peritos en calderas y recipientes sujetos a presión. 1993. Combustión y uso eficiente de generadores de vapor. México. p. 216.
- Cleaver Brooks. 1996. Boiler Emission. Reference Guide. Division of Aqua-Chem, Inc. Milwaukee, U.S.A. p.43.
- Cleaver Brooks. 1997. Manuales de calderas, diversos diseños y capacidades. Milwaukee, U.S.A.
- Danish Environmental Protection Agency. 1995. (Inform) Climate Protection in Denmark.
- EIC Consultores de México S.A. de C.V. 1996. Aspectos Institucionales y Técnicos en el Desarrollo de un programa para la mitigación de gases invernadero en México. México. p.80.
- Esquerra, P. 1988. Dispositivos y sistemas para el ahorro de energía. Ed. Marcombo Boixareu Editores. Barcelona, España. p.145.
- Giraldin, L. 1997. La *Joint Implementation* y la distribución de los costos de la mitigación de los efectos esperados del Cambio Climático Global. Fundación Bariloche. Argentina. p.81.
- Gutman, P. 1994. Países en desarrollo y negociaciones ambientales internacionales: Los riesgos de la falta de información. Desarrollo Económico Mundial.

- Instituto Nacional de Ecología. 1993. The preliminary Inventory on Greenhouse Gas Emissions for Mexico.
- Intergovernment Panel on Clime Change (IPCC), Organisation for Economic Co-opetation and Developmend (OECD) and International Energy Agency (EIA). 1997. Greenhouse Gas Inventory Reporting (energy).
- Kohan, A., Spring, H. 1991. Boiler Operator's Guide. Mc. Graw Hill. U.S.A. p.173
- Lal, M. 1993. Global Warming (Concer for tomorrow). Mc. Graw Hill . New Delhi. p.143
- León de los Santos, G. 1998 Reconvencción de calderas industriales convencionales para la mitigación de emisiones contaminantes. Tesis Maestría (Energética), DEFFI-UNAM. p.190.
- México. 1997. Primer Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. p.149.
- Millan, F. 1992 Optimización de la combustión en calderas industriales (Informe). DEPTAC-IIIE. Morelos, México.
- Nacional Academy Press. 1993. Estimated. Global Greenhouse Gas Emissions from Human Activities. Publicada en: Policy Implications of Greenhouse Warming. Nueva York.
- Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. 1993. Recursos mundiales. Una guía para el Medio Ambiente. Instituto de Recursos Mundiales. Oxford.
- Selmec. 1995. Manual de calderas. Depto. de calderas Selmec equipos Industriales (sexta edición). México, D.F. p.216
- Shield, C. 1987. Calderas. Tipos, características y sus funciones. Cia. Editorial Continental. México.
- Taplín, H. 1991. Combustion efficiency tables. The Fairmont Prees Inc. Indiana, U.S.A. p. 94.
- Taplin, H. 1991. Boiler plant and distribution system. Optimization manual. The Fairmont Prees Inc. Indiana, U.S.A. p.127.
- The United University. Great Britain. 1993. The Global Greenhouse Regimen. Who pays?. Great Britain.
- U.S. Agency for International Developing. 1990. Greenhouse Gas Emissions and Developing Countries: Strategic Options and the U.S.A.I.D. Responses.
- USEPA. 1990. Draft report to United State Congress.

# Anexo 1

## Parámetros de combustión

A manera de ejemplificación numérica en la determinación de los parámetros de combustión de los combustibles mexicanos se muestra la siguiente metodología, que para el caso de los combustibles líquidos se muestra con el combustóleo y para ejemplificar los combustibles gaseosos con el gas natural.

### Cálculo numérico de los parámetros de combustión del combustóleo mexicano

A continuación se determinan los parámetros de combustión en base a las composiciones elementales mostradas en la Tabla 3.13.

#### Condiciones estequiométricas de combustión

Las condiciones estequiométricas en la quema de combustibles permite determinar los valores mínimos consumidos y/o emitidos por la combustión.

#### Volumen de aire estequiométrico normalizado

Utilizando la siguiente ecuación para determinar el volumen normalizado ( $\text{Nm}^3$ ) de aire necesario estequiométrico para su combustión.

$$V_A = 0.089C + 0.267H + 0.033 (S - \Theta) \quad (\text{A.1.1})$$

Sustituyendo valores según su composición tenemos:

$$V_A = 0.089 (82.8) + 0.267 (10.4) + 0.033 (2.93 - 0.2)$$

Por lo que resulta:

$$V_A = 10.23 \text{ Nm}^3_{\text{aire}} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

#### Volumen de emisiones de humos secos normalizados

El volumen de humos secos normalizados en condiciones estequiométricas de combustión es calculado según la siguiente ecuación:

$$V_F = 0.089 C + 0.21 H + 0.008 N + 0.033 S - 0.026 O \quad (\text{A.1.2})$$

Sustituyendo los valores particulares de composición del combustible tenemos:

$$V_F = 0.089 (82.8) + 0.21 (10.4) + 0.008 (2.97) + 0.033 (2.93) - 0.026 (0.2)$$

De lo que resulta:

$$V_F = 9.66 \text{ Nm}^3_{\text{humos secos}} / \text{kg}_{\text{combustible}}$$

### Volumen de emisiones de humos húmedos normalizados

El volumen de emisiones de humos húmedos es calculado por medio de la siguiente ecuación:

$$V_{FH} = 0.089 C + 0.332 H + 0.008 N + 0.033 S + 0.012 E - 0.026 O \quad (\text{A.1.3})$$

Sustituyendo los valores de composición de combustible, queda lo siguiente:

$$V_{FH} = 0.089 (82.8) + 0.332 (10.4) + 0.008 (2.97) + 0.033 (2.93) + 0.012 (0.4) - 0.026 (0.2)$$

De lo que resulta:

$$V_{FH} = 10.94 \text{ Nm}^3_{\text{humos húmedos}} / \text{kg}_{\text{combustible}}$$

### Condiciones con exceso de aire

La quema de combustibles con un exceso de aire en relación al estequiométrico propicia una combustión de medio oxidante, este exceso se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$e_{\text{aire}} = V_F / V_A \left( w - 1/2\beta / 79/4200 \beta - w + 21 \right) \quad (\text{A.1.4})$$

En la que se emplearon los volúmenes normalizados  $V_A$  y  $V_F$  de los parámetros estequiométricos y los porcentajes de emisiones reales de monóxido de carbono ( $\beta$ ) y porcentaje de oxígeno ( $w$ ) emitidos en chimenea.

Sustituyendo los valores tenemos lo siguiente:

$$e_{\text{aire}} = (9.66) / (10.23) \left( (6.1) - 1/2(0.03) / 79/4200 (0.03) - (6.1) + 21 \right)$$

De lo que resulta:

$$e_{\text{aire}} = 38.57 \% \text{ de exceso de aire}$$

### Volumen de aire y humos con exceso de comburente

El volumen de exceso de aire en condiciones de combustión oxidante se determina con la siguiente ecuación:

$$V_A' = V_A (1 + e/100) \quad (\text{A.1.5})$$

Sustituyendo el valor de exceso comúnmente empleado tenemos:

$$V_A' = V_A (1 + (38.57)/100)$$

De lo que resulta:

$$V_A' = 14.18 \text{ Nm}^3_{\text{aire}} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

Los volúmenes de humos secos ( $V_F'$ ) y húmedos ( $V_{FH}'$ ) obtenidos de la combustión de medio oxidante al presentarse un exceso de aire en el proceso de quemado se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$V_F' = V_F + e/100 V_A \quad (\text{A.1.6})$$

$$V_{FH}' = V_{FH} + e/100 V_A \quad (\text{A.1.7})$$

Al sustituir los valores de exceso de aire y volúmenes particulares del combustóleo obtenemos:

$$V_F' = (9.66) + (38.57)/100 (10.23)$$

$$V_{FH}' = (10.94) + (38.57)/100 (10.23)$$

De lo que resulta:

$$V_F' = 13.61 \text{ Nm}^3_{\text{humos secos}} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$V_{FH}' = 14.89 \text{ Nm}^3_{\text{humos húmedos}} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

## Cálculo numérico de los parámetros de combustión del gas natural mexicano

A continuación se determinan los parámetros de combustión en condiciones estequiométricas y medio oxidante del gas natural en base a su composición mostrada en la Tabla 3.12.

### Condiciones estequiométricas de combustión

En la combustión del gas natural en condiciones estequiométricas que se caracteriza por presentarse un requerimiento mínimo de comburente y las emisiones respectivas de humos.

### Volumen de aire estequiométrico normalizado

Utilizando la siguiente ecuación se determina el volumen normalizado ( $\text{Nm}^3$ ) de aire mínimo necesario para un combustible gaseoso según condiciones estequiométricas para su combustión.

$$V_A = 0.024 (H + CO) + 0.48 (\sum(m + n/4)M - \Theta) \quad (\text{A.1.8})$$

Sustituyendo los valores particulares del gas natural

$$V_A = 0.024 ((10.8) + (0)) + 0.48 (\sum(m + n/4)M - (0))$$

Donde:

$$\sum(m + n/4)M = ((1+4/4)*76.3) + ((2+4/4)*2.3) + ((2+6/4)*6) + (3+6/4)*0.7) + ((3+8/4)*0.1) + (4+4/4)*3.2)$$

$$\sum(m + n/4)M = 200.15$$

Finalmente resulta:

$$V_A = 9.78 \text{ Nm}^3_{\text{aire}} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

### Volumen de emisiones de humos secos normalizados

El volumen de humos emitidos por la combustión con requerimientos estequiométricos de comburente se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$V_F = 0.019 H + 0.29 CO + \sum(0.048 m + 0.0145 n)M + 0.01 (N + CO_2) - 0.038 \Theta \quad (\text{A.1.9})$$

Sustituyendo los valores particulares del gas natural obtenemos:

$$V_F = 0.019 (10.8) + 0.29 (0) + \Sigma(0.048m + 0.0145n)M + 0.01 (2.97) + (0.6) - 0.038 (0)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \Sigma(0.048m+0.0145n)M &= (0.048 (1)+0.0145 (4)) (76.3) + (0.048 (2)+0.0145 (4)) (2.3) \\ &+ (0.048 (2)+0.0145 (6)) (6) + (0.048 (3)+0.0145 (6)) (0.7) \\ &+ (0.048 (3)+0.0145 (8)) (0.1) + (0.048 (4)+0.0145 (4)) (3.2) \end{aligned}$$

$$\Sigma(0.048m+0.0145n)M = 10.80$$

Finalmente resulta:

$$V_F = 8.81 \text{ Nm}^3_{\text{humos secos}} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

### Volumen de emisiones de humos húmedos normalizados

El volumen de humos húmedos emitidos por la combustión en condiciones estequiométricas de comburente por cada  $\text{Nm}^3$  de gas natural se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{FH} = 0.029 (H + CO) + \Sigma(0.048 m + 0.0145 n)M + 0.01 (N + CO_2 + E) - 0.038 \Theta \quad (\text{A.1.10})$$

Sustituyendo los valores particulares del gas natural en la ecuación obtenemos:

$$V_{FH} = 0.029 ((10.8) + (0)) + \Sigma(0.048 m + 0.0145 n)M + 0.01 ((0) + (0.6) + (0)) - 0.038 (0)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \Sigma(0.048m+0.0145n)M &= (0.048 (1)+0.0145 (4)) (76.3) + (0.048 (2)+0.0145 (4)) (2.3) \\ &+ (0.048 (2)+0.0145 (6)) (6) + (0.048 (3)+0.0145 (6)) (0.7) \\ &+ (0.048 (3)+0.0145 (8)) (0.1) + (0.048 (4)+0.0145 (4)) (3.2) \end{aligned}$$

$$\Sigma(0.048m+0.0145n)M = 10.80$$

Finalmente resulta:

$$V_{FH} = 10.76 \text{ Nm}^3_{\text{humos húmedos}} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

### Condiciones con exceso de aire

La quema de combustibles con un exceso de aire en relación al estequiométrico propicia una combustión de medio oxidante, este exceso para el gas natural se obtiene a partir de los comunes valores reales de porcentaje de monóxido de carbono ( $\beta$ ) y oxígeno ( $w$ ) emitidos en la chimenea; el exceso de aire se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$e_{\text{aire}} = V_F / V_A \left( w - 1/2\beta / 79/4200 \beta - w + 21 \right) \quad (\text{A.1.11})$$

Sustituyendo los valores particulares de el gas natural obtenemos:

$$e_{\text{aire}} = (8.81) / (9.78) \left( (3.98) - 1/2(0.0013) / 79/4200(0.0013) - (3.98) + 21 \right)$$

De lo que resulta:

$$e_{\text{aire}} = 21.06$$

### Volumen de aire y humos con exceso de comburente

El volumen de exceso de aire en condiciones de combustión oxidante se determina con la siguiente ecuación:

$$V_A' = V_A (1 + e/100) \quad (\text{A.1.12})$$

Sustituyendo los valores particulares del gas natural obtenemos:

$$V_A' = (9.78) (1 + (24.28)/100)$$

De lo que resulta:

$$V_A' = 12.16 \text{ Nm}^3_{\text{aire}} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

Los volúmenes de humos secos y húmedos de las emisiones de la combustión con exceso de aire del gas natural se obtienen por medio de la siguiente ecuación:

$$V_F' = V_F + e/100 V_A \quad (\text{A.1.13})$$

$$V_{FH}' = V_{FH} + e/100 V_A \quad (A.1.14)$$

Sustituyendo los valores particulares del gas natural obtenemos:

$$V_F' = (8.81) + (24.28)/100 (9.78)$$

$$V_{FH}' = (10.76) + (24.28)/100 (9.78)$$

Finalmente resulta:

$$V_F' = 10.88 \text{ Nm}^3_{\text{humos secos}} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

$$V_{FH}' = 12.83 \text{ Nm}^3_{\text{humos húmedos}} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

## Anexo 2

### Poderes caloríficos

Los poderes caloríficos de los combustibles fueron determinados siguiendo la metodología que a continuación se presenta; para el caso de combustibles líquidos se presenta el caso del combustóleo y para ejemplificar los combustibles gaseosos se realiza para el gas natural.

#### Poder calorífico del combustóleo

A partir de la composición elemental del combustóleo mostrada en la Tabla 3.13, se obtiene el volumen de aire estequiométrico ( $V_A$ ) necesario para la combustión de cada kilogramo de combustóleo, tal como se mostró en el anexo 1, y empleando la ley de las 1000kcal se obtiene el poder calorífico superior; del cual por diferencia de la entalpia de vaporización del agua contenida o generada, se obtiene el poder calorífico inferior (PCI). A continuación se muestra las ecuaciones empleadas:

$$PCS_{\text{combustóleo}} = V_A * 1000 \quad (\text{A.2.1})$$

Al sustituir el volumen de aire estequiométrico del combustóleo en unidades de  $Nm^3_{\text{aire}}/kg_{\text{combustóleo}}$ , se obtiene los siguiente:

$$PCS_{\text{combustóleo}} = (10.236) * 1000$$

$$PCS_{\text{combustóleo}} = 10236 \text{ kcal} / kg_{\text{combustóleo}} = 42856.084 \text{ kJ} / kg_{\text{combustóleo}}$$

La diferencia entre el poder calorífico inferior y superior es el calor de evaporación del agua contenida o generada en la combustión de un kilogramo. La siguiente ecuación determina la diferencia de poderes caloríficos:

$$PCS - PCI = 6 (9 H + E) \quad (\text{A.2.2})$$

De los que obtenemos como resultado:

$$PCS - PCI = 6 (9 (10.4) + (0.4))0$$

resultando:

$$PCS - PCI = 564 \text{ kcal} / \text{kg}_{\text{combustóleo}} = 2361.35084 \text{ kJ} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

Donde finalmente se obtiene:

$$PCI = (PCS) - 564 \text{ kcal} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$PCI = 9672 \text{ kcal} / \text{kg}_{\text{combustóleo}} = 40495.10 \text{ kJ} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

### Poder calorífico del gas natural

A partir de la composiciones de gases componentes de gas natural mostradas en la Tabla 3.12, se obtiene el volumen de aire estequiométrico ( $V_A$ ) necesario para la combustión de cada  $\text{Nm}^3$  de gas natural, tal como se mostró en el anexo 1, y empleando la ley de las 1000kcal se obtiene el poder calorífico superior; del cual por diferencia de la entalpia de vaporización del agua contenida o generada, se obtiene el poder calorífico inferior (PCI). A continuación se muestra las ecuaciones empleadas:

$$PCS_{\text{gas natural}} = V_A * 1000 \tag{A.2.3}$$

Al sustituir el volumen de aire estequiométrico del combustóleo en unidades de  $\text{Nm}^3_{\text{aire}}/\text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$  se obtiene los siguiente:

$$PCS_{\text{gas natural}} = (9.788) * 1000$$

$$PCS_{\text{gas natural}} = 9788 \text{ kcal} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}} = 40980.39 \text{ kJ} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

y determinando la diferencia de poderes caloríficos obtenemos:

$$PCS - PCI = 940 \text{ kcal} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}} = 3935.59 \text{ kJ} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

Para obtener el poder calorífico inferior se despeja, y queda la siguiente ecuación:

$$PCI = (PCS) - 940 \text{ kcal} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

Donde finalmente se obtiene:

$$PCI = 8848 \text{ kcal} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}} = 37047.64 \text{ kJ} / \text{Nm}^3_{\text{gas natural}}$$

# Anexo 3

## Diagrama de Ostwald

La representación gráfica de los parámetros de combustión por medio del diagrama de Ostwald permite determinar cualquier condición de combustión en un gráfico de %CO<sub>2</sub> vs. %O<sub>2</sub> de los humos emitidos a diferentes porcentajes de exceso de aire y porcentajes de CO.

Con el ejemplo numérico para determinar las variables de construcción del diagrama de Ostwald del combustóleo, para mostrar la metodología de construcción del gráfico

### Variables de construcción del diagrama de Ostwald

Las variables permiten auxiliar la construcción del diagrama de Ostwald, determinando valores máximos o mínimos de algunos parámetros de combustión; a continuación se presenta la metodología de obtención de estas variables para el combustóleo.

#### Porcentaje máximo de dióxido de carbono ( $\alpha_o$ )

Como ordenadas del diagrama de Ostwald se representa el porcentaje de dióxido de carbono ( $\alpha$ ), este queda acotado por un valor máximo posible que es ( $\alpha_o$ ), el se obtiene de la forma siguiente:

$$\alpha_o = (V_{CO_x} / V_F) * 100 \quad (A.3.1)$$

En la ecuación para la determinación de el porcentaje máximo de dióxido de carbono ( $\alpha_o$ ), en la que el volumen de anhídrido carbónico máximo a generar representado por ( $V_{CO_x}$ ) se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{CO_x} = 0.01867 C \quad (A.3.2)$$

El volumen máximo generado de anhídrido carbónico ( $V_{CO_x}$ ) para el caso del combustóleo se obtiene substituyendo el valor porcentual al de composición de carbono contenido, tal como se muestra a continuación.

$$V_{CO_x} = 0.01867 (82.8)$$

De lo que obtenemos:

$$V_{CO_x} = 1.54 \text{ Nm}^3_{CO_x} / \text{kg}_{\text{combustible}}$$

Para obtener el valor numérico de porcentaje máximo de anhídrido generado ( $\alpha_o$ ) sustituimos los parámetros de combustión específicos del combustible, que son el volumen de humos secos ( $V_F$ ) emitidos por la combustión con comburente estequiométrico y el volumen de anhídrido de carbono máximo generado ( $V_{CO_x}$ ) de presentarse una combustión total. La sustitución es mostrada en la siguiente ecuación:

$$\alpha_o = (( 1.54) / (9.66) ) * 100$$

De lo que resulta:

$$\alpha_o = 15.98 \% \text{ máximo de } CO_2$$

#### Porcentaje máximo de monóxido de carbono ( $\beta_{max}$ )

Para el cálculo de otras variables como el porcentaje máximo posible a generar de monóxido de carbono ( $\beta_{max}$ ) en la combustión, se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\beta_{max} = \alpha_o / ( 1 - 79/4200 * \alpha_o ) \quad (A.3.3)$$

Sustituyendo el valor particular de porcentaje máximo de dióxido de carbono ( $\alpha_o$ ) en la ecuación obtenemos:

$$\beta_{max} = (15.98) / ( 1 - 79/4200 * (15.98) )$$

$$\beta_{max} = 22.86 \% \text{ máximo de } CO$$

#### Variables auxiliares de combustión $\omega_o$ y $A'$

El cálculo de otras variables de apoyo para la construcción del diagrama de Ostwald como  $\omega_o$  que es el porcentaje de oxígeno emitido en los humos al generarse cero porcentaje de dióxido de carbono en condiciones de no exceso de aire; esta variable se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$\omega_o = \alpha_o / ( 2 + \alpha_o/100 ) \quad (A.3.4)$$

Sustituyendo los valores particulares de combustible obtenemos:

$$\omega_o = (15.98) / ( 2 + (15.98)/100 )$$

De lo que resulta:

$$\omega_o = 7.40 \% \text{ de } O_2$$

Otra variable importante como auxiliar para la determinación de las líneas de exceso de aire en el diagrama de Ostwald es  $A'$ . Esta variable se obtiene con la siguiente ecuación:

$$A' = 21 * ( VA / VF ) \quad (A.3.5)$$

Sustituyendo valores particulares de los parámetros de combustión del combústoleo a condiciones estequiométricas de comburente obtenemos:

$$A' = 21 * ( (10.23) / (9.66) )$$

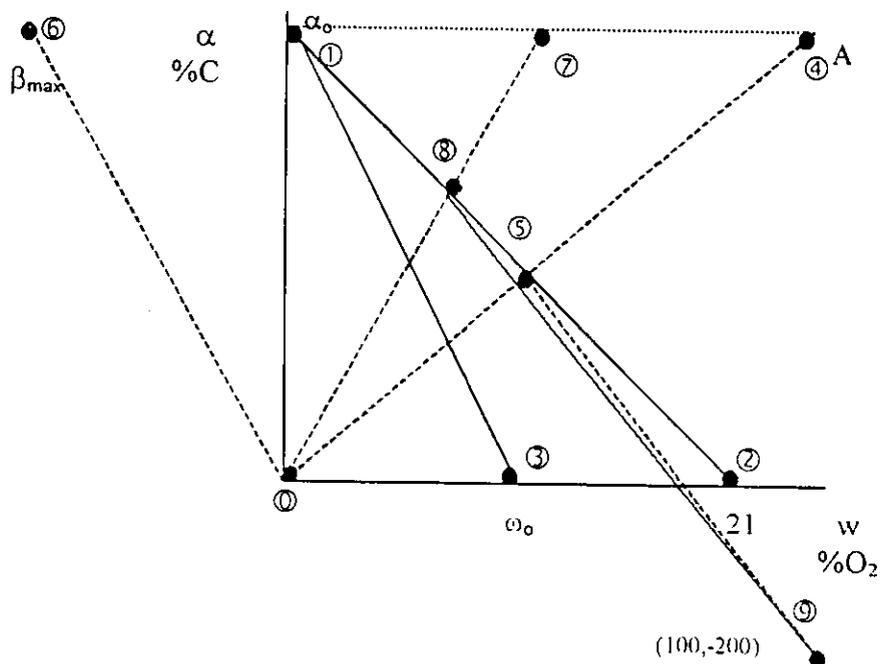
De lo que resulta:

$$A' = 22.23$$

### Construcción del diagrama de Ostwald

La metodología para la construcción de este diagrama se apoyará en el gráfico presentado en la Fig A.3.1.

Fig. A.3.1 Diagrama auxiliar de construcción del Diagrama de Ostwald



El diagrama se realizara respetando la misma escala para todas las variables involucradas, ya que su construcción es gráfica y de ello dependerá su correcta representación.

A continuación son enumeran los pasos necesarios para la construcción del diagrama:

1. El valor de  $\alpha_o$  se localiza en el plano de las abscisas, cuidando se respete una correcta escala, en el diagrama se identifica con el punto 1.
2. Se traza una línea entre el punto 1 y el 2 al cual corresponde  $\alpha_o$  al 21% de oxígeno, por ser el porcentaje máximo de oxígeno contenido en el aire.. La línea 1-2 es la línea de exceso de aire infinito  $e_{aire}=\infty$  y un porcentaje de monóxido de carbono nulo  $\beta=0$ .
3. Se unen los puntos 1 y 3 correspondientes a  $\alpha_o$  y  $\omega_o$ , la línea 1-3 representa el nivel de exceso de aire nulo  $e_{aire}=0\%$ .
4. El valor de la variable auxiliar  $A'$  se localiza en una línea paralela al eje de ordenadas pero a la altura de  $\alpha_o$ , además de mantener la misma escala; al unir este punto representado en el diagrama con el punto 4 al origen que de denotado por el punto 0, la intersección con la línea 1-2 determina el punto 5, el cual es unido a el punto (100,-200) representado por el punto 9. La nueva línea 5-9 representa el exceso de aire al cien porcentaje  $e_{aire}=100\%$ .
5. En la línea imaginaria 1-4 se realizan diez divisiones iguales con el fin de unir estos nuevos puntos al origen, uno de estos puntos que en el ejemplo gráfico de la Fig.16 se denota con el punto 7 se une al origen o punto 0; el cual intersectan con la línea 1-2 y en este cruce denotado con el punto 8 al unirlo con el punto 9, nos permite encontrar una nueva línea de un exceso de aire entre 0% y 100%.
6. Según la Fig.16 el punto número seis es el valor máximo de monóxido de carbono  $\beta_{max}$  el cual se determinó sobre una línea continuación a la línea imaginaria 1-4 manteniendo la misma escala, a partir de divisiones iguales de la línea 1-6 y uniendo estos puntos con líneas paralelas al la línea 1-2 se obtienen las diversas líneas de porcentajes de monóxido de carbono.

El diagrama de Ostwald es particular para cada combustible, ya que involucra propiedades de composición muy propias a cada tipo y clase.

## Anexo 4

### Eficiencia y factor de uso de caldera

El cálculo de eficiencia térmica de cada encuesta recibida fue realizada, como a continuación se explica detalladamente; a manera de ejemplo, se utiliza la información proporcionada de un equipo de la *Empresa A1* (no mencionado el nombre para garantizar la confidencialidad de la información).

El cálculo para determinar la eficiencia de los equipos, se realizó por medio de la utilización del balance térmico mostrado en el capítulo 3 de metodología.

Para calcular las eficiencias se recurrió al método directo, por medio de la información proporcionada por las empresas.

Nombre de la Empresa: *Empresa A1*

Ubicación: Estado de México

Sector Industrial: Químico

Tipo de combustible empleado: Diesel

Tiene medidor de combustible: Si

Consumo de combustible: 350 litros/día

Temperatura de los humos: 183.19°C

Horas de operación = 16 h/día

Capacidad: 200 hp

Presión de diseño: 10.5 kg/cm<sup>2</sup>

Presión de trabajo: 6 kg/cm<sup>2</sup>

Temperatura de vapor: 158°C

Temperatura entrada de combustible: 60°C

Temperatura del aire de combustión: 18°C

Temperatura agua de alimentación: 20°C

Temperatura de condensados: 80°C

Superficie de calefacción: 9.3 m<sup>2</sup>

Producción de vapor: 184 kg/h

Agua de alimentación = 25.8 m<sup>3</sup>/mes

Condensados: 0.250 m<sup>3</sup>/h

Periodo de mantenimiento: 12 meses

Con la información proporcionada, se cálculo cada uno de los factores analizados, necesarios en la ecuación para determinar la eficiencia térmica que se muestra a continuación:

$$\eta = \{ (m_{\text{vapor}} (h_{\text{vapor}} - h_{\text{agua}}^{\circ}) + m_{\text{humos}} (h_{\text{humos}} - h_{\text{humos}}^{\circ})) - (m_{\text{agua}} (h_{\text{agua}} - h_{\text{agua}}^{\circ}) - m_{\text{condensado}} (h_{\text{condensado}} - h_{\text{condensado}}^{\circ}) - m_{\text{aire}} (h_{\text{aire}} - h_{\text{aire}}^{\circ})) \} / m_{\text{combustible PCI}}$$

(A.4.1)

La metodología de cálculo detallada para determinar cada uno de los factores es la siguiente mostrada.

#### *Agua de alimentación*

La masa de agua anual de alimentación a la caldera para generar vapor se obtiene de la siguiente forma:

$$m_{\text{agua}} = (25.80 \text{ m}^3/\text{mes}) (12\text{meses}/1\text{año}) = 309.60 \text{ m}^3/\text{año}$$

Obteniendo el volumen del consumo de agua de alimentación:

$$m_{\text{agua}} = 309.6 \text{ m}^3/\text{año} = 309600 \text{ kg/año}$$

### Condensados

La masa del sistema de condensados recuperados en la caldera se obtiene como a continuación se muestra

$$m_{\text{condensado}} = (0.250 \text{ m}^3/\text{hr}) (16 \text{ horas/día}) (310 \text{ días/año}) = 1240 \text{ m}^3/\text{año}$$

Obteniendo el volumen de condensados:

$$m_{\text{condensado}} = 1240 \text{ m}^3/\text{año} = 1240000 \text{ kg/año}$$

### Consumo de combustible

El consumo anual de combustible para la generación de vapor se obtiene como a continuación se muestra:

$$m_{\text{combustible}} = (0.350 \text{ m}^3/\text{día}) (310 \text{ días/año}) = 108.5 \text{ m}^3/\text{año}$$

Obtenemos el consumo anual de combustible:

$$m_{\text{combustible}} = 108.5 \text{ m}^3/\text{año} = 108500 \text{ kg/año}$$

### Generación de vapor

La masa anual de generación de vapor a condiciones de calidad específicas en la caldera se obtiene del proporcionado en la encuesta.

$$m_{\text{vapor}} = (314 \text{ kg/h}) * (16 \text{ h/día}) * (310 \text{ días por año})$$

$$m_{\text{vapor}} = 1557440 \text{ kg/año}$$

### Consumo de aire de combustión:

El consumo de diesel requiere un consumo de aire  $VA' = 14.28 \text{ Nm}^3_{\text{aire}}$  por kilogramo de diesel para su combustión, utilizando un exceso de aire de 31.54% común en las calderas industriales.

$$\text{Volumen}_{\text{aire}} = m_{\text{comb}} * VA'$$

sustituyendo en la ecuación:

$$\text{Volumen}_{\text{aire}} = (108500 \text{ kg}_{\text{diesel}}/\text{año}) (14.28 \text{ Nm}^3_{\text{aire}}/\text{kg}_{\text{diesel}})$$

$$\text{Volumen}_{\text{aire}} = 1549380 \text{ Nm}^3_{\text{aire}}/\text{año}$$

#### *Humos de combustión:*

El volumen de humos emitidos por la combustión de combustible en la caldera se calcula de la manera siguiente:

$$\text{Volumen}_{\text{humos}} = m_{\text{humos}} \cdot v_f$$

$$\text{Volumen}_{\text{humos}} = (108500 \text{ kg}_{\text{diesel}}/\text{año}) (13.58 \text{ Nm}^3_{\text{humos}}/\text{kg}_{\text{diesel}})$$

$$\text{Volumen}_{\text{humos}} = 1473430 \text{ Nm}^3_{\text{humos}}/\text{año}$$

#### *Entalpias de agua de alimentación y condensados:*

La entalpia del agua alimentada a una temperatura de 20°C y la entalpia de los condensados a 80°C se obtienen a partir de tablas de vapor, la entalpia base ( $h^0$ ) del agua a 0°C es obtenida de la misma fuente siendo su valor de 0.0617 kJ/kg.

$$H_{\text{agua}} = h^{20^\circ\text{C}} - h^0 = (83.9512) - (0.0617) = 83.8895 \text{ kJ/kg}$$

$$H_{\text{condensados}} = h^{80^\circ\text{C}} - h^0 = (334.9816) - (0.0617) = 334.9199 \text{ kJ/kg}$$

#### *Entalpia de aire para combustión*

La entalpia del aire requerido para la combustión bajo condiciones comunes de las calderas industriales se obtuvo a partir de tablas de entalpia del aire como gas ideal del Perry 1996. Manual del Ingeniero Químico. McGraw Hill p. 3-210, en las que la entalpia base ( $h^0$ ) tiene un valor de 272.9 kJ/kg

$$H_{\text{aire}} = h^{18^\circ\text{C}} - h^0 = (291.8) - (272.9) = 18.9 \text{ kJ/kg}$$

Para obtenerlo este incremento de entalpia por normal metro cúbico de aire se procede de la siguiente manera:

$$H_{\text{aire}} = 18.9 \text{ kJ/kg} (0.029 \text{ kg}/1 \text{ mol}) (1 \text{ mol}/0.0224 \text{ Nm}^3) = 0.01227 \text{ kJ}/\text{Nm}^3$$

### Entalpia de vapor generado

La entalpia del vapor generado a una temperatura de 163°C (436.15 K) y una presión de 6 kg/cm<sup>2</sup> (628.012 kPa) se obtuvo de tablas de vapor.

$$H_{\text{vapor}} = h_{163^{\circ}\text{C}, 628\text{kPa}} - h^{\circ} = (2760.70) - (0.0617) = 666.751 \text{ kJ/kg}$$

$$H_{\text{vapor}} = 2760.63 \text{ kJ/kg}$$

### Entalpia de humos de combustión

La entalpia de los humos de combustión es determinada del considerarse como una mezcla ideal de los diversos gases.

Utilizando los cp's de los diversos gases y realizando la integración de los mismos según la ecuación

$$H_{\text{gas } i} = \int_{T_0}^{T_1} c_p \Delta T$$

donde:  $T_0$  = Temperatura base 273.15K

$T_1$  = Temperatura de humos (grados absolutos)

$$H_{\text{humos}} = \sum \text{Fracción}_{\text{gas } i} * H_{\text{gas } i}$$

Los gases componentes de los humos emitidos son:

$$H_{\text{CO}_2} = \int_{T_0}^{T_1} 10.34 + 0.00274T^2 - 195500T^{-2}$$

$$H_{\text{CO}} = \int_{T_0}^{T_1} 6.60 + 0.00120T$$

$$H_{\text{NO}_x} = \int_{T_0}^{T_1} 8.05 + 0.000233T - 156300T^{-2}$$

$$H_{\text{SO}_x} = \int_{T_0}^{T_1} 7.70 + 0.00530T - 0.00000083T^2$$

$$H_{\text{H}_2\text{O}} = \int_{T_0}^{T_1} 8.22 + 0.00015T - 0.00000134T^2$$

$$H_{\text{N}_2} = \int_{T_0}^{T_1} 6.5 + 0.00100T$$

$$H_{\text{O}_2} = \int_{T_0}^{T_1} 8.27 + 0.000258T - 187700T^{-2}$$

$$H_{\text{CH}_4} = \int_{T_0}^{T_1} 5.34 + 0.0115T$$

Realizando la integración y utilizando temperaturas  $T_0=273.15\text{K}$  y  $T_1=T_{\text{humos}}=456.65\text{K}$  obtenemos los siguiente:

$$H_{\text{CO}_2} = 1977.74 \text{ cal/mol} = 8.28 \text{ kJ/mol}$$

$$H_{\text{CO}} = 1291.45 \text{ cal/mol} = 5.40 \text{ kJ/mol}$$

$$H_{\text{NO}_x} = 1263.21 \text{ cal/mol} = 5.28 \text{ kJ/mol}$$

$$H_{\text{SO}_x} = 1747.13 \text{ cal/mol} = 7.31 \text{ kJ/mol}$$

$$H_{\text{H}_2\text{O}} = 1554.40 \text{ cal/mol} = 6.50 \text{ kJ/mol}$$

$$H_{\text{N}_2} = 1259.70 \text{ cal/mol} = 5.27 \text{ kJ/mol}$$

$$H_{\text{O}_2} = 2047.66 \text{ cal/mol} = 8.57 \text{ kJ/mol}$$

$$H_{\text{CH}_4} = 1749.92 \text{ cal/mol} = 7.32 \text{ kJ/mol}$$

Los moles de cada gas involucrado en los humos emitidos por kilogramo de combustible quemado fueron obtenidos por medio de la consideración de gas ideal a partir de los volúmenes fracciones de cada gas en los humos totales.

$$\text{Moles}_{\text{CO}_2} = 68.871 \text{ mol/Kg}_{\text{comb}}$$

$$\text{Moles}_{\text{CO}} = 0.182 \text{ mol/Kg}_{\text{comb}}$$

$$\text{Moles}_{\text{NO}_x} = 0.141 \text{ mol/Kg}_{\text{comb}}$$

$$\text{Moles}_{\text{SO}_x} = 0.916 \text{ mol/Kg}_{\text{comb}}$$

$$\text{Moles}_{\text{H}_2\text{O}} = 52.833 \text{ mol/Kg}_{\text{comb}}$$

$$\text{Moles}_{\text{N}_2} = 500.027 \text{ mol/Kg}_{\text{comb}}$$

$$\text{Moles}_{\text{O}_2} = 37.117 \text{ mol/Kg}_{\text{comb}}$$

$$\text{Moles}_{\text{CH}_4} = 0.00657 \text{ mol/Kg}_{\text{comb}}$$

Para determinar la entalpía de los humos emitidos por cada kilogramo de combustible, se empleó la siguiente ecuación:

$$H_{\text{humos}} = H_{\text{gas } i} * \text{Moles}_{\text{gas } i}$$

Sustituyendo los valores de entalpías de cada gas y sus respectivas moles emitidas obtenemos:

$$H_{\text{humos}} = 3877.83 \text{ kJ/kg}_{\text{comb}}$$

Al emplear el equipo 108500 kg<sub>comb</sub> por año obtenemos la entalpía total anual de los humos emitidos.

$$H_{\text{humos}} = (3877.83) (108500) = 420.74\text{E}6 \text{ kJ/año}$$

Finalmente al sustituir todos los factores en la ecuación de eficiencia térmica obtenemos:

$$\eta_{\text{equipo}} = 0.8345$$

# Anexo 5

## Índices de emisiones

Los índices de emisiones de gases de efecto invernadero de las calderas industriales nos permite evaluar de manera comparativa las emisiones de estos equipos en función de sus propiedades operativas como su eficiencia, su factor de utilización, horas de operación y el tipo de combustible empleado para la combustión.

Los índices particulares de las calderas industriales se basan en las emisiones experimentales de gases de efecto invernadero de los equipos recién carburadas utilizando combustibles mexicanos.

### Emisiones reales de Gases de Efecto Invernadero del combustible

El tipo y la cantidad de las emisiones reales de los combustibles mexicanos son función de la composición de los combustibles y de la eficiencia propia de la combustión.

A continuación se muestra un ejemplo numérico de las emisiones reales de gases de efecto invernadero del combustóleo, con las características reales operativas de las calderas industriales que utilizan combustóleo, tales como el exceso de aire y su eficiencia de combustión real mostrada en sus porcentajes de monóxido de carbono emitidos.

A partir de los valores de emisiones reales de CO, NO<sub>x</sub> y O<sub>2</sub> proporcionados por una empresa encargada de la instalación y operación, que son mostradas en la Tabla 23, se determinó las emisiones de dióxido de carbono reales a partir de las emisiones reales de monóxido de carbono ( $\beta$ ), el porcentaje emitido en chimenea de O<sub>2</sub> ( $\omega$ ) y el máximo posible a generar de CO<sub>2</sub> ( $\alpha_0$ ); tal como se muestra con la siguiente ecuación:

$$\alpha = \alpha_0 - \beta (1 - 79/4200 \alpha_0) - \alpha_0 / 21 \omega \quad (\text{A.5.1})$$

Sustituyendo los valores particulares del combustóleo obtenemos:

$$\alpha = (15.98) - (0.03) (1 - 79/4200 (15.98)) - (15.98) / 21 (6.1)$$

El resultado numérico es:

$$\alpha = 11.32 \% \text{ real de CO}_2$$

Para determinar el volumen que representan los SO<sub>x</sub> emitidos se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{SO}_x = 10 S / 32 (0.0224 \text{ Nm}^3 / 1 \text{ mol})$$

En la anterior ecuación se involucra solo el porcentaje en peso de azufre (S) en su composición; sustituyendo en la ecuación este valor tenemos lo siguiente:

$$SO_x = (10 (2.93) / 32) (0.0224 \text{ Nm}^3 / 1 \text{ mol})$$

el resultado es:

$$SO_x = 0.2051 \text{ Nm}^3 \text{ de } SO_x$$

El volumen total real emitido (Vf) de los humos de combustión es constituido en alguna fracción por los gases invernadero; a continuación se muestra la ecuación para determinarlo.

$$V_f = V_F (\alpha + \beta / \alpha_o) \quad (\text{A.5.2})$$

Esta ecuación determina el volumen real total de humos emitidos a partir de una relación entre el porcentaje real emitido de dióxido de carbono ( $\alpha$ ), el porcentaje real de monóxido de carbono ( $\beta$ ) y el porcentaje máximo posible a generar de dióxido de carbono ( $\alpha_o$ ), además del volumen de humos secos ( $V_F$ ) a condiciones de requerimiento estequiométrico de aire. A continuación se muestra la sustitución de los variables particulares de combustóleo.

$$V_f = (9.66) ((11.32) + (0.0300) / (15.98))$$

De lo que resulta:

$$V_f = 13.62 \text{ Nm}^3_{\text{humos emitidos totales}} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

Los porcentajes de emisiones reales de CO, NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub> proporcionados por empresas operadoras de calderas, los reportados en los manuales de combustión industrial de CH<sub>4</sub> y COVNi, y los porcentajes calculados de SO<sub>x</sub> y CO<sub>2</sub> se obtienen todos los volúmenes reales de Gases de Efecto Invernadero a partir del volumen total real emitido (Vf) tal como a continuación se muestran.

Emisiones reales

$$\%CO_2 = 11.32$$

$$\%CO = 0.0300$$

$$\%NO_x = 0.0232$$

$$\%SO_x = 0.1506$$

$$\%CH_4 = 0.00107$$

$$\%COVNM = 0.00029$$

Las emisiones volumétricas normalizadas de los gases emitidos por la quema del combustóleo mexicano a las condiciones reales empleadas en la operación de calderas industriales recién carburadas son obtenidas a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{\text{gas } i} = V_f * (\% \text{ vol.}_{\text{gas } y}) \quad (\text{A.5.3})$$

Al aplicar la ecuación para cada gas obtenemos:

$$V_{\text{CO}_2} = (13.62) * (0.1132) = 1.54 \text{ Nm}^3 / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$V_{\text{CO}} = (13.62) * (0.00030) = 0.00408 \text{ Nm}^3 / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$V_{\text{NO}_x} = (13.62) * (0.00232) = 0.00316 \text{ Nm}^3 / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$V_{\text{SO}_x} = (13.62) * (0.00150) = 0.02053 \text{ Nm}^3 / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$V_{\text{CH}_4} = (13.62) * (0.0000107) = 0.00014 \text{ Nm}^3 / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$V_{\text{COVNM}} = (13.62) * (0.0000029) = 0.00004 \text{ Nm}^3 / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

Las emisiones volumétricas pueden ser transformadas a emisiones másicas tal como se muestra en las siguientes ecuaciones.

$$\text{Emisión másica} = \text{Emisión volumétrica} * (1/(0.0224)) * \text{Peso Molecular}$$

Las unidades de esta ecuación serán:

$$g_{\text{gas } i} / \text{kg}_{\text{combustóleo}} = (\text{Nm}^3_{\text{gas } i} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}) * (\text{mol} / \text{Nm}^3) * (\text{g/mol})$$

Al sustituir para cada gas emitido por el combustóleo obtenemos lo siguiente:

$$\text{CO}_2 = (1.54) (1/0.0224) (44) = 3030.81 \text{ g}_{\text{CO}_2} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$\text{CO} = (0.00408) (1/0.0224) (28) = 5.10 \text{ g}_{\text{CO}} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$\text{NO}_x = (0.0031) (1/0.0224) (46) = 6.49 \text{ g}_{\text{NO}_x} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$\text{SO}_x = (0.0205) (1/0.0224) (64) = 58.66 \text{ g}_{\text{SO}_x} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$\text{CH}_4 = (0.00014) (1/0.0224) (16) = 0.104 \text{ g}_{\text{CH}_4} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

$$\text{COVNM} = (0.00004) (1/0.0224) (104) = 0.188 \text{ g}_{\text{COVNM}} / \text{kg}_{\text{combustóleo}}$$

La forma común de reportar los índices de emisión de los combustibles es en unidades másicas por energía, esto se obtiene al involucrar el poder calorífico inferior del combustóleo, como es mostrado en la siguiente ecuación:

$$\text{Emisión m\u00e1sica-energ\u00eda} = \text{Emisi\u00f3n m\u00e1sica}_{\text{gas}} / \text{kg}_{\text{combust\u00f3leo}} / \text{PCI} \quad (\text{A.5.4})$$

las unidades de esta ecuaci\u00f3n son las siguientes:

$$g_{\text{gas } i} / \text{kJ} = (g_{\text{gas } i} / \text{kg}_{\text{combustible}} \text{ o } \text{Nm}^3_{\text{combustible}}) / (\text{kJ} / \text{kg}_{\text{combustible}} \text{ o } \text{Nm}^3_{\text{combustible}})$$

Las emisiones reales experimentales de Gases de Efecto Invernadero por la quema de combust\u00f3leo en condiciones de combusti\u00f3n de las calderas industriales mexicanas reci\u00e9n carburadas son calculados a continuaci\u00f3n:

$$\text{CO}_2 = (3030.81) / (40495.10) = 7.48 \text{ E-2 } g_{\text{CO}_2} / \text{kJ} = 74843.86 g_{\text{CO}_2} / \text{GJ}$$

$$\text{CO} = (5.10) / (40495.10) = 12.61 \text{ E-5 } g_{\text{CO}} / \text{kJ} = 126.18 g_{\text{CO}} / \text{GJ}$$

$$\text{NO}_x = (6.49) / (40495.10) = 16.03 \text{ E-5 } g_{\text{NO}_x} / \text{kJ} = 160.31 g_{\text{NO}_x} / \text{GJ}$$

$$\text{SO}_x = (58.66) / (40495.10) = 14.48 \text{ E-4 } g_{\text{SO}_x} / \text{kJ} = 1448.80 g_{\text{SO}_x} / \text{GJ}$$

$$\text{CH}_4 = (0.104) / (40495.10) = 2.58 \text{ E-6 } g_{\text{CH}_4} / \text{kJ} = 2.58 g_{\text{CH}_4} / \text{GJ}$$

$$\text{COVNM} = (0.188) / (40495.10) = 4.65 \text{ E-6 } g_{\text{COVNM}} / \text{kJ} = 4.65 g_{\text{COVNM}} / \text{GJ}$$

### \u00cdndices de emisiones de una caldera industrial mexicana

Los \u00cdndices particulares de emisiones de una caldera que opera en la industria mexicana son obtenidos a partir de las emisiones reales del combustible empleado y propiedades de operaci\u00f3n como la eficiencia t\u00e9rmica, factor de utilizaci\u00f3n, horas de operaci\u00f3n y capacidad nominal del equipo. A continuaci\u00f3n se muestra la ecuaci\u00f3n para obtener los \u00cdndices de emisi\u00f3n anuales de gases invernadero para una caldera.

$$I_{\text{gas } i} = (C.E_{\text{gas } i}) * (1 / \eta_{\text{equipo}}) * (F.U.) * (C.C.) * (H.O.) \quad (\text{A.5.5})$$

Las unidades de cada factor son las siguientes:

$$g/\text{a\u00f1o} = (g/\text{GJ}) * (\text{adimensional}) * (\text{adimensional}) * (\text{GJ/h}) * (\text{h/a\u00f1o})$$

Los \u00cdndices particulares de un equipo que opera con combust\u00f3leo son obtenidos a continuaci\u00f3n a como ejemplo num\u00e9rico, con la siguiente informaci\u00f3n particular de la caldera.

$$\text{Eficiencia t\u00e9rmica:} \quad \eta_{\text{equipo}} = 0.86$$

Factor de utilización: F.U. = 0.90

Capacidad nominal C.C. = 200c.c. = 7.063 GJ/h

Horas anuales de operación: H.O. = 4800 h/año

Los índices anuales de emisiones de gases invernadero para este equipo son calculados a continuación según las anteriores ecuaciones:

$$I_{CO_2} = (74843.86) \cdot (1/0.86) \cdot (0.90) \cdot (7.063 \text{ GJ/h}) \cdot (4800 \text{ h/año}) = 2655.4044 \text{ E6 } g_{CO_2}/\text{año}$$

$$I_{CO} = (126.18) \cdot (1/0.86) \cdot (0.90) \cdot (7.063 \text{ GJ/h}) \cdot (4800 \text{ h/año}) = 4.4767 \text{ E6 } g_{CO}/\text{año}$$

$$I_{NO_x} = (160.31) \cdot (1/0.86) \cdot (0.90) \cdot (7.063 \text{ GJ/h}) \cdot (4800 \text{ h/año}) = 5.6876 \text{ E6 } g_{NO_x}/\text{año}$$

$$I_{SO_x} = (1448.80) \cdot (1/0.86) \cdot (0.90) \cdot (7.063 \text{ GJ/h}) \cdot (4800 \text{ h/año}) = 51.4023 \text{ E6 } g_{SO_x}/\text{año}$$

$$I_{CH_4} = (2.58) \cdot (1/0.86) \cdot (0.90) \cdot (7.063 \text{ GJ/h}) \cdot (4800 \text{ h/año}) = 0.0915 \text{ E6 } g_{CH_4}/\text{año}$$

$$I_{COVNM} = (4.65) \cdot (1/0.86) \cdot (0.90) \cdot (7.063 \text{ GJ/h}) \cdot (4800 \text{ h/año}) = 0.1649 \text{ E6 } g_{COVNM}/\text{año}$$

Los índices se reportan anualizados y en unidades másicas como las toneladas de emisiones; a continuación se obtienen en estas unidades los índices del equipo.

$$I_{CO_2} = 2655.4044 \text{ ton}_{CO_2}/\text{año}$$

$$I_{CO} = 4.4767 \text{ ton}_{CO}/\text{año}$$

$$I_{NO_x} = 5.6876 \text{ ton}_{NO_x}/\text{año}$$

$$I_{SO_x} = 51.4023 \text{ ton}_{SO_x}/\text{año}$$

$$I_{CH_4} = 0.0915 \text{ ton}_{CH_4}/\text{año}$$

$$I_{COVNM} = 0.1649 \text{ ton}_{COVNM}/\text{año}$$