

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

“Diseño de una planta de emulsificación de Fuel Oil con capacidad de 18000 TM/año e interface de un caldero con la planta para aplicar el Método de Pérdidas de Calor ASME PTC 4.1y determinar la eficiencia del caldero”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentada por:

Ricardo Andrés Astudillo Bohórquez

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2010

DEDICATORIA

A Dios por su infinito amor y misericordia. A mi mamá por su amor y templanza A mi papá por su esfuerzo y apoyo incondicional. A mis abuelas por su cariño y sabiduría. A María de los Ángeles, mi novia, por la motivación constante y el amor que me brinda. A todas las personas que me enseñaron a mejorar en lo personal y profesional.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por las bendiciones recibidas y permitirme disfrutar de los milagros cotidianos. A mis padres, por ser fuente inagotable de amor, sabiduría y esfuerzo. A los Doctores Alfredo Barriga, Thomas Houlihan y Richard Ellis por su colaboración en la realización de este proyecto.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Francisco Andrade S.
DECANO DE LA FIMCP
PRESIDENTE

Dr. Alfredo Barriga R.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Gonzalo Zabala O.
VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL“

Ricardo Andrés Astudillo Bohórquez

RESUMEN

Este trabajo presenta los tanques, equipos e instrumentación requerida para evaluar la eficiencia térmica-operativa de un caldero piro-tubular de 500 BHP por medio de la norma ASME PTC 4.1., y comparar el desempeño del equipo con Fuel Oil convencional (FO) y Fuel Oil emulsionado (FOE). Los resultados obtenidos después de un periodo de evaluación de 60 días demostraron que con la aplicación del FOE 10 (10% de agua), la eficiencia incrementó un promedio de 7.93%, la producción de óxidos de Nitrógeno disminuyó en 14%, el monóxido de Carbono en 50% y se redujo el material particulado en un 18%. La operación del caldero fue analizada bajo distintos niveles de carga en la producción de vapor, con diferentes contenidos de agua en las emulsiones y las pruebas de emisiones fueron realizadas en “llama alta” del quemador.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	Pág. II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	XI
SIMBOLOGÍA.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
ÍNDICE DE PLANOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN DEL SITIO EN EL QUE SE INSTALARÁ LA PLANTA DE EMULSIFICACIÓN.....	2
1.1. Ubicación de la unidad de mezcla de Fuel Oil emulsionado.....	2
1.1.1 Fase piloto.....	3
1.1.2 Fase comercial.....	3
1.2. Acceso a materia prima para el proceso de emulsificación.....	4
1.2.1 Fuel Oil	4
1.2.2 Agua potable	7
1.2.3 Aditivo B47.....	9

1.3. Descripción y ubicación del caldero para la interconexión del sistema de emulsiones	10
1.4. Regulaciones de seguridad industrial vigentes en el sitio de instalación.....	15
1.4.1 Área de calderos.....	15
1.4.2 Área de tanques de combustible y cuarto de alimentación de bombas de Fuel Oil.	17
1.4.3 Área de instalación de la unidad de mezcla	18

CAPÍTULO 2

2. GENERALIDADES DEL FUEL OIL CONVENCIONAL (FO) Y FUEL OIL EMULSIONADO (FOE).....	19
2.1. Caracterización del Fuel Oil convencional.....	19
2.1.1 Características determinantes del Fuel Oil	19
2.1.2 Identificación del Fuel Oil consumido en la empresa	21
2.1.3 Mecanismo de combustión del Fuel Oil	26
2.1.4 Formación de incrustaciones y emisiones típicas en combustión de Fuel Oil	27
2.2. Caracterización del Fuel Oil Emulsionado.....	29
2.2.1 Introducción a los combustibles emulsionados.....	29
2.2.2 Producción de Fuel Oil Emulsionado (FOE).....	31
2.2.3 Características del Fuel Oil Emulsionado (FOE).....	32

2.2.4 Mecanismo de combustión de FOE.....	33
2.2.5 Beneficios de la aplicación de Fuel Oil Emulsionado.....	35
2.3. Comparación de las emisiones de NOX y Material Particulado entre FO y FOE.....	37
2.4. Descripción de la unidad de mezcla FOE ECOMIX 10.....	39
2.4.1. Generalidades de la máquina FOE ECOMIX 10.....	39
2.4.2. Especificaciones para el abastecimiento de agua.....	41
2.4.3. Especificaciones para el abastecimiento de Fuel Oil.....	42
2.4.4. Especificaciones para el abastecimiento de aditivo.....	43
2.4.5. Requerimientos técnicos para el desecho de producción..	44
2.4.6. Conexiones eléctricas de la unidad de mezcla FOE ECOMIX 10	44

CAPÍTULO 3

3. MÉTODO DE DETERMINACIÓN DE EFICIENCIA DE CALDERO POR PÉRDIDA DE CALOR ASME PTC 4.1.....	45
3.1. Descripción del método.....	45
3.1.1. Método Directo.....	47
3.1.2. Método Indirecto.....	48
3.2. Aplicación del método para un caldero piro tubular.....	51
3.2.1 Energía que ingresa al sistema.....	52
3.2.2 Energía de salida en el sistema.....	53

3.2.3 Eficiencia del caldero.....	55
3.3. Equipos requeridos por el método.....	57

CAPÍTULO 4

4. DIMENSIONAMIENTO DE TANQUES PARA MATERIA PRIMA Y DESECHOS PARA EL PROCESO PARA GENERAR FUEL OIL EMULSIONADO.....	59
4.1. Dimensionamiento del tanque para Fuel Oil convencional.....	60
4.1.1 Especificaciones para la construcción de un tanque de almacenamiento de Fuel Oil como materia prima.....	60
4.1.2 Espacio disponible	63
4.1.3 Logística de despacho de combustible.....	63
4.1.4 Descripción general del tanque de Fuel Oil.....	63
4.2. Dimensionamiento del tanque para agua potable.....	66
4.2.1 Espacio disponible	68
4.3. Dimensionamiento del tanque para aditivo.....	69
4.4. Dimensionamiento del tanque para desechos de producción FOE.....	69
4.4.1 Espacio disponible	70
4.4.2 Logística de recolección.....	71
4.4.3 Dimensiones del tanque.....	71

CAPÍTULO 5

5. DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍAS PARA LA PLANTA DE EMULSIFICACIÓN.....	74
5.1. Tubería entre los tanques de almacenamiento y la unidad de mezcla de Fuel Oil Emulsionado.....	74
5.1.1 Tuberías para Fuel Oil	75
5.1.2 Tuberías entre el tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo y la unidad de mezcla.....	78
5.2. Tubería entre la unidad de mezcla y el sistema convencional de combustible del caldero.....	81

CAPÍTULO 6

6. CÁLCULO DE LOS SISTEMAS TÉRMICOS REQUERIDOS POR LA PLANTA DE EMULSIFICACIÓN.....	87
6.1. Sistema de calentamiento del Fuel Oil como materia prima.....	87
6.1.1 Sistema térmico para el tanque de almacenamiento de Fuel Oil	88
6.1.2 Sistema térmico para la tubería entre el tanque de almacenamiento de FO y la unidad de mezcla.....	94
6.2. Sistema de calentamiento de la mezcla agua-aditivo como materia prima	101
6.3. Sistema de calentamiento del aditivo como materia prima.....	106

CAPÍTULO 7

7. SELECCIÓN DE EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN REQUERIDA POR LA NORMA ASME PTC 4.1 PARA DETERMINAR LA EFICIENCIA DEL CALDERO.....	109
7.1. Sistema de adquisición de datos.....	110
7.1.1 Selección del registrador de datos.....	114
7.1.2 Selección de módulos de entrada.....	115
7.1.3 Selección de módulos de salida.....	117
7.1.4 Esquema del sistema de adquisición de datos.....	118
7.2. Sistema de combustible.....	120
7.2.1 Flujo y cantidad total en Kg de combustible.....	121
7.2.2 Poder calorífico superior.....	122
7.3. Sistema de agua que ingresa al caldero. vapor producido y purgas.....	124
7.3.1 Agua que ingresa al caldero.....	125
7.3.2 Vapor producido por el caldero.....	128
7.3.2.1 Presión y temperatura del vapor generado.....	128
7.3.2.2 Calidad del vapor generado.....	128
7.3.3 Purgas continuas del caldero.....	133
7.4. Sistema de gases de combustión.....	136

CAPÍTULO 8

8. PRESENTACIÓN GLOBAL DE LA PLANTA DE EMULSIFICACIÓN.....	137
8.1. Tanques para materia prima y desechos.....	137
8.1.1 Información general del tanque de Fuel Oil.....	137
8.1.2 Información general del tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo.....	138
8.1.3 Información general del tanque de almacenamiento de aditivo.....	139
8.1.4 Información general del tanque de desecho de producción.....	140
8.2. Sistemas de tuberías para la alimentación de la unidad de mezcla e interconexión con el sistema de combustible del caldero.....	141
8.2.1 Tubería de abastecimiento de Fuel Oil a la unidad de mezcla.....	141
8.2.2 Tubería de abastecimiento de agua-aditivo a la unidad de mezcla.....	142
8.2.3 Tubería para conexión de la unidad de mezcla con el sistema de combustible del caldero.....	143
8.3. Sistemas térmicos en la planta.....	144

8.3.1 Sistema de calentamiento al interior del tanque de almacenamiento de Fuel Oil.....	144
8.3.2 Aislamiento térmico en la tubería entre el tanque de Fuel Oil y la unidad de mezcla.....	145
8.3.3 Sistema de calentamiento al interior del tanque de almacenamiento de agua-aditivo.....	145
8.3.4 Sistema de calentamiento para el aditivo.....	146
8.4. Equipos e instrumentación que fueron instalados en los sistemas del caldero.....	146
8.5. Análisis de costo.....	147
8.6. Descripción del Plan de trabajo.....	149

CAPÍTULO 9

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	151
9.1 Conclusiones.....	151
9.2 Recomendaciones.....	155

APÉNDICES

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

ABMA	American Boiler Manufacturers Association
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society of Testing Materials
APT	Alternative Petroleum Technologies
BEE	Bureau of Energy Efficiency -India
cm	Centímetro
cSt	Centistoke
DOT	Department of Transportatio
FO	Fuel Oil
FOE	Fuel Oil Emulsionado
gls	Galones
GPM	Galones por minuto
HCV	High calorific value (Poder calorífico superior)
HP	Horse Power
K	Grados kelvin
Kg	Kilogramos
Kg/m ³	Kilogramos por metro cúbico
Kg/seg	Kilogramos por segundo
KJ/Kg	Kilojoules por kilogramo
KJ/Kg-K	Kilojoules por kilogramo-kelvin
KPa	Kilopascal
KW	Kilovatio
Lb/hr	Libras/hora
LPM	Litros por minuto
m	Metros
m ²	Metros cuadrados
mm	Milímetros
m/s	Metro por segundo

m ² /seg	Metro cuadrado por segundo
MCA	Metros de columna de agua
MJ/Kg	Megajoules por kilogramo
NPSHR	Net positive suction head required
NPSHA	Net positive suction head available
PLC	Programmable Logic Control
plg	pulgada
psi	Libras por pulgada cuadrada
psia	Libras por pulgada cuadrada absoluta
SAD	Sistema de adquisición de datos
seg	segundo
TASCA	Transactinide separator and chemistry apparatus
TULAS	Texto unificado de legislación ambiental
UL	Underwriters Laboratories
UNFCC	United Nations framework convention on Climate Changes
W	Vatio
W/ m ² -C	Vatio por metro cuadrado-grado centígrado
W/m-K	Vatio por metro-kelvin
W/m ² -K	Vatio por metro cuadrado-kelvin
°F	Fahrenheit
°C	Grados centígrados

SIMBOLOGÍA

\$	Dólares
%	Porcentaje
A	Superficie de transferencia de calor
Área _{total tanque}	Área total de tanque de almacenamiento
α	Coefficiente de pérdidas de calor por metro cuadrado
C	Valor constante de correlación
C	% Carbono en masa de la muestra de combustible
Cp	Calor específico del combustible
D	Diámetro de tubería
f	Coefficiente de fricción
H	Entalpía de vapor súper-calentado en calorímetro
H ₂	% Hidrógeno en masa de la muestra de combustible
H _{agua}	Entalpía del agua saturada que ingresa al caldero
h _{aire}	Coefficiente de convección en tubería entre tanque de FO y la unidad de mezcla
He	Diferencia de alturas entre descarga del tanque y succión de bomba
H _{fg}	Entalpía de vapor saturado (mezcla)
H _g	Entalpía de vapor saturado (100%)
H _{I1}	Pérdidas por fricción en tuberías
H _{I2}	Pérdidas por fricción en accesorios
H _{total}	Entalpía total del vapor saturado producido
K _{aislante}	Coefficiente de conductividad del aislante
L	Longitud de tubería que será aislada
L _{total}	Longitud total del intercambiador
m	Valor constante de correlación
M	Masa total del fluido a calentar

$Masa_{fuel}$	Masa total de combustible fósil
$Masa_{vapor}$	Masa total de vapor producido
n	Valor constante de correlación
N_{uD}	Número de Nusselt
Θ	Tiempo estimado de calentamiento
ρ	Densidad
p_{atm}	Presión atmosférica
Pr	Número de Prandtl – Temperatura ambiente
Pr_s	Número de Prandtl – Temperatura superficial de tubería
P_v	Presión de vaporización
Q'	Flujo de calor en tubería por pérdidas
Q°	Potencia máxima de calentamiento
$Q^\circ_{pérdidas}$	Flujo de calor en pérdidas desde tanque
$Q_{aprovechada}$	Energía de salida del sistema
$Q_{suministrada}$	Energía que ingresa al sistema
Re	Número de Reynolds- Mecánica de fluidos
Re_D	Número de Reynolds – transferencia de calor
R_i	Radio interior
R_{tot}	Resistencia térmica total
S	% Azufre en masa de la muestra de combustible
T_1	Temperatura de medio calefactor isotérmico
t_1	Temperatura inicial del fluido a calentar
t_2	Temperatura final del fluido a calentar
$T_{ambiente}$	Temperatura del ambiente cerca de la tubería
T_{ap}	Temperatura del agua que ingresa al caldero
T_c	Temperatura de cámara dentro del calorímetro
$T_{caliente}$	Temperatura caliente del combustible
$T_{fría}$	Temperatura mínima del combustible
$T_{max.fuel}$	Temperatura máxima del combustible
$T_{min.amb.}$	Temperatura mínima del ambiente
$T_{tubería}$	Temperatura al interior de la tubería
T_{vp}	Temperatura de vapor de proceso
U	Coefficiente global de transferencia de calor
V	Velocidad
γ	Peso específico
γ	Viscosidad cinemática

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.1	Especificaciones de los calderos FBS.....	11
Figura 1.2	Dimensiones de los calderos FBS.....	12
Figura 2.1	Viscosidad cinemática VS Temperatura (FO4).....	25
Figura 2.2	Mecanismo de combustión del Fuel Oil convencional.....	27
Figura 2.3	Acumulación de hollín y el aumento del consumo de Fuel Oil.....	29
Figura 2.4	Micrografía de Fuel Oil Emulsionado.....	30
Figura 2.5	Unidad de mezcla FOE ECOMIX 10.....	32
Figura 2.6	Mecanismo de combustión de Fuel Oil Emulsionado.....	34
Figura 2.7	Emisiones típicas de NOX y MP entre FO y FOE.....	38
Figura 3.1	Esquema simplificado de la Norma ASME PTC 4.1- Método Directo.....	52
Figura 3.2	Esquema de equipos requeridos para la medición de parámetros en la fase piloto.....	58
Figura 4.1	Ubicación del tanque de Fuel Oil.....	61
Figura 4.2	Ubicación de válvula de alimentación de tanque de Fuel Oil.....	62
Figura 4.3	Tanque de agua potable.....	67
Figura 4.4	Área de emulsiones y tanque de agua potable.....	68
Figura 4.5	Modelo para tanque de desechos.....	73
Figura 5.1	Calibración de la válvula de contra-presión en la unidad de mezcla.....	84
Figura 6.1	Esquema de control de temperatura.....	92
Figura 6.2	Resistencia térmica en tubería de Fuel Oil.....	95
Figura 7.1	Esquema del sistema de adquisición de datos.....	120
Figura 7.2	Calorímetro de estrangulamiento compacto (Babcock and Wilcox).....	130
Figura 7.3	Tanque de condensación de las purgas.....	134

ÍNDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1	Descripción de tanques de combustible en la empresa.....	5
Tabla 2	Condiciones del agua potable disponible.....	8
Tabla 3	Características del aditivo.....	10
Tabla 4	Información general de los sistemas del caldero No. 5.....	14
Tabla 5	Certificado de calidad – Fuel Oil 4.....	22
Tabla 6	Composición química del Fuel Oil 4 con/sin aditivo en la empresa.....	23
Tabla 7	Requerimientos técnicos del agua para la ECOMIX 10.....	41
Tabla 8	Requerimientos técnicos del Fuel Oil para la ECOMIX 10...	42
Tabla 9	Requerimientos técnicos del aditivo para la ECOMIX 10....	43
Tabla 10	Dimensiones del espacio disponible para el tanque de almacenamiento de Fuel Oil.....	60
Tabla 11	Características principales del tanque de Fuel Oil.....	65
Tabla 12	Características principales del tanque de agua potable (mezcla agua-aditivo).....	66
Tabla 13	Características principales del tanque de desechos.....	72
Tabla 14	Especificaciones de la bomba de Fuel Oil en la unidad de mezcla.....	76
Tabla 15	Resultados obtenidos para cálculo hidráulico en tubería de 2" entre el tanque de almacenamiento de FO y la unidad de mezcla.....	77
Tabla 16	Especificaciones de la bomba de agua en la unidad de mezcla.....	79
Tabla 17	Resultados obtenidos para cálculo hidráulico en tubería de 0.5" entre el tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo y la unidad de mezcla.....	80
Tabla 18	Datos técnicos de la bomba de Fuel Oil del caldero.....	82
Tabla 19	Datos técnicos de la bomba de recirculación de la unidad de mezcla.....	83
Tabla 20	Datos de calibración de la válvula de contra-presión	85
Tabla 21	Descripción general de las opciones para calentamiento de Fuel Oil en el tanque de almacenamiento.....	89

Tabla 22	Matriz de decisión para selección de alternativa para el sistema de calentamiento en tanque de almacenamiento de Fuel Oil.....	90
Tabla 23	Resultados de cálculo térmico para serpentín inmerso en el tanque de Fuel Oil	91
Tabla 24	Condiciones de operación para análisis de h_{aire} en tubería entre el tanque de almacenamiento de FO y la unidad de mezcla.....	97
Tabla 25	h_{aire} en tubería entre tanque de almacenamiento de FO y la unidad de mezcla con diferente espesor de aislamiento.....	98
Tabla 26	Tasa y tiempo de consumo dependiendo de la carga del caldero.....	99
Tabla 27	Descripción general de las opciones para calentamiento de la mezcla agua-aditivo.....	102
Tabla 28	Matriz de decisión para selección de alternativa para el sistema de calentamiento en tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo.....	103
Tabla 29	Resultados de cálculo térmico para serpentín inmerso en tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo.....	104
Tabla 30	Parámetros requeridos para el cálculo de la eficiencia del caldero.....	111
Tabla 31	Descripción del PLC-SAD.....	114
Tabla 32	Descripción del módulo de entrada digital.....	115
Tabla 33	Descripción del módulo de entrada análoga.....	116
Tabla 34	Descripción del módulo de entradas/salidas digitales.....	118
Tabla 35	Energía contenida por el combustible.....	123
Tabla 36	Parámetros de referencia medidos en la operación del caldero.....	124
Tabla 37	Medidor de flujo de agua para ingreso al caldero.....	125
Tabla 38	Sensor de temperatura para agua que ingresa al caldero....	126
Tabla 39	Transmisor de presión manométrica para el agua que ingresa al caldero.....	126
Tabla 40	Electro-válvula de control para estrangulamiento.....	131
Tabla 41	Medidor de flujo de purgas.....	135
Tabla 42	Analizador de gases portátil – Quintox.....	136
Tabla 43	Información general del tanque de almacenamiento de FO..	138
Tabla 44	Información general del tanque de almacenamiento de agua (mezcla agua-aditivo).....	139
Tabla 45	Información general del tanque de desecho.....	140
Tabla 46	Características generales de las tuberías entre el tanque de FO y la unidad de mezcla.....	141
Tabla 47	Características generales de las tuberías entre el tanque de agua-aditivo y la unidad de mezcla.....	142

Tabla 48	Características generales para las tuberías entre la unidad de mezcla y el sistema de combustible.....	143
Tabla 49	Dimensiones generales del serpentín al interior del tanque de Fuel Oil.....	144
Tabla 50	Características del aislamiento térmico para la tubería entre el tanque de Fuel Oil y la unidad de mezcla.....	145
Tabla 51	Dimensiones generales del serpentín al interior del tanque para agua-aditivo.....	145
Tabla 52	Potencia requerida para calentar el aditivo.....	146
Tabla 53	Gastos por planta de emulsificación e instrumentación.....	148
Tabla 54	Duración de las actividades de la fase piloto.....	150

ÍNDICE DE PLANOS

Plano 1	Vista superior del área para la unidad de mezcla FOE
Plano 2	Zona de tanques de combustible
Plano 3	Sistema actual de distribución de agua
Plano 4	Ubicación del tanque de Fuel Oil
Plano 5	Ubicación del tanque de agua potable
Plano 6	Ubicación del tanque y zona de desecho
Plano 7	Altura referencial entre la descarga del tanque y succión de la bomba de Fuel Oil
Plano 8	Distribución de las tuberías de combustible desde el tanque de almacenamiento hasta la unidad de mezcla
Plano 9	Altura referencial entre descarga de tanque y succión de la bomba para la mezcla agua-aditivo
Plano 10	Distribución de las tuberías de agua desde el tanque de almacenamiento hasta la unidad de mezcla
Plano 11	Distribución del serpentín en el tanque de almacenamiento de Fuel Oil
Plano 12	Distribución del serpentín en el tanque de almacenamiento de agua

INTRODUCCIÓN

La tecnología de combustibles emulsionados ha sido investigada por más de 30 años y es aplicada en diferentes industrias desde 1995. Existen diferentes métodos para producir emulsiones, sin embargo, las empresas que están a la vanguardia de esta tecnología utilizan procedimientos mecánicos asistidos por un aditivo surfactante. Se requieren unidades de mezcla con molinos coloidales de alta velocidad y molinos estáticos que permiten un tamaño y distribución adecuados de las partículas de agua en el combustible. Estos equipos poseen requerimientos técnicos para recibir la materia prima que se usa en el proceso de emulsificación.

La aplicación de combustibles emulsionados tiene dos objetivos principales, el ahorro en el consumo de combustibles fósiles y la reducción de emisiones contaminantes. Al calcular la eficiencia de un caldero, se cuantifican los dos objetivos mencionados.

El presente proyecto tiene por objetivo el diseño de la planta de emulsificación y la interface con el sistema actual de combustible de un caldero; así como la selección de los equipos requeridos para aplicar la norma ASME PTC 4.1 y determinar la eficiencia de un caldero.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN DEL SITIO EN EL QUE SE INSTALARÁ LA PLANTA DE EMULSIFICACIÓN.

En este capítulo se detallará todo lo correspondiente al lugar donde se realizarán las instalaciones mecánicas y eléctricas, la ubicación de la unidad de mezcla para Fuel Oil emulsionado, la descripción del caldero en el que se utilizará este combustible y las normas de seguridad industrial que regularán las decisiones que se tomen acerca de los diseños requeridos para esta planta de emulsificación.

1.1 Ubicación de la unidad de mezcla de Fuel Oil emulsionado.

La unidad de mezcla que produce fuel oil emulsionado será instalada en una industria cafetera ubicada en la ciudad de Guayaquil. Este

proyecto fue aprobado por los directivos de la empresa y constará de dos fases:

1.1.1. Fase piloto

- Se instalará la unidad de mezcla y se la proveerá de la materia prima requerida según las especificaciones técnicas de la misma.
- Se realizará la interconexión de este equipo con el sistema de combustible actual de la sala de calderos. Esta interconexión incluirá el sistema de válvulas y tuberías para que la unidad de mezcla pueda alimentar el caldero seleccionado para esta fase.
- Para verificar los objetivos de la aplicación de las emulsiones, se seleccionarán los equipos e instrumentación requeridos por la Norma ASME PTC 4.1 para medir la eficiencia de un caldero y se harán pruebas de emisiones para determinar la reducción en las mismas.

1.1.2 Fase comercial

- Basados en los resultados obtenidos en la Fase Piloto, los directivos decidirán si la tecnología de combustibles emulsionados es satisfactoria, y dependiendo de esta

decisión, se procederá a realizar la alimentación de los otros tres calderos de la planta con fuel oil emulsionado.

El área seleccionada para la ubicación de la unidad de mezcla está entre el cuarto de calderos y el cuarto de bombas de alimentación de fuel oil, con un área disponible de 7.5m x7.5m. Esta ubicación facilitará los trabajos requeridos para el abastecimiento de materia prima para el equipo y la interconexión del mismo con la fábrica. En el plano 1 se presenta la vista superior del lugar mencionado.

1.2 Acceso a materia prima para el proceso de emulsificación.

El proceso de emulsificación requiere tres productos como materia prima: el combustible (Fuel Oil), el agua potable y el aditivo. El área seleccionada para la instalación del equipo presenta varias ventajas para el abastecimiento de estos productos.

1.2.1 Fuel Oil

El combustible que será utilizado para el proceso es Fuel Oil definido en la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1983.2002 (Apéndice 1), el mismo que es suministrado 3 veces por semana por

medio de autotanques. Estos tanqueros se conectan al cuarto de bombas de abastecimiento de combustible de la empresa y alimentan los tres tanques de Fuel Oil que están instalados. Los tanques están debidamente señalizados con su identificación, rombo de seguridad y capacidad indicada. A continuación se presenta una tabla con la descripción de los tanques para combustibles que están en la empresa, es necesario indicar que la empresa cuenta con un tanque para almacenar Diesel para el generador eléctrico de la planta.

TABLA 01

DESCRIPCIÓN DE TANQUES DE COMBUSTIBLE EN LA EMPRESA

TANQUES DE COMBUSTIBLE				
ID.	Tipo de Combustible	Capacidad (gls)	Diámetro (m)	Altura (m)
A	Fuel Oil 6	22.358	4.64	5
B	Diesel Oil 2	19.398	4.32	5
C	Fuel Oil 6	3.000	2.00	3.6
D	Fuel Oil 6	19.398	4.32	5

Los puertos de descarga de cada tanque están conectados a un cuarto de bombas primario que alimenta los dos tanques diarios que alimentan los calderos. El nivel de los tanques diarios se mantiene debido a un sistema de control que maneja la alimentación y temperatura interna en cada tanque diario. El calentamiento de estos tanques se lo hace con vapor de proceso.

Cada caldero posee una bomba independiente que está conectada al tanque diario pertinente. El tanque diario que abastece el caldero seleccionado para la demostración es el T-01 y se encuentra en la parte izquierda del cuarto de bombas secundarias (vista superior). El sistema de combustible no cuenta con medidores de flujo por cada caldero, sino que están instalados antes de los tanques diarios y así totalizan la cantidad de Fuel Oil que ingresa a cada uno. En el plano 2 se puede observar la distribución de la zona de los tanques de combustible en la empresa.

De acuerdo al personal del área de calderos, el consumo promedio de combustible por cada equipo es 80 galones/hora. La empresa opera 24/7 por lo que el consumo mensual estimado por los 4 calderos es 230,400 galones de Fuel Oil.

Debido a la calidad del Fuel Oil, la empresa tuvo problemas de emisiones contaminantes y no cumplía con la normativa ambiental vigente. Desde el 2008, empezó a utilizar un aditivo para mejorar la combustión y reducir las emisiones.

Actualmente la empresa aditiva al Fuel Oil desde el tanquero que abastece sus tanques de almacenamiento y su sistema de combustible es cerrado, por lo que, para la fase piloto se construirá un tanque de almacenamiento que pueda ser llenado antes del aditivamiento. Se desea producir emulsiones con Fuel Oil tal cual es despachado desde los terminales de combustible (sin aditivar) y la comparación se la realizará entre el fuel oil aditivado y la emulsión de Fuel Oil "Puro".

1.2.2 Agua potable

El agua que será utilizada para el proceso de emulsificación es potable. Para el Fuel Oil emulsionado, la calidad de agua no requiere ningún tratamiento especial, sin embargo, es necesario identificar ciertos parámetros como los sólidos suspendidos y contenido de cloro, vanadio, sodio y potasio. Los rangos máximos permitidos para estos elementos serán descritos en los requerimientos y

especificaciones de la unidad de mezcla para emulsiones de Fuel Oil en el capítulo 2.

El abastecimiento de agua para la zona de calderos es realizado 4 veces por semana por medio de autotanques que alimentan las cisternas de la empresa. El agua es distribuida a cada uno de los tanques deareadores por medio de bombas. El sistema de agua potable no cuenta con medidores de flujo, es decir, no existe control instrumental del consumo de agua por cada caldero.

Existen varias líneas de agua con fácil acceso para la interconexión con la unidad de mezcla para Fuel Oil en el área de calderos y el punto más cercano al área escogida para la instalación de la máquina cuenta con las siguientes características:

TABLA 02

CONDICIONES DEL AGUA POTABLE DISPONIBLE

Características del punto de acceso al agua potable en la empresa	
Caudal	50 GPM
Presión	70 psi
Temperatura	25 °C

La ubicación determinada para el punto de acceso al agua potable en la empresa se presenta en el plano 3.

1.2.3 Aditivo B47

El aditivo utilizado para el proceso de emulsificación tiene nombre comercial B47 y es propiedad de la empresa APT. Este producto viene envasado en dos presentaciones, en tanques de 55 galones y de 1 tonelada métrica. La empresa proveerá un lugar en sus bodegas para el almacenamiento de estos químicos previo la entrega de la hoja de seguridad del producto.

El B47 es un aditivo surfactante e hidrofílico que será mezclado con el agua potable en una proporción de 0.5 galones de B47 por cada 100 galones de agua potable.

Este químico es un líquido viscoso y de color amarillo, sin embargo, se forma una suspensión sólida durante lapsos largos de almacenamiento o cuando la temperatura ambiente es inferior a los 17 °C. El aditivo será calentado previo su utilización en el proceso. Debido a que la temperatura ambiente promedio en Guayaquil es superior a los 20 °C, no será necesario el diseño de un sistema de calentamiento permanente del aditivo, se podrán utilizar cinturones

eléctricos de calentamiento en caso de ser necesario. A continuación se presenta una tabla con las principales características del aditivo.

TABLA 03
CARACTERÍSTICAS DEL ADITIVO

Appearance at 25°C	pale viscous liquid				
Pour point, °C	5 (41°F)				
Cloud point, °C	17 (63°F)				
Flash point, °C	>100 (212°F)				
	Temperature				
	10	20	30	40	°C
	50	68	86	104	°F
Viscosity, mPa.s (cP)	4700	1700	700	400	
Density, g/cc	1.06	1.02	0.98	0.93	
Density, lbs/gal	8.83	8.46	8.12	7.75	

1.3 Descripción y ubicación del caldero para la interconexión del sistema de emulsiones.

El equipo en el cual se quemará Fuel Oil emulsionado es un caldero pirotubular de 500 BHP y tres pasos Marca FULTON y Modelo FBS-500 que posee la numeración 5 bajo los códigos de la empresa. El caldero está diseñado y construido para cumplir los requerimientos técnicos descritos en la norma ASME con una presión nominal de operación de 1.0 MPa (150 PSIG) [1]. El caldero puede quemar

distintos tipos de combustible como Gas Natural, Fuel Oil 2 y Fuel Oil 4. El sistema del quemador es automático para poder modular de forma completa la combustión del caldero dependiendo de la carga, este sistema está compuesto de una leva mecánica que controla el paso del combustible y la apertura del damper del ventilador. A continuación se presentan dos tablas que forman parte del Manual de Instalación de los calderos FBS [1].

Specifications										
Model FB-S	100	125	150	200	250	300	400	500	650	800
Nominal steam output (lbs/h) (1)	3450	4312	5175	6900	8625	10350	13800	17250	22425	27600
Design pressure (psig)	15/150	15/150	15/150	15/150	15/150	15/150	15/150	15/150	15/150	15/150
Water Volume (gallons)	779	924	924	1294	1585	1849	3594	4650	4677	5265
Maximum fuel consumption (2)										
Light Oil (gp/h)	29	36	43	58	73	88	117	146	189	234
Heavy Oil (gp/h)	27	34	41	54	68	82	108	136	177	216
Natural Gas (ft ³ /h)	4156	5196	6235	8313	10,392	12,470	16,626	20,784	27,019	33,252
Note:										
(1) All steam output lbs/hr ratings from 0 psig at 212F.										
(2) Fuel consumption based on light oil 1, 40,000 BTU/gal, natural gas 1000 BTU/ft ³ , heavy oil 160,000 BTU/gal.										

FIG. 1.1 – ESPECIFICACIONES DE LOS CALDEROS FBS

Connection										
Model FB-S	100	125	150	200	250	300	400	500	650	800
Main steam valve (150 psig) Flange	2.5	3	3	4	4	4	6	6	6	8
Safety valve connections (150 psig) (in)	2	1.5 (2)	1.5 (2)	2 (2)	2 (2)	2.5 (2)	2.5 (2)	4	4 (2)	4 (2)
Main steam valve (15 psig) (in)	Consult Factory									
Safety valve (15 psig) (in)	Consult Factory									
Feed Water inlet line (in)	1.0	1.25	1.25	1.25	1.25	1.5	1.5	2	2	2
Blowdown line (in)	1.5 (2)	1.5 (2)	1.5 (2)	1.5 (2)	1.5 (2)	1.5 (2)	1.5 (2)	2 (2)	2 (2)	2 (2)
Flue diameter (in)	14	16	16	18	20	20	22	22	26	26
Note: Specifications and dimensions are approximate. Fulton reserves the right to change specifications and dimensions.										

FIG. 1.2 – DIMENSIONES DE LOS CALDEROS FBS

El Apéndice 2 muestra el informe técnico que se realizó en la primera visita a la empresa para poder caracterizar al caldero; y obtener información general de los siguientes sistemas:

- Instrumentación y equipos de control
- Control Ambiental
- Alimentación y retorno de combustible
- Producción y distribución de vapor
- Alimentación de agua para caldero

Instrumentación y equipos de Control

El caldero designado para la etapa de demostración posee la instrumentación mínima requerida para la operación segura del equipo como los controles de nivel de agua, presión de vapor, control de paso de combustible y color de llama; y control del abastecimiento

de aire al quemador. El caldero no cuenta con los equipos necesarios para efectuar los cálculos de eficiencia energética requeridos por la norma ASME PTC 4.1, en el capítulo 7 se presentarán los equipos seleccionados.

Control Ambiental

La empresa realiza controles mensuales para evaluar las emisiones contaminantes. Se contrata a una institución independiente que realiza las mediciones basados en la metodología descrita en la Legislación Ecuatoriana Tulas y utiliza un equipo de medición de emisiones portátil marca Testo Modelo 350 que puede medir los siguientes parámetros: NOX, CO₂, CO, SO₂ y H₂S. Según la última verificación, la empresa se encuentra bajo los límites establecidos en el TULAS.

TABLA 04

INFORMACIÓN GENERAL DE LOS SISTEMAS DEL CALDERO NO.5

Ítem	Max	min.	Tubería		
			Diámetro nominal (pulgadas)	Diámetro interior (pulgadas)	Espesor (pulgadas)
Vapor					
Flujo (lb/hr)	17250	14000	6	5.761	0.432
Temperatura (°C)	180	173			
Presión (psi)	150	125			
Agua					
Flujo (GPM)	60	40	2	2.067	0.154
Temperatura (°C)	95	90			
Presión (psi)	170	145			
Combustible					
Flujo al Caldero (GPM)	13	10	2	2.067	0.154
Temperatura (°C)	60	30			
Presión (psi)	100	80			
Flujo de Retorno (GPM)	11	8	2	2.067	0.154
Temperatura (°C)	70	30			
Presión (psi)	80	40			

1.4 Regulaciones de seguridad industrial vigentes en el sitio de instalación.

Las áreas de trabajo en las que se desarrollarán las actividades de abastecimiento de materia prima e interconexión de la unidad de mezcla con los sistemas del caldero para la planta de emulsificación son las siguientes:

- Área de Calderos
- Área de tanques de combustible y cuarto de bombas de alimentación de fuel oil
- Área de instalación para la unidad de mezcla

1.4.1 Área de calderos

Esta zona es la más influyente en los procesos de las plantas dentro de la empresa ya que casi todas las operaciones unitarias que se realizan, necesitan vapor en cantidades significativas.

A continuación se presentan las acciones permitidas dentro de esta área:

- Soldar en tuberías de agua a alta presión y temperatura cuando el caldero esté apagado y el sistema despresurizado. El color que identifica al fluido AGUA es el verde.

- Soldar en tuberías de vapor a alta presión y temperatura cuando el caldero esté apagado y el sistema despresurizado. La despresurización del sistema de vapor en la zona de calderos es una maniobra que toma al menos 8 horas de parada continua debido al actual diseño de las líneas. Para todo tipo de trabajo en estas tuberías será necesario quitar el aislamiento térmico, al finalizar las actividades, se recubrirán las tuberías.

Debido a la demanda actual de vapor para los procesos de la empresa, los trabajos en las tuberías de vapor quedaron suspendidos debido a que las paradas de mantenimiento programado no durarán más de 10 horas y según el departamento de planificación, existirán dos paradas generales por año para toda la planta.

El color que identifica al fluido VAPOR es el gris pero debido al aislamiento permanente de estas tuberías para evitar la condensación, su aspecto normal es el plateado (revestimiento del aislante).

- Los trabajos en las tuberías de combustible se podrán realizar cuando las bombas estén apagadas y la temperatura del Fuel Oil en las líneas esté por debajo de los 50 °C. No es permitido

soldar las tuberías que llevan combustible (Fuel Oil). El color que identifica al fluido COMBUSTIBLE es el amarillo.

- Cualquier instalación eléctrica o de control será realizada bajo el amparo de la norma técnica aplicable o bajo las especificaciones requeridas por los equipos.
- Debido a que las alturas de las tuberías de agua, vapor y Fuel Oil son inferiores a los 4 metros, los trabajos en altura no requieren arnés y se acoplarán andamios diseñados bajo las normas de seguridad industrial vigentes.
- Los trabajadores deberán usar los equipos de seguridad industrial requeridos para cada actividad, el uso de chaleco reflectivo, protector auditivo, casco, cofia y botas punta de acero es indispensable para la aprobación y ejecución de cualquier actividad dentro de la empresa.

1.4.2 Área de tanques de combustible y cuarto de alimentación de bombas de Fuel Oil.

Esta zona contiene los cubetos donde se encuentran los tanques de Fuel Oil y Diesel para todos los equipos de la empresa. Las

personas encargadas de la compra de combustible son las únicas que están constantemente en los tanques para revisar su nivel a diario, una vez por turno; y cuando llegan los tanqueros para el aditivamiento del mismo. Las normas de seguridad industrial del área descrita son las mismas presentadas en la sección anterior.

1.4.3 Área de instalación de la unidad de mezcla.

Esta zona será destinada para la unidad de mezcla que producirá Fuel Oil emulsionado (FOE). Se realizará el abastecimiento de agua potable, Fuel Oil y aditivo a la máquina, cada fluido bajo las especificaciones y requerimientos técnicos del equipo. También se instalará una caja de breakers y contactores como parte del abastecimiento eléctrico. Las normas de seguridad industrial del área descrita son las mismas presentadas en la sección 1.4.1 con la adición de la siguiente condición.

- Está prohibido el paso de tuberías aéreas de combustible por esta zona debido al paso de cableado eléctrico que abastece al área de calderos. No se pueden realizar modificaciones en las cimentaciones existentes durante la fase piloto.

CAPÍTULO 2

2. GENERALIDADES DEL FUEL OIL CONVENCIONAL (FO) Y FUEL OIL EMULSIONADO (FOE).

En este capítulo se presentará la caracterización y aplicación de estos combustibles a nivel de la combustión industrial, así como las especificaciones técnicas requeridas por la unidad de mezcla para Fuel Oil Emulsionado FOE ECOMIX 10.

2.1 Caracterización del Fuel Oil convencional.

2.1.1 Características determinantes del Fuel Oil

El Fuel Oil es una mezcla de hidrocarburos alifáticos y aromáticos del petróleo (benceno y derivados del benceno). Puede contener también añadidos como el Nitrógeno o Azufre.

La composición química exacta del Fuel Oil variará dependiendo del origen y de otros factores.

Las características principales analizadas en el Fuel Oil son:

- **Viscosidad:** Mide la resistencia de un líquido al flujo.
- **Poder calorífico:** Representa la cantidad de energía liberada por unidad de masa o volumen del Fuel Oil durante la reacción química para lograr una combustión completa.
- **Punto de escurrimiento:** Es la temperatura más baja a la cual el Fuel Oil fluirá bajo condiciones de ensayos estándar.
- **Contenido de Azufre:** El contenido de Azufre depende del crudo, del proceso de refinación y del tipo de Fuel Oil. El Azufre del combustible se combina con el Oxígeno presente en el aire de combustión y genera principalmente SO_2 . En la práctica, alrededor del 1% se combina para formar SO_3 [2].
- **Formación de incrustaciones:** Este tipo de combustible contiene ciertos minerales que al atravesar la zona de alta temperatura de la llama se combinan con el oxígeno y otros elementos presentes para generar óxidos y sales. Las sales mencionadas tienden a generar incrustaciones en las superficies interiores del caldero.

- **Contenido de agua y sedimentos:** La presencia de agua en el Fuel Oil se debe, generalmente, a la condensación de esta en los tanques de almacenamiento. La presencia de agua y sedimentos puede causar problemas en filtros y quemadores, a su vez puede causar problemas de corrosión en tanques y tuberías.

2.1.2 Identificación del Fuel Oil consumido en la empresa

Para el correcto dimensionamiento y funcionamiento de los sistemas involucrados en la producción de Fuel Oil emulsionado, es necesario identificar el tipo de combustible con el que se abastece a los calderos.

Se tomó una muestra del combustible que la empresa recibe del proveedor en los tanqueros y se determinó que era Fuel Oil 4 basados en la Norma Ecuatoriana. Esta muestra fue enviada a dos laboratorios para que se le realicen las siguientes pruebas:

- Emisión de certificado de calidad (Navipac)
- Análisis de composición química (APT)

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el laboratorio de la empresa Navipac. El reporte original está en el Apéndice 3.

TABLA 05
CERTIFICADO DE CALIDAD – FUEL OIL 4

Análisis	Resultado	Unidades	Standard ASTM
Viscosidad Cinemática (50°C)	475.00	cSt	D445
Densidad (15°C)	966	Kg /m3	D1298
Gravedad API	14.90	Grados	D1298
Punto de inflamación	90	% v/v	D93
Agua por destilación	0.05		D95

El análisis de composición química del combustible fue realizado por el laboratorio de la empresa dueña de la tecnología en emulsiones (APT) y se estudiaron dos muestras: Fuel Oil con aditivo y sin aditivo. La siguiente tabla presenta los resultados obtenidos:

TABLA 06
COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL FUEL OIL 4 CON/SIN ADITIVO
EN LA EMPRESA

Muestra	Carbono %Masa	Hidrógeno %Masa	Nitrógeno %Masa	Azufre PPM
Fuel Oil con aditivo	86.75	10.36	0.28	19,767
Fuel Oil sin aditivo	86.88	10.64	0.24	18,778
Método Utilizado	ASTM D5291	ASTM D5291	ASTM D5291	ASTM D4294

Existen dos tipos de poder calorífico para un combustible, el Poder Calorífico Inferior o Neto (LHV por sus siglas en inglés) y Poder Calorífico Superior o Bruto (GCV ó HCV por sus siglas en inglés). La diferencia entre estos valores es la energía de vaporización del agua que se forma durante la combustión del combustible analizado.

De acuerdo a la fórmula de Dulong [3], el poder calorífico superior de Fuel Oil puede determinarse a través de su composición química por medio de la fórmula 1.

$$\text{HCV} = 33,800 * (\text{C}) + 144,000 * (\text{H}_2) + 9,270 * (\text{S}) \text{ KJ/Kg} \quad (1)$$

C : Porcentaje en masa del elemento Carbono [%]

H₂: Porcentaje en masa del elemento Hidrógeno [%]

S : Porcentaje en masa del elemento Azufre [%]

En la tabla 5 se mostró un reporte de calidad del Fuel Oil 4 que consume la empresa, la gravedad específica a 15 C (60F) es de 0.966. En la tabla 6 se presentó el contenido de azufre de la muestra, el método utilizado fue el ASTM D 4294 y se ejecuta también a 15 C (60 F) por lo que los 18,778 PPM es equivalente a 1.95% en masa. De acuerdo los valores presentados, C (86.88%), H₂ (10.64%) y S (1.95%), el poder calorífico superior del Fuel Oil utilizado en la empresa se lo calcula a continuación.

$$\text{HCV} = 33,800 (0.8688) + 144,000 (0.1064) + 9,270 (0.0195)$$

$$\text{HCV} = 44,867.80 \text{ KJ/Kg}$$

$$\text{HCV} = 44.87 \text{ MJ /Kg}$$

Para los cálculos hidráulicos y térmicos que se desarrollarán en esta tesis, se utilizará una propiedad del combustible que es muy influyente, la viscosidad cinemática, y es necesario identificar los valores de dicha propiedad en los rangos de temperatura

requeridos por la unidad de mezcla que produce Fuel Oil emulsionado (FOE). A continuación se presenta un gráfico basado en un cuadro de la empresa Chevron International Oil Company que muestra una aproximación logarítmica entre la viscosidad cinemática y la temperatura de combustibles marinos. De acuerdo a las especificaciones técnicas internacionales de estos combustibles, el BFO-500 es el equivalente al Fuel Oil 4. El cuadro original de Chevron está en el Apéndice 4.

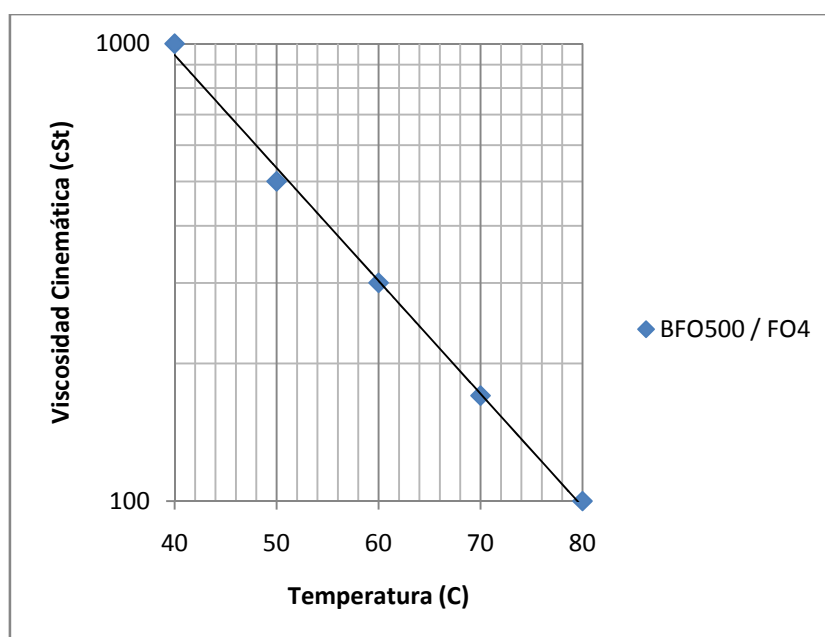


FIG. 2.1 – VISCOSIDAD CINEMÁTICA VS TEMPERATURA (FO4)

2.1.3 Mecanismo de combustión del Fuel Oil

La combustión de Fuel Oil es del tipo heterogéneo por lo que necesita un mayor tiempo de ignición y requiere una atomización previa a la combustión.

La combustión del Fuel Oil comienza por los componentes más ligeros que se vaporizan tan pronto como las gotas de combustible salen del atomizador y entran en la zona de combustión. El residuo pesado que queda sufre una pirolisis debido a la alta temperatura de la combustión causando la formación de humo. Una atomización insuficiente del Fuel Oil resulta en un goteo de combustible que no se quema. El carbón residual o coque que queda tras la pirolisis es arrastrado al exterior en forma de partículas sólidas. Idealmente, la materia carbonosa debería quemarse completamente con objeto de reducir al mínimo posible las partículas sólidas arrastradas por los gases de combustión.

La combustión de Fuel Oil es un fenómeno superficial y el tamaño de las gotas de combustible después de la atomización influye en la eficiencia de este proceso, usualmente la combustión es incompleta y se generan depósitos de hollín y emisiones de material particulado.

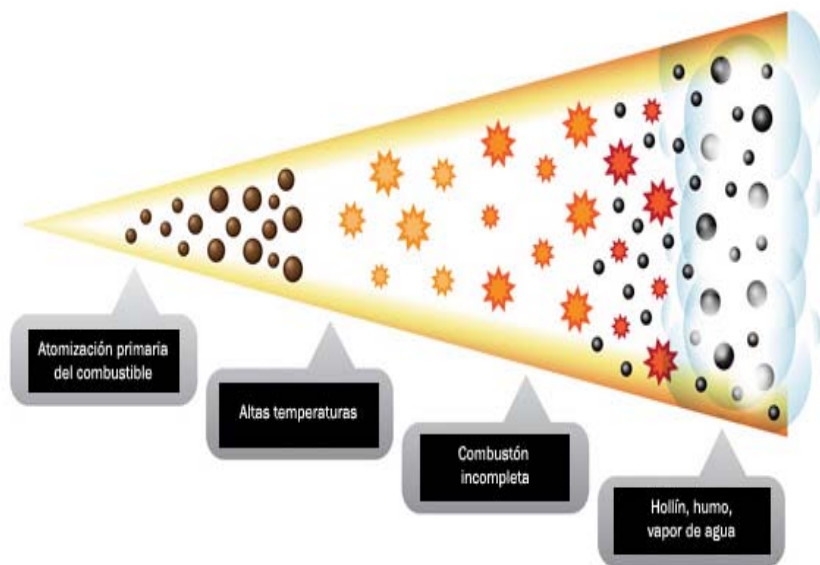


FIG 2.2 – MECANISMO DE COMBUSTIÓN DE FUEL OIL CONVENCIONAL

Fuente: [4]

2.1.4 Formación de incrustaciones y emisiones típicas en combustión de Fuel Oil.

El Fuel Oil 4 contiene ciertas cantidades de material mineral, en particular Azufre y metales como Vanadio, Níquel, Sodio, entre otros. Al atravesar la zona de alta temperatura de la llama se combinan con el oxígeno y otros elementos presentes para generar óxidos y sales metálicas.

Los principales compuestos minerales que se forman en la combustión de Fuel Oil son óxidos de Vanadio, óxidos de Hierro, óxidos de Sodio, así como óxidos compuestos de Vanadio, Sodio y Sulfatos complejos de metales. De ellos, los principales son el penta-óxido de Vanadio, el óxido de Sodio, Vanadato de Sodio, y el trisulfato de Sodio.

El Azufre del combustible se combina con el Oxígeno del comburente (aire) para generar principalmente SO_2 . En la práctica, alrededor del 1 % se combina para formar SO_3 . Este puede combinarse con el agua de los gases de combustión para generar H_2SO_4 que produce un efecto corrosivo en las paredes interiores y pasajes de los calderos [5].

El ensuciamiento causado por la acumulación de hollín provoca el aumento en el consumo de combustible y reduce la transferencia de calor debido al incremento de la resistencia térmica. A continuación se muestra una figura que indica el aumento del consumo de combustible VS el espesor de la capa de hollín en los tubos de un caldero y fue extraída de la referencia [2].

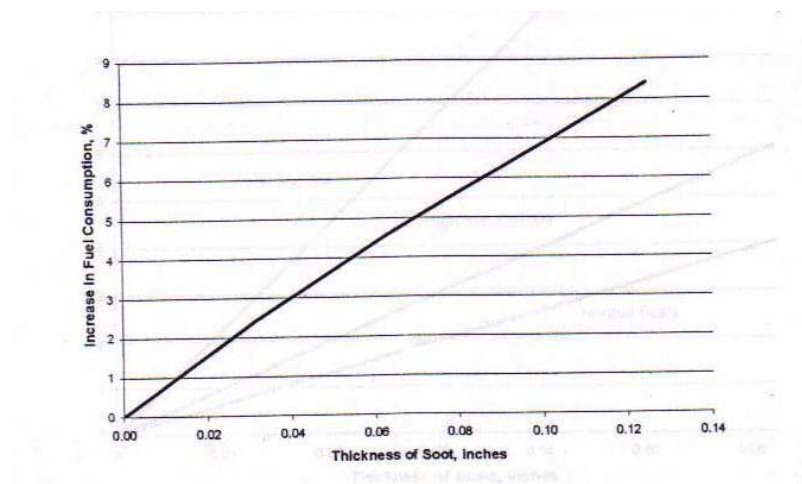


FIG. 2.3 – ACUMULACIÓN DE HOLLÍN Y EL AUMENTO DEL CONSUMO DE FUEL OIL

2.2 Caracterización del Fuel Oil Emulsionado.

2.2.1 Introducción a los combustibles emulsionados

Una emulsión es una mezcla de sustancias no miscibles. En una emulsión de Fuel Oil con agua existen dos fases, la dispersa (agua) y la continua (Fuel Oil); la fase dispersa está distribuida uniformemente en la continua. Las emulsiones toman las características de la fase continua, por lo que el Fuel Oil emulsionado mantiene las características del combustible [4].

Las emulsiones son fluidos inestables y tienden a separarse con el tiempo, por lo que se necesita un “aditivo” surfactante que

rodee las partículas de agua dentro de las moléculas de Fuel Oil de tal forma que evite la unión de éstas y formen “gotas” de mayor tamaño que produzcan un volumen significativo de agua separada dentro de las emulsiones. Debido a la tensión superficial, el aditivo actúa como una membrana que encierra las partículas de agua dentro de la emulsión. A continuación se muestra una figura de una micrografía de esferas de agua en la fase continua de Fuel Oil en una emulsión extraída de la referencia [4].



FIG. 2.4 – MICROGRAFÍA DE FUEL OIL EMULSIONADO

2.2.2 Producción de Fuel Oil Emulsionado (FOE)

La producción de FOE involucra operaciones químicas y mecánicas.

Operaciones químicas

El proceso químico principal en el proceso de emulsificación se genera debido al uso del aditivo surfactante que mantiene la estabilidad de la emulsión. Este aditivo está compuesto de sustancias que son compatibles con la fase continua (Fuel Oil) y con la fase dispersa (agua). Para la formulación del aditivo, es necesario analizar las siguientes características:

- Mantener la estabilidad en condiciones de almacenamiento y operación de bombeo de la emulsión.
- Las emisiones contaminantes producidas debido a la combustión de la emulsión con el aditivo, así como los efectos nocivos para el medio ambiente y para el personal que lo manipula.

Operaciones mecánicas

El proceso mecánico involucrado en la producción de FOE es la mezcla en molinos coloidales estáticos y dinámicos de altas

revoluciones (Silverson- High Shear Mixers). Estos equipos garantizan que el tamaño adecuado de las partículas de agua sean generadas en la unidad de mezcla para FOE y que éstas puedan ser envueltas por el aditivo dentro del Fuel Oil en la emulsión. La operación de mezcla en estos molinos es controlada por un programa cargado en el PLC de la unidad de mezcla.



FIG. 2.5 – UNIDAD DE MEZCLA FOE ECOMIX 10 GPM

2.2.3 Características del Fuel Oil Emulsionado (FOE)

A pesar de que el FOE posee la mayor parte de las características de la fase continua (combustible), hay ciertas diferencias con el combustible base. El FOE tiene menor

viscosidad que el Fuel Oil convencional dependiendo del contenido de agua en la emulsión [4], lo cual generan ahorros en los costos de operación de bombas y calentamiento del combustible para mantenerlo en un estado apropiado para el almacenamiento y transporte.

2.2.4 Mecanismo de combustión de FOE

La combustión de FOE permite la introducción de agua y combustible en la zona de combustión de las máquinas térmicas. Cuando el agua que está encerrada dentro de la molécula de combustible entra en la cámara de combustión y se vaporiza debido a las altas temperaturas y presiones, produce una atomización secundaria, fenómeno conocido en la comunidad científica como micro explosiones [6].

Las micro explosiones del FOE producen tres efectos relevantes:

- **Atomización secundaria:** La vaporización del agua en las moléculas de combustible provoca una explosión que reduce el tamaño de las gotas de Fuel Oil y como el fenómeno de combustión es superficial, la eficiencia aumenta [7].

- **Limpieza debido al vapor:** El vapor generado en las microexplosiones evita que se formen incrustaciones de hollín y actúa como agente limpiador de la zona de combustión [7].
- **Reducción de emisiones contaminantes:** La atomización secundaria mejora la combustión del FOE y se reduce la producción de material particulado y NOX [8].

A continuación se muestra una ilustración de la combustión del FOE extraída de la referencia [4].

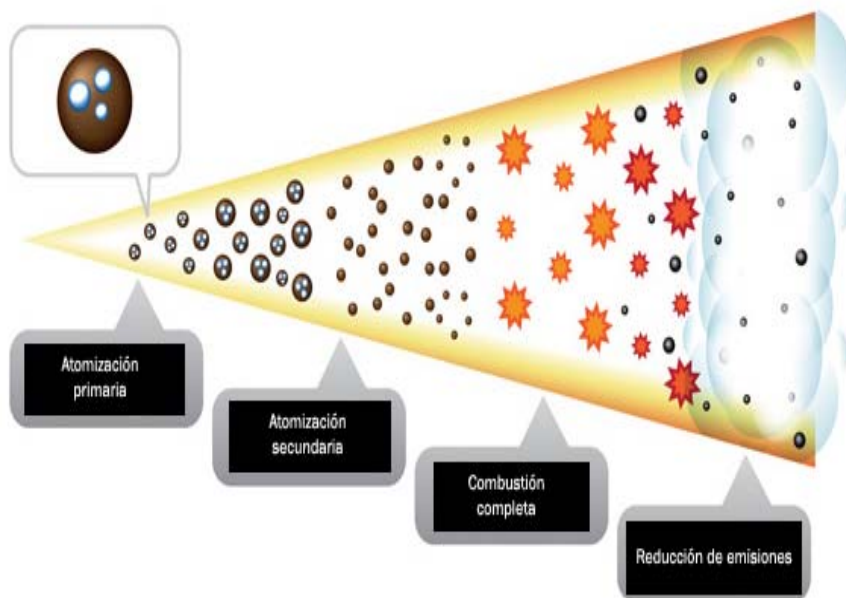


FIG. 2.6– MECANISMO DE COMBUSTIÓN DE FUEL OIL EMULSIONADO

2.2.5 Beneficios de la aplicación de Fuel Oil Emulsionado.

La introducción de vapor en la zona de combustión conlleva a la reducción de la temperatura en esta cámara debido al alto calor latente de vaporización que posee el agua. Esta reducción produce una oxidación menos energética del combustible y del Nitrógeno contenido en el aire de combustión; lo que provoca una disminución en la producción de óxidos de Nitrógeno [9]. La atomización secundaria incrementa la eficiencia de combustión del FOE ya que el tamaño de la gota después del quemador se aminora y se reduce el tiempo de vaporización e ignición del combustible dentro de la cámara de combustión en comparación con la combustión de combustible fósil convencional [10].

La aplicación de Fuel Oil Emulsionado presenta los siguientes beneficios:

- La atomización secundaria a través de las microexplosiones mejora el mecanismo de combustión del FOE ya que la combustión es un fenómeno superficial. Al mejorar la combustión, mayor cantidad de combustible fósil será combustionado lo que genera una reducción del material particulado. El tiempo de ignición del combustible emulsionado es menor al convencional por lo que el tiempo para que

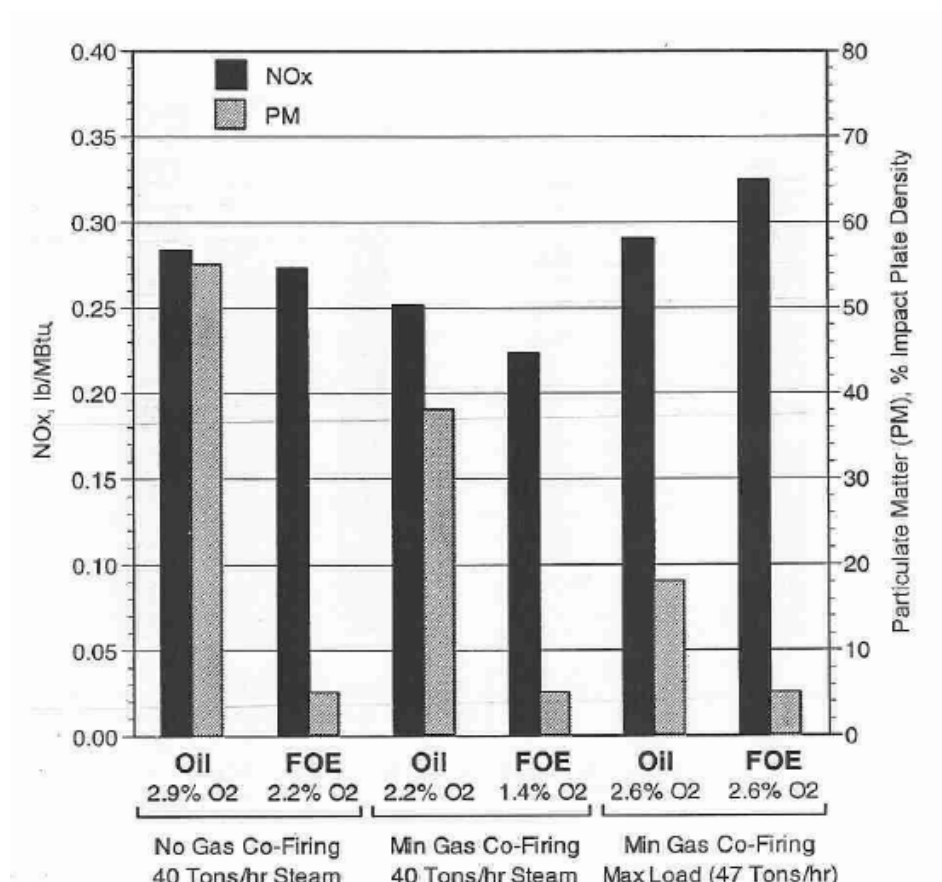
reaccione el Nitrógeno contenido en el combustible y el aire también es menor. Además debido al contenido energético capturado por el vapor presente en la cámara de combustión, la temperatura en esta zona es inferior. Sin mayor tiempo de reacción y menor temperatura en la cámara, la reducción en la producción de óxidos de Nitrógeno es evidente [10].

- Las empresas utilizan aditivos comerciales de alto costo para “mejorar la combustión” en los calderos. A pesar de que el proceso de emulsificación utiliza un aditivo para la producir la estabilidad en las emulsiones, el incremento en la eficiencia de combustión es superior y permite que este proceso sea costo-efectivo para la empresa-cliente.
- El incremento en la eficiencia de combustión reduce la cantidad de hollín y disminuye la resistencia térmica por lo que el proceso de transferencia de calor desde los gases de combustión a los tubos del caldero mejorará significativamente por lo que existirá un mayor rendimiento del combustible fósil que se reflejará en el índice de Kg de Vapor producido por Kg de combustibles fósil consumido [4].
- Debido a que el agua en la emulsión absorbe calor en la zona de combustión, el contenido energético de los gases de escape (vapor+gases) será mayor, por lo que el proceso de

transferencia de calor en la zona convectiva del caldero será más eficiente [4]. Cada equipo en el que se aplica FOE puede responder de diferente manera pero causar el mismo efecto, es decir, el proceso de transferencia de calor por convección aumenta por dos formas: Los gases de escape poseen menor velocidad y el tiempo de residencia de los gases es mayor; ó a través de la turbulencia generada en caso de que la velocidad de los gases de escape aumente.

2.3 Comparación de las emisiones de NOX y Material Particulado entre FO y FOE.

En la siguiente figura se muestran los resultados típicos de la comparación de emisiones contaminantes (NOX y MP) entre Fuel Oil convencional y Fuel Oil emulsionado a diferentes condiciones de operación y distintos niveles de exceso de aire (O₂).



Fuente: [4]

**FIG. 2.7 – EMISIONES TÍPICAS DE NOX Y MP ENTRE
FO Y FOE**

De acuerdo al gráfico mostrado, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La reducción de material particulado se produce en todas las condiciones de operación a las cuales el caldero fue sometido.

- Las emisiones de óxidos de Nitrógeno disminuyeron en casi todas las condiciones de operación, a excepción de carga máxima y con el mismo nivel de exceso de aire (O₂). En estos casos será necesario la calibración del quemador y ventilador del caldero para que los beneficios de la reducción de los NOX sean evidentes.

2.4 Descripción de la unidad de mezcla FOE ECOMIX 10.

2.4.1 Generalidades de la máquina FOE ECOMIX 10.

El producto final que produce la máquina FOE ECOMIX 10 es una emulsión de agua en Fuel Oil. El contenido de agua que tendrá las emulsiones estará en un rango de 10%± 4% en base volumétrica. El Fuel Oil 4 y una mezcla de agua-aditivo pasan por un molino coloidal de altas revoluciones y luego se transporta a un tanque de producto terminado. Las dimensiones generales de esta máquina es de 1m de ancho por 2 m de largo y está compuesta por dos segmentos: Unidad de Mezcla y tanque de FOE con recirculación.

La FOE ECOMIX 10 tiene una capacidad de producción de 10 GPM y es controlada por un panel y PLC. El flujo volumétrico de Fuel Oil 4 y el agua-aditivo es controlado por variadores de frecuencia para los motores (VFD's).

La unidad de mezcla FOE está diseñada para una operación continua de 10 GPM. Sin embargo, es un equipo que puede trabajar por producción de batch en operaciones ON/OFF. El equipo posee un tanque de producto final y el FOE es abastecido al caldero desde este tanque. De acuerdo a las especificaciones del caldero, el consumo máximo del combustible es de 2.32 GPM.

El Fuel Oil 4 que será la materia prima de la emulsión debe cumplir con la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1983:2002 Productos Derivados de Petróleo, Fuel Oil, requisitos.

El agua que será la materia prima de la emulsión es potable y las especificaciones para el abastecimiento de la misma se describirán en este capítulo.

El aditivo es una mezcla de aminos cuaternarios C16-C18. Todos los componentes están registrados en los Estados Unidos en las siguientes entidades: TransActinide Separator and

Chemistry Apparatus (TASCA) y Department of Transportation (DOT).

2.4.2 Especificaciones para el abastecimiento de agua.

TABLA 07

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL AGUA PARA LA ECOMIX10

Parámetro	Rango
Temperatura	60-70 °C
Presión	0-15 psia
Sólidos suspendidos	No
Contenido de Sodio y Potasio	<20 ppm
Contenido de Vanadio	< 500 ppm
Contenido de Cloro	< 400 ppm

Para el abastecimiento de agua a la unidad de mezcla, se necesitará un sistema de calentamiento que pueda alcanzar esas temperaturas en corto tiempo de operación y un tanque de almacenamiento apropiado para el volumen y tipo de fluido.

2.4.3 Especificaciones para el abastecimiento de Fuel Oil.

TABLA 08

**REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL FUEL OIL PARA LA
ECOMIX 10**

Parámetro	Rango
Temperatura	60-75 °C
Presión	0-15 psia
Viscosidad Cinemática	300-160 cSt

Para el abastecimiento de Fuel Oil a la unidad de mezcla, se necesitará un sistema de calentamiento que pueda alcanzar esas temperaturas en corto tiempo de operación y mantener el fluido dentro del rango de viscosidades para que las bombas trabajen de forma adecuada; también se requerirá un tanque de almacenamiento apropiado para el volumen y tipo de fluido.

2.4.4 Especificaciones para el abastecimiento de aditivo.

TABLA 09

**REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL ADITIVO PARA LA
ECOMIX 10**

Parámetro	Rango
Temperatura	60-70 °C
Presión	0-15 psia
Agitación	Antes de la dosificación del aditivo al agua

Para el abastecimiento de aditivo a la unidad de mezcla, se necesitará un sistema de calentamiento que pueda alcanzar esas temperaturas en corto tiempo de operación, la agitación puede ser manual y se utilizará el mismo envase de embarque como medio de almacenamiento. Los rangos de temperatura mostrados en la Tabla 8 y 9 se refieren a la mezcla de agua y aditivo antes de ingresar a la unidad de mezcla.

2.4.5 Requerimientos técnicos para el desecho de producción

Como parte del proceso de producción de Fuel Oil emulsionado, hay ciertas condiciones bajo las cuales se envía el producto a un tanque de almacenamiento de desecho:

- La unidad de mezcla ha permanecido apagada por largos periodos de tiempo y se procede a un “arranque en frío”.
- Se cambia el contenido de agua en las emulsiones.
- Calibración y mantenimiento del PLC y medidores de flujo coriolis instalados en la unidad de mezcla.

Se debe construir un tanque para almacenamiento de desecho de FOE que contendrá emulsiones inestables de Fuel Oil y agua. Este tanque estará conectado con la unidad de mezcla, los desechos serán manejados por una empresa acreditada para manipular desechos de combustible.

2.4.6 Conexiones eléctricas de la unidad de mezcla FOE ECOMIX 10.

El requerimiento eléctrico para esta máquina es 220 Voltios, 3 fases y 50 amperios.

CAPÍTULO 3

3. MÉTODO DE DETERMINACIÓN DE EFICIENCIA DE CALDERO POR PÉRDIDA DE CALOR ASME PTC 4.1.

En este capítulo se describirá el método para calcular la eficiencia de un caldero pirotubular a través de la pérdida de calor que está en la norma ASME PTC 4.1 y los equipos o instrumentación requerida para la medición de los parámetros especificados en la norma.

3.1 Descripción del método.

De acuerdo a la herramienta metodológica presentada por la UNFCCC (Siglas en Inglés de United Nations Framework Convention on Climate Changes) en Julio del 2009, existen ciertas metodologías para determinar la eficiencia de sistemas térmicos o

de generación eléctrica. En el Apéndice 5 se presenta todo el documento:

- a) Usar las funciones de carga-eficiencia generadas por los fabricantes de los equipos.
- b) Establecer una función de carga-eficiencia basados en mediciones y análisis de regresión lineal.
- c) Establecer la eficiencia basados en datos históricos y análisis de regresión lineal.
- d) Utilizar los valores de eficiencia del fabricante del equipo y/o sistema.
- e) Determinar la eficiencia basados en mediciones y valores conservativos.
- f) Usar un valor de eficiencia por default.

En el documento mencionado, la Metodología “E” refiere la norma ASME PTC 4.1 como válida para la determinación de la eficiencia de un equipo de generación de energía térmica (caldero). También indica que las mediciones se realizarán después de un mantenimiento completo y que las pruebas se desarrollarán en todo el rango de operación del equipo.

La norma ASME Power Test Code 4.1 describe la eficiencia de un caldero como la relación entre la energía de entrada en

comparación con la energía de salida; y que la eficiencia del caldero (combustible/vapor) puede ser determinada por dos métodos diferentes:

- Método Directo
- Método Indirecto

3.1.1 Método Directo

En este método lo que se pretende es cuantificar la forma en que es utilizado el calor suministrado por el combustible, y el agua de alimentación. Esto es, cuánto de este calor es usado para la producción del vapor, que es el objetivo del sistema de generación, y cuánto calor es perdido por la purga continua y las pérdidas del generador de vapor [11]. Para el método directo se requiere evaluar lo siguiente:

- Calor que entra con el combustible.
- Calor que entra con el agua de alimentación.
- Calor que sale con el vapor generado.
- Calor que sale con la purga continua.
- Calor que sale con las pérdidas en el generador de vapor.

De acuerdo al método directo, la eficiencia del caldero será calculada a través de la fórmula 2.

$$Eficiencia = \frac{Q_{APROVECHADO}}{Q_{SUMINISTRADO}} \times 100\% \quad (2)$$

3.1.2 Método Indirecto

Consiste en la evaluación de las pérdidas en el generador de vapor y del calor suministrado como crédito con los fluidos que entran a él [11]. Para la aplicación del método indirecto se determinará lo siguiente:

Total de Pérdidas de Calor:

- Por gases secos.
- Por formación de CO.
- Por radiación.
- Por la combustión del H₂.
- Por la humedad del aire.
- Por la humedad en el combustible.
- Pérdidas no determinadas

Créditos:

- Calor en el aire de entrada.
- Calor sensible en el combustible.

- Calor que entra con la humedad del aire.
- Calor en el vapor de atomización (externo)

La eficiencia será cuantificada mediante la fórmula 3.

$$\text{Eficiencia} = (1 - \text{Pérdidas}) \times 100\% \quad (3)$$

Para el desarrollo de esta tesis se escogió el método directo. Se evaluará la pérdida de calor directa entre la energía que egresa del sistema como vapor y la energía que ingresa debido al combustible. A continuación se presentan los factores que influyen en la decisión tomada:

Técnicos

- El resultado de este método es concluyente ya que se miden de forma directa los parámetros que permiten determinar la eficiencia global del caldero.
- Se determina la eficiencia global del caldero que es utilizado en análisis económicos e de ingeniería, ya que indica el desempeño del caldero como un intercambiador de calor; a diferencia del método indirecto, que presenta los resultados de la eficiencia de combustión que se relaciona más con el desempeño del quemador del caldero.

Operativos

- Utilizando los medidores de flujo másico coriolis instalados en la unidad de mezcla, se medirá con precisión la cantidad de combustible (FO ó FOE) que es consumido por el caldero durante un tiempo determinado tipo batch. Este modelo de adquisición de datos se describirá en el capítulo 7.
- La precisión de los resultados de este método es afectado principalmente por el % de error de los medidores de flujo, al utilizar medidores de flujo másico para el combustible, el % de error global en los cálculos de eficiencia disminuirán considerablemente.

De acuerdo a ABMA (American Boiler Manufacturers Association) [12], los factores que afectan los cálculos de eficiencia en un caldero son:

- Temperatura de los gases de combustión
- Pérdidas de calor en la chimenea
- Presión y temperatura de operación del vapor
- Pérdidas de calor por radiación y convección
- Exceso de Aire
- Temperatura del aire para la combustión

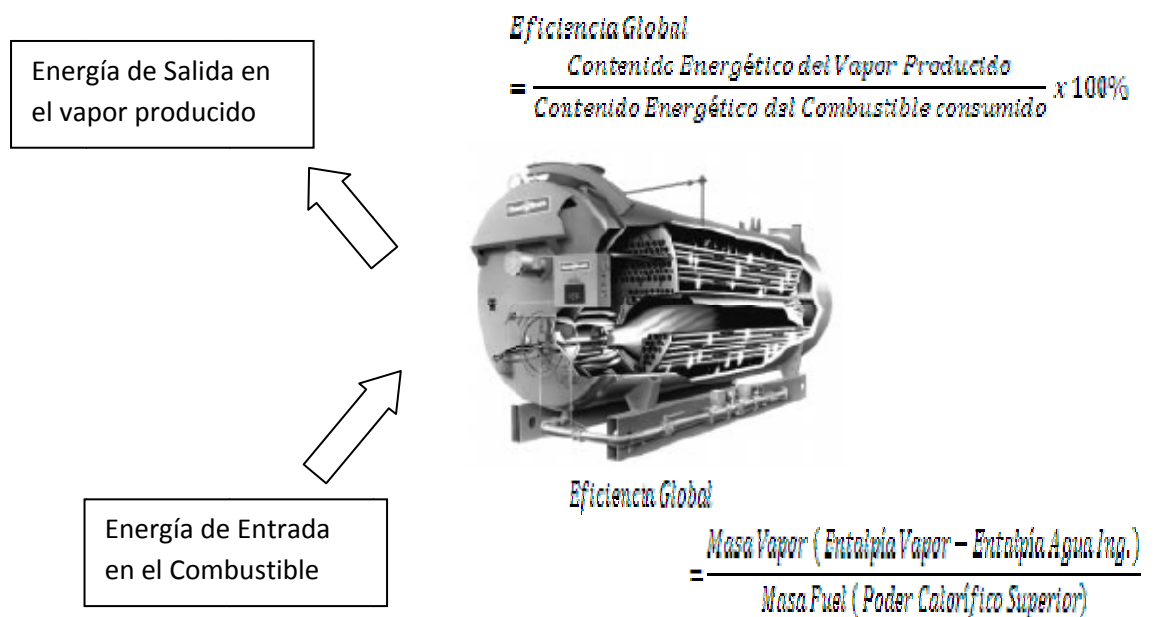
- Pérdidas de calor por las purgas
- Especificaciones de la composición del combustible
- Calidad del vapor para determinar la entalpía

Podemos observar que la mayor parte de estos factores se determinarán a través de la aplicación del Método Directo, y se pueden realizar mediciones por muestreo de los otros factores por medio de un analizador de gases portátiles para hacer comprobaciones aproximadas de la eficiencia del caldero.

3.2 Aplicación del método directo para un caldero piro tubular.

El mantenimiento de una eficiencia óptima en un caldero no sólo minimiza las emisiones de CO₂, también genera ahorros en el consumo de combustible fósil. El monitoreo de la eficiencia de los calderos se deben realizar periódicamente, sobretodo en industrias en que la generación de vapor es parte principal del proceso de la planta.

La siguiente figura se basa en el esquema de cálculo simplificado para el método directo presentado en la página web oficial del BEE-India (Bureau of Energy Efficiency-India – Apéndice 6).



**FIG.3.1 – ESQUEMA SIMPLIFICADO DE LA NORMA
ASME PTC 4.1 – MÉTODO DIRECTO**

*La figura del caldero fue extraída de la página web de Cleaver Brooks.

3.2.1 Energía que ingresa al sistema

La energía suministrada al proceso de transferencia de calor que ocurre en el caldero, se debe a la cantidad de combustible consumido y al poder calorífico superior del combustible. El

poder calorífico superior del Fuel Oil convencional se lo calculó en el Capítulo 2 a través de su composición química y la fórmula de Dulong. La energía que ingresa al sistema se la calcula con la fórmula 4:

$$Q_{\text{suministrada}} = \text{Masa}_{\text{fuel}} * \text{HCV} \quad (4)$$

Donde,

$Q_{\text{suministrada}}$: Energía que ingresa al sistema [KJ]

$\text{Masa}_{\text{fuel}}$: Masa total de combustible fósil [Kg]

HCV: Poder Calorífico Superior [KJ/Kg]

3.2.2 Energía de salida en el sistema

La energía aprovechada en el proceso de transferencia de calor que ocurre en el caldero, se debe a la cantidad de vapor producido, y al cambio de la entalpía entre el agua que ingresa al caldero y el vapor generado. En el caso de calderos que producen vapor saturado, el cálculo de la calidad del vapor es fundamental para determinar de forma correcta la entalpía real del fluido. La energía que es aprovechada por el vapor se calcula con la fórmula 5.

$$Q_{aprovechada} = Masa_{vapor} * (H_{total\ vapor} - H_{agua}) \quad (5)$$

Donde,

- $Q_{aprovechada}$: Energía de salida del sistema [KJ].
- $Masa_{vapor}$: Masa total de vapor producido [Kg].*
- $H_{total\ vapor}$: Entalpía del vapor producido, a las condiciones de operación del caldero y tomando en cuenta la calidad de vapor producido [KJ/Kg].**
- H_{agua} : Entalpía del agua saturada que ingresa al caldero, a la temperatura de entrada al equipo [KJ/Kg].***

*En la referencia [11] se mencionan métodos alternativos para determinar la masa total de vapor generado en caso de no ser posible la instalación de un medidor de flujo de vapor.

**En el caso del caldero seleccionado para la demostración, el vapor producido es saturado. El cálculo de la calidad del vapor se lo describirá en el capítulo 7 en el que se presentan las ecuaciones obtenidas que se ingresarán en el sistema de adquisición de datos (SAD) para calcular de forma instantánea la entalpía total del vapor generado.

***La entalpía del agua saturada que ingresa al caldero se la determina a través de tablas termodinámicas del agua. En el

capítulo 7 se presenta la ecuación obtenida para calcular de forma instantánea la entalpía a través del PLC en el SAD.

3.2.3 Eficiencia del caldero

Cuando se hayan calculado los términos que representan la energía de entrada y salida del sistema, se utilizará la fórmula 2 para determinar la eficiencia global del caldero. Se realizará el análisis de la información, basado en la producción de vapor total y la tasa de producción de vapor con respecto a la capacidad máxima del caldero. La medición de la eficiencia del caldero de pruebas será el indicador para determinar si los dos objetivos de la aplicación de combustibles emulsionados fueron alcanzados:

- **Ahorro en el consumo de combustible fósil**

Con el cálculo de la eficiencia por el método directo se podrá determinar el rendimiento del caldero en Kg de vapor producido/Kg de Fuel Oil consumido a diferentes % de la capacidad total de producción de vapor.

- **Reducción de Emisiones**

El uso de un medidor de gases portátil generará información suficiente para cuantificar las emisiones de

gases contaminantes debido al uso de cierto tipo de combustible (práctica convencional en el sector industrial).

Se realizarán análisis de la eficiencia del caldero en 3 etapas dentro de la fase piloto:

- **Línea Base (10 días)**

El caldero consumirá Fuel Oil convencional con el aditivo original de la empresa-cliente y se registrará la información relacionada al desempeño y eficiencia del equipo. Se efectuarán pruebas de emisiones a distintos niveles de llama (alta, media y baja) y se elaborará un informe preliminar de las condiciones previas al consumo de FOE.

- **FOE con distintos contenidos de agua (10 días)**

El caldero operará en ciclos cortos (2 días) con FOE a distintos contenidos de agua. Se evaluará la eficiencia y las emisiones de gases contaminantes para determinar el contenido óptimo de agua para el caldero asignado a la demostración. Se elaborará un reporte

técnico en el que se mostrarán los resultados obtenidos.

- **FOE con contenido constante de agua (60 días)**

El ECOMIX 10 será programado para producir FOE con el contenido de agua óptimo. El caldero operará de forma continua y al final del periodo de evaluación se elaborará un reporte de la eficiencia del caldero y la emisión de NOX y Material Particulado.

3.3 Equipos requeridos por el método.

La figura 3.2 muestra un esquema de los equipos necesarios para la medición de parámetros relevantes en el cálculo de la eficiencia del caldero de pruebas y la verificación de los objetivos de la aplicación de la tecnología en combustibles emulsionados. El detalle de los equipos seleccionados para la aplicación del método directo en la empresa de prueba se desarrollará en el capítulo 7.

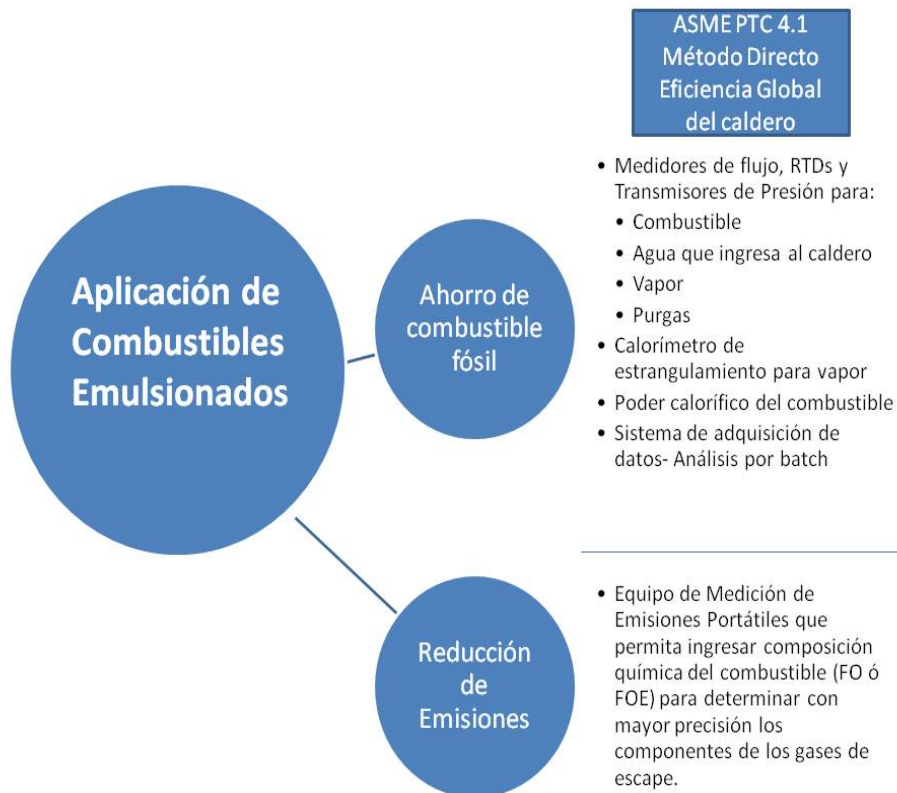


FIG. 3.2- ESQUEMA DE EQUIPOS REQUERIDOS PARA LA MEDICIÓN DE PARAMETROS EN LA FASE PILOTO

CAPÍTULO 4

4. DIMENSIONAMIENTO DE TANQUES PARA ALMACENAMIENTO DE MATERIA PRIMA Y DESECHOS PARA EL PROCESO PARA GENERAR FUEL OIL EMULSIONADO.

En este capítulo se describirá el dimensionamiento y principales características de cada tanque requerido para la producción de Fuel Oil emulsionado. El dimensionamiento de los sistemas térmicos requeridos por la planta de emulsificación que serán instalados en los tanques, serán descritos en el capítulo 7.

4.1 Dimensionamiento del tanque para Fuel Oil convencional.

4.1.1 Especificaciones para la construcción de un tanque de almacenamiento de Fuel Oil como materia prima.

La construcción del tanque se realizará bajo el standard UL142 que indica las especificaciones para el almacenamiento de hidrocarburos medianos y pesados que estén sometidos a una presión interna de 15 psia y una temperatura máxima de 90 °C.

El espacio disponible para la instalación del tanque de almacenamiento de Fuel Oil se detalla a continuación:

TABLA 10

DIMENSIONES DEL ESPACIO DISPONIBLE PARA EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FUEL OIL

Largo	3.10 m
Ancho	3.50 m
Altura	5.00 m

El tanque será ubicado en el cubeto de tanques de combustible de la empresa (en medio de dos tanques ya instalados). En la figura 4.1 se muestra el lugar destinado para el tanque.



FIG. 4.1– UBICACIÓN DEL TANQUE DE FUEL OIL

Para el abastecimiento del tanque se intervendrá la actual línea principal de alimentación y con un juego de válvulas se podrán realizar las maniobras para el llenado del mismo con Fuel Oil sin aditivo. En la figura 4.2 se muestra la ubicación del juego de válvulas para este tanque.



FIG. 4.2 – UBICACIÓN DE VÁLVULA DE ALIMENTACIÓN DE TANQUE DE FUEL OIL

La empresa en la que se instalará la planta de emulsificación utiliza Fuel Oil convencional como combustible primario, sin embargo, esta empresa usa un aditivo adicional para mejorar la combustión y lo coloca en los tanqueros antes de alimentar sus tanques de almacenamiento. Debido a este motivo, es necesaria la construcción de un tanque adicional para el almacenamiento de Fuel Oil convencional sin aditivo que servirá como materia prima para el proceso de emulsificación.

De acuerdo al manual del caldero seleccionado para la demostración, el consumo máximo de combustible es 136 gph

(galones por hora) y la operación del mismo es 24 horas así que la capacidad máxima operativa del tanque será de 3,264 galones.

Existen dos limitaciones al momento de dimensionar el tanque, el espacio disponible dentro del área de tanques en la empresa y la logística de despacho del combustible.

4.1.2 Espacio disponible

En el plano 4 se presenta la ubicación del sitio en el que se instalará el tanque de Fuel Oil como materia prima.

4.1.3 Logística de despacho de combustible

El despacho de combustible a la empresa depende de la producción y demanda de la misma, normalmente, dos tanqueros de 10.000 galones llegan a diario y abastecen los tanques de combustible. Durante los fines de semana, los tanqueros sólo van un día de tal forma que se garantice el stock.

4.1.4 Descripción general del tanque de Fuel Oil

Basados en las limitaciones del espacio disponible y la tasa de consumo de combustible del caldero, se describen las principales características. El dimensionamiento del tanque y sus accesorios fue basado en el standard UL 142-98 (Underwriters Laboratories) que

indica los requerimientos para la construcción segura de tanques no enterrados para almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles. La siguiente tabla presenta las principales características del tanque de Fuel Oil.

TABLA 11

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL TANQUE DE FUEL OIL

Volumen de Almacenamiento	3600 galones
Presión Interna	14.7 psia (Presión Atmosférica)
Temperatura de Almacenamiento	50-80 C
Condición de Operación	Sistema de Recirculación Continua (100 GPM)
Características de Estructura	Pared simple
	Tanque cerrado vertical
	Material A36
	Fondo: Planchas de 6 mm de espesor Cilindro y cubierta: Planchas de 4 mm de espesor
Dimensiones	Diámetro: 2.3 metros
	Altura: 3.20 metros
Ubicación del tanque	Interperie
	Soporte Metálico estructurado con vigas UPN 100
Accesorios	Neplo de entrada de Fuel Oil de 76.2 mm (3") con válvula de compuerta bridada.
	Neplo de salida de Fuel Oil de 50.8 mm (2") con con válvula de compuerta bridada.
	Respiradero de 76.2 mm (3") en la parte superior
	Conexión de drenaje de producto en el fondo del tanque con válvula de bola de 50.8 mm (2")
	Dos orificios de 25.4 mm (1") para el sistema de calentamiento de combustible
	Manhole de 508 mm (20") de diámetro en el cilindro
	Manhole de 508 mm (20") de diámetro sobre la cubierta
	Escalera de acceso a la cubierta
	Baranda de seguridad sobre la cubierta
Pintura	Dos aplicaciones de pintura anticorrosiva
Señalización	Rombo se seguridad con identificación de Fuel Oil

4.2 Dimensionamiento del tanque para agua potable.

La empresa dueña de la tecnología APT ha realizado varias demostraciones de la tecnología a nivel mundial. De acuerdo a resultados previos en otros países, el % de agua nominal utilizado para las emulsiones es 8% en volumen del total de combustible fósil. En la sección anterior se describió que el volumen total del tanque de almacenamiento de Fuel Oil convencional es 3.600 galones; por lo que el volumen total del tanque de almacenamiento de agua es de 288 galones. Debido al volumen total requerido para el agua potable y la disponibilidad de tanques para esta capacidad en el mercado, se procederá a utilizar un tanque con las siguientes características:

TABLA 12

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL TANQUE DE AGUA POTABLE (MEZCLA AGUA-ADITIVO)

Marca:	INDELTRO
Capacidad nominal:	300 galones
Material:	Plástico reforzado

Forma geométrica:	Cilíndrico
Entrada Superior	1 “
Salida Inferior	1”
Dimensiones	
Diámetro:	0.5 m
Largo:	1.5 m

En la figura 4.3 se muestra el tanque seleccionado para el almacenamiento de agua potable. En él se realizará la mezcla agua-aditivo previo al proceso de emulsificación.



FIG. 4.3 – TANQUE DE AGUA POTABLE

4.2.1 Espacio Disponible

El tanque será ubicado junto a la unidad de mezcla en el área de emulsiones. En la figura 4.4 se muestra el área en el que se instalará el tanque mencionado.



FIG. 4.4 – ÁREA DE EMULSIONES Y TANQUE DE AGUA POTABLE

En el plano 5 se presenta el área designada para la instalación de la unidad de mezcla, y los tanques para el almacenamiento del agua potable y aditivo.

4.3 Dimensionamiento del tanque para aditivo.

De acuerdo a lo mencionado en el capítulo 2, se utilizará el mismo tanque en el que el aditivo es despachado. Este tanque tiene una capacidad de 55 galones y se le instalará una válvula para dosificar el aditivo cuando sea requerido.

4.4 Dimensionamiento del tanque para desechos de producción FOE.

El proceso de producción de Fuel Oil emulsionado exige la instalación de la unidad de mezcla Ecomix 10 GPM y debe ser calibrada in situ. Para la calibración mencionada, se ejecutan ciertos procedimientos para poder establecer factores de corrección entre los valores reales y medidos por cada uno de los medidores de flujo instalados en el equipo, por lo que se necesita desechar ciertas cantidades de agua, Fuel Oil y Fuel Oil emulsionado de mala calidad que no exceden los 500 galones de producto durante toda la puesta en marcha de la unidad de mezcla. Adicional a estas cantidades, el manual de control de calidad redactado por APT requiere el desecho de los primeros 5 minutos de producción cada vez que se haga un “arranque en frío”. Los

“arranques en frío” se refieren a las primeras transiciones del sistema de Fuel Oil convencional a Fuel Oil Emulsionado y cada vez que se paralice el equipo por motivos de mantenimiento preventivo o correctivo.

Existen dos limitaciones al momento de dimensionar el tanque para desecho, el espacio disponible dentro del área de emulsiones debido al acceso, y la logística de recolección de desechos de este tipo de fluidos.

4.4.1 Espacio Disponible

El tanque será ubicado dentro del área de emulsiones que tiene accesos restringidos, por lo que las dimensiones del tanque serán limitadas por el ancho del corredor que lleva al área mencionada. En el plano 6 se muestra la ruta y dimensiones desde el área de recolección de desechos oleosos hasta el área de emulsiones.

El pasillo de acceso al área de emulsiones tiene una longitud disponible de 1.00 m ya que está instalada una escalera que permite el ingreso al cuarto de bombas y ocupa la mayor parte del ancho del corredor (2.15 m). La distancia total desde la unidad de mezcla hasta el área designada para la recolección de desechos oleosos es de

38.50 m por lo que se requerirá la instalación de garruchas en el tanque para mayor movilidad.

4.4.2 Logística de recolección

La empresa en la que se construirá la planta de emulsificación tiene un tanque cúbico de 500 galones en el que se depositan todos los desechos oleosos y un tanquero certificado recoge estos desechos una vez por semana. La capacidad del tanque permitirá el almacenamiento mínimo requerido por el proceso de emulsificación 150 galones, este volumen permitirá almacenar casi el 30% de la cantidad predefinida para ser desechada durante la calibración de la unidad de mezcla; y con el uso de las garruchas, el proceso de vaciado en el tanque proporcionado por la empresa será sencillo.

4.4.3 Dimensiones del tanque

En la tabla 13 se presentan las características principales del tanque de almacenamiento de desechos.

TABLA 13

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL TANQUE DE DESECHOS

Capacidad nominal:	150 galones
Material:	A36
Accesorios:	<ul style="list-style-type: none"> - Ruedas para movilidad. - Boca de carga y descarga. - Válvulas de paso en la línea de carga y descarga. - Mango para desplazamiento. - Tapa superior.
Forma geométrica y dimensiones:	<p>Cúbica – Lado = 0.90 mts</p> <p>Espesor de Plancha = 3 mm</p>
Cuerpo del tanque:	En el interior del tanque, el fondo no será plano; tendrá una inclinación de 5° para facilitar el descenso de fluidos viscosos.
Alimentación del tanque:	Estará conectado desde la parte superior por manguera de 1 pulgada a la máquina mezcladora.
Descarga del tanque:	<p>Deberá tener una descarga de 2 pulgadas con una válvula de bola.</p> <p>Contará con válvula de 2" como drenaje en el fondo del tanque</p>

El diseño de forma del tanque de desecho se obtuvo de uno ya existente en la empresa que sirve para almacenar los sedimentos

separados por la máquina centrífuga de combustible. En la figura 4.5 se presenta el tanque.



FIG. 4.5 - MODELO PARA TANQUE DE DESECHOS

CAPÍTULO 5

5. DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍAS PARA LA PLANTA DE EMULSIFICACIÓN.

En este capítulo se describirá el dimensionamiento y ubicación del sistema de tuberías que conectarán los tanques de almacenamiento de materia prima con la unidad de mezcla; así como los sistemas de interconexión entre el equipo mencionado y el sistema convencional de combustible del caldero.

5.1 Tubería entre los tanques de almacenamiento y la unidad de mezcla de Fuel Oil Emulsionado.

La unidad de mezcla requiere que el Fuel Oil, agua potable y aditivo estén a ciertas temperaturas y viscosidades; en el capítulo 2 se presentaron las tablas 6, 7 y 8 que indican los rangos de temperatura a los que estos fluidos deben ingresar a la unidad de mezcla.

5.1.1 Tuberías para Fuel Oil

De acuerdo a los requerimientos técnicos, la temperatura a la que ingresa el combustible al equipo está entre 60 C y 75 C. En la figura 2.1 se presentó un cuadro de la viscosidad cinemática del Fuel Oil 4 VS la temperatura. Las viscosidades cinemáticas en las temperaturas mencionadas se presenta a continuación.

- 300 cSt @ 60 C
- 130 cSt @ 75 C

En el Apéndice 7 se presenta la hoja técnica principal y la curva de desempeño extraídas del manual de operación y especificaciones de la bomba para combustible instalada en la unidad de mezcla. A continuación se detallan las principales características de la bomba:

TABLA 14
ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA DE FO
EN LA UNIDAD DE MEZCLA

Marca	Gorman Rupp
Modelo	GHC-1-DE-3B
Tipo	Desplazamiento Positivo
Flujo Nominal	11 GPM
RPM	1750
NIPR (PSIA) 2000-3500 SSU	5
Diámetro Succión	1 pulgada

En el Apéndice 8 se realiza el cálculo hidráulico pertinente para dimensionar el diámetro nominal adecuado para la tubería entre el tanque de almacenamiento de combustible y la unidad de mezcla. En la tabla 15 se presentan los resultados obtenidos con el diámetro óptimo seleccionado 2 pulgadas.

TABLA 15

RESULTADOS OBTENIDOS PARA CÁLCULO HIDRÁULICO EN

TUBERÍA DE 2" ENTRE EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FO Y

LA UNIDAD DE MEZCLA

NPIR de la bomba de FO	5 [psia]
NPSHR de la bomba de FO	3.52 [m]
Presión al interior del tanque	11.12 [m]
Presión de vaporización del combustible	0.00 [m]
Diferencia de altura entre descarga del tanque y succión de la bomba de FO	0.70 [m]
Diámetro Nominal seleccionado	2 plg \approx 50 [mm]
Pérdidas por fricción en las tuberías	1.76 [m]
Pérdidas por fricción en los accesorios	3.78 [m]
NPSHA del sistema diseñado	6.28 [m]

Podemos determinar que el $NPSHA > NPSHR$ ($6.28 \text{ MCA} > 3.52 \text{ MCA}$) y definir el diámetro nominal de las tuberías entre el tanque de almacenamiento de Fuel Oil y la unidad de mezcla será de 2

pulgadas, el material A36 y cédula 40. Antes de ingresar al equipo se reducirá a 1" ya que la bomba de combustible tiene la succión de esa medida.

5.1.2 Tuberías entre el tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo y la unidad de mezcla

De acuerdo a los requerimientos técnicos, la temperatura a la que ingresa la mezcla agua-aditivo al equipo está entre 60 C y 75 C. La viscosidad del agua es inferior a 1 cSt en esos rangos de temperatura.

En el Apéndice 9 se presenta el manual de operación y especificaciones de la bomba para agua instalada en la unidad de mezcla. A continuación se detalla las principales características de la bomba:

TABLA 16

**ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA DE AGUA EN LA UNIDAD DE
MEZCLA**

Marca	Pulsafeeder
Modelo	ECO GC4
Tipo	Desplazamiento Positivo
Flujo Nominal	3 GPM
RPM	1725
NIPR (PSIA) 1cSt	1
Diámetro Succión	½ pulgada

En el apéndice 10 se realiza el cálculo hidráulico pertinente para dimensionar el diámetro nominal adecuado para la tubería entre el tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo y la unidad de mezcla. En la tabla 17 se presentan los resultados obtenidos con el diámetro óptimo seleccionado 0.5 pulgadas.

TABLA 17

**RESULTADOS OBTENIDOS PARA CÁLCULO HIDRÁULICO EN
TUBERÍA DE 0.5 “ ENTRE EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO
DE LA MEZCLA AGUA-ADITIVO Y LA UNIDAD DE MEZCLA**

NPIR de la bomba de FO	1.00 [psia]
NPSHR de la bomba de FO	0.70 [m]
Presión al interior del tanque	10.34 [m]
Presión de vaporización del combustible	4.85 [m]
Diferencia de altura entre descarga del tanque y succión de la bomba de FO	0.30 [m]
Diámetro Nominal seleccionado	0.5 plg \approx 13 [mm]
Pérdidas por fricción en las tuberías	0.18 [m]
Pérdidas por fricción en los accesorios	0.46 [m]
NPSHA del sistema diseñado	5.15 [m]

Podemos determinar que el $NPSHA > NPSHR$ ($5.15 \text{ MCA} > 0.7038 \text{ MCA}$) y definir el diámetro nominal de las tuberías entre el tanque de

almacenamiento de la mezcla agua/Aditivo y la unidad de mezcla será de 1/2 pulgadas, material A316 y cédula 40. Generalmente se utiliza el mismo diámetro que en la succión de la bomba a lo largo de toda la tubería.

5.2 Tubería entre la unidad de mezcla y el sistema convencional de combustible del caldero.

La unidad de mezcla posee un tanque de producto terminado con capacidad neta (entre los sensores de nivel) de 116 galones que serán bombeados hasta el sistema original de combustible del caldero. La empresa solicitó para la etapa proyecto que la bomba de recirculación instalada en la unidad de mezcla abastezca a la bomba de combustible del caldero de prueba. A continuación se presenta la tabla 18 con las especificaciones generales de la bomba de Fuel Oil para el caldero.

TABLA 18

DATOS TÉCNICOS DE LA BOMBA DE FUEL OIL DEL CALDERO

Marca	Tuthill
Modelo	C4
Tipo	Desplazamiento Positivo
Flujo Nominal	45 LPM (200 cSt)
RPM	750
NIPSH (m) 200cSt	1.27
Diámetro Succión	1 ½ pulgada

Para que el Fuel Oil emulsionado que se almacena en el tanque de producto terminado alcance la viscosidad de operación de la bomba del caldero debe permanecer en un rango entre 60-70 C. Alcanzar esta temperatura no es problema debido al calentador eléctrico instalado en el tanque de producto terminado y la bomba de recirculación instalada en la unidad de mezcla. La tabla 18 indica que la bomba de recirculación deberá simular las condiciones actuales de operación de la bomba principal 45 LPM (11.90 GPM) y una presión equivalente a la altura del tanque diario de combustible que se encuentra encima de la bomba principal (1.5 m) para no causar cavitación. La unidad de

mezcla cuenta con una válvula de contra presión en la línea de recirculación, este equipo permite segregar el flujo que realmente participa en la recirculación en el tanque y el flujo de alimentación a equipos o tanques externos a la máquina.

La bomba de recirculación de la unidad de mezcla tiene las siguientes características:

TABLA 19

**DATOS TÉCNICOS DE LA BOMBA DE RECIRCULACIÓN DE LA
UNIDAD DE MEZCLA**

Marca	Tuthill
Modelo	IG030I
Tipo	Desplazamiento Positivo
Flujo Nominal	114 LPM (200 cSt)
RPM	950
NIPSH (m) 200cSt	1.54
Diámetro Succión	1 ½ pulgada

Se calibrará la válvula de contra presión para simular las condiciones de presión y flujo que requiere la bomba de combustible del caldero. En la tabla 18 se indicó que el flujo nominal de la bomba es 45 LPM (11.90

GPM) y la presión de succión es equivalente a 11.84 MCA (1.16 Bar), 10.34 MCA por la presión atmosférica más 1.50 m entre la succión de la bomba y la parte superior del tanque diario.

La calibración de la válvula dependerá de la altura del resorte que compone el equipo. La siguiente figura muestra la válvula en la unidad de mezcla y su distribución en el equipo.

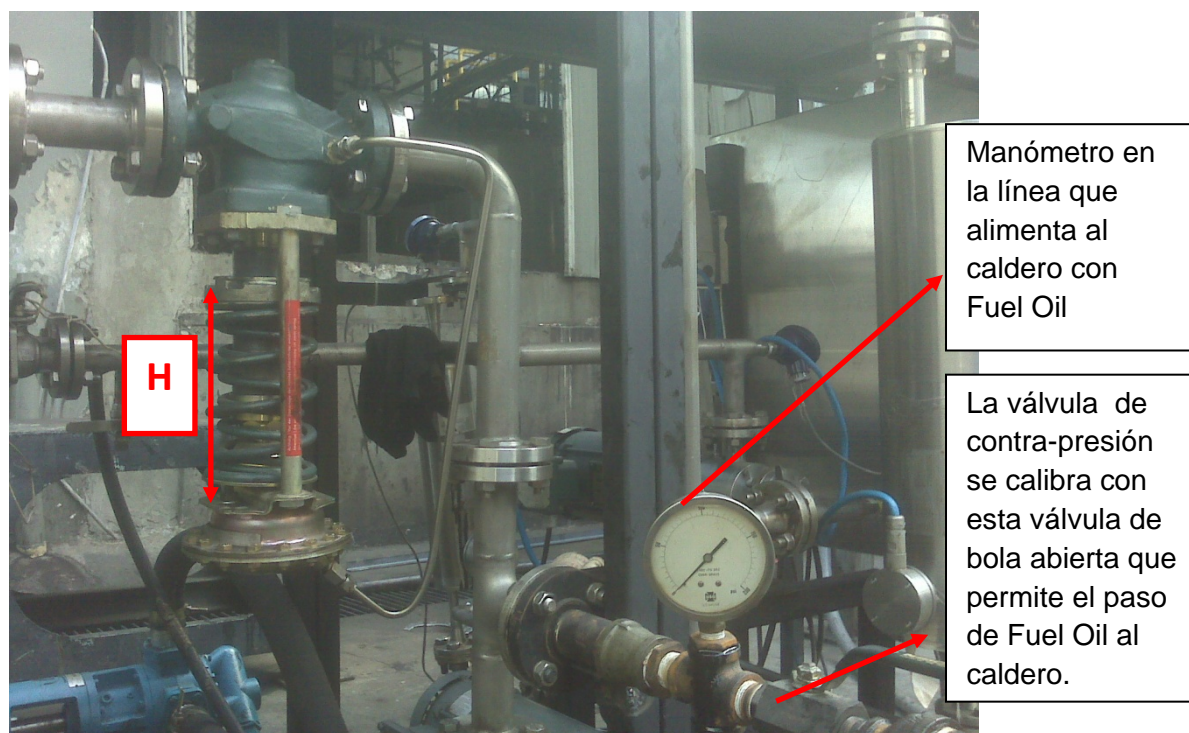


FIG. 5.1 – CALIBRACIÓN DE LA VÁLVULA DE CONTRA-PRESIÓN EN LA UNIDAD DE MEZCLA

La tabla 20 muestra datos típicos de la calibración de la válvula de contra-presión. La información presentada se basa en lecturas de campo de la unidad de mezcla en la empresa. La temperatura del combustible se obtuvo del transmisor de temperatura del tanque de producto terminado, la presión se leyó en el manómetro a la salida de la unidad de mezcla y el flujo se lo obtuvo con mediciones en un recipiente calibrado y un cronómetro.

TABLA 20
DATOS DE CALIBRACIÓN DE LA VÁLVULA DE
CONTRA-PRESIÓN

<i>Posición del resorte</i>	<i>Altura (cm)</i>	<i>Temperatura (F)</i>	<i>Presión (Bar)</i>	<i>Flujo(GPM)</i>
1	21	150	1.2	24
2	22	150	1.1	17
3	23	150	0.5	14
4	25	150	0.3	5

Se utilizará el resorte a 22 cm, y simulará la presión y flujo que la bomba del caldero requiere. El hecho de que el flujo nominal es 17

GPM no afecta a la bomba de combustible del caldero ya que la presión de operación es mínima (< 2 Bar).

El diámetro de la tubería que va desde la unidad de mezcla a la succión de la bomba del caldero es $1 \frac{1}{2}$ " pulgada, es el mismo diámetro para las dos bombas. No hay la necesidad de calcular el NPSHA para la bomba de combustible del caldero, ya que la bomba de recirculación y la válvula de contra-presión logran simular las condiciones de operación del equipo.

El diámetro de la tubería que recoge el retorno desde el caldero es de 2" y se utilizará un by-pass para re-direccionar el combustible al tanque de producto terminado con Fuel Oil emulsionado. Se utilizará tubería de 2" para el retorno al tanque de FOE, no hay necesidad de realizar el cálculo hidráulico de estas tuberías debido a que el nivel del tanque FOE está por debajo del tanque diario convencional (1.50 m). Si no existen problemas con el sistema actual debido a la caída de presión, el dimensionamiento propuesto tampoco lo hará.

CAPÍTULO 6

6. CÁLCULO DE LOS SISTEMAS TÉRMICOS REQUERIDOS POR LA PLANTA DE EMULSIFICACIÓN.

En este capítulo se realizarán los cálculos térmicos para dimensionar los intercambiadores de calor requeridos por la planta de emulsificación y así poder asegurar los rangos de temperatura deseados para los fluidos que involucra el proceso.

6.1 Sistema de calentamiento de Fuel Oil como materia prima.

El Fuel Oil que ingresa a la unidad de mezcla debe permanecer en un rango de 60-75 C. Existen dos locaciones críticas para mantener el combustible en ese rango, el tanque de almacenamiento y en la tubería que se construirá entre el tanque y el equipo.

6.1.1 Sistema térmico para el tanque de almacenamiento de Fuel Oil.

En el capítulo 4 se mencionó que el tanque de almacenamiento de Fuel Oil tendrá pared sencilla y sin aislamiento externo ya que será utilizado para la fase piloto. El tanquero de combustible distribuye el Fuel Oil a 40 C. Debido a las condiciones actuales del sistema de combustible, es necesario, la construcción de un sistema térmico que permita el calentamiento del fluido y que mantenga la temperatura del mismo. Se evaluará a través de una matriz de decisión dos opciones planteadas y se desarrollará la mejor alternativa.

TABLA 21

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS OPCIONES PARA CALENTAMIENTO DE FUEL OIL EN EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO

Descripción	Serpentín Inmerso en el tanque con bomba de recirculación	Intercambiador en Línea a la salida del tanque
Inversión Inicial (Aprox.)	>\$ 4,000.00	\$ 4,000.00
Calificación de soldadores en A36	SI	SI
Aseguramiento de los rangos de temperatura	100% y permitirá mantener la temperatura en el interior a pesar no tener aislamiento.	Podría presentar dificultades en la noche, la temperatura del FO en los tanques de almacenamiento baja a 25 C. La bomba de FO en la unidad de mezcla no opera en adecuadamente en rangos elevados de viscosidad.
Perspectivas del diseño para fase comercial	El serpentín facilita la operación de la bomba instalada en la unidad de mezcla. Si el requerimiento de emulsión por parte de la empresa aumenta, sólo incrementa la frecuencia de abastecimiento del tanque. La bomba de recirculación podría ser utilizada para llenar el tanque.	Si el requerimiento de emulsión por parte de la empresa aumenta y el cambio en la capacidad de la unidad de mezcla es necesario, el intercambiador deberá ser reemplazado.
Tiempo de Construcción	8 días laborables	5 días laborables

TABLA 22

**MATRIZ DE DECISIÓN PARA SELECCIÓN DE ALTERNATIVA PARA EL SISTEMA DE CALENTAMIENTO
EN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FUEL OIL**

Descripción	Inversión Inicial		Calificación de Operadores en A36		Aseguramiento de los rangos de temperatura		Perspectivas del diseño para la fase comercial		Tiempo de Construcción		TOTAL
	Valoración relativa	25	Valoración relativa	10	Valoración relativa	35	Valoración relativa	20	Valoración relativa	10	
Serpentín Inmerso en el tanque con bomba de recirculación	1	25	3	30	3	105	3	60	2	20	240
Intercambiador en Línea a la salida del tanque	3	75	3	30	1	35	2	40	3	30	210

NOTA:

- 1 - Regular
- 2- Bueno
- 3- Muy Bueno

De acuerdo a la tabla 22, la mejor alternativa para el sistema térmico en el tanque de almacenamiento sin aislamiento, es la instalación de un serpentín inmerso en el combustible y una bomba de recirculación para alcanzar los rangos deseados de temperatura y mantener la misma durante la operación de la unidad de mezcla (60-75 C). En el Apéndice 11 están los cálculos realizados para determinar el diámetro nominal y la longitud del serpentín. A continuación los resultados:

TABLA 23

**RESULTADOS DEL CÁLCULO TÉRMICO PARA SERPENTÍN
INMERSO EN EL TANQUE DE FUEL OIL**

Pérdidas de Calor promedio en el tanque de almacenamiento*	15.70 [KW.]
Potencia máxima requerida para calentar el Fuel Oil (Delta= 35C)	308.2 [KW.]
Tiempo de calentamiento	2700 [seg]
Área de transferencia de calor	3.06 [m ²]
Diámetro Nominal seleccionado	1.5 [plg] ≈40 [mm]
Longitud total del serpentín	20.29 [m]

*Las pérdidas de calor son $\leq 5\%$ de la potencia máxima requerida para calentar el FO dentro del tanque de almacenamiento por lo que se consideran despreciables.

Para poder controlar los rangos de temperatura del combustible al interior del tanque de almacenamiento se utiliza el siguiente esquema:

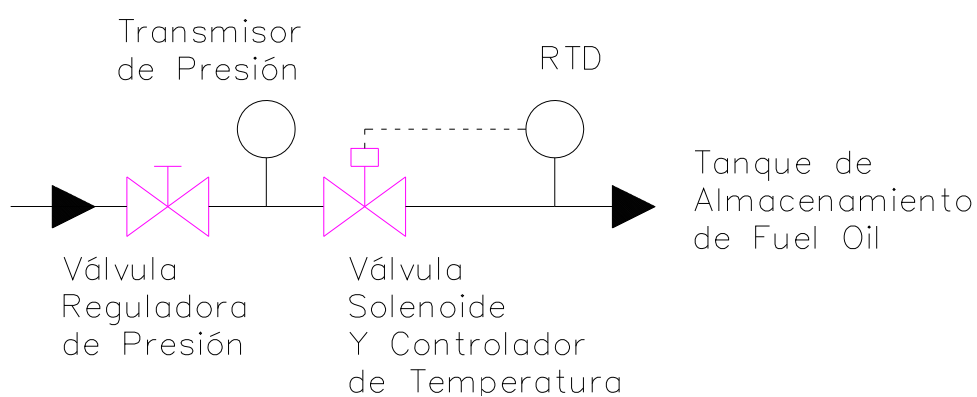


FIG. 6.1 – ESQUEMA DE CONTROL DE TEMPERATURA

En el plano 11 se presenta la distribución del serpentín en el tanque de almacenamiento de combustible y la ubicación de la bomba de recirculación en el mismo. El serpentín se construirá en A36 con cédula 40 y diámetro nominal 1.5 pulgadas. Para dimensionar el intercambiador de calor se utilizó valores promedio para el coeficiente global de transferencia de calor y para la tasa de pérdida global de calor. La longitud total del intercambiador es suficiente y no

hay limitaciones físicas dentro del tanque de almacenamiento para poder desarrollar la longitud calculada. El tiempo que demore el Fuel Oil en el tanque para calentarse no es un factor determinante. Una vez que la temperatura máxima sea alcanzada, el serpentín y la bomba de recirculación permitirán la estabilidad de la temperatura dentro de los rangos de operación requeridos.

El serpentín se lo instalará a 30 cm del fondo del tanque y la RTD que medirá la temperatura del Fuel Oil se colocará 50 cm por encima del serpentín. Cuando el sensor indique 60 C y el controlador envíe la señal de cierre a la válvula solenoide en la línea principal de vapor, la temperatura real al nivel de la descarga del tanque será superior ya que está en contacto directo con el serpentín. La bomba de recirculación permitirá la homogenización de la temperatura en el interior del tanque, sin embargo, a niveles cercanos al serpentín, la temperatura del combustible será mayor a la media en el resto del tanque.

Las correlaciones utilizadas para hallar el área de transferencia de calor para este intercambiador fueron obtenidas del libro Procesos de transferencia de Calor por Donald Q. Kern, edición décima quinta [13]

6.1.2 Sistema térmico para la tubería entre el tanque de almacenamiento de FO y la unidad de mezcla.

La tubería que se instalará entre el tanque de almacenamiento de combustible y la unidad de mezcla tendrá un diámetro nominal de 2 pulgadas, el material será A36 y cédula 40. En la tubería mencionada se instalará un sistema de aislamiento térmico para evitar que el Fuel Oil pierda la temperatura adquirida en el tanque de almacenamiento. A continuación se presentan los cálculos para determinar el espesor del aislamiento.

Para poder determinar el espesor del aislamiento se realizará un análisis de resistencias térmicas en sistemas radiales. La figura 6.2 muestra un esquema del análisis.

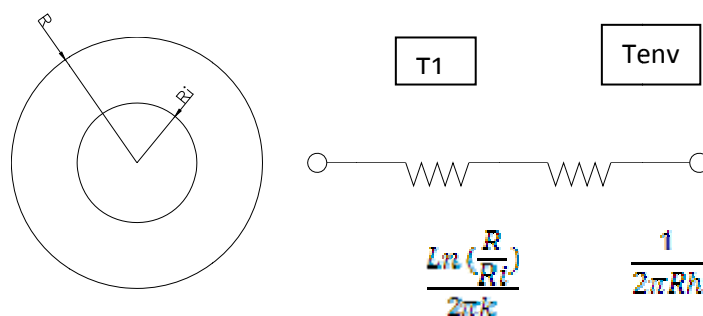


FIG. 6.2 – RESISTENCIA TÉRMICA EN TUBERÍA DE FUEL OIL

La resistencia térmica total tomará en cuenta las pérdidas de calor por conducción entre la tubería y el aislante, así como las pérdidas convectivas debido al aire circundante a la tubería. Se considera despreciable la resistencia debido al espesor de la tubería y las pérdidas por radiación. La resistencia térmica total en la tubería será:

$$R_{cor} = \frac{\ln\left(\frac{R}{R_i}\right)}{2\pi k} + \frac{1}{2\pi R h} \quad (6)$$

El material seleccionado para el aislamiento de la tubería será lana de vidrio y tiene es $K_{\text{aislante}} = 0.0655$ [W/ m-K] dentro de un rango de temperaturas de 310-365 K de acuerdo a la tabla mostrada en el Apéndice 12.

Para calcular el coeficiente de convección local de aire cerca de la tubería se analizará el caso de cilindro circular en flujo cruzado debido a la orientación de la tubería dentro del área de la planta de emulsificación. El coeficiente convectivo en un cilindro circular con flujo cruzado se lo determina con la siguiente fórmula [14]:

$$h_{\text{aire local}} = \frac{N_{uD}}{D} * k_{\text{aire local}} \quad (7)$$

Donde,

- $h_{\text{aire local}}$: Coeficiente de convección del aire local en la tubería [W / m²-K].
- N_{uD} : Número de Nusselt.
- D : Diámetro externo de la tubería con aislamiento [m]
- $k_{\text{aire local}}$: Conductividad del aire local a la temperatura de operación [W / m-K].

El cálculo del coeficiente de convección se encuentra en el Apéndice 13. Las condiciones de operación que se asumieron para el cálculo del coeficiente de convección de aire local se presentan en la siguiente tabla.

TABLA 24

**CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA ANÁLISIS DE h_{aire} EN
TUBERÍA ENTRE EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FO Y LA
UNIDAD DE MEZCLA**

Parámetro	Valor	Unidad
Velocidad (V)	7	[m/s]
Temperatura de ambiente crítico (T_{env})	20	[C]
Temperatura superficial crítica de tubería (T_s)	60	[C]

Se realizaron cálculos con diferentes espesores de aislamiento. En la tabla 25 se presentan los resultados obtenidos.

TABLA 25

**h_{aire} EN TUBERÍA ENTRE TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FO
Y LA UNIDAD DE MEZCLA CON DIFERENTE ESPESOR DE
AISLAMIENTO**

Espesor de aislamiento [plg]	Coefficiente por convección [W/m²-K]
1/2"	39.35
3/4"	37.23
1"	35.47
1 1/2"	32.66

Del Apéndice 13 se determina que el coeficiente de transferencia de calor por convección promedio en las condiciones de aire local es $h_{\text{aire}} = 36.18$ [W/m²-K].

Para determinar el espesor óptimo del aislamiento se analizó el tiempo de consumo de un batch producido por la unidad de mezcla en la etapa proyecto, se presentarán las siguientes tasas de consumo y tiempos, dependiendo del % de la capacidad máxima del caldero asignado.

Cuando la unidad de mezcla termina su ciclo de producción de Fuel Oil emulsionado, queda un remanente en la tubería de combustible, la cantidad aproximada de Fuel Oil es 16.11 Kg y la temperatura mínima que se desea en el interior de esta tubería es 50 C, la bomba de combustible instalada en la unidad de mezcla puede manejar temperaturas inferiores a los rangos mencionados anteriormente sin inconvenientes por una cantidad determinada de tiempo debido a las protecciones del motor eléctrico. En la tabla 26 se presentan las tasas y tiempos de consumo de combustible. Se asume que la temperatura del Fuel Oil al inicio del proceso de transferencia de calor es 75 C.

TABLA 26

TASA Y TIEMPOS DE CONSUMO DEPENDIENDO DE LA CARGA DEL CALDERO

% Capacidad Total	Tasa de consumo (GPM)	Tiempo de consumo (min)
40%	0.93	125
60%	1.40	83
100%	2.33	50

Se analizará la pérdida de calor a través del método de resistencia térmica descrito en el Apéndice 14. Se evaluó con 3 diferentes espesores $\frac{1}{2}$ ", 1" y 1 $\frac{1}{2}$ ". El mejor resultado se obtuvo con 1" ya que está dentro del rango de pérdida de calor permisible y cumple con las limitaciones físicas del espacio en que se instalará la tubería.

Basado en los cálculos mencionados, la temperatura del Fuel Oil que permanece en la tubería se reducirá de 75 C a 50 C en 79 minutos, lo que indica que el sistema térmico propuesto es efectivo en rangos $\leq 60\%$ de la carga máxima del caldero. Los calderos en la empresa operan de forma permanente al 60% de su capacidad por lo que el sistema no causará problemas a la normal operación de la unidad de mezcla o calderos. La decisión de instalar el aislante térmico con lana de vidrio y espesor 1" es una decisión costo-efectiva ya que permite mantener la temperatura adecuada y no se utiliza vapor de proceso. Instalar aislamiento de menor espesor no garantiza la correcta operación del sistema y no hay espacio físico disponible para un espesor mayor al seleccionado. El tramo de tubería que será aislada está protegida por una malla metálica por lo que se garantiza la protección del material aislante.

6.2 Sistema de calentamiento de la mezcla agua-aditivo como materia prima.

En el capítulo 4 se mencionó que el tanque de almacenamiento de la mezcla agua/aditivo es de plástico reforzado. El tanque es abastecido por agua a 25 C y con un caudal de 50 GPM. Debido a los requerimientos térmicos de la unidad de mezcla se necesita construir un sistema térmico que permita el calentamiento del fluido y que mantenga la temperatura del mismo. Se evaluará a través de una matriz de decisión tres opciones planteadas y se desarrollará la mejor alternativa.

TABLA 27

**DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS OPCIONES PARA EL CALENTAMIENTO DE LA MEZCLA
AGUA/ADITIVO**

Descripción	Serpentín Inmerso en el tanque con recirculación	Intercambiador en Línea a la salida del tanque	Resistencias Eléctricas Tipo Cinturón
Inversión Inicial (Aprox.)	\$ 2,500.00	\$ 5,000.00	\$ 3,000.00
Aseguramiento de los rangos de temperatura	100% y permitirá mantener la temperatura en el interior a pesar no tener aislamiento.	100% pero si hay algún tipo de obstrucción en el intercambiador, la producción de Fuel Oil Emulsionado fallará y por ende el caldero.	100%. Puede ser complicado encontrar una resistencia de este tipo en el mercado que generar la potencia requerida.
Perspectivas del diseño para fase piloto y comercial	El serpentín facilita la operación de la bomba instalada en la unidad de mezcla. Si el requerimiento de emulsión por parte de la empresa aumenta, sólo incrementa la frecuencia de abastecimiento del tanque o se modifican las características del serpentín (Aletas).	Este sistema requiere de automatización en la dosificación del aditivo al agua previo al ingreso del intercambiador y esto encarece la fase piloto. Si el requerimiento de agua para la emulsión aumenta (>GPM), el intercambiador será reemplazado.	La frecuencia de calentamiento del agua potable y las potencias requeridas aumentan el costo de operación del sistema.
Tiempo de Construcción	5 días laborables	5 días laborables	2 días laborables

TABLA 28

MATRIZ DE DECISIÓN PARA SELECCIÓN DE ALTERNATIVA

SISTEMA DE CALENTAMIENTO EN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE LA MEZCLA AGUA-ADITIVO

Descripción	Inversión Inicial		Aseguramiento de los rangos de temperatura		Perspectivas del diseño para la fase comercial		Tiempo de Construcción		TOTAL
	Valoración relativa	30	Valoración relativa	35	Valoración relativa	25	Valoración relativa	10	
Pesos									
Serpentín Inmerso en el tanque	3	90	2	70	3	75	1	10	245
Intercambiador en Línea a la salida del tanque	2	60	2	70	2	50	1	10	190
Resistencias Eléctricas Tipo Cinturón	1	30	1	35	1	25	3	30	120

NOTA:

- 1 - Regular
- 2- Bueno
- 3- Muy Bueno

De acuerdo a la tabla 28, la mejor alternativa para el sistema térmico en el tanque de almacenamiento sin aislamiento, es la instalación de un serpentín inmerso en la mezcla agua-aditivo y una bomba de recirculación para alcanzar los rangos deseados de temperatura y mantener la misma durante la operación de la unidad de mezcla (60-75 C). En el Apéndice 15 están los cálculos realizados para determinar el diámetro nominal y la longitud del serpentín. A continuación los resultados:

TABLA 29

**RESULTADOS DEL CÁLCULO TÉRMICO PARA SERPENTÍN
INMERSO EN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE LA MEZCLA
AGUA-ADITIVO**

Pérdidas de Calor promedio en el tanque de almacenamiento*	1.37 [KW.]
Potencia máxima requerida para calentar la mezcla agua/Aditivo (Delta= 50C)	88.62 [KW.]
Tiempo de calentamiento	2700 [seg]
Área de transferencia de calor	0.28 [m ²]
Diámetro Nominal seleccionado	0.5 [plg] \approx 13 [mm]
Longitud total del serpentín	4.18 [m]

*Las pérdidas de calor son $\leq 5\%$ de la potencia máxima requerida para calentar la mezcla agua/aditivo dentro del tanque de almacenamiento por lo que se consideran despreciables.

Se utilizará el esquema de control descrito en la figura 6.1 para regular la temperatura al interior del tanque de la mezcla agua-aditivo. Se configura el rango de temperaturas y se controla el paso de vapor al serpentín.

En el plano 12 se presenta la distribución del serpentín en el tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo. El serpentín se construirá en tubería de acero inoxidable A 316 con cédula 40 y diámetro nominal 0.5 pulgadas (diámetro externo = 0.840" = 0.021 m). Para dimensionar el intercambiador de calor se utilizó valores promedio para el coeficiente global de transferencia de calor y para la tasa de pérdida global de calor. La longitud total del intercambiador es suficiente y el diámetro nominal se utilizó debido a que la línea de abastecimiento de vapor otorgado por la empresa es de $\frac{1}{2}$ ".

El serpentín se lo instalará a 30 cm del fondo del tanque y la RTD que medirá la temperatura de la mezcla agua-aditivo se colocará a la descarga del tanque. No se aislará la tubería de

agua desde el tanque a la unidad de mezcla porque la distancia entre las dos partes es mínima y la viscosidad del agua no es afectada en mayor grado por los cambios de temperatura.

6.3 Sistema de calentamiento del aditivo como materia prima.

La empresa dueña de la tecnología de emulsiones, APT, examinó el Fuel Oil ecuatoriano y determinó que la mezcla óptima de agua y aditivo es 0.5% en volumen del aditivo B47. El tanque de almacenamiento de agua seleccionado en el capítulo 4 tiene una capacidad de 300 galones, así que, si usamos el 0.5% de este volumen con aditivo necesitaremos 1.5 galones. En el Apéndice 14 se mencionó que el caldero opera al 60% de su capacidad máxima todo el tiempo y su consumo es 84 GPH. El contenido de agua promedio que contiene el Fuel Oil Emulsionado es entre 8-10%, y el tanque de almacenamiento de combustible tiene un volumen operativo de 3600 galones; por lo que, la totalidad de la mezcla agua /aditivo almacenada en el tanque será consumida en el mismo tiempo que el Fuel Oil. Si nos

basamos en el consumo promedio del caldero designado (84 GPH), los galones totales producidos de Fuel Oil emulsionado durarán 39 horas aproximadamente (1.5 días). Se hace referencia a todos estos factores que inciden en la decisión de no construir un sistema térmico que utilice vapor o aislamiento para calentar y mantener el aditivo a los rangos de temperatura deseada 60-70 C. Se utilizará unas resistencias flexibles tipo cinturón alrededor del tanque para calentar el producto, y la mezcla entre el agua y aditivo se la realizará durante el proceso de llenado del tanque de agua a través de una bomba de recirculación simple.

El cinturón de calentamiento disponible en el mercado tiene una potencia de 1000 W y se ajusta a la forma del tanque. El tanque de aditivo B47 tiene una capacidad de 55 galones y su disposición es vertical. A continuación se presentan los cálculos para determinar las pérdidas de calor y verificar la aplicabilidad del dispositivo térmico planteado.

Basados en la tabla descrita en el Apéndice 11, la tasa de pérdida de calor para tanques de almacenamiento no aislados y expuestos al ambiente es $9.08 \text{ [W/m}^2\text{-C]}$. El área total del tanque de almacenamiento de aditivo es 2.05 m^2 . La fórmula

utilizada en el Apéndice 11 sirve para calcular la pérdida de calor del tanque de aditivo.

$$Q^{\circ}_{p\acute{e}rdidas} = 9.08 \left[\frac{W}{m^2 \cdot C} \right] * 2.05 [m^2] * (75 [C] - 20 [C]) = 1.02 kW$$

La potencia del calentador disponible en el mercado satisface el requerimiento técnico de la fase piloto. Debido a que la frecuencia de calentamiento del aditivo es una vez por día, la aplicación de este dispositivo es óptimo en la fase piloto ya que el costo de operación del calentador eléctrico es menor que el uso de vapor de proceso (costos por procesos indirectos relacionados como calentamiento previo de agua-vapor, costos indirectos de mantenimiento de caldero y equipos auxiliares, etc.).

CAPÍTULO 7

7. SELECCIÓN DE EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN REQUERIDA POR LA NORMA ASME PTC 4.1 PARA DETERMINAR LA EFICIENCIA DEL CALDERO.

En este capítulo se describirán los equipos requeridos para ejecutar la metodología seleccionada para determinar la eficiencia del caldero basado en la norma ASME PTC 4.1. Se analizarán parámetros del agua que ingresa al caldero, las purgas del equipo, el vapor producido, el combustible consumido y los gases de combustión en la chimenea.

La unidad de mezcla que produce FOE cuenta con dos medidores de flujo másico, uno para el Fuel Oil y el otro para la mezcla agua-aditivo. El principio de funcionamiento del equipo es producción por batch, así que, se controla el arranque de las bombas a través de un lazo de control que utiliza las señales recibidas de los sensores de nivel de alta y baja posición. Se plantea un sistema de adquisición de datos que registre los

parámetros requeridos durante el consumo de un batch de Fuel Oil durante la línea base y Fuel Oil Emulsionado durante la demostración.

7.1 Sistema de adquisición de datos

Se evaluará las condiciones actuales y rangos de operación del equipo previo al consumo de FOE (Línea Base); así como el análisis de los parámetros durante la demostración de la tecnología con el Fuel Oil emulsionado.

En el capítulo 3 se mencionaron los parámetros necesarios para el cálculo de la eficiencia del caldero. La tabla 30 presenta los parámetros requeridos.

TABLA 30
PARÁMETROS REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DE LA
EFICIENCIA DEL CALDERO

Parámetros medidos y/o determinados para el cálculo de la eficiencia del caldero	
Agua que ingresa al caldero	Flujo – Temperatura – Presión – Entalpía (Tablas)
Vapor	Flujo - Temperatura – Presión – Calidad – Entalpía (Tablas)
Combustible FO/FOE	Flujo – Poder Calorífico Superior

Existen equipos especializados para la medición de los parámetros mostrados en la tabla 30, sin embargo, la instalación de sensores o medidores en la línea de vapor será crítico debido a la presión de operación del caldero. Cualquier instalación de equipos en estas tuberías exigirá una parada de mantenimiento no menos de 12 horas por motivo de la despresurización del caldero asignado. La empresa en la que se ejecutará la demostración del Fuel Oil emulsionado no permite la instalación del medidor de flujo de vapor por lo que

necesita un tiempo mayor a las 12 horas planificadas debido los trabajos requeridos como el retiro del material aislante de la tubería, la despresurización del caldero y la tubería de vapor desde el caldero hasta los distribuidores de vapor de la planta; así como el corte de la tubería para la instalación del equipo. Los transmisores de presión y temperatura si serán instalados en el caldero.

Debido a estas limitaciones técnicas se implementará un sistema alternativo para determinar la cantidad de vapor producido por el caldero, este método se menciona en la referencia [11]. El método consiste en determinar de forma indirecta la cantidad de vapor producido por medio de la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{Vapor Producido [Kg]} &= \text{Agua que ingresa al caldero [Kg]} \\ &- \text{Purgas de caldero [Kg]} \end{aligned} \quad (8)$$

El sistema de adquisición de datos (SAD) consistirá en los siguientes componentes:

REGISTRADOR DE DATOS

- PLC

SEÑALES DE ENTRADA

- Transmisores de presión (agua que ingresa, vapor y calorímetro de estrangulamiento)
- RTD (agua que ingresa, purgas, vapor, calorímetro de estrangulamiento)
- Medidores de flujo másico (combustible y agua en la unidad de mezcla)
- Medidores de flujo volumétrico (agua que ingresa y purgas)

SEÑALES DE SALIDA

- Válvula solenoide para el vapor que ingresa al calorímetro de estrangulamiento

7.1.1 Selección del registrador de datos.

Se decide realizar la adquisición de datos a través de un PLC porque estos dispositivos tienen la propiedad de registrar datos, realizar cálculos con la información, controlar dispositivos externos, tienen la capacidad de subir datos a internet por medio de un modem Ethernet, y poseen otras características interesantes que pueden ser aplicadas en la etapa comercial del proyecto como el envío de informes al correo electrónico (Modem Ethernet) o celular (Modem GSM).

El PLC seleccionado tiene las siguientes características:

TABLA 31

DESCRIPCIÓN DEL PLC-SAD

Marca	Siemens
Modelo	Simatic S7-200 ,CPU226
No. Parte	6ES7216-2AD23-0XB0
Cantidad	1 unidad

A pesar de que este equipo no es el más económico del mercado, se lo seleccionó por su adaptabilidad al proyecto y la universalidad del producto.

7.1.2 Selección de módulos de entrada.

Los medidores de flujo deberán poseer la opción de totalizar la cantidad de fluido que pasa a través de ellos, esto significa que las señales enviadas serán digitales. Para el cálculo de la eficiencia del caldero se registrará la señal de 4 medidores de flujo. En el mercado local se encuentran módulos para PLC que reciben 4 ó 8 señales; por motivos de seguridad y posible expansión del proyecto a una etapa comercial, se seleccionará un módulo de entrada para PLC con recepción de 8 señales digitales. En la tabla 32 se presenta las características del equipo seleccionado.

TABLA 32

DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO DE ENTRADA DIGITAL

Marca	Siemens
Modelo	EM 221
No. Parte	ES7221-1JF00-0XA0
Cantidad	1 módulo de 8 entradas digitales

Los transmisores de presión y RTDs son señales análogas, en la etapa proyecto se registrarán 7 señales correspondientes a la temperatura del agua que ingresa al caldero, el vapor generado, las purgas expulsadas y el vapor en el calorímetro de estrangulamiento; así como la presión del agua que ingresa al caldero, del vapor generado y del vapor en el calorímetro de estrangulamiento. Por motivos de seguridad en el diseño del sistema de adquisición de datos, se seleccionará un módulo de entrada para PLC con recepción de 4 señales analógicas. Las señales que provienen del calorímetro de estrangulamiento y que controla la válvula solenoide serán conectadas a un equipo mixto (entrada/salida) que se describe en la siguiente sección. En la tabla 33 se presenta las características del equipo seleccionado.

TABLA 33

DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO DE ENTRADA ANÁLOGA

Marca	Siemens
Modelo	EM 231
No. Parte	6ES7231-0HC22-0XA0
Cantidad	1 Unidad con 4 entradas análogas.

7.1.3 Selección de módulos de salida

El calorímetro de estrangulamiento es un dispositivo que sirve para determinar la calidad del vapor que la caldera produce, este equipo funciona a través del principio de expansión isentálpica. Para que el calorímetro funcione se debe controlar el paso (cerrado ó abierto) de vapor al equipo a través de una válvula solenoide. El detalle de este sistema se explicará en secciones posteriores de este capítulo. La señal que requiere la válvula para cerrar o abrir es digital. Debido a la disponibilidad en el mercado, se selecciona un módulo de entradas y salidas para PLC con recepción de 4 señales digitales para entrada y 4 señales digitales de salida. A este equipo se conectarán las señales de entrada que controlarán el calorímetro de estrangulamiento y la válvula solenoide. En la tabla 34 se presenta las características del equipo seleccionado.

TABLA 34
DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO DE ENTRADAS/SALIDAS
DIGITALES

Marca	Siemens
Modelo	EM 223
No. Parte	6ES7223-1BF22-0XA0
Cantidad	1 Unidad con 4 entradas y 4 salidas digitales.

7.1.4 Esquema del sistema de adquisición de datos.

La tabla 30 indica que es necesario medir el flujo másico neto de combustible que ingresa al quemador (FO durante la línea base y FOE en la demostración). El esquema del sistema de adquisición de datos que se plantea es utilizar el fundamento de la unidad de mezcla, la producción de batch, para cuantificar la cantidad exacta de combustible (FO ó FOE) que ingresa al tanque de producto terminado y registrar todos los parámetros involucrados en el proceso) para identificar la cantidad y calidad de vapor generado durante el consumo de un batch de combustible (FO ó FOE).

Para controlar el registro de datos en el PLC, se instalará un “trigger externo” en la bomba de combustible en la unidad de

mezcla. Este trigger indicará al PLC cuando empezar el proceso de registro de datos de todos los parámetros. Sólo se adquirirán datos cuando el tanque de producto terminado esté completamente lleno y empiece a vaciarse, cuando el combustible llegue al nivel inferior y las bombas instaladas en la unidad de mezcla se enciendan, la adquisición de datos es suspendida hasta que el tanque se llene nuevamente, de esta forma se garantiza que el análisis de eficiencia del caldero considera la cantidad y calidad de vapor generado mientras el tanque de producto terminado es consumido en un determinado tiempo dependiendo del % de carga del caldero. En la figura 7.1 se presenta el esquema de adquisición de datos diseñados. El tiempo entre cada escaneo de los parámetros durante el proceso de adquisición de datos será 5 segundos, esto permitirá la generación de más de 1000 línea datos para evaluar la eficiencia del caldero por cada batch.

La información técnica del PLC y los módulos descritos en esta sección fueron verificados en la página web oficial de Siemens <https://support.automation.siemens.com/WW/>.

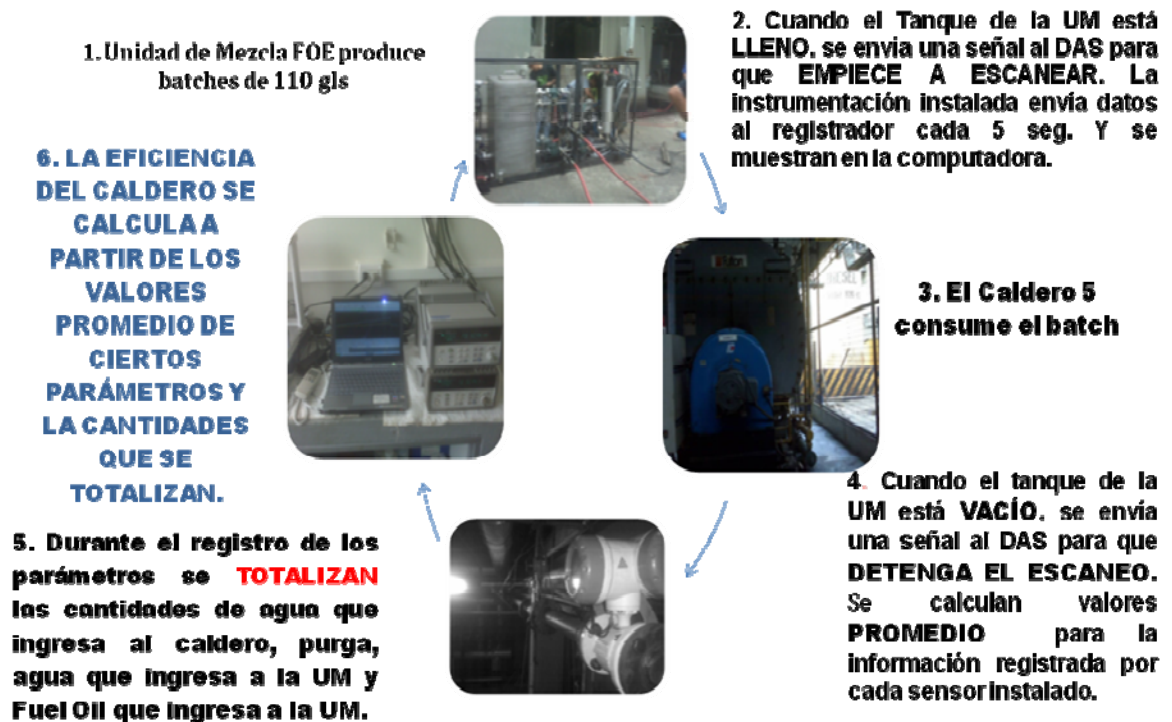


FIG. 7.1 – ESQUEMA DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

7.2 Sistema de combustible

Este sistema registra los parámetros correspondientes al combustible que se procesa a través de la unidad de mezcla, y puede ser Fuel Oil o Fuel Oil emulsionado.

7.2.1 Flujo y cantidad total en Kg de combustible.

El PLC recibirá las señales que provengan de los medidores de flujo instalados en la unidad de mezcla, un totalizador para el Fuel Oil y otro para la mezcla agua-aditivo. Los medidores trabajan bajo el efecto Coriolis que permite medir con alta precisión los Kg de combustible o agua que ingresan al tanque de producto terminado. Durante la línea base, el % de agua en el equipo será 0, por lo que el PLC sólo registrará valores que provengan del medidor de Fuel Oil. En la demostración con Fuel Oil emulsionado, el PLC registrará valores generados por los dos medidores. El PLC puede calcular el contenido másico de la mezcla agua/aditivo y Fuel Oil a través de las lecturas de los medidores de flujo. Los medidores de flujo instalados son Marca Siemens y Modelo Sitrans FC Massflo, el equipo que mide el flujo de Fuel Oil tiene diámetro nominal de 1 "(DI 25 mm) y el equipo que mide el flujo de Agua/aditivo tiene un diámetro nominal de 1/2" (DI 15 mm). En el Apéndice 16 se presenta la tabla de características generales de estos medidores de flujo, esta información fue extraída del Manual de los Medidores de Flujo SITRANS FC MASSFLO con convertidor de señal MASS 2100-6000.

7.2.2 Poder calorífico superior.

El Poder Calorífico Superior (HCV) fue calculado a través de la fórmula de Dulong en el capítulo 2 y es 44.87 MJ/Kg. Se asumirá que el poder calorífico superior del Fuel Oil permanece constante durante la línea base y la demostración debido a la complejidad logística que implica hacer un análisis en un calorímetro o un análisis químico de sus componentes.

Al momento de analizar el contenido energético del combustible para los cálculos de eficiencia, se multiplicará la cantidad total de combustible fósil por el poder calorífico superior en la línea base. En el caso del Fuel Oil emulsionado, se reducirá el % (másico) de agua al total del volumen fijo en el batch y se lo transformará a una cantidad total de combustible fósil (Kg) en la emulsión. Es evidente que el poder calorífico superior de un combustible emulsionado es inferior al combustible convencional ya que el agua no aporta contenido energético. En la tabla 35 se presenta una tabla con el ejemplo de cálculo mencionado. El SAD realizará estos cálculos como parte su programación.

TABLA 35
ENERGÍA CONTENIDA POR EL COMBUSTIBLE

CÁLCULO – FUEL OIL CONVENCIONAL					
Volumen Total Tanque	Producto	118.00		Galones	
Terminado					
Agua/Aditivo (% másico = % volumétrico, DR= 1)		0.00		PLC	
Agua/Aditivo		0.00		Galones	
Fuel Oil remanente		118.00		Galones	
Fuel Oil remanente ($\rho_{\text{promedio}} = 930 \text{ Kg/m}^3$)		415.37		Kg	
Energía contenida en el combustible (P.C.S.=44.87 MJ/Kg)		18,637.65		MJ/Kg	
CÁLCULO – FUEL OIL EMULSIONADO					
Volumen Total Tanque	Producto	118.00		Galones	
Terminado					
Agua/Aditivo (% másico = % volumétrico, DR= 1)		10.00		PLC	
Agua/Aditivo		11.80		Galones	
Fuel Oil remanente		106.20		Galones	
Fuel Oil remanente ($\rho_{\text{promedio}} = 930 \text{ Kg/m}^3$)		373.83		Kg	
Energía contenida en el combustible (P.C.S.=44.87 MJ/Kg)		16,773.72		MJ/Kg	

7.3 Sistema de agua que ingresa al caldero, vapor producido y purgas.

La eficiencia térmica y de operación de un caldero depende de la cantidad y calidad del vapor generado. En esta sección se seleccionará el tipo de sensor requerido para medir los parámetros descritos en la tabla 30 para el agua que ingresa al caldero, el vapor generado y las purgas continuas. En la siguiente tabla se presenta información medida preliminarmente acerca de las temperaturas, flujos y presiones en los fluidos mencionados.

TABLA 36
PARÁMETROS DE REFERENCIA MEDIDOS EN LA OPERACIÓN DEL CALDERO

Parámetros	Agua que ingresa al caldero	Vapor Producido	Purga Continua
Flujo	60-40 GPM	17250 Lb/Hr (100% cap-Manual)	3-2 GPM
Temperatura	95-75 C	185-178 C	190-170 C (antes del intercambiador)
Presión	170-145 psi	150-125 psi	Parámetro No Medido

7.3.1 Agua que ingresa al caldero.

Los valores referenciales para cada parámetro requerido están en la tabla 36. Debido a que el fluido es agua y se puede asumir una densidad promedio de 1000 Kg/m³, no es necesario utilizar un medidor de flujo másico, y tampoco funcionaría un medidor de flujo ultrasónico por el tiempo que toma la estabilización de la señal de este equipo. Se seleccionará un medidor de flujo volumétrico que permita el flujo nominal de 50 GPM y que soporte la presión y temperatura del agua en esa tubería. El diámetro nominal de la tubería es 2" de acuerdo a la tabla 4 presentada en el capítulo 1. Basados en la disponibilidad del equipo y el grado de precisión requerido para la demostración de la tecnología se seleccionó el siguiente medidor de flujo.

TABLA 37

MEDIDOR DE FLUJO DE AGUA PARA INGRESO AL CALDERO

Marca	Honeywell
Modelo	Versa Flow Mag 4000C
Tamaño	2 pulgadas
Tipo	Magnético
Rango de Temperatura	0 -180 C (32-356 F)
Rango de Presión	50 Bar (725 psi)

Para la medición de la temperatura y la presión del agua que ingresa al caldero se seleccionaron los siguientes equipos:

TABLA 38
SENSOR DE TEMPERATURA PARA AGUA QUE INGRESA AL CALDERO

Marca	Honeywell
Modelo	PT100
Tipo	RTD
Rango de Temperatura	0-400 C (32- 752 F)
Largo de Probeta	4"
Accesorios	Termo pozo para protección de la RTD por la presión en la línea y mantenimiento.

TABLA 39
TRANSMISOR DE PRESIÓN MANOMÉTRICA PARA EL AGUA QUE INGRESA AL CALDERO

Marca	Honeywell
Modelo	STG94L
Rango de Presión	0-35 Bar (0-500 psi)

En el capítulo 3 se explicó la metodología que se seguirá para determinar la eficiencia del caldero. Para poder calcular el contenido energético real de la masa de agua que se convirtió en vapor saturado, es necesario identificar la entalpía del agua que ingresa al caldero, este parámetro está directamente relacionado con la temperatura de operación del agua. Se utilizará la ecuación de la curva termodinámica de agua saturada para determinar la entalpía del agua que ingresa al caldero.

Basado en las tablas de agua saturada del libro Thermodynamics escrito por Y. Cengel y M. Boles, se realizó la progresión lineal con los datos tabulados y se obtuvo la ecuación de las rectas pertinentes en Excel. A continuación se presenta la ecuación obtenida. Los resultados de esta fórmula se utilizarán en el cálculo de la eficiencia del caldero.

$$H_{\text{agua}} = 4,194 * T_{\text{ap}} - 0,326 \quad (9)$$

Donde,

- H_{agua} : Entalpía de agua saturada [KJ/Kg].
- T_{ap} : Temperatura del agua que ingresa al caldero [C].

7.3.2 Vapor producido por el caldero.

Al inicio de la sección se indicaron los motivos por los que no se instalará un medidor de flujo en la tubería de vapor. Esta medición se la realizará de forma indirecta a través de la fórmula 8. Es necesario medir la presión, temperatura y calidad del vapor para determinar el contenido energético del mismo y así poder calcular la eficiencia del caldero.

7.3.2.1 Presión y temperatura del vapor generado.

Basados en la disponibilidad del equipo y el grado de precisión requerido para la demostración de la tecnología se seleccionó los mismos equipos que para el agua que ingresa al caldero ya que los rangos de operación de estos sensores son amplios.

7.3.2.2 Calidad del vapor generado.

Para determinar la calidad de vapor se utilizará un calorímetro de estrangulamiento que basa su funcionamiento en el principio de expansión isentálpica. El vapor saturado que el

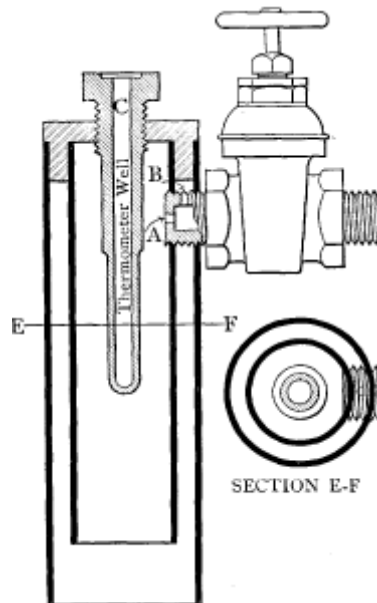
caldero produce atravesará un orificio y se expandirá en una cámara con aislamiento. Esta cámara de expansión estará abierta a la atmósfera de tal forma que el vapor que ingresa mantenga su entalpía sin embargo su estado cambia a supercalentado. Se mide la temperatura del vapor en la cámara de expansión y se revisa la entalpía de vapor supercalentado a 1 atm con la temperatura medida, de las tablas termodinámicas se obtiene el valor de la entalpía total del vapor y por medio de la siguiente fórmula se determina la calidad del mismo.

$$\% \text{ Calidad} = 100 - \left(\frac{H_g - H}{H_{fg}} \right) * 100 \quad (10)$$

Donde,

- H_g & H_{fg} – Entalpía a la temperatura de vapor saturado de proceso
- H_{total} – Entalpía total a la temperatura de vapor sobrecalentado en cámara

La siguiente figura muestra un modelo de fácil implementación presentado por la Empresa Babcock & Wilcox en su libro Steam its generation and use.



**FIG. 7.2 – CALORÍMETRO DE ESTRANGULAMIENTO
COMPACTO (BABCOCK AND WILCOX)**

Para la construcción de este modelo, se requiere un sensor de temperatura, un transmisor de presión y una válvula solenoide para estrangulamiento. El sensor de temperatura y el transmisor de presión serán los mismos equipos que se utilizarán en la tubería de agua que ingresa al caldero. La relación entre diámetros entre la tubería de vapor y la cámara de expansión deberá ser ≥ 6 . A continuación se detalla la válvula de control.

TABLA 40
ELECTRO VÁLVULA DE CONTROL PARA ESTRANGULAMIENTO

Marca	Danfoss
Modelo	LKN 670
Diámetro	1/2 pulgada
Rango de Presión	0-35 Bar (0-500 psi)

Basado en las tablas de vapor saturado y supercalentado (@ 1 atm) del libro Thermodynamics escrito por Y. Cengel y M. Boles, se realizó la progresión lineal con los datos tabulados y se obtuvo las ecuaciones pertinentes en Excel. A continuación se presentan las ecuaciones obtenidas para el vapor supercalentado y saturado, estos valores serán ingresados en la fórmula 27 para calcular la calidad del vapor. En la fórmula 28 se calcula la entalpía del vapor supercalentado a 1 atm.

$$H = 1.979 (T_c) + 2479.8 \quad (11)$$

Donde,

- H: Entalpía de vapor supercalentado a la temperatura de cámara [KJ/Kg].

- T_c : Temperatura del vapor en la cámara de expansión [C].

La fórmula 12 permite calcular la entalpía del vapor saturado (mezcla) y será ingresada al PLC para determinar la calidad del vapor.

$$H_{fg} = -4,068 * T_{vp} + 2753 \quad (12)$$

Donde,

- H_{fg} : Entalpía de vapor saturado (mezcla) H_{fg} a la temperatura de vapor de proceso [KJ/Kg].
- T_{vp} : Temperatura del vapor de proceso [C].

La fórmula 13 permite calcular la entalpía del vapor saturado total (100%) y será ingresada al PLC para determinar la calidad del vapor.

$$H_g = 0.488 * T_{vp} + 2694.3 \quad (13)$$

Donde,

- H_g : Entalpía de vapor saturado (100%) H_g a la temperatura de vapor de proceso [KJ/Kg].
- T_{vp} : Temperatura del vapor de proceso [C].

7.3.3 Purgas continuas del caldero.

Generalmente, los calderos tienen purgas para reducir la cantidad de sólidos y lodos en el fondo. Los calderos en la empresa poseen una purga continua debido a que la mayoría del agua que se utiliza en la fábrica es reutilizada y posee alto contenido orgánico. Cada caldero posee un intercambiador de calor que enfría las purgas, las condensa completamente y las envía al sistema de reciclaje y limpieza de agua.

Las purgas se cuantificaron para poder determinar el caudal promedio en esas tuberías a través de la condensación de las purgas en un tanque de almacenamiento, se determinó la cantidad total de purgas en un tiempo determinado por medio de pesaje antes y después de la condensación. De forma paralela se cuantificaba cuántos ciclos de encendido tubo la bomba de agua que abastece al caldero. A través de este método se estimó con mayor precisión el flujo promedio de las purgas 3-2 GPM.



FIG. 7.3 – TANQUE DE CONDENSACIÓN DE LAS PURGAS

Debido a que el fluido que pasará por el medidor de flujo es agua, se puede asumir una densidad promedio de 1000 Kg/m³. Se seleccionará un medidor de flujo volumétrico que permita el flujo nominal de 3 GPM y que soporte la presión y temperatura del agua en esa tubería. El diámetro nominal de la tubería de salida en el intercambiador es 1 1/2". Basados en la disponibilidad del equipo y el grado de precisión requerido para la demostración de la tecnología se seleccionó el siguiente medidor de flujo:

TABLA 41
MEDIDOR DE FLUJO DE PURGAS

Marca	Honeywell
Modelo	Versa Flow Mag 4000C
Tamaño	1 1/2 pulgadas
Tipo	Magnético
Rango de Temperatura	0 -180 C (32-356 F)
Rango de Presión	50 Bar (725 psi)

El motivo para la instalación de un sensor de temperatura en la tubería de la purga es para la verificación de la capacidad térmica del intercambiador de calor. Al registrar la temperatura después del intercambiador y del medidor de flujo, se garantiza que todo lo que pasa a través de la tubería es agua condensada. Para la medición de la temperatura de la purga se seleccionó el mismo equipo que para el agua que ingresa al caldero.

Las especificaciones técnicas de todos los equipos mencionados en la sección 7.3 fueron revisadas en la página web oficial de Honeywell:

<http://hpsweb.honeywell.com/Cultures/en-US/Products/Instrumentation/>

7.4 Sistema de gases de combustión

El método directo muestra la realidad operativa del caldero, sin embargo, se utilizará un analizador de gases de combustión para corroborar los resultados e identificar ciertos parámetros como el CO₂ y Exceso de Aire que sirven para la calibración del caldero durante la línea base y la demostración con Fuel Oil emulsionado con los distintos contenidos de agua 8-14%.

Existen algunos equipos que analizan gases y permiten el ingreso de constantes calculadas en base a la composición química y poder calorífico superior real del combustible. De acuerdo a la disponibilidad del equipo en el mercado ecuatoriano, se escogió el siguiente equipo. (Características en el Apéndice 17).

TABLA 42

ANALIZADOR DE GASES PORTÁTIL-QUINTOX

Marca	UEI instruments
Modelo	KM9106/P - Quintox
Gases de Combustión Medibles	Oxígeno, Monóxido de Carbono, Óxidos de Nitrógeno y Dióxido de Azufre

CAPÍTULO 8

8. PRESENTACIÓN GLOBAL DE LA PLANTA DE EMULSIFICACIÓN

En este capítulo se describirá la información general de todos los sistemas requeridos en la planta de emulsificación, un análisis preliminar de costos y planificación de las actividades para la ejecución de la etapa proyecto.

8.1 Tanques para materia prima y desechos.

8.1.1 Información general del tanque de Fuel Oil

La construcción de este tanque es necesaria debido a la operación de abastecimiento de combustible actual en la empresa. El tanque garantizará la ejecución de la línea base con Fuel Oil aditivado y permitirá que la producción de Fuel Oil emulsionado sea exclusivamente con Fuel Oil convencional que

llega desde los terminales (sin aditivo). El objetivo es poder comparar los resultados entre la combustión de FO aditivado y FOE.

TABLA 43
INFORMACIÓN GENERAL DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE
FO

Volumen de Almacenamiento	3600 galones
Presión Interna	14.7 psia (Presión Atmosférica)
Temperatura de Almacenamiento	50-80 C
Condición de Operación	Sistema de Recirculación Continua
Características de Estructura	Pared simple
	Tanque cerrado vertical
	Material A36
	Fondo: Planchas de 6 mm de espesor
	Cilindro y cubierta: Planchas de 4 mm de espesor
Dimensiones	Diámetro: 2.3 metros
	Altura: 3.20 metros

8.1.2 Información general del tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo.

El dimensionamiento de este tanque se basó en la experiencia de la empresa APT, y se utilizó un tanque disponible en el

mercado para la etapa proyecto. En la etapa comercial, el tanque que se construirá será en material A316.

TABLA 44

**INFORMACIÓN GENERAL DEL TANQUE DE
ALMACENAMIENTO DE AGUA (MEZCLA AGUA-ADITIVO)**

Marca:	INDELTRO
Capacidad nominal:	300 galones
Material:	Plástico reforzado
Dimensiones	
Diámetro:	0.5 metros
Largo:	1.5 metros

8.1.3 Información general del tanque de almacenamiento de aditivo.

Se utilizará el tanque de 55 galones de capacidad en que es despachado por el proveedor. Se instalará una válvula para

poder realizar una dosificación manual durante la etapa proyecto.

8.1.4 Información general del tanque de desecho de producción.

Los desechos serán producidos durante la calibración y configuración de la unidad de mezcla. Se considera desecho a las emulsiones inestables pero puede ser utilizado en hornos y en procesos de refinación de aceites usados.

TABLA 45

INFORMACIÓN GENERAL DEL TANQUE DE DESECHO

Capacidad nominal:	150 galones
Material:	A36
Cuerpo del tanque:	Fondo de tanque inclinado (5°) para mejorar el descenso de fluido viscoso cuando se purgue.
Forma geométrica y dimensiones:	Cúbica – Lado = 0.90 mts Espesor de Plancha = 3 mm

8.2 Sistemas de tuberías para la alimentación de la unidad de mezcla e interconexión con el sistema de combustible del caldero.

8.2.1 Tubería de abastecimiento de Fuel Oil a la unidad de mezcla.

Se evaluó los requerimientos técnicos de la bomba de Fuel Oil en la unidad de mezcla, a continuación se presenta la dimensión de la tubería y el material seleccionado.

TABLA 46

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS TUBERÍAS ENTRE EL TANQUE DE FO Y LA UNIDAD DE MEZCLA

NPSHR de la bomba de FO en la UM.	3.52 [m]
Diámetro Nominal seleccionado	2 plg \approx 50 [mm]
Material	A36
Cédula	40
NPSHA del sistema diseñado	6.28 [m]
Longitud total de tubería	15.49 [m]

8.2.2 Tubería de abastecimiento de agua-aditivo a la unidad de mezcla.

Se evaluó los requerimientos técnicos de la bomba de agua en la unidad de mezcla, a continuación se presenta la dimensión de la tubería y el material seleccionado.

TABLA 47

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS TUBERÍAS ENTRE EL TANQUE DE AGUA-ADITIVO Y LA UNIDAD DE MEZCLA

NPSHR de la bomba de agua en la UM.	0.70 [m]
Diámetro Nominal seleccionado	1/2 plg \approx 13 [mm]
Material	A316
Cédula	40
NPSHA del sistema diseñado	5.15 [m]
Longitud total de tubería	4.00 [m]

8.2.3 Tubería para conexión de la unidad de mezcla con el sistema de combustible del caldero.

TABLA 48

**CARACTERÍSTICAS GENERALES PARA LAS TUBERÍAS
ENTRE LA UNIDAD DE MEZCLA Y EL SISTEMA DE
COMBUSTIBLE**

De la unidad de mezcla a la bomba de FO del caldero	
Diámetro Nominal seleccionado	1 1/2 plg \approx 40 [mm]
Material	A36
Cédula	40
Comentario: La tubería entre la bomba de Fuel Oil y el caldero cambia de diámetro nominal, de 1 1/2" a 2".	
Desde el caldero a la unidad de mezcla	
Diámetro Nominal seleccionado	2 plg \approx 50 [mm]
Material	A36
Cédula	40
Comentario: La tubería que viene del caldero es de 2" y se reduce a 1" justo al ingresar a la unidad de mezcla.	

8.3 Sistemas térmicos en la planta.

8.3.1 Sistema de calentamiento al interior del tanque de almacenamiento de Fuel Oil.

TABLA 49

**DIMENSIONES GENERALES DEL SERPENTÍN AL INTERIOR
DEL TANQUE DE FUEL OIL**

Tipo de Intercambiador	Serpentín sumergido con agitación
Área de transferencia de calor	3.06 [m ²]
Diámetro Nominal seleccionado	1.5 [plg] ≈40 [mm]
Longitud total del serpentín calculada	20.29 [m]
Longitud total del serpentín real	22.00 [m]
Material	A36
Cédula	40

8.3.2 Aislamiento térmico en la tubería entre el tanque de Fuel Oil y la unidad de mezcla.

TABLA 50

CARACTERÍSTICAS DEL AISLAMIENTO TÉRMICO PARA LA TUBERÍA ENTRE EL TANQUE DE FUEL OIL Y LA UNIDAD DE MEZCLA

Material	Lana de Vidrio
Espesor	1 [plg] \approx 25 [mm]

8.3.3 Sistema de calentamiento al interior del tanque de almacenamiento de agua-aditivo.

TABLA 51

DIMENSIONES GENERALES DEL SERPENTÍN AL INTERIOR DEL TANQUE PARA AGUA-ADITIVO

Tipo de Intercambiador	Serpentín sumergido con agitación
Área de transferencia de calor	0.28 [m ²]
Diámetro Nominal seleccionado	0.5 [plg] \approx 13 [mm]

Longitud total del serpentín calculada	4.18 [m]
Longitud total del serpentín real	4.50 [m]
Material	A316
Cédula	40

8.3.4 Sistema de calentamiento para el aditivo.

TABLA 52

POTENCIA REQUERIDA PARA CALENTAR EL ADITIVO

Tipo de Intercambiador	Cinturón de calentamiento eléctrico
Potencia	1000 [W]

8.4 Equipos e instrumentación que fueron instalados en los sistemas del caldero.

Los equipos fueron descritos de forma general en el capítulo 7 de esta tesis.

8.5 Análisis de costo.

La empresa promotora del proyecto en Ecuador planteó el siguiente esquema de negocio al consumidor de Fuel Oil emulsionado:

- Etapa demostración – 50% del Ahorro de combustible medido y ahorro del aditivo para combustión.
- Etapa comercial – Costo por galón emulsionado (servicio)

Con este modelo de negocio, la unidad de mezcla de combustible emulsionado no es propiedad del cliente y se facturará un valor determinado por el servicio de emulsión en el que se amortizará el costo de la etapa piloto. A continuación se muestra un cuadro resumen de los gastos debido a la instalación de la planta de emulsificación e instrumentación requerida para el análisis de eficiencia del caldero. Las tablas detalladas de la fase piloto y comercial se encuentran en el Apéndice 18.

TABLA 53

GASTOS POR PLANTA DE EMULSIFICACIÓN E

INSTRUMENTACIÓN

Descripción	Total
Equipo	55,000.00
Tanques de Almacenamiento de Materia Prima	7,350.00
Tuberías para la interconexión de la Unidad de Mezcla	5,460.00
Sistemas térmicos requeridos para el abastecimiento de materia prima a la unidad de mezcla	12,075.00
Sistema de adquisición de datos e instrumentación	9,772.67
Analizador de Gases Portátil	3,850.00
TOTAL	\$ 93,507.67

El costo directo para la implementación de la demostración en el caldero asignado será cubierto por la empresa oferente de la tecnología. El análisis fue realizado en base a un ahorro de combustible alrededor del 7% que fue el resultado obtenido durante la demostración tecnológica y un costo por galón emulsionado de 0.04 \$. En la etapa proyecto que durará 90 días aproximadamente, la empresa ahorrará \$ 5,172.59.

En la etapa comercial, la empresa ahorrará \$ 4,600.00 por mes, lo que representa ahorros anuales aproximados de \$ 55,207. Al inicio de la etapa comercial, la empresa-piloto deberá hacer una inversión para adaptar los 4 calderos al sistema de combustibles emulsionados, se analizaron dos opciones que están detalladas en el Apéndice 19:

- Alimentación directa de los calderos por parte de la unidad de mezcla
- Almacenamiento de Fuel Oil Emulsionado

La inversión de las 2 alternativas sería recuperada en menos de un año debido a los ahorros en combustible fósil que el proyecto generaría. La decisión final la tomará la empresa-cliente.

8.6 Descripción del plan de trabajo.

En el Apéndice 20 se presenta el plan detallado de trabajo del proyecto desde la presentación de la propuesta de ingeniería hasta el reporte consolidado de los resultados de la eficiencia y emisiones del caldero con la aplicación de Fuel Oil emulsionado con el contenido de agua óptimo. A continuación se muestra una tabla resumen de las sub-

etapas del proyecto y su duración total. La fase piloto durará 163 días ≈ 5.5 meses. Hay sub-etapas que empiezan de forma paralela.

TABLA 54

DURACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE LA FASE PILOTO

Actividad	Duración (Días)
Instalación de la planta de Emulsificación	52
Selección, instalación y configuración de la instrumentación requerida para el análisis de la eficiencia del caldero y emisiones contaminantes.	68
Ejecución de la línea base con Fuel Oil convencional	10
Demostración FOE con distintos contenidos de agua	10
Reporte para determinar el óptimo contenido de agua	5
Demostración FOE con óptimo contenido de agua	60
Reporte final para determinar el ahorro de combustible fósil	10
Reporte final para determinar la reducción de emisiones	10

CAPÍTULO 9

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1 Conclusiones

Del contenido de esta tesis.

El éxito de la aplicación de los combustibles emulsionados radica en mantener la estabilidad de la mezcla en función del tiempo, rangos de operación, producción de calor, emisiones y situaciones típicas del sector industrial. El análisis técnico de la operación y respuesta del caldero a las emulsiones, es lo que genera resultados óptimos, científicamente fundamentados y 100% comprobados.

En la etapa comercial, se evaluará la posibilidad de almacenar Fuel Oil Emulsionado o alimentar los tanques diarios directamente desde la unidad de mezcla. También se

reemplazará el tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo por uno de la misma capacidad en acero inoxidable.

La dosificación del aditivo al tanque de agua-aditivo se la realizará de forma automática en la etapa comercial. Debido a la cercanía entre este tanque y la unidad de mezcla, se utilizará el PLC del equipo para que controle y regule este proceso.

Se cumplieron las expectativas de operación de los sistemas térmicos diseñados. Debido a que el tiempo de calentamiento no es un factor determinante en el proceso, el uso de valores promedio para el coeficiente global de transferencia de calor es una buena aproximación de diseño.

Los equipos seleccionados para la fase piloto se mantendrán en la etapa comercial si la empresa lo permite para adquirir información durante el mayor periodo de tiempo posible.

El análisis de costo indica que el proyecto es viable ya que la inversión inicial se la recupera en menos de un año. Es importante recalcar que la reducción de emisiones

contaminantes genera un valor agregado importante a la empresa que consume combustibles emulsionados.

De los resultados obtenidos en la demostración con Fuel Oil Emulsionado.

Debido a la confidencialidad del proyecto no es posible publicar los resultados en esta tesis, sin embargo, se obtuvieron las siguientes conclusiones en base al reporte "Technical Report about the 30-D Trial at EL CAFÉ, JV Navipac&APT, 2010":

- El análisis preliminar con Fuel Oil emulsionado a distintos contenidos de agua indicó que 10% producía los mejores beneficios económicos y ambientales.
- Se ejecutó una demostración con FOE 10 durante 60 días y se determinó que la eficiencia térmica-operativa tuvo un incremento promedio del 7.93% basado en un análisis de frecuencia de operación. El FOE 10 genera mayores beneficios cuando el caldero asignado a la demostración opera en cargas inferiores al 60%.

- El caldero operó por debajo del 60% de su carga máxima alrededor del 88.60% del tiempo total analizado y en cargas superiores tan sólo el 11.40%. Esto indica que el caldero trabaja la mayor parte del tiempo en los rangos en los que el FOE 10 brinda su mayor potencial como un combustible alternativo.
- Se evidenció la reducción de Óxidos de Nitrógeno en 14%, Monóxido de Carbono en 50% y Material Particulado en 18%. Las pruebas de emisiones fueron realizadas con el caldero en llama alta, se siguieron procedimientos descritos en el Tulas y se aplicaron metodologías de la EPA.
- El caldero No. 5 trabaja 24/7 por lo que no hubo tiempo disponible durante el periodo de evaluación para realizar pruebas de emisiones a diferentes niveles de carga. Los resultados mostrados pertenecen sólo a la condición de llama alta del caldero. Debido a los valores obtenidos en este análisis, se espera la reducción significativa de las emisiones en “llama media y baja”; ya que el FOE 10

incrementa dramáticamente la eficiencia del caldero a esos niveles de carga.

- El caldero ha operado regularmente durante el periodo de 60 días de evaluación. La calidad y presión del vapor no sufrió ninguna alteración debido al uso de FOE 10. El caldero No. 5 continua consumiendo FOE 10 y lleva 100 días desde el inicio de la operación con Fuel Oil Emulsionado.

9.2 Recomendaciones

- Para poder verificar la acción de limpieza en los calderos debido al consumo de Fuel Oil Emulsionado, se deberá pesar la cantidad de cenizas hallada en el interior del caldero después de un mantenimiento preventivo con igual tiempo de separación con Fuel Oil convencional y Fuel Oil Emulsionado. Seis meses de consumo es un tiempo prudencial para la prueba planteada con ambos combustibles y se podría determinar un % de limpieza y una posible modificación en la frecuencia de mantenimiento del caldero.

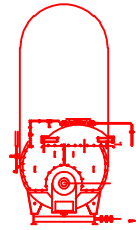
- Los sistemas térmicos podrían utilizar sólo las purgas de los calderos o una mezcla con vapor para ser el medio calefactor en los intercambiadores de calor. Esta acción aumentaría la eficiencia global energética del proyecto. No se diseñó los sistemas térmicos de esta tesis con las purgas porque no existían datos acerca del caudal y condiciones de salida.
- Al momento de instalar y configurar los equipos del sistema de adquisición de datos, revisar que la empresa piloto tenga un buen sistema neutro o “tierra” para que no existan señales parásitas en las líneas que llevan fuerza o control. En caso de que la empresa piloto no posea un buen sistema de “tierra”, se recomienda construir un mallado cerca de la unidad de mezcla y conectar los neutros de los instrumentos en ese punto o instalar filtros de “ruido”.
- Se recomienda la ejecución de pruebas de emisiones a distintos niveles de carga para cuantificar de forma más precisa la reducción promedio de las emisiones de NOX y Material Particulado mientras se consume FOE 10.

ZONA DE TANQUES DE COMBUSTIBLE

DIESEL AND
FO PUMPS
FROM A-D
TANKS

UNIDAD DE
MEZCLA FOE

TANQUES
DIARIOS DE
FUEL OIL



CALDERO
NO.5

BOILERS
AREA

ÁREA DE
AGUA
TRATADA

CASILLEROS

ÁREA DE
TRÁNSITO

FIMCP-ESPOL

FECHA:

Dibujó: 10/11/2010

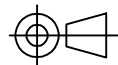
Revisó: 12/11/2010

PROYECTO:

PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL

PLANO No.:

01



ESCALA:

CONTIENE:

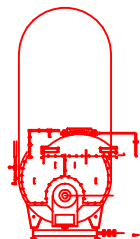
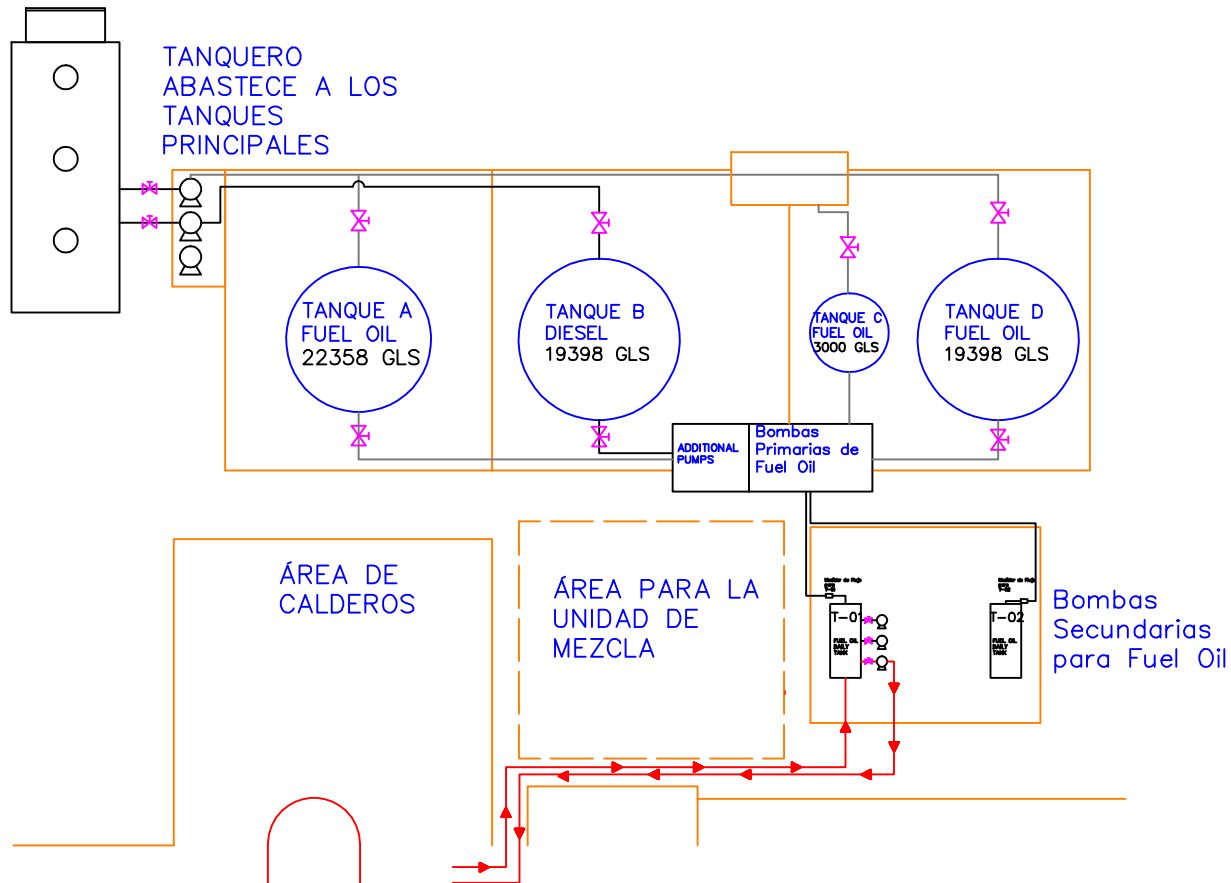
**VISTA SUPERIOR DEL ÁREA PARA LA
UNIDAD DE MEZCLA FOE**

MEDIDAS EN:

MATERIALES:

mm

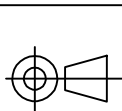
MASA (Kg):



CALDERO NO.5

FIMCP-ESPOL

PROYECTO:
PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL



ESCALA:

mm

CONTIENE:
ZONA DE TANQUES DE COMBUSTIBLE

MATERIALES:

FECHA:

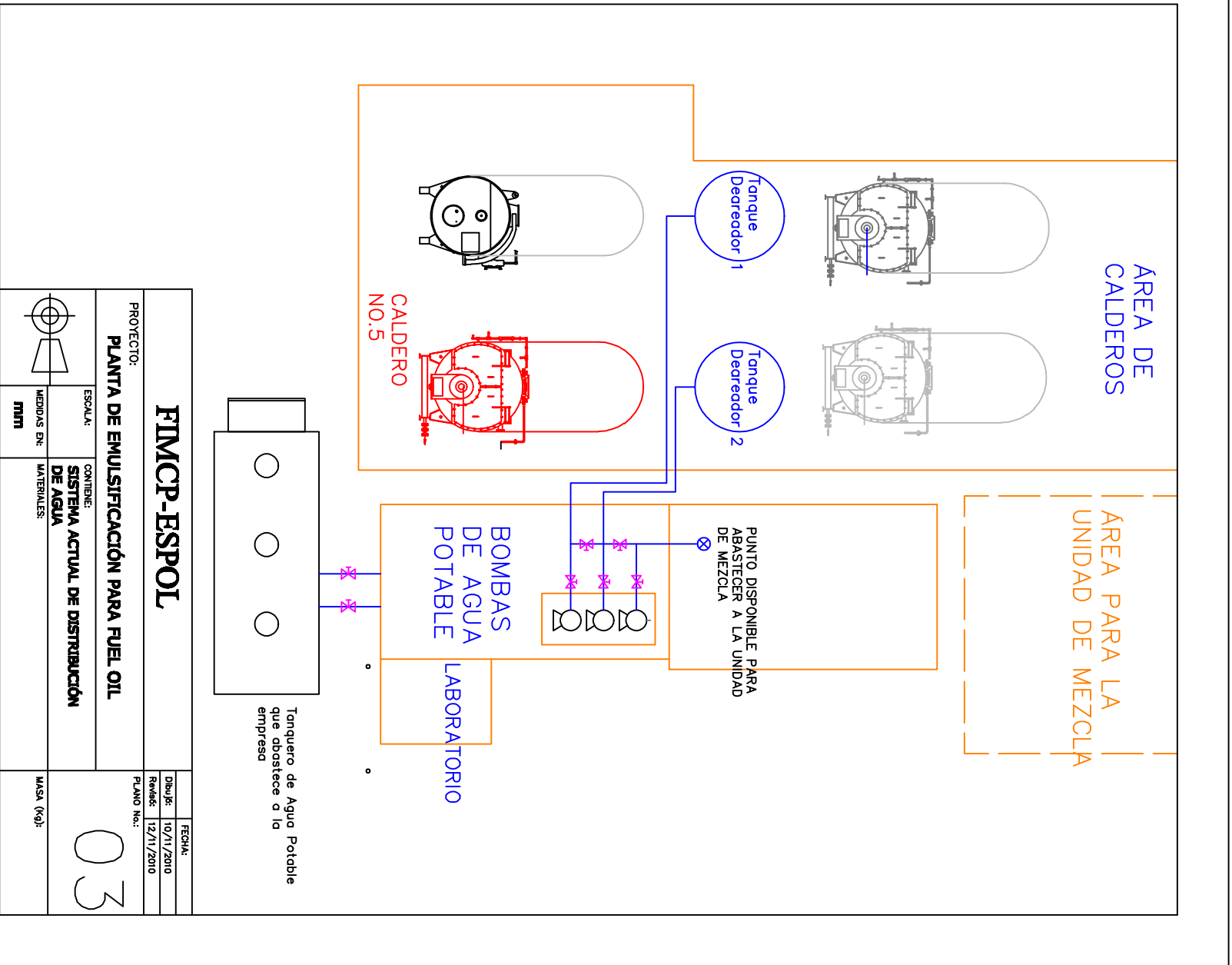
Dibujó: 10/11/2010

Revisó: 12/11/2010

PLANO No.:

02

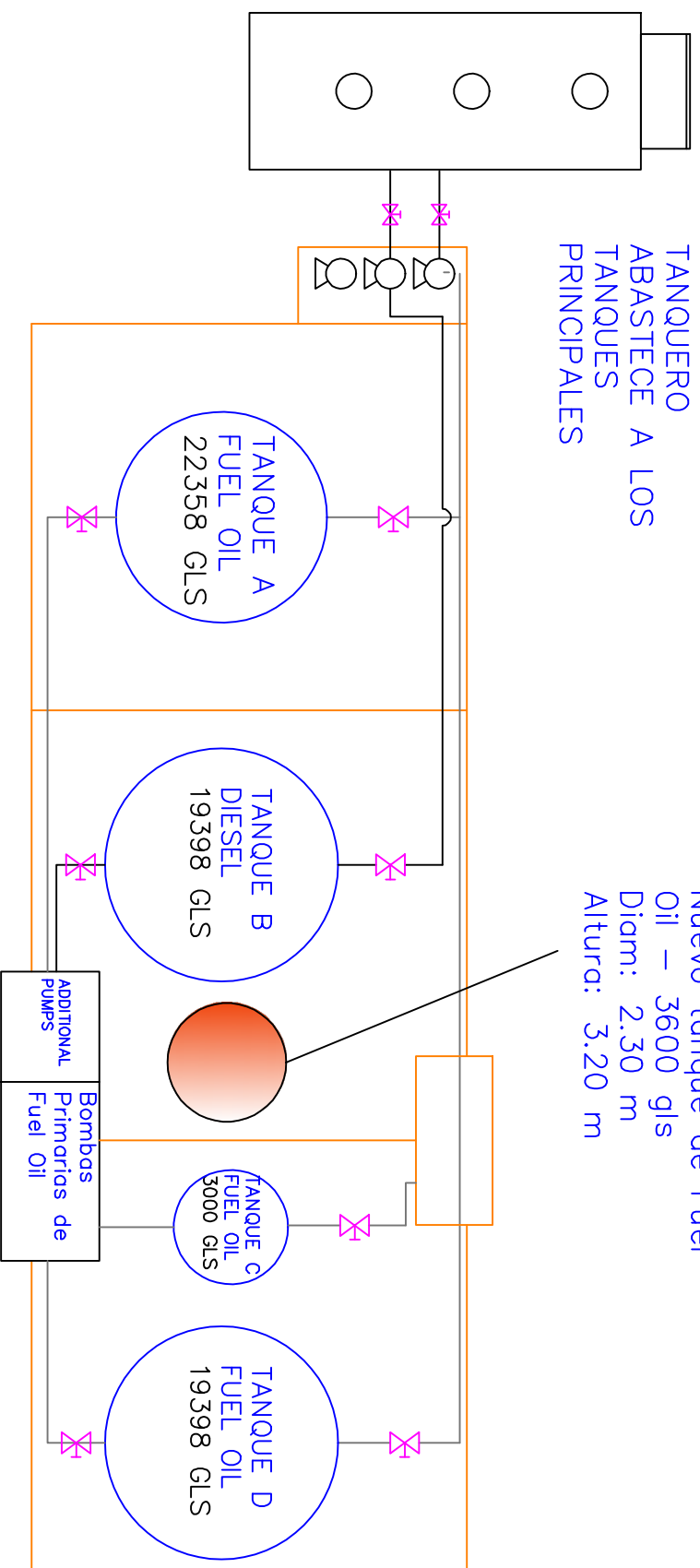
MASA (Kg):



FIMCP-ESPOL		FECHA:	
PROYECTO: PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL		Dibujo: 10/11/2010	
CONTIENE: SISTEMA ACTUAL DE DISTRIBUCIÓN DE AGUA		Revisión: 12/11/2010	
ESCALA: mm		PLANO No.:	
MEDIDAS EN: mm		03	
MATERIALES:		MASA (kg):	

TANQUERO
ABASTECE A LOS
TANQUES
PRINCIPALES

Nuevo tanque de Fuel
Oil – 3600 gls
Diam: 2.30 m
Altura: 3.20 m



FIMCP-ESPOL

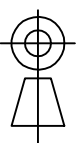
PROYECTO:

PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL

FECHA:
Dibujó: 10/11/2010
Revisó: 12/11/2011

PLANO No.:

04



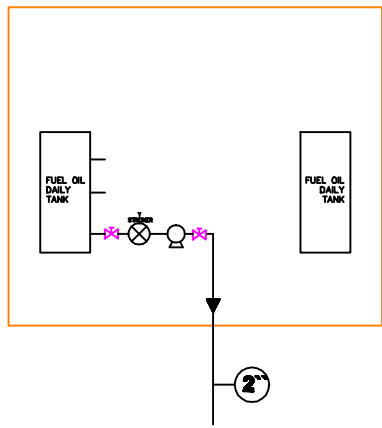
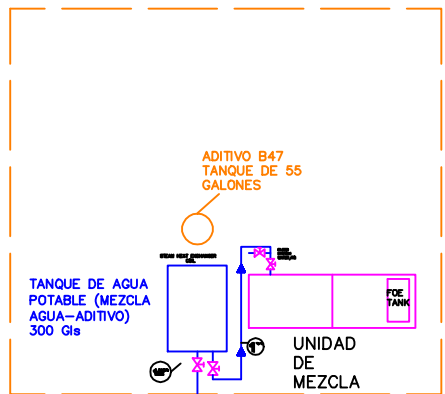
ESCALA:

CONTIENE:
UBICACIÓN DEL TANQUE DE FUEL OIL

MASA (kg):

MEDIDAS EN:
mm

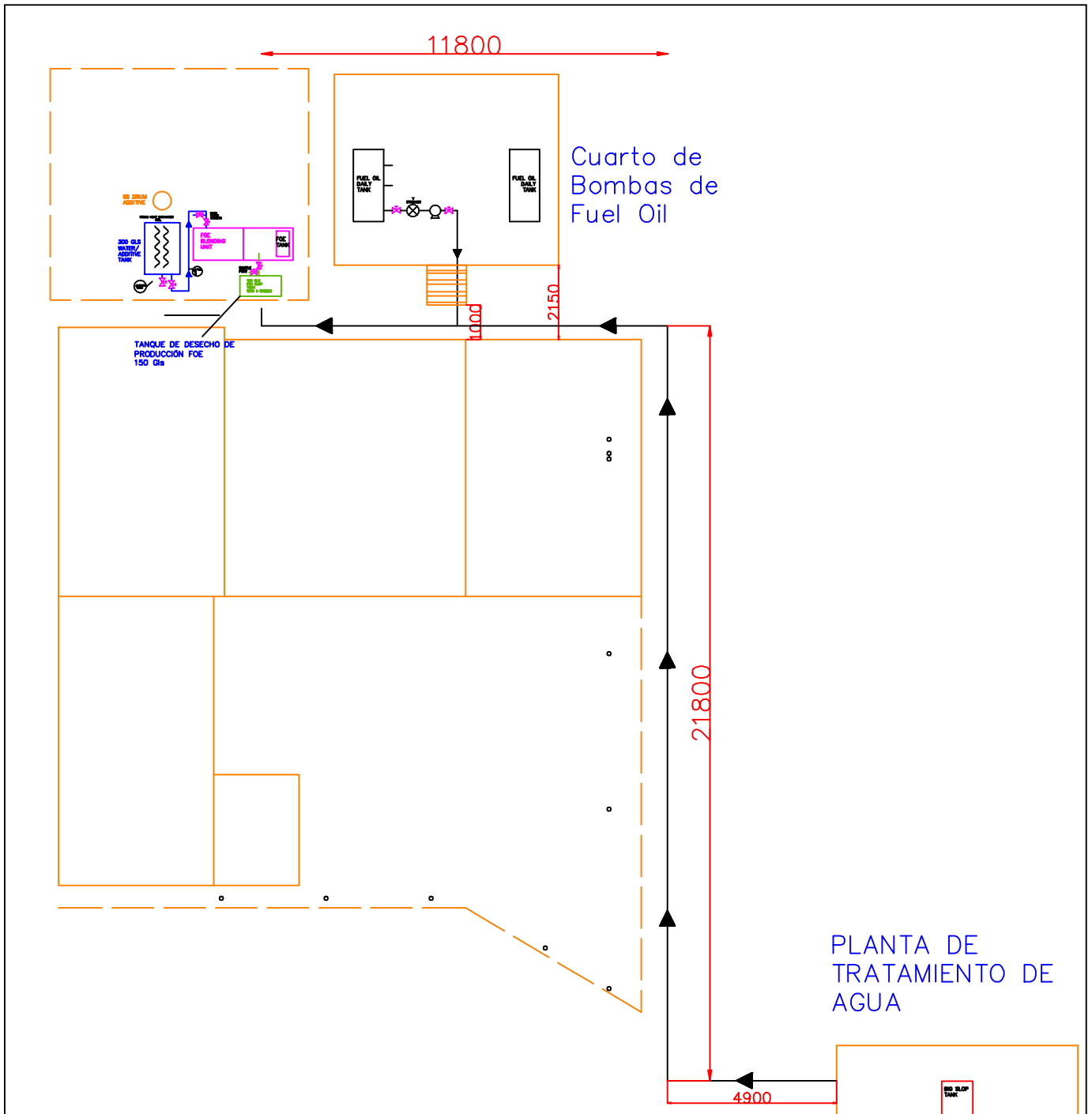
MATERIALES:



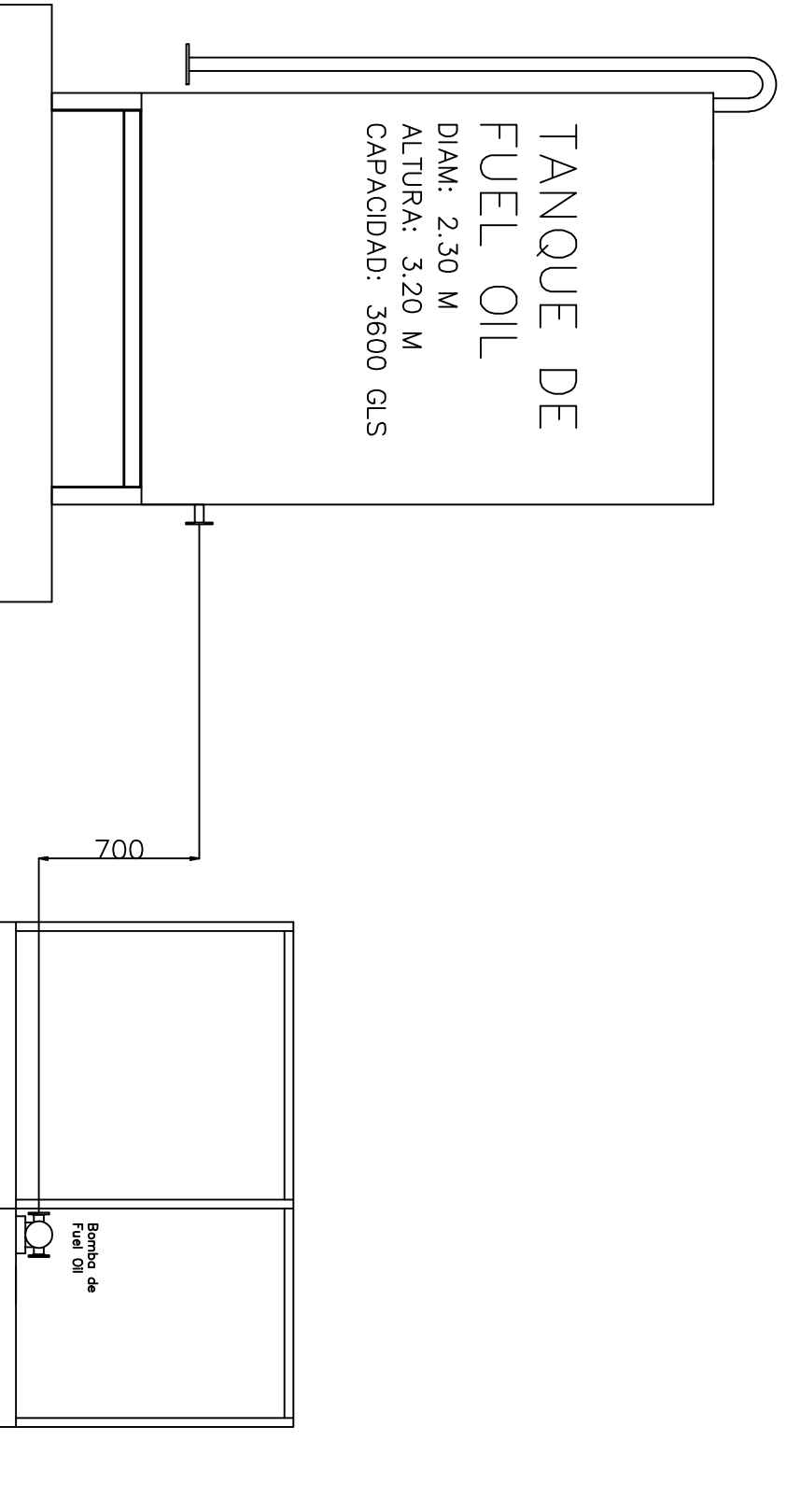
Cuarto de Bombas de Fuel Oil



<h1>FIMCP-ESPOL</h1>		FECHA:
		Dibujó: 10/11/2010
PROYECTO: PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL		Revisó: 12/11/2010
		PLANO No.: 05
	ESCALA:	CONTIENE: UBICACIÓN DEL TANQUE DE AGUA POTABLE
	MEDIDAS EN: mm	MATERIALES:
		MASA (Kg):

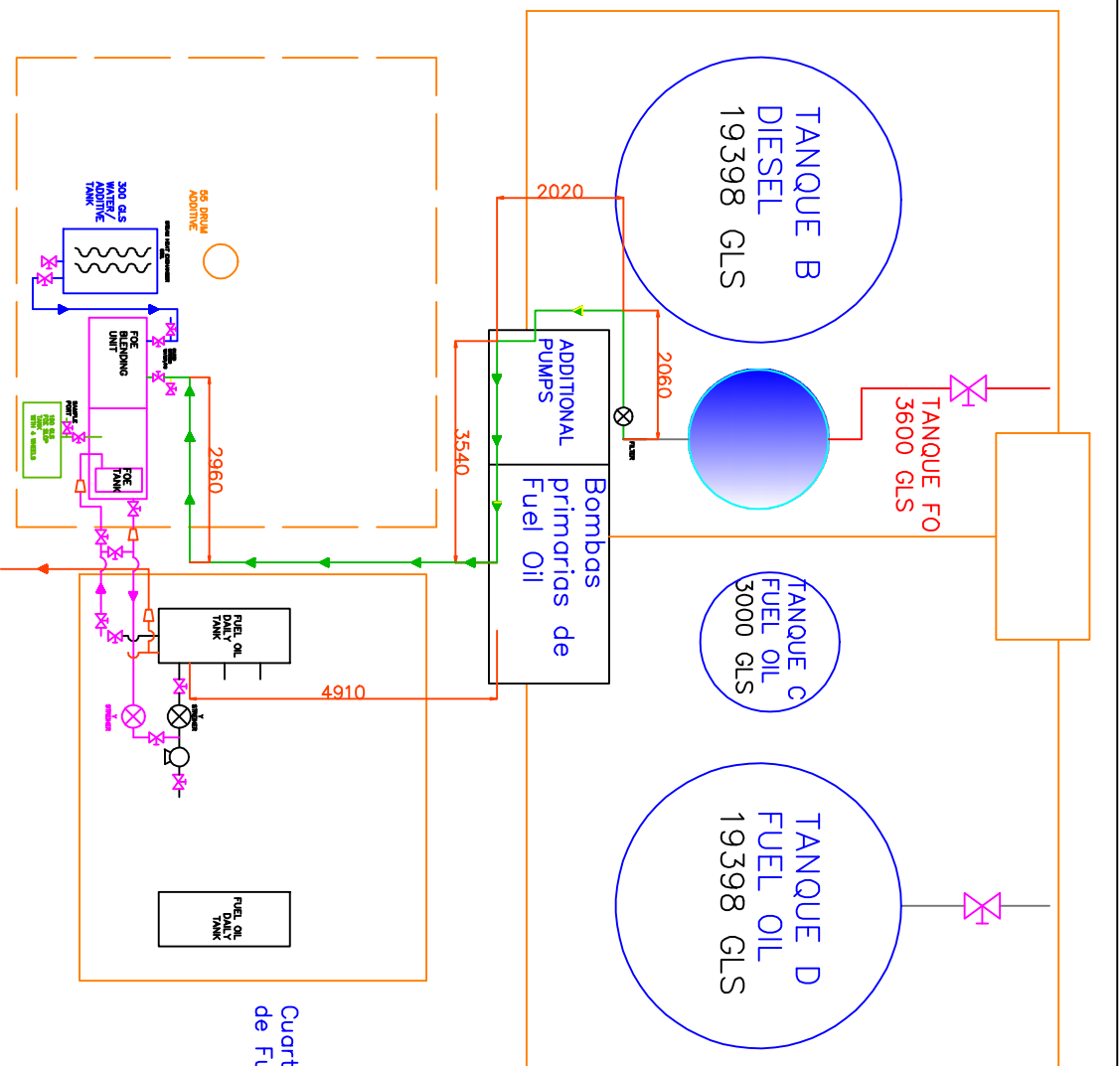


<h1>FIMCP-ESPOL</h1>		FECHA:	
		Dibujo:	10/11/2010
PROYECTO: PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL		Revisó:	12/11/2010
		PLANO No.: <div style="font-size: 2em; text-align: center;">06</div>	
	ESCALA:	CONTIENE: UBICACIÓN DEL TANQUE Y ZONA DE DESECHO	
	MEDIDAS EN: mm	MATERIALES:	MASA (Kg):



FIMCP-ESPOL		FECHA:
		Dibujó: 10/11/2010
		Revisó: 12/11/2010
PROYECTO: PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL		PLANO No.:
ESCALA:	CONTIENE:	07
MEDIDAS EN: mm	Altura referencial entre la descarga del tanque y succión de la bomba de Fuel Oil	
MATERIALES:		MASA (kg):



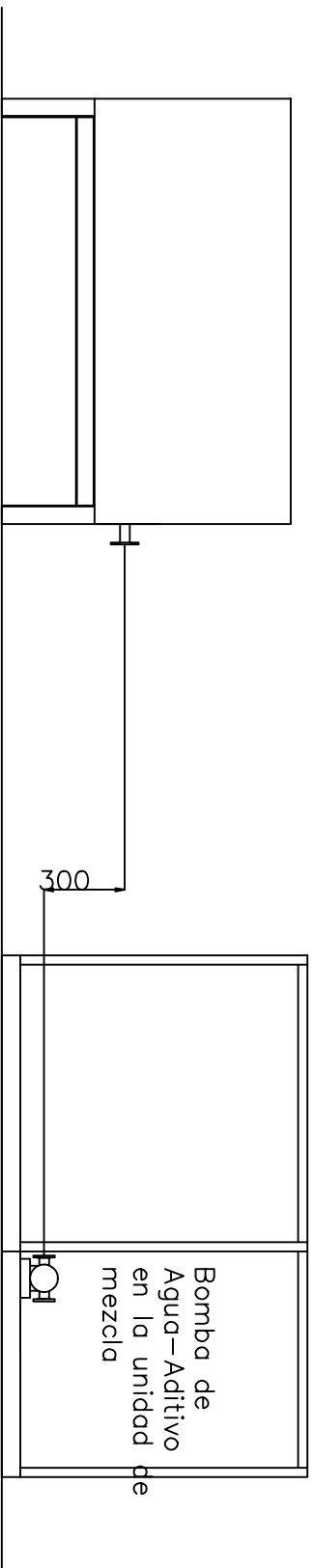


Cuarto de bombas de Fuel Oil

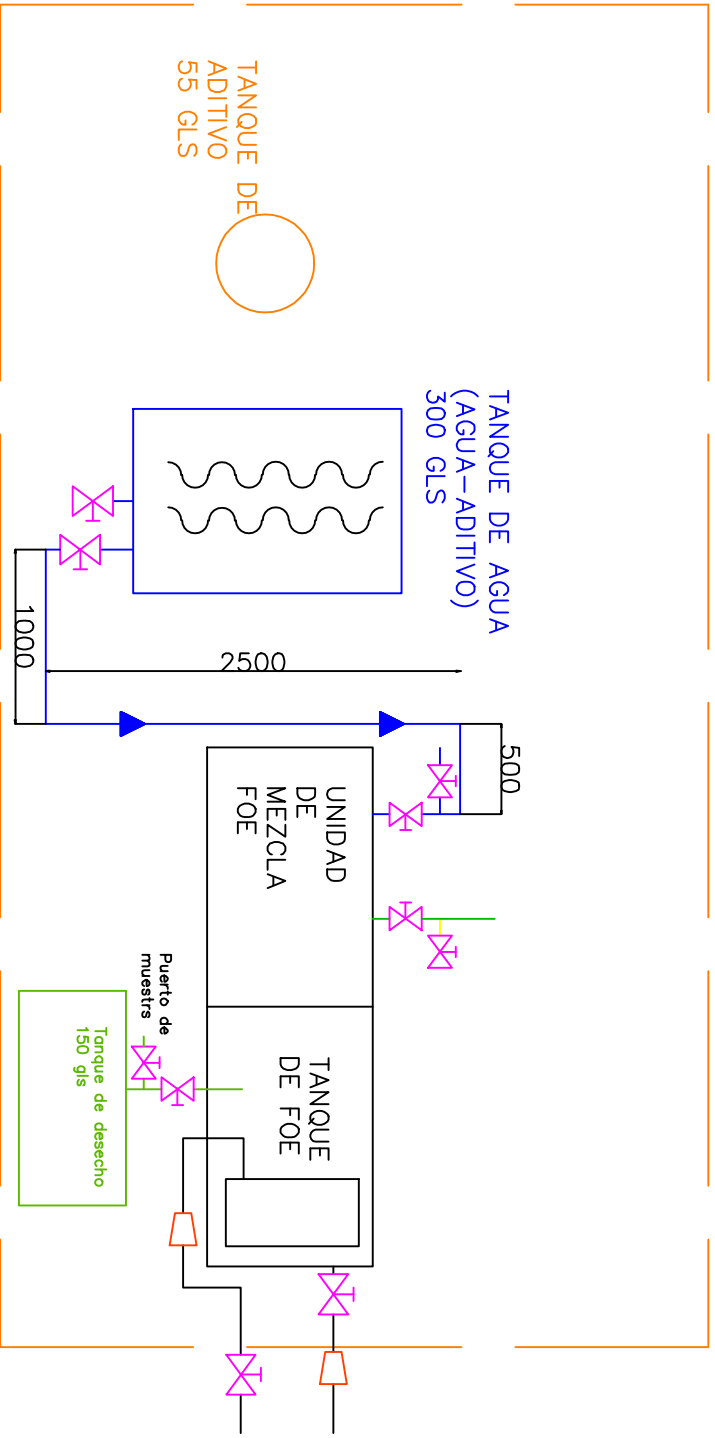
FIMCP-ESPOL		ESCALA:	CONTIENE:
		PROYECTO:	IDENTIFICACION DE LAS TUBERIAS DE COMPONENTES ESPECIFICOS EN TANGQUES DE ALMACENAMIENTO Y LA UNIDAD DE PUNTA
PLANTA DE EMULSIFICACION PARA FUEL OIL		REVISIONES EN:	MATERIALES:
		UNSA (Q0):	
08		FECHA:	
		DIAGRAMA:	10/11/2010
		REVISOR:	12/11/2010
		PLANO No.:	

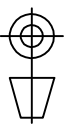
TANQUE DE AGUA

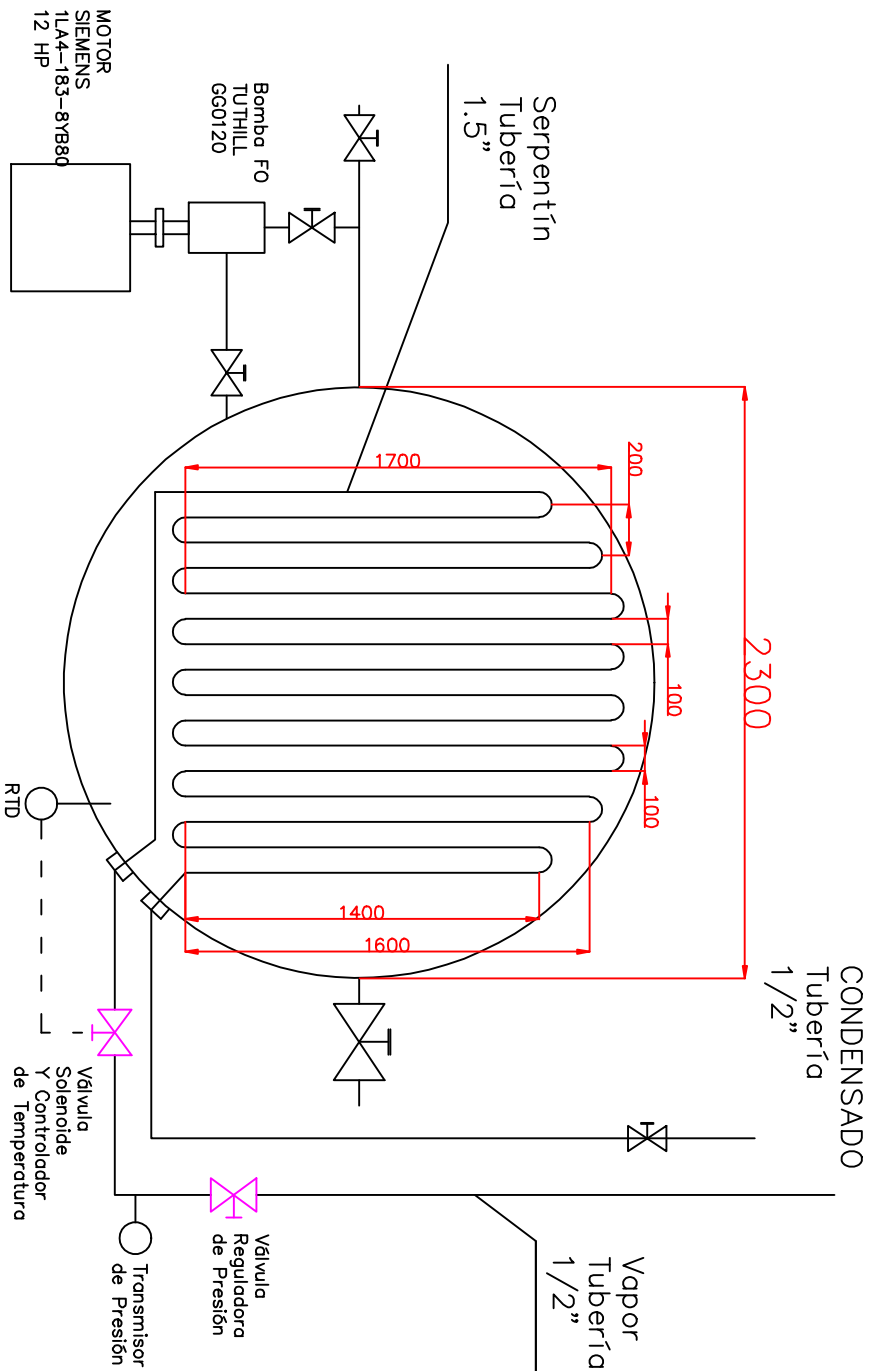
DIAM: 1.03 M
LONGITUD: 1.50 M
CAPACIDAD: 300 GLS



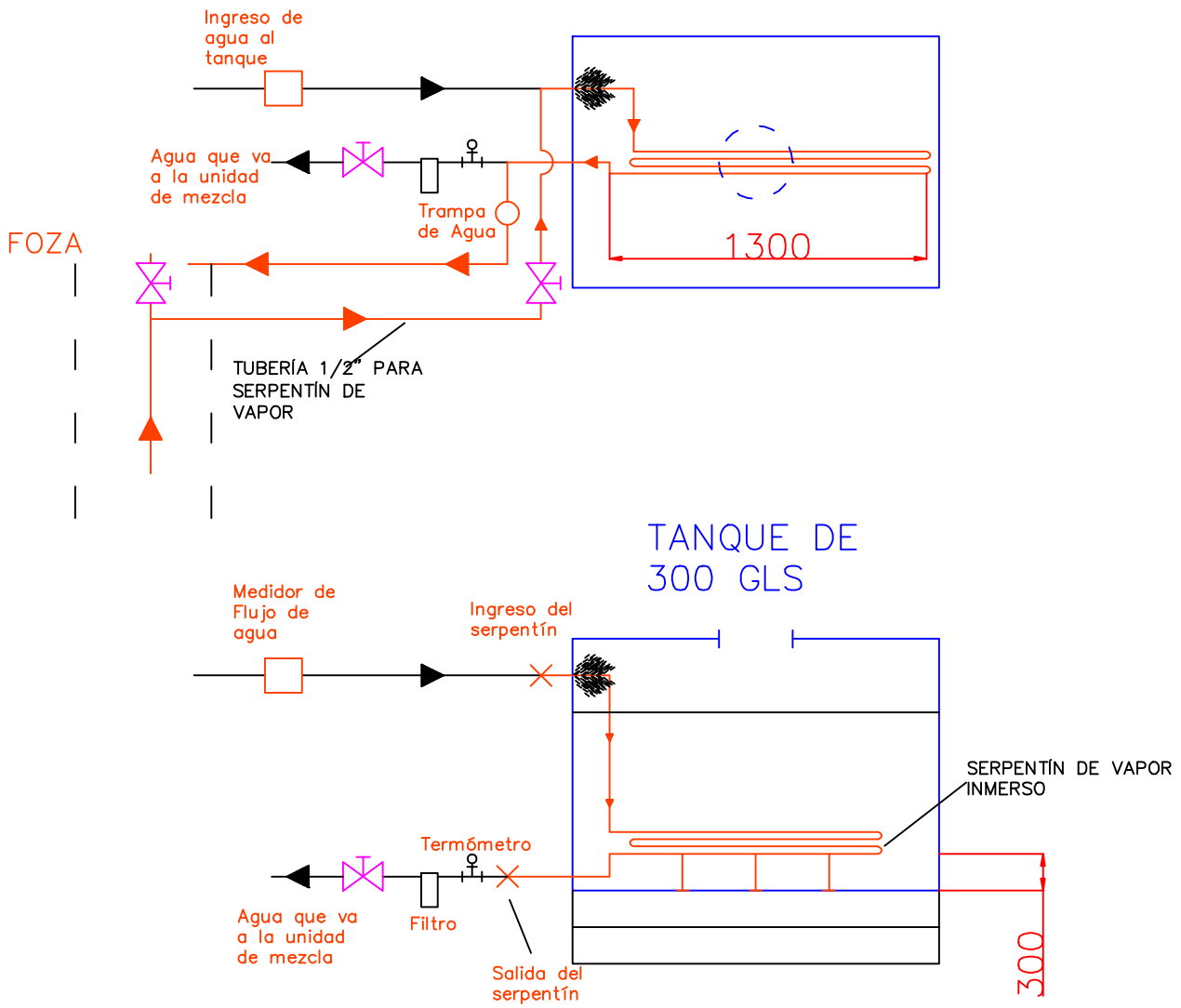
FIMCP-ESPOL		ESCALA:	ESCALA:
PROYECTO: PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL		CONTENIDO:	Altura referencial entre descarga de tanque y succión de la bomba para la mezcla agua-aditivo
MEDIDAS EN: MM		MATERIALES:	MASA (kg):
			09
		Dibujo:	10/11/2010
		Revisó:	12/11/2010
		PLANO No.:	



FIMCP-ESPOL		FECHA:	
PROYECTO: PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL		Dibujó:	10/11/2010
ESCALA:	CONTIENE: DISTRIBUCIÓN DE LAS TUBERÍAS DE AGUA DESDE EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO A LA UNIDAD DE MEZCLA	Revisó:	12/11/2010
MEIDAS EN: mm	MATERIALES:	PLANO N.º:	10
		MASA (kg):	



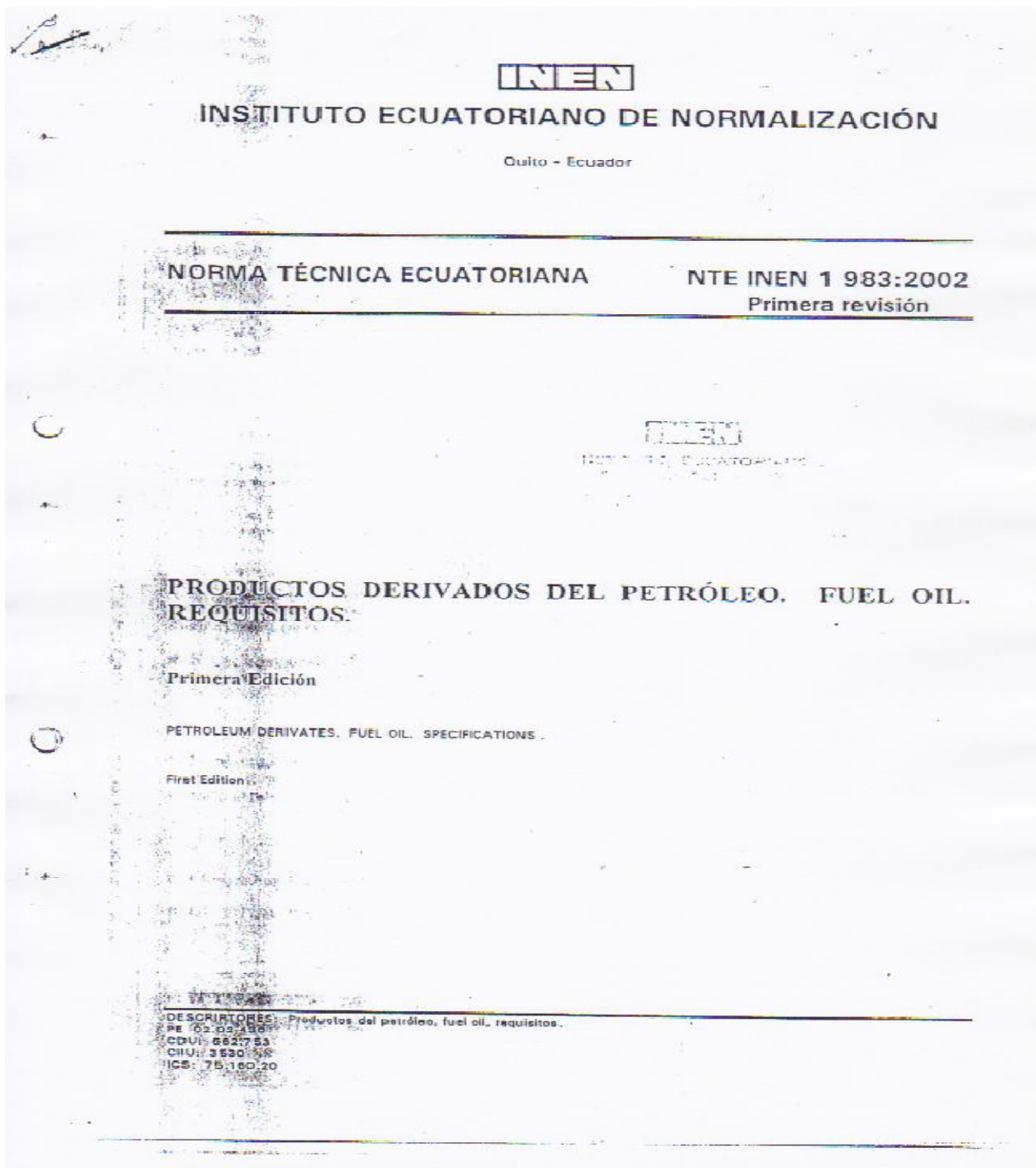
FIMCP-ESPOL		FECHA:
PROYECTO:		Dibujó: 10/11/2010
PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL		Revisó: 12/11/2010
ESCALA:	CONTIENE:	PLANO No.:
MEDIDAS EN:	Distribución del serpentín en el tanque de emulsionamiento de Fuel Oil	1
MATERIALES:		1
MASA (Kg):		

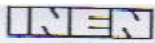


FIMCP-ESPOL		FECHA:
		Dibujó: 10/11/2010
PROYECTO: PLANTA DE EMULSIFICACIÓN PARA FUEL OIL		Revisó: 12/11/2010
		PLANO No.: 12
	ESCALA:	CONTIENE: Distribución del serpentín en el tanque de almacenamiento de agua
	MEDIDAS EN: mm	
		MASA (Kg):

APÉNDICE 1

NORMA ECUATORIANA PARA FUEL OIL





Norma Técnica
Ecuatoriana
Obligatoria

PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO
FUEL OIL. REQUISITOS

NTE INEN
1 983:2002
Primera revisión
2002-05

Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN - Casilla 17-01-3399 - Baquerizo 454 y Ave. 6 de Diciembre - Quito-Ecuador - Prohibida la reproducción

1. OBJETO

1.1 Esta norma establece los requisitos que debe cumplir el Fuel Oil que se produce y comercializa en el país.

2. DEFINICIONES

2.1 Fuel Oil. Es el combustible resultante de la mezcla de diversas fracciones pesadas de petróleo utilizada para la generación de calor o energía.

3. CLASIFICACION

3.1 De acuerdo a sus propiedades fisicoquímicas el Fuel Oil se clasifica en liviano y pesado:
3.1.1 Fuel Oil Liviano. Es el combustible que satisface las especificaciones que se indican en la tabla 1 de esta norma (ver nota 1).
3.1.2 Fuel Oil Pesado. Es el combustible que satisface las especificaciones que se indican en la tabla 2 de esta norma (ver nota 2).

4. DISPOSICIONES GENERALES

4.1 El Fuel Oil liviano y el Fuel Oil pesado, deben ser aceites homogéneos, libres de ácidos inorgánicos y de cantidades excesivas de materiales extraños sólidos o fibrosos.
4.2 Los componentes residuales presentes en cada uno de los Fuel Oil, deben permanecer uniformes durante el almacenamiento normal.

5. DISPOSICIONES ESPECIFICAS

5.1 Los resultados de los análisis de poder calórico, contenidos de vanadio, sodio, asfaltenos y la estabilidad, para los dos tipos de fuel oil, debe el productor poner a disposición del comprador, cuando este lo requiera.

6. REQUISITOS

6.1 Requisitos específicos
6.1.1 El Fuel Oil Liviano debe cumplir con los requisitos que se establecen en la tabla 1.

NOTA 1: El Fuel Oil Liviano, es el análogo a los comercializados como Fuel Oil Nos. 4A y 4B
NOTA 2: El Fuel Oil Pesado, es el análogo al comercializado como Fuel Oil No. 6

(Continúa)

DESCRIPTORES. Productos del petróleo, fuel oil, requisitos.

TABLA 1. Requisitos del Fuel Oil Liviano

REQUISITOS	UNIDAD	TIPO				METODO DE ENSAYO
		4A		4B		
		Mín	Máx	Mín	Máx	
Densidad API	*API	Reportar		Reportar		NTE INEN 2 319
Densidad a 15,6 °C	kg/m ³	Reportar		Reportar		ASTM 1 298
Punto de inflamación	°C	60	-	60	-	NTE INEN 1 493
Punto de escurrimiento	°C	-	12	-	10	NTE INEN 1 982
Contenido de agua y sedimento	%V	-	0,5	-	1	NTE INEN 1 494
Viscosidad cinemática a 50°C	cSt	400	510	420	510	NTE INEN 810
Contenido de cenizas	% P	-	0,1	-	0,2	NTE INEN 1 492
Viscosidad Redwood No 1 a 37,78°C	RW1	3820	5030	4040	5030	NTE INEN 1 981
Viscosidad SSF a 50°C	SSF	188,8	241	188,2	241	NTE INEN 1 981
Contenido de azufre	%P	-	1,5	-	2,3	NTE INEN 1 049

6.1.2 El Fuel Oil Pesado debe cumplir con los requisitos que se establecen en la tabla 2.

TABLA 2. Requisitos del Fuel Oil Pesado

REQUISITOS	UNIDAD	TIPO		METODO DE ENSAYO
		No 6		
		Mín	Máx	
Densidad API	*API	Reportar		NTE INEN 2 319
Densidad a 15,6 °C	kg/m ³	Reportar		ASTM D 1 298
Punto de inflamación	°C	60	-	NTE INEN 1 493
Punto de escurrimiento	°C	-	15	NTE INEN 1 982
Contenido de cenizas	%P	-	0,2	NTE INEN 1 492
Viscosidad cinemática a 50°C	cSt	510	600	NTE INEN 810
Viscosidad Redwood No 1 a 37,78°C	RW1	5030	6020	NTE INEN 1 981
Viscosidad Saybolt Furol a 50°C	SSF	241	283	NTE INEN 1 981
Contenido de azufre	% P	-	2,5	NTE INEN 1 049

6.2 Requisitos complementarios

6.2.1 El transporte, almacenamiento y manejo del fuel oil debe efectuarse en conformidad con lo establecido en la NTE INEN 2 266.

(Continúa)

7. INSPECCION

7.1 MUESTREO

7.1.1 El muestreo, inspección y recepción se realizarán de acuerdo a la Norma INEN 930.

7.2 Aceptación o rechazo

7.2.1 Si las muestras ensayadas no cumplieran con uno o más de los requisitos establecidos en los numerales 6.1.1 o 6.1.2 de esta norma, se extraerá una nueva muestra y se repetirán los ensayos en cuestión.

7.2.2 Si alguno de los ensayos repetidos no cumplieran con los requisitos establecidos, se rechazará el lote correspondiente.

8. ENVASADO

8.1 El Fuel Oil se debe envasar y transportar en recipientes de material adecuado e inerte a la acción del producto y que permitan conservar su calidad y su manejo hasta el destino final.

9. ROTULADO

9.1. Cada autotank o buquetank deberá llevar impresos y en forma visible las siguientes indicaciones:

9.1.1 Líquido inflamable

9.1.2 No apagar con agua

9.1.3 El dibujo de una llama (fuego)

9.1.4 El tamaño de las letras de las indicaciones anteriores, no deberá ser inferior al tamaño de los números de la placa del vehículo o no menores a 15 cm, en el caso del buquetank.

9.2. Cada autotank o buquetank deberá llevar una guía de control, en la cual el fabricante o el distribuidor especificarán los datos siguientes:

9.2.1 Nombre del fabricante o distribuidor

9.2.2 Nombre del comprador

9.2.3 Tipo de combustible y el análisis fisicoquímico correspondiente

9.2.4 Identificación del lote de producción o el número de referencia

9.2.5 Contenido neto en unidades de volumen del SI

(Continúa)

APÉNDICE 2

REPORTE TÉCNICO E INSPECCIÓN PRELIMINAR A LA EMPRESA

1. OBJETIVOS:

- Identificar las características y equipos existentes en la empresa.
- Adquirir información del sistema de agua, vapor, purgas y combustible.
- Obtener información de la instrumentación instalada en la empresa.

2. DESARROLLO:

2.1 Información técnica

CALDERO NO. 5	
Marca	FULTON
Modelo	FBS-500
Consumo máximo de combustible	136 GPH
Máxima capacidad de producción	17250 Lbm/h
Presión máxima	150 psi
Voltaje	440 V
Frecuencia	60 Hz
Potencia del ventilador	25 Hp

INSTRUMENTACIÓN			
Equipo	Marca	Modelo	Observaciones
Manómetro de vapor	EMCO Flow System	NN	La empresa no cuenta con este equipo para caldero, poseen medidores para cada área de proceso después de los distribuidores de vapor.
Medidor de flujo de combustible	Liquid Control M51		No existe esta instrumentación por cada caldero, sólo al ingreso de los tanques diarios.
Medidor de flujo de agua	NN	NN	No existe
Medidor de flujo de vapor	NN	NN	La empresa no cuenta con este equipo para caldero, poseen medidores para cada área de proceso después de los distribuidores de vapor.

SISTEMA DE COMBUSTIBLE	
Tipo de combustible	FO4
Consumo promedio de FO	78 GPH
Diámetro nominal de tuberías	2 inches
Temperatura al ingreso del quemador	100°C
Temperatura al retorno al tanque diario	85°C

SISTEMA DE VAPOR	
Producción promedio de vapor	14000 Lbm/h
Diámetro nominal de tubería	6 inches

SISTEMA DE AGUA	
Consumo promedio por caldero	16000 gls/día
Diámetro nominal de tubería	2 inches
Temperatura promedio de ingreso al caldero	90 C
Observaciones:	
- La empresa recupera condensado de proceso y lo mezcla con el agua potable por lo que el contenido orgánico de las purgas es elevado y el flujo de las mismas continuo.	

EMISIONES	
Periodo de pruebas	1 cada 6 meses
Marco legal	TULAS
Puertos de muestra en la chimenea	Se removerá el termómetro de los gases y se introducirá el analizador portátil
Equipo utilizado para medir emisiones	Testo 350 Tren isocinético
Parámetros que se miden	VOC, NOx, CO2, CO, MP y SO2

APÉNDICE 3

CERTIFICADO DE CALIDAD DE FUEL OIL 4 – NAVIPAC

MANUAL DE REGISTROS Y FORMAS

NAVIPAC S.A.	FORMAS DE CONTROL DE CALIDAD Y CANTIDAD	CODIGO: F-CCC-01A REV. Nº: 3 FECHA : 20/10/2008 PAGINA : 01 DE 01
	CERTIFICADO DE CALIDAD	

Buque Tanque : EL CAFÉ
(Barge/Tanker)

Puerto : _____
(Port)

Producto : Fuel Oil
(Product)

Motonave : _____
(Vessel)

Fecha del Certificado : Marzo,18/2010
(Certificate Date)

Fecha de la Entrega : _____
(Delivery Date)

Orden de Mezcla: _____

Certificado Nº : 47
(Certificate Nº)

Análisis / Analysis	Resultado / Result	Unidades /Units	Standard
Viscosidad Cinemática (Kinematic Viscosity)	475	cSt a 50°C	D445
Densidad a 15°C (Density at 15°C)	9,660	Kg/m3	D1298
Gravedad API (API Gravity) @ 60 °F	14.9	Grados	D1298
Punto de Inflamación (Flash Point)	90	°C	D93
Agua por Destilación (Water by distillation)	0.05	% v/v	D95
Azufre (Sulphur)	—	% m/m	D4294

Remarks or Comments:

Gravedad API 17,4/104°F 14,9/966,0

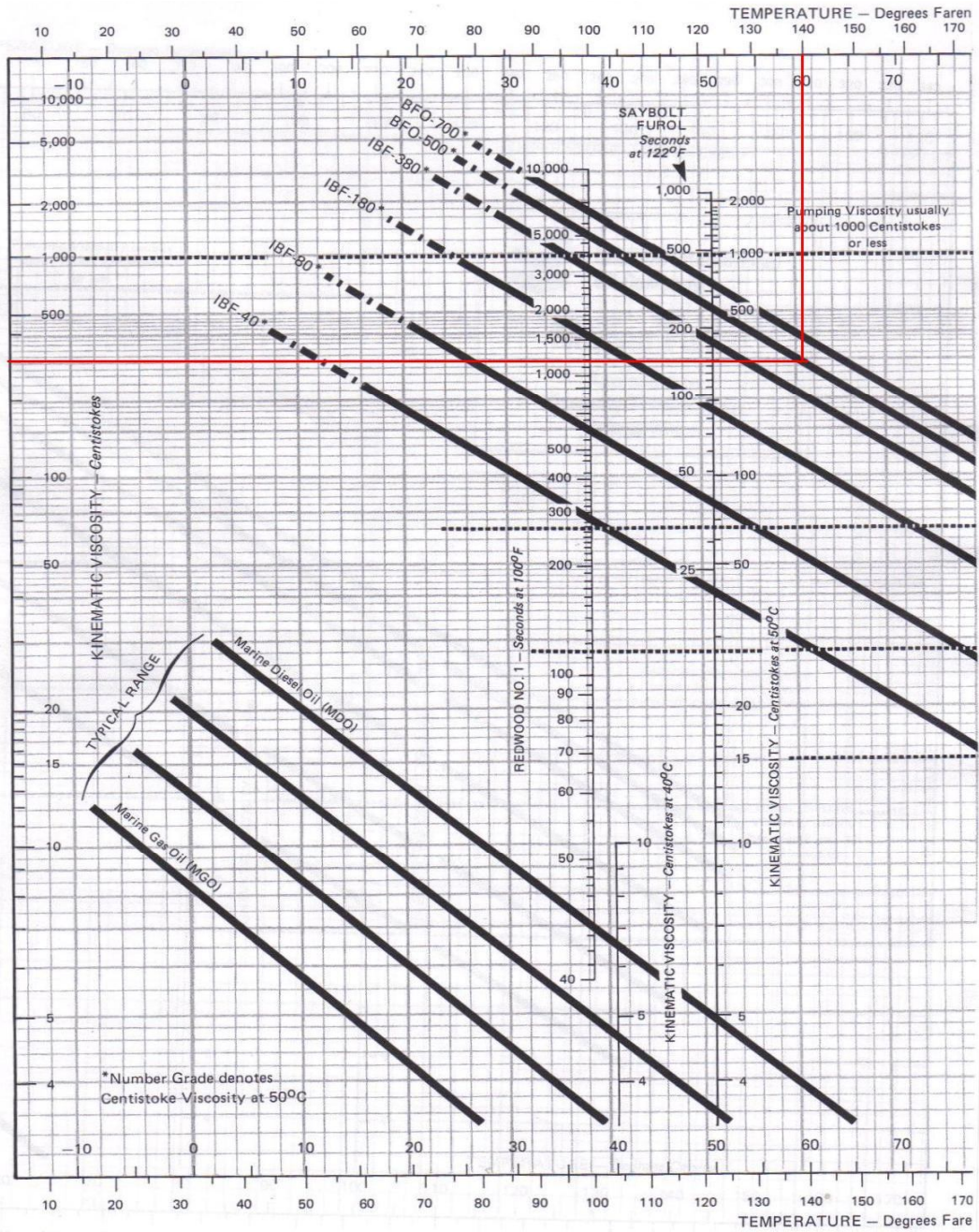


Bunkers Division
Navipac SA

c.c. Buque
Laboratorio

APÉNDICE 4

CUADRO DE VISCOSIDADES VS TEMPERATURA PARA COMBUSTIBLES MARINOS – EMPRESA CHEVRON



APÉNDICE 5

METODOLOGÍA DE LA UNFCCC – EFICIENCIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN TÉRMICA Y ELÉCTRICA



CDM – Executive Board

UNFCCC/CCNUCC



EB 48
Report
Annex 12
Page 1

Methodological tool

“Tool to determine the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems”

(Version 01)

I. SCOPE, APPLICABILITY AND PARAMETERS

Definitions

For the purpose of this tool, the following definitions apply:

Energy generation system or system. The term *system* refers to a facility that generates electricity or thermal energy from combustion of fuels. In case of electricity generation, the term *system* refers to the entire power plant including all necessary equipments, such as boiler, turbine, and generator as well as auxiliary equipment such as fuel processing systems, water conditioning systems, cooling tower, etc. This could include steam turbine generators or gas turbine generators or combined cycle power plants. In case of thermal energy generation, the term *system* includes all systems that produce thermal energy, such as steam boilers, fluid heaters, etc. The term *energy generation system* should include all auxiliary equipment, such as the fuel processing system, the water conditioning system etc.

Load. *Load* refers to the output of the energy generation system at which the system is operated during efficiency determination tests. It is expressed in kW or MW.

Efficiency. *Efficiency* is defined as the net quantity of useful energy generated¹ by the energy generation system per quantity of energy contained in the fuel fired. In case of boilers that are used only for thermal energy generation (and not for power generation), the efficiency is defined as the net quantity of useful heat generated per quantity of energy contained in the fuel fired in the boiler. In case of power plants producing only electric power (not cogeneration plants), the efficiency is defined as the net electricity generated by the power plant as a whole divided by the quantity of energy contained in the fuel fired.

Load – Efficiency function. A mathematical function representing the efficiency of the energy generation system as a function of the load.

Regression analysis. *Regression analysis* is a statistical method used to establish cause-effect for the investigation of relationships between the variables.

Performance curves. *Performance curves* are a graphical representation of the efficiency of the energy generation system at different loads and different operating conditions. For example, performance curves of a boiler illustrate the efficiency against load at different operating conditions, such as the steam pressure and temperature.

¹ Useful energy generated refers to useful energy supplied by the energy generating system. In the case of boilers that are used only for thermal energy generation (and not for power generation), the net quantity of useful energy corresponds to the enthalpy of the steam supplied by the boiler minus the enthalpy of the feed water, the enthalpy of any condensate return and the enthalpy of any boiler blow-down that is recovered. In case of power plants, the useful energy generated corresponds to the total quantity of electricity generated by the power plant minus the auxiliary electricity consumption of the power plant (e.g., for pumps, fans, controlling, etc).



Scope and Applicability

The tool describes various procedures to determine the baseline efficiency of an energy generation system, for the purpose of estimating baseline emissions. The tool may be used in case of project activities that improve the energy efficiency of an existing system through retrofits or replacement of the existing system by a new system.

This tool provides different procedures to determine the baseline efficiency of the energy generation system: either a) a load-efficiency function is determined which establishes the efficiency as a function of the operating load of the system or b) the efficiency is determined conservatively as a constant value.

This tool is applicable to energy generation systems that:

- (a) Generate only electricity (and no heat); or
- (b) Produce only thermal energy (and no electricity).

Also, the following conditions apply:

- The tool is not applicable to cogeneration systems and waste heat recovery systems;
- The tool can be applied only if load is the main operating parameter² that influences the efficiency of the energy generation system.

Methodologies referring to this tool should specify for which energy generation systems the tool is used and whether a load-efficiency function and/or a constant efficiency should be determined.

Parameters

This tool provides procedures to determine the following parameters:

Parameter	SI Unit	Description
η	Dimensionless	Efficiency of the energy generation system as a constant value
$\eta=f(L)$	Dimensionless	Load-efficiency function expressing the efficiency of the energy generation system as a function of the load at which the system is operated

II. BASELINE METHODOLOGY PROCEDURE

Project participants may use one of the following options to estimate the efficiency of the energy generation system:

- (a) Use the manufacturer's load-efficiency function;
- (b) Establish a load-efficiency function based on measurements and a regression analysis;
- (c) Establish the efficiency based on historical data and a regression analysis;
- (d) Use the manufacturer's efficiency values;
- (e) Determine the efficiency based on measurements and use a conservative value;
- (f) Use a default value.

² In some of the project activities that implement energy efficiency improvements, the efficiency at a particular load point shall be compared between the baseline and project scenarios. In such situations load on the equipment is the main operating parameter that determines the efficiency and associated emissions. Other parameters such as steam pressure and temperature may also influence the efficiency, but for the purpose of this tool, the efficiency is assumed to be constant within the permitted variations specified by the manufacturer e.g. within $\pm 5\%$ or $\pm 10^\circ\text{C}$.



Options A to E are applicable only to energy generation systems that use a single fuel type.³

Project participants should document which option is used to establish the efficiency of the relevant system, including, in the case of options (b), (c) or (e), the type of measuring equipment used, details of how the measurements were carried out and the measurement results.

Option A: Use the manufacturer's load-efficiency function

This option cannot be applied to determine a constant efficiency. The option can be used if:

- The manufacturer of the energy generation system provided load-efficiency functions or performance curves for the system at the time of installation; and
- If these functions or curves clearly show the efficiency of the system at all applicable loads and for the relevant range of operational conditions;⁴ and
- The functions or curves are consistent with the equipment/system characteristics; and
- If no retrofitting was done on the system prior to the implementation of the project activity that could have increased its efficiency.

The load-efficiency function of the energy generation system is derived from the manufacturer's function or curves, whereby each load point should have a corresponding efficiency for the relevant operating conditions (e.g., pressure and temperature of the steam).

In the case of performance curves, project participants may either derive a mathematical function from the curve or develop a table with efficiency vs. load values. The mathematical function or the table should closely represent the manufacturer's performance curves.

If the manufacturer supplies a mathematical relationship, this relationship can be used directly to derive the baseline efficiency of the energy generation system for the relevant operating conditions (e.g., pressure and temperature of the steam).

This option is conservative because the actual efficiency of the energy generation system is generally lower than the efficiency at the time of installation, due to ageing and deterioration of system, unless the system is retrofitted during its service.

Option B: Establish a load-efficiency function based on measurements and a regression analysis

Establish the load-efficiency function by conducting efficiency tests on the energy generation system⁵ and applying a regression analysis on the test results. The efficiency tests shall be conducted following the guidance provided in relevant national/international standards,⁶ such as ASME PTC-6 or IEC 60953-3, ASME PTC-4 or BS 845 or EN 12952-15 etc., preferably using direct methods (i.e., dividing the net output by the sum of all inputs). All measurements shall be conducted immediately after scheduled

³ Options A to E are not applicable to systems that use multiple fuels or different qualities of fuel within the same fuel type. For example if the system uses coal of different grades (e.g., Grade A, B or I, II etc.) with significantly varying calorific values, these options cannot be used to determine the baseline efficiency, as different grades of coal may result in different efficiencies. However, a small quantity of auxiliary fuels may be used for start-ups, not exceeding 3% of the main fuel used in the equipment.

⁴ This option cannot be used if the manufacturer provided efficiency values only at discrete load points. Project participants may consider Option D in this case.

⁵ Tests shall be conducted before implementation of retrofits that are part of the project activity.

⁶ National/International Standards provides detailed procedures, methods, guidance and/or recommendations for system operation conditions, test conditions, recording of measurements, permissible variations in measurements, instrumentation, uncertainty management, etc. during performance/acceptance tests. The same guidance shall be applied as appropriate for conducting the measurements for efficiency determination under this tool.



preventive maintenance has been undertaken and under favorable operation conditions.⁷ During the measurement campaign, the load should be varied over the whole operational range or the rated capacity of the energy generation system. The efficiency of the system should then be determined at different steady-state conditions. Document the monitoring procedures and results transparently. The tests shall be conducted by an independent entity such as the equipment supplier, sectoral experts/consultants etc. and the results of the efficiency tests shall be validated by the DOE.

Efficiency determination tests shall be conducted for the entire system as a whole including auxiliary equipment, such as the fuel conditioning system, preheating systems, etc. All energy inputs and outputs, such as the feed water supply or energy losses through blow down losses, shall be taken into consideration. Measurements shall be done for the complete system using calibrated equipments as required by the relevant national/international standards.

For the tests, two successive load points in the load range shall have an increment of at least 5% of the system's rated capacity. All efficiency tests shall be conducted for a predetermined discrete time interval as specified in standards. All tests shall be conducted for the same duration.

Each efficiency test provides a pair of data, i.e., (1) the load of the system and (2) the efficiency of system at that particular load. Based on the data collected at all load points, the load-efficiency function shall be established using a regression analysis. Project participants should choose the most suitable regression⁸ model such as linear, polynomial etc. following the general guidance given below:

- (i) Measure efficiency of the energy generation system at different load points as described above;
- (ii) Run a scatter plot, to determine the degree of the model. Identify the potential outliers to be filtered or re-run the test at that level to confirm the outlier. The fitting of higher-order polynomials of an independent variable with a mean not equal to zero can create complex multicollinearity problems. Specifically, the polynomials will be highly correlated due to the mean of the primary independent variable. The correct sample size is critical to ensure a good representative curve is established. Take into account that polynomial models cannot be used for extrapolation;
- (iii) Determine the coefficient of the equation using any methodology but taking into account the recommendations in (ii) above;
- (iv) The model should display:
 - An ANOVA⁹ (Analysis of Variance) table showing the regression and residual sum of squares and the significance;
 - The coefficients table showing the SIG, these must be lower than 0.05.

⁷ Favorable operation conditions are optimal operation conditions, representative or favorable ambient conditions for the best efficiency of the energy generation system, including temperature and humidity, etc.

⁸ For using regression analysis, necessary safeguards in order to ensure conservativeness and rigor of the fitted regression model should be used. In the process of fitting the regression, assumptions and requirements for regression models should be considered e.g. testing for multi-collinearity. It is recommended that project participants use the standard software for regression analysis and to determine the standard error.

⁹ In statistics, a result is called statistically significant if it is unlikely to have occurred by chance. "A statistically significant difference" simply means there is statistical evidence that there is a difference; it does not mean the difference is necessarily large, important, or significant in the common meaning of the word. The significance level of a test is a traditional statistical hypothesis testing concept. In simple cases, it is defined as the probability of making a decision to reject the null hypothesis when the null hypothesis is actually true (a decision known as a Type I error, or "false positive determination"). The decision is often made using the p-value: if the p-value is less than the significance level, then the null hypothesis is rejected. The smaller the p-value, the more significant the result is said to be.



- (v) Run a confirmatory data analysis, using the null hypothesis test to cover the entire population and allow forecasting for only the range of sample data.
- Use α = probability (Reject H_0/H_0 TRUE), a 0.05 value is recommended to assure the statistical significance.
- (vi) The resultant load-efficiency function derived using regression model shall be adjusted for uncertainty in a conservative manner, by considering the upper bound values of the range at 95% confidence level at the load point where efficiency is to be derived.

Option C: Establish the efficiency function based on historical data and a regression analysis

This option can be used to determine a load-efficiency function or a constant efficiency.

The following conditions apply:

- In the case where the tool is used to establish a load-efficiency function, this option can only be used if measured data on the load and other parameters that are required to establish the efficiency of the system are available on an hourly basis (or a shorter time period) for the most recent year prior to the implementation of the project activity;
- In the case that the tool is used to establish a constant efficiency, this option can only be used if annual data on the efficiency of the energy generation system is available for the most recent three years prior to the implementation of the project activity;
- No retrofitting was done during the period for which historical data is used that could have increased the efficiency of the energy generation system. The historical data shall be the actual measured data such as flow, pressure, temperature, fuel consumption, energy outputs, etc. as applicable (e.g. from plant operational log books).

If the tool is used to establish a constant efficiency, the highest annual efficiency from the most recent three years should be chosen.

If the tool is used to establish a load-efficiency function, a regression analysis should be applied, following the guidance given under option b) above, using the historical data from the most recent year instead of conducting measurements on the system. The data pairs for load and efficiency should be used for the time interval at which they are available (one hour or, if available, for a shorter time interval). Project participants shall document the complete data set used to establish the efficiency function.

Option D: Use the manufacturer's efficiency values

This option can be used to determine a constant efficiency.

The following conditions apply:

- If the manufacturer does not provide full load-efficiency functions or performance curves (if these functions are provided, Option A applies) but only the maximum efficiency at the optimal operating conditions;
- No retrofitting was done prior to implementation of the project that could have increased the efficiency of the energy system.

If these conditions are met, the efficiency provided by the manufacturer can be used as a conservative approach.

**Option E: Determine the efficiency based on measurements and use a conservative value**

This option can be used to determine a constant efficiency. Under this option, the efficiency of the energy generation system shall be measured based on performance tests before the implementing the project activity following national/international standards (e.g., ASME PTC-6 or IEC 60953-3, ASME PTC-4 or BS 845 or EN 12952-15 or other equivalent international and national standards), at discrete loads within the operation range or over the entire rated capacity, preferably using direct methods (i.e. dividing the net output by the sum of all inputs).

For tests, two successive load points in the load range shall have an increment of at least 5% of the system's rated capacity. At each load point one set of measurements shall be conducted. All efficiency tests shall be conducted for a same predetermined discrete time interval as specified in standards in the presence of an independent party (e.g. system manufacturer, technical consultant etc.).

All measurements shall be conducted immediately after scheduled preventive maintenance has been undertaken and under favorable operation conditions¹⁰ (optimal operating conditions, representative or favorable ambient conditions for the best efficiency of the energy generation system, including temperature and humidity, etc.). During the measurement campaign, the load is varied over the whole operation range and the efficiency of the energy generation system is determined for different steady-state load levels. Document the measurement procedures and results transparently. A minimum of 10 measurements shall be taken at different loads in the full operation range or rated capacity and among the measurements, the highest efficiency shall be considered as a conservative approach.

Tests shall be conducted for the entire system including auxiliary equipment, such as the fuel conditioning system, preheating systems, etc. All energy inputs and outputs, such as the feed water supply or energy losses through blow down losses, shall be taken into consideration. Measurements shall be done using calibrated equipments as required by the relevant national/international standards.

Alternatively, if the efficiency test was conducted as part of concluding a previous retrofit activity¹¹ or energy audits or performance evaluation of the equipment, within 3 years prior to the implementation of the project activity and if the measurements and efficiency determination has already been verified and certified by an independent party, project participants may use the same data without conducting a new measurement campaign. This alternative is not applicable where a retrofit to increase the energy efficiency was done later.

Project participants shall justify and document the chosen optimal operating conditions.

Option F: Use a default value

This option can be used to determine a constant efficiency. Project participants may use the default values for the applicable technology from Table 1 as constant efficiency.¹²

¹⁰ Favorable operation conditions are optimal operation conditions, representative or favorable ambient conditions for the best efficiency of the energy generation system, including temperature and humidity, etc.

¹¹ Not part of the project activity.

¹² Project participants are encouraged to request for an amendment of this tool and may propose default values for technologies not covered in the table.

**Table 1: Default baseline efficiency for different technologies**

Technology of the energy generation system	Default efficiency
New natural gas fired boiler (w/o condenser)	92%
New oil fired boiler	90%
Old natural gas fired boiler (w/o condenser)	87%
New coal fired boiler	85%
Old oil fired boiler	85%
Old coal fired boiler	80%

The above default values are applicable for thermal energy generating equipment. For electricity generation technologies, default values as provided in the Annex I of the “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” may be used. In the table, for the purposes of this tool, “old” refers to equipment with an individual age of at least 10 years. “New” refers to equipment with an individual age of less than 10 years. In situations where a specific technology is not included in the table, project participants may also choose to use a maximum default efficiency of 100%, as simple and very conservative approach.

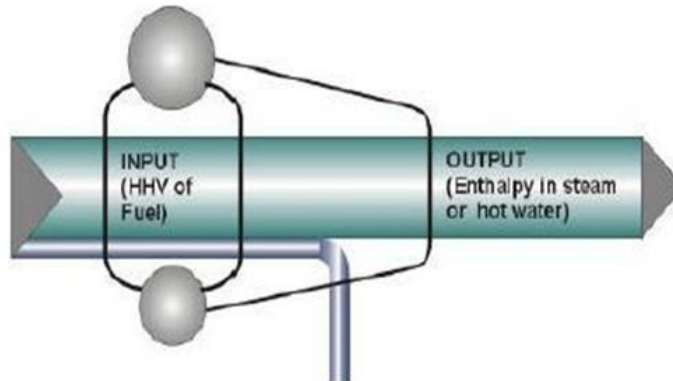
History of the document

Version	Date	Nature of revision(s)
01	EB 48, Annex 12 17 July 2009	Initial adoption.
Decision Class: Regulatory Document Type: Tool Business Function: Methodology		

APÉNDICE 6

METODOLOGÍA SIMPLIFICADA PARA NORMA ASME PTC 4.1 – MÉTODO DIRECTO

Bureau of Energy Auditors BEE- India



For a steam-generating unit, efficiency is defined as the heat absorbed by the boiler fluid, divided by the fuel fired. In equation form, this is:

$$\text{Efficiency} = \frac{\text{Heat absorbed by boiler fluid}}{\text{Fuel fired}} \times 100 = \%$$

$$\text{Efficiency} = \frac{\text{Steam flow rate} [\text{heat of steam} - \text{heat of feedwater}]}{(\text{Weight of fuel})(\text{HHV of fuel})} \times 100$$

The direct method for determining boiler efficiency involves the measurement of quantities from which the energy input and output from the boiler can be calculated. The measurements required to do this by the direct method (assuming no blowdown) are:

For feedwater entering boiler,

- i) flow rate = $\dot{m}_{fw} = \dot{m}_s$
- ii) temperature = T_{fw}
- iii) pressure = P_{fw}

For steam leaving boiler,



- i) temperature = T_s
- ii) pressure = P_s , or quality = X_s


For fuel entering boiler,

- i) flow rate = \dot{m}_f
- ii) temperature = T_f
- iii) pressure = P_f
- iv) higher heating value of fuel = HHV


APÉNDICE 7

MANUAL DE LA BOMBA DE FUEL OIL EN LA UNIDAD DE MEZCLA

 	GHC SERIES HEAVY DUTY COMPACT ROTARY GEAR PUMP	SEC. 540	PAGE 10
		January 2010	



SHOWN AS FLANGE MOUNT



SHOWN WITH FOOT BRACKET

The GHC iron series is designed for applications in the operating ranges noted below. These units are available with head jackets for temperature control, carbon graphite bushings for low viscosity liquids, silicon carbide bushings for wear resistance, and numerous shaft seal options described on the following pages.

These units may be foot mounted or, by using a motor adaptor, direct connected to NEMA "C" flange motors. This heavy duty series provides superior rotor shaft support and an integral, maintenance-free radial thrust bearing for reduced deflection and wear.

FEATURES	OPERATING RANGE	APPLICATIONS
<p><i>300 PSI CAPABILITY</i></p> <p><i>BALL BEARING THRUST CONTROL</i></p> <p><i>ROTOR END CLEARANCE EXTERNALLY ADJUSTABLE</i></p> <p><i>HIGH STRENGTH, COMPUTER PROFILED GEARING FOR QUIET OPERATION</i></p> <p><i>C-FLANGE MOTOR ADAPTATION</i></p> <p><i>MULTIPLE PORT POSITIONS</i></p>	<p>CAPACITY (GPM): [3 TO 107] (LPM): [11 TO 405]</p> <p>PRESSURE (PSI): [0 TO 300] (BAR): [0 TO 21]</p> <p>VISCOSITY (SSU): [28 TO 250,000] (cSt): [1 TO 55,000]</p> <p>TEMPERATURE (F): [-80° TO 350°] (C): [-51° TO 177°]</p>	<p>USE WITH ANY CLEAN LIQUID COMPATIBLE WITH CAST IRON</p> <ul style="list-style-type: none"> ★ BOOSTER SERVICE ★ CIRCULATING ★ FILTERING ★ LUBRICATING ★ TRANSFERRING ★ LOW PRESSURE FLUID POWER

THE GORMAN-RUPP COMPANY • MANSFIELD, OHIO
 GORMAN-RUPP OF CANADA LIMITED • ST. THOMAS, ONTARIO, CANADA

SUPERSEDES ALL PREVIOUS ISSUES ©2010 The Gorman-Rupp Company



PERFORMANCE CURVES

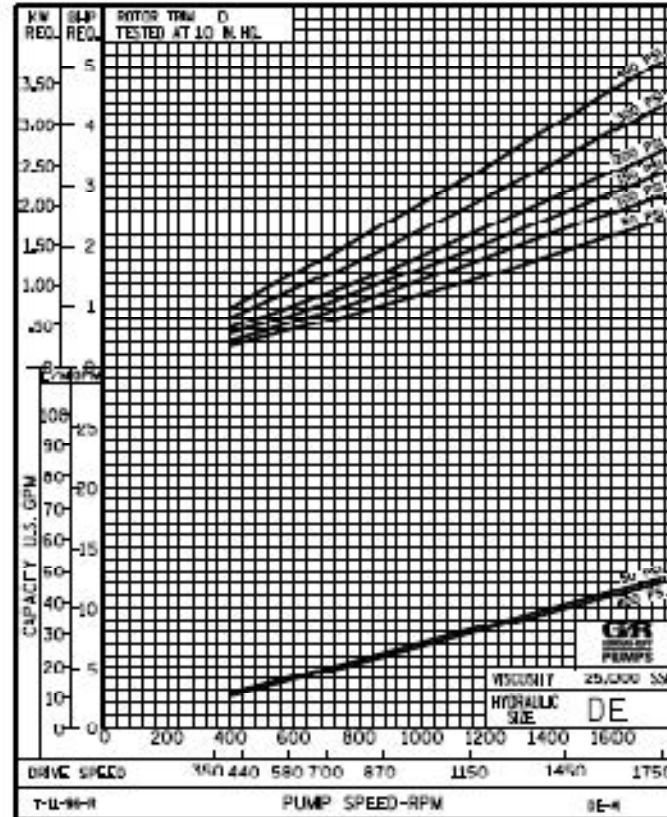
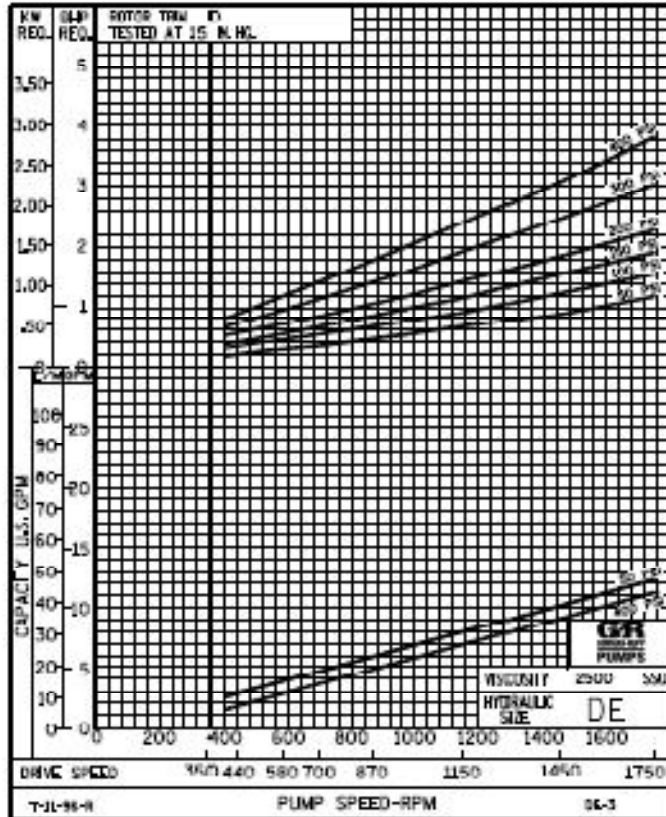
SPEED VS. CAPACITY/HORSEPOWER

DE

Hydraulic Size

SEC. 500 PAGE 31

January 2010



THE GORMAN-RUPP COMPANY • MANSFIELD, OHIO
GORMAN RUPP OF CANADA LIMITED • ST. THOMAS, ONTARIO, CANADA

Printed in U.S.A.



DE

PUMP HYDRAULIC SIZE CHART

SEC. 500

Page 33
January 2010

11 GPM
1750 RPM

NOMINAL		ROTOR TRM	VISCOSITY (SSU)	N.L.P.L. (PSIA)	FRICTION PIPE LOSS (PSI/FT) <small>(Based on Sch 40 Steel Pipe)</small>					FULL BYPASS RELIEF VALVE PRESSURE (PSI)					CAPACITY (GPM) / H.P. REQUIRED									
CAP. GPM	SPEED RPM				PIPE DIAMETER					CRACKING PRESS. (PSI)					DIFFERENTIAL PRESSURE (PSI)									
					1/2"	1"	1 1/2"	1 3/4"	2"	LOW PRES. RV		HI PRES. RV			MEDIUM DUTY AND HEAVY DUTY				HEAVY DUTY ONLY					
		50	75	100	150	200	50	75	100	150	200	25	50	75	100	150	200	300	400					
11	1750	STD	25	3.2	.01	.01	.01	.01	.01	60	88	114			10.0	9.5	8.5	8.0						
			32		.10	.03	.01	.01	.01							.39	.57	.75	.95					
			38	3.2	.13	.04	.01	.01	.01	60	88	115	163			10.0	9.5	8.5	8.5	7.5				
			50		.05	.02	.01	.01	.52							.52	.70	.89	1.1	1.5				
			79	3.2	.17	.06	.02	.01	.01	60	87	116	163	215			10.0	10.0	9.5	9.0	8.5	7.5		
			100		.21	.06	.02	.01	.01							.65	.84	1.0	1.2	1.6	2.1			
			150	3.2	.28	.09	.03	.01	.01	80	87	117	164	218			11.0	10.0	10.0	10.0	9.5	9.5	9.0	8.5
			200		.36	.14	.05	.03	.01							.79	.97	1.2	1.4	1.7	2.1	2.9	3.6	
			300	3.2	.43	.16	.06	.03	.01	61	88	118	164	218			11.0	11.0	11.0	10.0	10.0	10.0	10.0	9.5
		500		.70	.27	.09	.05	.02							.84	1.0	1.2	1.4	1.8	2.1	2.9	3.7		
		750	3.2	1.05	.40	.14	.07	.03	61	89	120	165	217			11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	10.0	
		1,000		1.41	.54	.18	.10	.04							.88	1.1	1.3	1.5	1.8	2.2	2.9	3.7		
		2,000	5.0	2.81	1.07	.36	.19	.07	62	90	121	166	218			12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	11.0	11.0	
		3,500		4.91	1.87	.63	.34	.13							1.1	1.3	1.5	1.6	2.0	2.4	3.1	3.9		
		5,000	6.3	7.02	2.67	.89	.46	.18	65	92	121	167	219			12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	11.0	11.0	
		7,500		10.5	4.01	1.34	.72	.27							1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.6	3.4	4.2		
		10,000	7.7	14.0	5.34	1.79	.98	.36	68	94	122	168	223			12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	11.0	
		15,000		21.0	8.01	2.68	1.45	.53							1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	3.0	3.8	4.6		
		20,000	9.0	28.0	10.7	3.57	1.93	.71	71	96	122	169	221			12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	
25,000		35.0	13.4	4.46	2.41	.89							2.2	2.4	2.5	2.9	3.2	3.6	4.2	5.1				
50,000																								
75,000																								
100,000																								
150,000																								
200,000																								
250,000																								

(NOTE) For speeds not shown on the pump hydraulic charts, consult factory.

APÉNDICE 8

CÁLCULO HIDRAÚLICO PARA LA TUBERÍA ENTRE EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FUEL OIL Y

LA UNIDAD DE MEZCLA

El NIPR (Net Inlet Pressure Required) es un indicador utilizado para bombas de desplazamiento positivo similar al NPSHR (Net Positive Suction Head Required). Por medio de fórmulas, se obtendrá un valor equivalente para el NPSHR y empezar los cálculos hidráulicos. El NPIR de la bomba de FO en la unidad de mezcla es 5 psia.

$$5 \text{ psia} = 3.52 \text{ MCA (Metros de Columna de Agua)}$$

El NPSHR de la bomba de Fuel Oil en la unidad de mezcla es 3.52 MCA. Para el dimensionamiento de la tubería de combustible es necesario determinar el diámetro de la misma y calcular el NPSHA (Net Positive Suction Head Available) de tal forma que el cabezal disponible sea mayor al cabezal requerido.

El NPSHA toma en cuenta los siguientes parámetros:

- P_{atm} = Presión actual del sistema (KPa)
- P_v = Presión de vaporización del Fluido (KPa)
- H_e = Diferencia referencial entre la posición de descarga del tanque y ubicación de la bomba (MCA)
- H_{I1} = Pérdidas por fricción en la tubería (MCA)
- H_{I2} = Pérdidas por fricción en accesorios (MCA)
- λ = Peso específico

La fórmula para determinar el NPSHA es:

$$NPSH_a = (p_{atm} / \gamma) - (p_v / \gamma) - h_e - h_{I1} - h_{I2} \quad (14)$$

El término que representa la presión interna actual del sistema será la atmosférica debido a que el tanque de almacenamiento de combustible tiene un respiradero en la parte superior. La fórmula que presenta este término se muestra a continuación:

$$P_{interna} = p_{atm} / \gamma \quad (15)$$

$$p_{atm} / \gamma = (101,330 \text{ N/m}^2) / [(930 \text{ Kg/m}^3) * (9.80 \text{ m/s}^2)] = 11.12 \text{ m}$$

En el caso de que las bombas trabajen con combustibles fósiles, la presión de vaporización es despreciable, así que el término que representa este valor en la fórmula 16 es 0.

$$P_{\text{vaporización}} = P_v / \gamma \quad (16)$$

$$P_v / \gamma = 0$$

El término que representa la diferencia referencial entre la posición de descarga del tanque y ubicación de la bomba es definida por el plano 7. La diferencia de alturas es de 0.70 m.

El término que representa las pérdidas por fricción en la tubería depende de varios factores:

- Q - Flujo volumétrico (litros por minuto – LPM)
- D - Diámetro interno de la tubería (mm)
- ν - Viscosidad cinemática (cSt)
- ρ - Densidad del fluido (Kg/m³)
- L - Longitud total de la tubería (m)
- Re – Número de Reynolds
- F – Coeficiente de fricción en tuberías y accesorios

Antes de realizar los cálculos, es necesario definir la trayectoria de la tubería para medir la longitud total. Se utilizará una densidad promedio para el Fuel Oil dentro de los rangos requeridos $\rho=930 \text{ Kg/m}^3$. En el capítulo 1 se presentaron las regulaciones de seguridad industrial vigentes en el sitio de instalación de la unidad de mezcla y se indicó que el paso de tuberías aéreas está prohibido por lo que la distancia entre la descarga del tanque y la bomba de combustible en la máquina es 15.49 m. En el plano 8 se indica la trayectoria que seguirán las tuberías de combustible.

Para el dimensionamiento de las tuberías de combustible se analizaron tres opciones de diámetros nominales: 1, 2 y 3 pulgadas; Se determinó que el diámetro nominal óptimo para las tuberías de combustible es 2 pulgadas. Las fórmulas y el desarrollo de cálculo se muestran a continuación.

$$V = \frac{Q \times 21.22}{D^2} \quad (17)$$

Donde,

- V = Velocidad de flujo (m/s)
- Q = Flujo de combustible (LPM)
- D = Diámetro interno de tubería (mm)

Debido al tipo de fluido y sus condiciones de operación; la tubería será metálica A36, cédula 40, diámetro nominal 2" y diámetro interno 2.067" (52.50 mm). De acuerdo a la tabla 14, el flujo nominal de la bomba de Fuel Oil es 11 GPM (41.635 LPM).

$$V = (41.635 \text{ LPM}) * 21.22 / (52.50 \text{ mm})^2$$

$$V = 0.320 \text{ m/s}$$

Ahora se procede a calcular el Número de Reynolds.

$$Re = \frac{1000 \times v \times D}{\nu} \quad (18)$$

Donde,

- Re = Número de Reynolds
- V = Velocidad de flujo (m/s)
- D = Diámetro interno de tubería (mm)
- ν = Viscosidad cinemática a temperatura crítica (300 cSt)

$$Re = [1000 * (0.320 \text{ m/s}) * (52.50 \text{ mm})] / 300 [\text{cSt}]$$

$$Re = 56$$

El Número de Reynolds es menor a 2300 por lo que se considera un flujo laminar y el coeficiente de fricción en las tuberías (F) se calcula con la fórmula 11:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (19)$$

Donde,

- Re = Número de Reynolds < 2300
- F = Coeficiente de fricción

$$F = 64 / (56)$$

$$F = 1.14$$

La fórmula para representar las pérdidas por fricción es:

$$Hf = \frac{v^2}{2 * g} * \frac{F * L}{D} \quad (20)$$

Donde,

- V = Velocidad de flujo (m/s)
- F = Coeficiente de fricción
- L = Longitud total de tuberías

- g = Gravedad
- D = Diámetro interno de tubería (m)

$$Hf1 = \frac{0.320^2 * 1.14 * 15.49}{2 * 9.80 * 0.05250}$$

$$Hf1 = 1.76 \text{ m}$$

El término que representa las pérdidas por fricción en los accesorios depende de varios factores:

- Q - Flujo volumétrico (Litros por Minuto – LPM)
- D - Diámetro interno de la tubería (mm)
- ν - Viscosidad cinemática (cSt)
- ρ - Densidad del fluido (Kg/m³)
- Le - Longitud total equivalente (m)
- Re – Número de Reynolds
- N_n – Número de accesorios
- f_n – Coeficiente de longitud equivalente

A continuación se muestra la tabla con los accesorios requeridos durante la trayectoria, los coeficientes de longitud equivalente y la longitud equivalente total.

**TABLA CON LONGITUD EQUIVALENTE DE LOS ACCESORIOS EN LA
TUBERÍA DE FUEL OIL ENTRE EL TANQUE Y LA UNIDAD DE MEZCLA**

Accesorio	Cantidad	Coefficiente de Longitud Equivalente	Longitud Equivalente total (m)
Codos 2"	8	2.6	20.80
Válvula de compuerta 2"	2	0.5	1.00
Reductor 1"-2"	1	0.6	0.60
Filtro de Combustible	1	8.2	8.20
Unión Universal 2"	3	0.9	2.70
Longitud Total Equivalente			33.30 (m)

La fórmula para representar las pérdidas por fricción en los accesorios es:

$$H_{f2} = \frac{v^2}{2 * g} * \frac{F * L_e}{D} \quad (21)$$

Donde,

- V = Velocidad de flujo (m/s)
- F = Coeficiente de fricción
- L = Longitud total equivalente en accesorios
- g = Gravedad
- D = Diámetro interno de tubería (m)

$$H_{f2} = \frac{0.320^2 * 1.14 * 33.30}{2 * 9.80 * 0.05250}$$

$$H_{f2} = 3.78 \text{ m}$$

Se han determinado todos los términos del NPSHA:

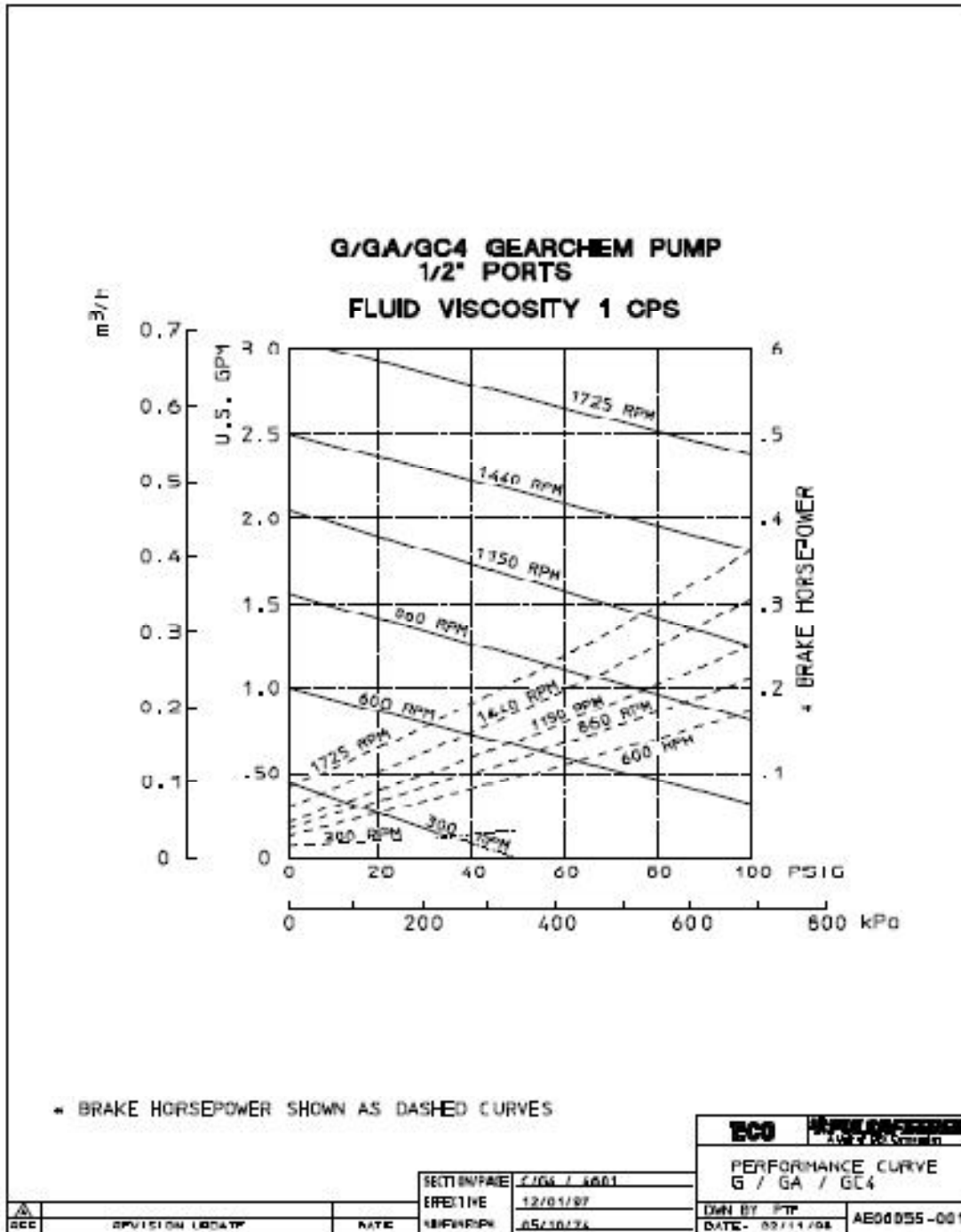
$$NPSH_a = (p_{atm} / \gamma) - (p_v / \gamma) - h_e - h_{f1} - h_{f2}$$

$$NPSH_a = (11.12 \text{ m}) - (0\text{m}) + (0.70) - 1.76 \text{ m} - 3.78 \text{ m}$$

$$NPSH_a = 6.28 \text{ MCA (Metros de Columna de Agua)}$$

APÉNDICE 9

CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA DE AGUA-ADITIVO EN LA UNIDAD DE MEZCLA



APÉNDICE 10

CÁLCULO HIDRAÚLICO PARA LA TUBERÍA ENTRE EL

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE LA MEZCLA

AGUA/ADITIVO Y LA UNIDAD DE MEZCLA

Se obtendrá un valor equivalente para el NPSHR y empezar los cálculos hidráulicos.

1 psia = 0.7038 MCA (Metros de Columna de Agua)

El NPSHR de la bomba para la mezcla agua-aditivo en la unidad de mezcla es 0.7038 MCA. Para el dimensionamiento de la tubería de agua es necesario determinar el diámetro de la misma y calcular el NPSHA (Net Positive Suction Head Available) de tal forma que el cabezal disponibles sea mayor al cabezal requerido.

De acuerdo a la fórmula 14, se calcularán los términos requeridos para determinar este valor en el caso del agua potable. El término que representa la presión interna actual del sistema será la atmosférica debido a que el tanque de almacenamiento de agua tiene un respiradero en la parte superior. La fórmula que presenta este término

se muestra a continuación, la densidad del agua se asumió en 1000 Kg/m³:

$$\rho_{atm} / \gamma = (101,330 \text{ N/m}^2) / [(1000 \text{ Kg/m}^3) * (9.80 \text{ m/s}^2)]$$

$$\rho_{atm} / \gamma = 10.34 \text{ m}$$

El término que determina la presión de vaporización del agua se calcula con la fórmula 16. Se utilizará la presión de vaporización crítica a 80 C, 47.5 kN/m².

$$P_v / \gamma = [47,500 \text{ kN/m}^2] / [(1000 \text{ Kg/m}^3) * (9.80 \text{ m/s}^2)]$$

$$P_v / \gamma = 4.85 \text{ m}$$

El término que representa la diferencia referencial entre la posición de descarga del tanque y ubicación de la bomba es definida por el plano 9 es 0.30 m.

El término que representa las pérdidas por fricción en la tubería depende de varios factores y es necesario definir la trayectoria de la tubería para medir la longitud total. Se utilizará una densidad promedio para el agua potable dentro de los rangos requeridos $\rho=1000 \text{ Kg/m}^3$.

En el capítulo 1 se presentaron las regulaciones de seguridad industrial

vigentes en el sitio de instalación de la unidad de mezcla y se indicó que el paso de tuberías aéreas está prohibido por lo que la distancia entre la descarga del tanque y la bomba de agua-aditivo en la máquina es 4.00 m. En el plano 10 se indica la trayectoria que seguirán las tuberías de agua potable/ aditivo.

Para el dimensionamiento de las tuberías de agua-aditivo se analizaron dos opciones de diámetros nominales: ½ y 1 pulgadas. Se determinó que el diámetro nominal óptimo para las tuberías de la mezcla agua-aditivo es 1/2 pulgada. La fórmula 17 se utilizó para determinar la velocidad de flujo. Debido al tipo de fluido y sus condiciones de operación; la tubería será metálica A316, cédula 40, diámetro nominal 1/2" y diámetro interno 0.710" (18.04 mm). De acuerdo a la tabla 16, el flujo nominal de la bomba para la mezcla agua-aditivo es 3 GPM (11.355 LPM).

$$V = (11.355 \text{ LPM}) * 21.22 / (18.04 \text{ mm})^2$$

$$V = 0.740 \text{ m/s}$$

Ahora se procede a calcular el Número de Reynolds.

$$Re = [1000 * (0.740 \text{ m/s}) * (18.04 \text{ mm})] / 1 [\text{cSt}]$$

$$Re = 13349.60$$

El Número de Reynolds es mayor a 2,300 y menor a 100,000, por lo que se denomina flujo turbulento y se utilizará la siguiente fórmula para calcular el factor de fricción (F):

$$f = 0.3164 \times Re^{-0.25} \quad (22)$$

Donde,

- Re = Número de Reynolds > 2300 y < 100,000
- F = Coeficiente de fricción

$$f = 0.3164 * (13,349.60)^{-0.25}$$

$$f = 0.0294$$

La fórmula 20 se utilizará para calcular las pérdidas por fricción en las tuberías para la mezcla agua-aditivo entre el tanque de almacenamiento y la unidad de mezcla:

$$HI1 = \frac{0.740^2}{2 * 9.80} * \frac{0.0294 * 4}{0.01804}$$

$$HI1 = 0.1821 \text{ m}$$

El término que representa las pérdidas por fricción en los accesorios se calcula por medio de la fórmula 21.

A continuación se muestra la tabla con los accesorios requeridos durante la trayectoria, los coeficientes de longitud equivalente y la longitud equivalente total.

Accesorio	Cantidad	Coefficiente de Longitud Equivalente	Longitud Equivalente total (m)
Codos 1/2"	6	1.1	6.60
Válvula de compuerta 1/2"	2	0.2	0.40
Tee 1/2"	2	0.5	1.00
Filtro de Agua	1	1.5	1.50
Unión Universal 1/2"	2	0.3	0.60
Longitud Total Equivalente			10.10 (m)

$$H_{f2} = \frac{0.740^2 * 0.0294 * 10.10}{2 * 9.80 * 0.01804}$$

$$H_{f2} = 0.46 \text{ m}$$

Se han determinado todos los términos del NPSHA para las tuberías de agua:

$$NPSH_a = (p_{atm} / \gamma) - (p_v / \gamma) - h_e - h_{f1} - h_{f2}$$

$$NPSH_a = (10.34 \text{ m}) - (4.85 \text{ m}) + (0.30) - 0.1821 \text{ m} - 0.46 \text{ m}$$

$$NPSH_a = 5.15 \text{ MCA (Metros de Columna de Agua)}$$

APÉNDICE 11

CÁLCULOS TÉRMICOS PARA EL SERPENTÍN INMERSO EN EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FUEL OIL

Es necesario calcular las pérdidas de calor que sufre el tanque de almacenamiento de Fuel Oil. En la siguiente tabla se muestran las tasas de pérdida de calor para ciertos tanques dependiendo del diferencial de temperaturas entre la temperatura máxima de almacenamiento y la mínima temperatura del medio ambiente.

Tank Temperature		Heat Transfer Rate - α -			
		Sheltered Tank			
		Uninsulated		Insulated	
$(^{\circ}C)$	$(^{\circ}F)$	$(W/m^2 \text{ } ^{\circ}C)$	$(Btu/hr \text{ } ft^2 \text{ } ^{\circ}F)$	$(W/m^2 \text{ } ^{\circ}C)$	$(Btu/hr \text{ } ft^2 \text{ } ^{\circ}F)$
10	50	6.81	1.2	1.70	0.3
27	80	7.38	1.3	1.84	0.325
38	100	7.95	1.4	1.99	0.35

Tank Temperature		Heat Transfer Rate - α -			
		Exposed Tank			
		Uninsulated		Insulated	
(°C)	(°F)	(W/m ² °C)	(Btu/hr ft ² °F)	(W/m ² °C)	(Btu/hr ft ² °F)
10	50	7.95	1.4	1.99	0.35
27	80	8.52	1.5	2.13	0.375
38	100	9.08	1.6	2.27	0.4

Fuente: www.engineeringtoolbox.com

En esta tabla se indica que, para tanques de almacenamiento sin aislamiento e instalados en el exterior de la empresa, la tasa de pérdida de calor global es 9.08 [W/m²-C] (Pérdidas promedio convectivas, conductivas y por radiación).

El área total del tanque de almacenamiento de Fuel Oil es 31.43 m² (Incluye área de fondo, techo y lateral). La temperatura máxima de almacenamiento de Fuel Oil es 75 C y la temperatura mínima del medio

ambiente es 20 C. El flujo total de calor en el tanque de almacenamiento se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$Q^{\circ}_{p\acute{e}rdidas} = \alpha * \text{Área}_{total\ tanque} * (T_{max.fuel} - T_{min. Amb.}) \quad (23)$$

$$Q^{\circ}_{p\acute{e}rdidas} = 9.08 \left[\frac{W}{m^2 \cdot C} \right] * 31.43[m^2] * (75[C] - 20 [C]) = 15.70 kW$$

Si el valor calculado para las pérdidas de calor es $\leq 5\%$ de la potencia máxima requerida para calentar al fluido entre las temperaturas deseadas se considerará despreciable para efectos de diseño del intercambiador.

El tanque de almacenamiento de combustible tiene una capacidad de 3600 galones que es equivalente a 12,672 Kg d Fuel Oil (asumiendo $\rho_{promedio} = 930 \text{ Kg/m}^3$). . Se estima un tiempo de calentamiento del Fuel Oil de 45 minutos. La potencia máxima requerida se la calcula con la siguiente fórmula:

$$Q^{\circ} = M^{\circ}_{Fuel\ Oil} * C_p * (T_{caliente} - T_{fría}) \quad (24)$$

Donde,

- Q° : Flujo Térmico Transferido [W]
- M° : Flujo Másico de Fuel Oil [Kg/seg]
- C_p : Calor Específico [KJ/ Kg-K]
- T_{caliente} : Temperatura superior del Fuel Oil [K]
- $T_{\text{fría}}$: Temperatura inferior del Fuel Oil [K]

El Flujo Másico de Fuel Oil es 4.69 [Kg/seg]

El calor específico de Fuel Oil pesado está en un rango de 1.67-2.09 [KJ/Kg-K], para efectos de cálculo se utiliza el valor promedio 1.88 [KJ/Kg-K]. La temperatura “caliente” de Fuel Oil es 75 C y la “fría” es 40 C (tanquero). La potencia máxima requerida es 308.2 KW.

Las pérdidas de calor calculadas son \leq al 5% de la potencia máxima requerida, por lo que se considerarán despreciables.

Para el diseño térmico del intercambiador de calor se utilizará el método descrito en el libro Procesos de Transferencia de Calor escrito por Donald Kern para calentamiento de lotes de fluido con estado inestable y pérdidas despreciables. A partir del balance diferencial de

calor con medio calefactor isotérmico y agitado, se concluye la siguiente fórmula:

$$\ln \frac{T_1 - t_1}{T_1 - t_2} = \frac{U * A * \theta}{M * C_p} \quad (25)$$

Siendo,

- T_1 : Temperatura de medio calefactor isotérmico [K]
- t_1 : Temperatura inicial del fluido a calentar [K]
- t_2 : Temperatura final del fluido a calentar [K]
- U: Coeficiente global de transferencia de calor [W / m²- K]
- A: Superficie de transferencia de calor [m²]
- M: Masa total del fluido a calentar [Kg]
- C_p : Calor específico del fluido a calentar [J/ Kg-K]
- θ : Tiempo estimado de calentamiento [Seg]

La fórmula 25 es utilizada para determinar el área de transferencia de calor en el intercambiador. El medio calefactor para el serpentín es vapor saturado a 135 psia y con una temperatura de saturación de 177. El coeficiente global de transferencia de calor se lo seleccionó de la tabla en el Apéndice 21. Para la transferencia de calor entre vapor de

agua y sustancias orgánicas medianas calentadas (Fuel Oil > 40C), la tabla indica un rango 488-976 [Kcal/hr-m²-C] y para efectos de cálculo se usará el valor promedio del coeficiente 732 [Kcal/hr-m²-C] = 851 [W / m²-K]. El área de transferencia se lo calcula de la siguiente manera:

$$A = \frac{M * C_p}{U * \theta} * \ln \frac{T_1 - t_1}{T_1 - t_2}$$

$$A = \frac{12,672 [Kg] * 1,880 \left[\frac{J}{Kg \cdot K} \right]}{851 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] * 2,700 [seg]} * \ln \frac{450 [K] - 313 [K]}{450 [K] - 348 [K]} = 3.06 m^2$$

Se avaluó 3 diámetros de tubería para el serpentín, material A36 y cédula 40. La longitud total del intercambiador se la calcula con la fórmula 18:

$$L_{total} = \frac{\text{Área}_{t.c.}}{\pi * OD} \tag{26}$$

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos:

Diámetro Nominal [pulgadas]	Diámetro Exterior [pulgadas]	Diámetro Exterior [m]	Longitud del serpentín [m]
1	1.315	0.033	29.52
1.5	1.900	0.048	20.29
2	2.375	0.060	16.23

El diámetro nominal seleccionado es 1.5 pulgadas para el serpentín de vapor inmerso en el tanque de almacenamiento de combustible.

APÉNDICE 12

CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL SELECCIONADO PARA EL AISLAMIENTO-VIDRIO CELULAR

Fundamentos de transferencia de calor (F. Incropera, D. de Wiit) – Tabla A3

<i>Aislamiento industrial</i>																	
Descripción/ composición	Temperatura máxima de servicio (K)	Densidad típica (kg/m ³)	Conductividad térmica típica, k (W/m · K), a varias temperaturas (K)														
			200	215	230	240	255	270	285	300	310	365	420	530	645	750	
Vidrio celular	700	145			0.046	0.048	0.051	0.052	0.055	0.058	0.062	0.069	0.079				
Óxido de silicio diatomáceo	1145 1310	345 385									0.072	0.076	0.081	0.092	0.098	0.104	
Poliestireno, rígido										0.088	0.091	0.095					
Extruido (R-12)	350	56	0.023	0.023	0.022	0.023	0.023	0.025	0.026	0.027	0.029						
Extruido (R-12)	350	35	0.023	0.023	0.023	0.025	0.025	0.026	0.027	0.029							
Lechos moldeados	350	16	0.026	0.029	0.030	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040							
Goma, espumada rígida	340	70						0.029	0.030	0.032	0.033						
Cemento aislante																	
Fibra mineral (roca, escoria o vidrio)													0.071	0.079	0.088	0.105	0.123
Con aglomerante de arcilla	1255	430											0.108	0.115	0.123	0.137	
Con aglomerante de fijación hidráulica	922	560															
Relleno suelto																	
Celulosa, madera, o pulpa de papel	—	45							0.038	0.039	0.042						
Perlita, expandida	—	105	0.036	0.039	0.042	0.043	0.046	0.049	0.051	0.053	0.056						
Vermiculita, expandida	—	122			0.056	0.058	0.061	0.063	0.065	0.068	0.071						
		80			0.049	0.051	0.055	0.058	0.061	0.063	0.066						

APÉNDICE 13

CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE CONVECCIÓN EN LA TUBERÍA ENTRE EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE Y LA UNIDAD DE MEZCLA

Para calcular el coeficiente de convección local de aire cerca de la tubería se analizará el caso de cilindro circular en flujo cruzado debido a la orientación de la tubería dentro del área de la planta de emulsificación El coeficiente convectivo se lo determina con la fórmula 7.

Para determinar el Número de Nusselt Se utilizará la correlación de Zhukauskas.

$$N_{UD} = C * Re_D^m * Pr^n * \left(\frac{Pr}{Pr_s}\right)^{1/4} \quad (27)$$

- Donde,
 - N_{UD} : Número de Nusselt.
 - C: Valor constante tabulado – Apéndice 22
 - Re_D : Número de Reynolds
 - m: Valor constante tabulado – Apéndice 22

- Pr : Número de Prandtl @ Temperatura ambiente
- n: Valor constante tabulado – Apéndice 22
- Pr_s: Número de Prandtl @ Temperatura superficial de tubería

Esta correlación tiene los siguientes rangos de operación:

$$0.7 < Pr \text{ [Número de Prandtl]} < 500$$

$$1 < Re_D \text{ [Número de Reynolds]} < 10^6$$

Todas las propiedades se evalúan a la temperatura del medio ambiente excepto por Pr_s que se evalúa a la temperatura superficial de la tubería con aislamiento. Los valores de C y m se presentan en la tabla que forma parte del Apéndice 18. Si Pr ≤ 10, n = 0.37; si Pr > 10, n=0.36.

El Número de Reynolds se lo calcula con la fórmula:

$$Re_D = \frac{V \cdot D}{\gamma} \quad (28)$$

Donde,

- Re_D : Número de Reynolds
- V: Velocidad del aire [m/s]

- D: Diámetro externo de la tubería con aislamiento [m]
- γ : Viscosidad Cinemática [m²/s]

En la siguiente tabla se presentan las condiciones de operación que se asumirán para el cálculo del Coeficiente de Convección de aire local.

Parámetro	Valor	Unidad
Velocidad (V)	7	[m/s]
Temperatura de ambiente crítico (T _{env})	20	[C]
Temperatura superficial crítica de tubería (T _s)	60	[C]
Diámetro exterior de tubería con aislamiento (D)	*	[m]

*Se analizarán distintos escenarios para el espesor del aislamiento y así determinar un coeficiente convectivo promedio.

El coeficiente de convección promedio que se calcule será utilizado para determinar el espesor crítico de aislamiento requerido para la tubería que va desde el tanque de almacenamiento de Fuel Oil hasta la unidad de mezcla FOE 10 GPM.

En la siguiente tabla se detallan los valores constantes requeridos para las fórmulas 7 y 27.

Temperatura	* 10⁶ [m²/s]	Pr	k*10³ [W/m-K]
T _{env} = 293 K	15.27	0.709	25.74
T _s = 333 K	19.21	0.702	No requerido

Se realizará el cálculo del coeficiente de transferencia por convección asumiendo espesores de ½” hasta 1 ½” que son los espesores típicos encontrados en la industria. Para efectos demostrativos sólo se presentará el cálculo del espesor = ½” (Diámetro Externo = 0.0603m [DE tubería 2”] + 0.0254m [2*espesor] = 0.0857 m) se tabularán los resultados de los siguientes espesores.

De acuerdo a la fórmula 28, el Número de Reynolds será:

$$Re_D = \frac{7 \left[\frac{m}{s} \right] + 0.0857 [m]}{15.27 + 10^{-6} \left[\frac{m^2}{s} \right]} = 39,286$$

Para $1,000 < Re_D < 200,000$, los valores de C y m requeridos en la fórmula 27 son $c = 0.26$ y $m = 0.6$. El Número de Nusselt es:

$$N_{UD} = 0.26 + 39,286^{0.6} * 0.709^{0.37} + \left(\frac{0.709}{0.702}\right)^{\frac{1}{4}} = 131.02$$

De acuerdo a la fórmula 7, el coeficiente convectivo será:

$$h_{\text{aire local}} = \frac{131.02}{0.0857 \text{ [m]}} + 25.74 * 10^{-3} \left[\frac{W}{m-K} \right] = 39.35 \left[\frac{W}{m^2-K} \right]$$

En la siguiente tabla se muestran los coeficientes convectivos en función del espesor del aislamiento analizado:

Espesor [plg]	Diámetro Externo [m]	Coficiente por convección [W/m²-K]
½"	0.0857	39.35
¾"	0.0984	37.23
1"	0.1110	35.47
1 ½"	0.1365	32.66

Basados en la tabla anterior, el coeficiente de transferencia de calor por convección promedio en las condiciones de aire local es $h_{\text{aire}} = 36.18 \text{ [W/m}^2\text{-K]}$.

APÉNDICE 14

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉRMICAS DEBIDO AL ESPESOR DEL AISLANTE PARA LA TUBERÍA ENTRE EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FUEL OIL Y LA UNIDAD DE MEZCLA

Para los cálculos mencionados se utilizarán los siguientes datos:

- k (aislante)=0.0655 [W/m-K]
- R_i = 0.0305 m
- L = 8 m (Longitud de tubería que será aislada)
- h_{aire} = 36.18 [W/ m²-K] (Coeficiente Convectivo promedio)

A continuación se presenta el ejemplo de cálculo de la resistencia térmica total debido a la transferencia de calor por conducción y convección al interior de la tubería con el aislante de 1" de espesor. De acuerdo a la fórmula 6:

$$R_{tot} = \frac{\ln \left(\frac{0.0559[m]}{0.0305[m]} \right)}{2 * \pi * 8[m] * 0.0655 \left[\frac{W}{m-K} \right]} + \frac{1}{2 * \pi * 8[m] * 0.1111 [m] * 36.18 \left[\frac{W}{m^2-K} \right]}$$
$$= 0.187 \left[\frac{W}{K} \right]$$

El flujo de calor que existirá en este sistema térmico será calculado a través de la fórmula 29:

$$Q' = \frac{T_{tubería} - T_{ambiente}}{R_{tot}} \quad (29)$$

$$Q' = \frac{323 [K] - 293 [K]}{0.187 \left[\frac{W}{K}\right]} = 160.43 W$$

En la siguiente tabla se presentan las resistencias térmicas totales y el flujo de calor a través de la tubería mencionada con diferentes espesores de aislamiento:

Espesor de Aislamiento [pulgada]	Radio tubería + espesor [m]	Resistencia térmica total [W/K]	Flujo de Calor en tubería [W]
0.5	0.0432	0.112	267.85
1	0.0559	0.187	160.43
1.5	0.0686	0.250	119.99

La cantidad aproximada de Fuel Oil remanente en la tubería entre cada batch producido es 16.11 Kg. Se calcula la cantidad de calor que el

combustible debe perder para bajar la temperatura de 75 C (salida del tanque) a 50 C que es la temperatura mínima deseada.

$$Q = 16.11 [Kg] * 1,880 \left[\frac{J}{Kg - K} \right] * (348[K] - 323[K]) = 757,170 J$$

Para el caso descrito (espesor= 1”), el tiempo de aislamiento se lo calcula de la siguiente manera.

$$Tiempo [seg] = \frac{Q [J]}{q^\circ [W]} \quad (30)$$

$$Tiempo [seg] = \frac{757,170 [J]}{160.43 [W]} = 4,720.5 \text{ seg} \approx 79 \text{ minutos}$$

En la siguiente tabla se muestra el tiempo total de aislamiento térmico que brinda cada espesor para evitar que la temperatura del Fuel Oil remanente en la tubería disminuya a 50 C.

Espesor de Aislamiento [pulgada]	Flujo de Calor en tubería [W]	Tiempo de aislamiento eficaz [minutos]
0.5	267.85	47.00
1	160.43	79.00
1.5	119.99	105.17

APÉNDICE 15

CÁLCULOS TÉRMICOS PARA EL SERPENTÍN INMERSO EN EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FUEL OIL

Es necesario calcular las pérdidas de calor que sufre el tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo. En la tabla mostrada en el Apéndice 11 se indicó que para tanques de almacenamiento sin aislamiento e instalados en el exterior de la empresa, la tasa de pérdida de calor global es $9.08 \text{ [W/m}^2\text{-C]}$ (Pérdidas promedio convectivas, conductivas y por radiación).

El área total del tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo es 2.75 m^2 (Incluye área de fondo, techo y lateral). La temperatura máxima de almacenamiento de la mezcla es 75 C y la temperatura mínima del medio ambiente es 20 C . De acuerdo a la fórmula 23, la pérdida total de calor en el tanque de es 1.37 KW .

Si el valor calculado para las pérdidas de calor es $\leq 5 \%$ de la potencia máxima requerida para calentar al fluido entre las temperaturas deseadas se considerará despreciable para efectos de diseño del intercambiador.

El tanque de almacenamiento de la mezcla agua-aditivo tiene una capacidad de 300 galones que es equivalente a 1,135.50 Kg de mezcla. Se estima un tiempo de calentamiento de la mezcla en 45 minutos por lo que el flujo másico escogido es 0.42 [Kg/seg]. El calor específico de la mezcla agua-aditivo se lo considera similar al Cp. del agua debido a que el aditivo está en una concentración del 0.5% del volumen del agua, $C_p = 4220$ [J/Kg-K]. El incremento de temperatura deseado es 50 C. La potencia máxima requerida es 88.62 Kw.

Las pérdidas de calor calculadas son \leq al 5% de la potencia máxima requerida, por lo que se considerarán despreciables.

Para el diseño térmico del intercambiador de calor se utilizará el método utilizado en el serpentín para el tanque de almacenamiento de combustible. El medio calefactor para el serpentín es vapor saturado a 135 psia y con una temperatura de saturación de 177 C. El coeficiente global de transferencia de calor se lo seleccionó de la tabla en el Apéndice 21. Para la transferencia de calor entre vapor de agua y agua, la tabla indica un rango 976-3416 [Kcal/hr-m²-C] y para efectos de cálculo se usará el valor promedio del coeficiente 2196 [Kcal/hr-m²-

C] = 2550 [W / m²-K]. Basados en la fórmula 25, el área de transferencia se lo calcula de la siguiente manera:

$$A = \frac{1,135.50 [Kg] * 4,220 \left[\frac{J}{Kg - K}\right]}{2,550 \left[\frac{W}{m^2 - K}\right] * 2,700[seg]} * \ln \frac{450 [K] - 298[K]}{450 [K] - 348 [K]} = 0.28 m^2$$

Se avaluó 3 diámetros de tubería para el serpentín, material A316 y cédula 40. La longitud total del intercambiador se la calcula con la fórmula 26. La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos:

Diámetro Nominal [pulgada]	Diámetro Exterior [pulgada]	Diámetro Exterior [m]	Longitud del serpentín [m]
0.25	0.540	0.0137	6.51
0.50	0.840	0.0213	4.18
0.75	1.050	0.0266	3.34


El diámetro nominal seleccionado es 0.5 pulgadas para el serpentín de vapor inmerso en el tanque de almacenamiento de de la mezcla agua-aditivo.

APÉNDICE 16

MEDIDORES DE FLUJO MÁSICO INSTALADOS EN LA UNIDAD DE MEZCLA - SIEMENS

2. Technical data

2.1 Sensor MASS 2100. Versions DI 1.5, DI 3, DI 6, DI 15, DI 25, DI 40

Version	mm inch	DI 1.5 1/16	DI 3 1/8	DI 6 1/4	DI 15 5/8	DI 25 1	DI 40 1 1/2
							
Inside pipe diameter (Sensor consists of one continuous pipe)	mm	1.5	3.0	6.0	14.0	29.7	43.1
Pipe wall thickness	mm	0.25	0.5	1.0	1.0	2.0	2.0
Mass flow measuring range	kg/h	0-65	0-250	0-1,000	0-5,600	0-25,000	0-52,000
Density	g/cm ³	0.1-2.9					
Fracture e.g.	¹ Dnix	0-100					
Temperature °C							
Standard		-50 to +125	-50 to +180				
High temperature version		-50 to +100					
Liquid pressure measuring pipe ¹⁾							
Stainless steel	bar	296	295	327	158	135	125
Hastelloy C 22	bar	460	390	430	208	191	173
Materials		1.4435/1.4404 (AISI 316 L) (Stainless steel)					
Measuring pipe, flange-, Thread connection as standard		2 DIN? (Hastelloy C-??)					
Enclosure and enclosure material		IP 65 and 1.4404 (AISI 316 L) (Stainless steel)					
Enclosure, burst pressure	bar	70	190	190	140	90	50
Process connections ²⁾							
Flange							
DIN 2636, PN 40				DN 10	DN 15	DN 25	DN 40
ANSI B16.5, Class 150				1/2"	1/2"	1"	1 1/2"
ANSI B16.5, Class 300 (Class 300)				1/2"	1/2"	1"	1 1/2"
Daiky (crowded connector, PN 25/40) ³⁾							
DIN 11851				DN 10	DN 15	DN 32	DN 40
ISO 2853/BS 4825 part 4 (SS3351)				25 mm	25 mm	38 mm	51 mm
Clamp (PN 16) ³⁾							
ISO 2052/DS 4025 part 3 (SMC3010)				25 mm	25 mm	30 mm	51 mm
Thread							
ISO 228/1, PN 100		G 1/4"	G 1/4"				
ANSI/ASME B1.20.1, PN 100		1/4" NPT	1/4" NPT				
Cable connection		Multiple plug connection to sensor 5 x 2 x 0.35 mm ² twisted and screened in pairs, ext. Ø 12 mm					
Ex-version ⁴⁾		CCx is II C T3-T6					
Weight approx.	kg	2.6	4	8	12	48	48

¹⁾ Max at 20 °C, DIN 2413, DIN 17457

²⁾ Other connections to order, see chapter 9, ordering

³⁾ Material, 1.4401 or corresponding

⁴⁾ Intrinsically safe approval: CCNLECO and ACEV

APÉNDICE 17

ANALIZADOR DE GASES PORTÁTIL-QUINTOX



MONITOR EMISSIONS AND EXHAUST; ENSURE COMBUSTION SAFETY



- Sensors for O₂, CO and temperature measurement, plus the calculation of CO₂ and efficiency
 - Integral printer
 - 4-line backlit LCD display
 - Remote data logging handset in protective boot controls instrument from up to 60 ft. away
 - Comes complete with water trap, probe assembly and integral battery charger, all housed in a rugged case
- **Optional Features:**
 - Sensors for NO, NO₂, SO₂, draft and hydrocarbons
 - Auto purge function
 - Auto drain watertrap
 - Windows based real time graphing/software and communications package
 - Gas conditioner

KM9106/P "Quintox" • Combustion Analyzer

The KM9106/P analyzer measures efficiency and emissions from any industrial, commercial or residential heating appliance. It also easily measures emissions from engine exhaust, providing the complete information required by your air regulatory authority.

The KM9106/P is simple to use via its unique remote logging handset, which has a 4-line programmable backlit display. The unit also features a built-in printer, easily accessed particle and SO₂ filters, and has an integral battery with changer.

The unit can be upgraded to house four additional sensors to meet future emission requirements, making it the most versatile, rugged portable combustion analyzer available today.

The KM9106/P has the following features:

- Measures O₂, CO (0 to 10,000 ppm), and temperature
- Calculates efficiency, net stack temperature, CO₂ & losses
- Integral printer
- 15' handset cable & 15' probe hose w/1000°F, 12" shaft
- 1,926 test memory slots
- Rugged, lockable case
- AC power pack
- One year limited warranty
- Two year limited warranty on O₂ sensor

Optional Accessories

- 0 - 5,000 ppm NO sensor
- 0 - 1,000 ppm NO₂ sensor
- 0 - 5,000 ppm SO₂ sensor
- NDIR Hydrocarbon and CO₂ sensor
- 0 - 40,000 ppm CO sensor reads in %

Specifications

Parameter	Resolution	Accuracy	Range
Temp. Measurement	0.1°C/F	±1°F/C, ±0.3% of rdg	32° - 2140°F*
Gas Measurement			
Oxygen (O ₂) 2 year warranty	0.1%	-0.1%/+0.2%	0 - 25%
Carbon Monoxide (CO) Hydrogen compensated	1 ppm	±20 ppm <400 ppm ±5% of rdg <2000 ppm ±10% of rdg >2000 ppm	0 - 10,000 ppm
Carbon Dioxide (CO ₂) Calculated	0.1%	±0.20%	0 - fuel value
Nitric Oxide (NO) Nitrogen Dioxide (NO ₂) Sulphur Dioxide (SO ₂)	1 ppm	±5 ppm <100 ppm ±5% of rdg >100 ppm	Listed in optional sensor section
Hydrocarbons (CH _x)	0.01%	<1%: ±0.05% >1%: ±5% of reading	
Pressure (draft)	0.01 mbar/in WG	±0.05% full scale	
Optional Sensors			
KMNO1/Q	Nitric Oxide sensor		0 - 5,000 ppm
KM2NO1/Q	Nitric Oxide sensor		0 - 10,000 ppm
KMNO2/Q	Nitrogen Dioxide sensor		0 - 1,000 ppm
KMSO2/Q	Sulphur Dioxide sensor		0 - 5,000 ppm
KMHC103/Q	Hydro carbon sensor		0 - 5% LEL (Methane)
KMPS2?/Q	Pressure sensor (draft)		0 - 150 mbar
Dimensions	17.75" long x 9" wide x 13.75" high		
Weight	21 lbs.		

*Use high temperature probe over 1,112°F

Standard Accessories:

1 ft. Test Probe	KMCP6
15 ft. Handset Cord	RE5LG
Standard Water Trap Assembly	WTS9106
Sulphur Filter	SF1
Oxygen Sensor	OS11

Optional Accessories:

1 ft. Smoke Test Probe	KMCSP6
30 ft. Handset Cord	RE10LG
60 ft. Handset Cord	RE20LG
1 ft. High Temperature Probe (up to 2,140°F)	KMCHP6
Windows Based Software	KMFG1
Auto Drain Water Trap Assembly	WTS9106P

Consumable Items

Particle Filter Element	16345
Water Trap Filter Element	WNB
10 Paper Rolls & 5 Printer Ribbons	DP12

APÉNDICE 18
ANÁLISIS DE COSTO

Detalle de Gastos en Equipos para la implementación de la Planta de Emulsificación e Instrumentación para el análisis de la eficiencia del caldero No.5				
Descripción	Cantidad	P. Unitario	Total	Comentarios
Equipo			55,000.00	Unidad de Mezcla 10 GPM
Unidad de mezcla para producir FOE 10 GPM	1	55,000.00	55,000.00	Llave en mano
Tanques de Almacenamiento de Materia Prima			7,350.00	Fuel Oil, Agua y Aditivo
Tanque de almacenamiento de Fuel Oil	1	6,000.00	6,000.00	Mano de obra y materiales
Tanque de almacenamiento agua/Aditivo	1	500.00	500.00	Compra a proveedor local - Indeltro
Tanque de almacenamiento de aditivo	1	0.00	0.00	Se utiliza el mismo tanque del proveedor APT
Tanque de almacenamiento de desecho	1	850.00	850.00	Mano de obra y materiales
Tuberías para la interconexión de la Unidad de Mezcla			5,460.00	Conexión de tanques de materia prima con UM. y caldero
Tubería entre el tanque de FO y la UM.	1	3,120.00	3,120.00	Mano de obra y materiales
Tubería entre el tanque de Agua y la UM.	1	780.00	780.00	Mano de obra y materiales
Interconexión de la unidad de mezcla y el sistema de combustible del caldero	1	1,560.00	1,560.00	Mano de obra y materiales

Sistemas térmicos requeridos para el abastecimiento de materia prima a la unidad de mezcla			12,075.00	Intercambiadores de calor para Fuel Oil, Agua y aditivo
Serpentín inmerso en el tanque de combustible y agitación	1	8,870.00	8,870.00	Mano de obra y materiales
Aislamiento térmico entre el tanque de FO y la UM.	1	535.00	535.00	Mano de obra y materiales
Serpentín inmerso en el tanque de agua/aditivo	1	1,170.00	1,170.00	Mano de obra y materiales
Cinturón de calentamiento eléctrico	1	1,500.00	1,500.00	Compra a proveedor local - La Llave
Sistema de adquisición de datos e instrumentación			9,772.67	Esquema de registro de datos - Norma ASME PTC 4.1
PLC	1	666.00	666.00	Compra a proveedor local-Maqhensa
Módulo de entrada digital	1	220.00	220.00	Compra a proveedor local-Maqhensa
Módulo de entrada análoga	1	195.00	195.00	Compra a proveedor local-Maqhensa
Módulo de salida digital	1	235.04	235.04	Compra a proveedor local-Maqhensa
Medidor de flujo coriolis - Combustible	1	0.00	0.00	Está instalado en la unidad de mezcla
Medidor de flujo coriolis- Agua/Aditivo	1	0.00	0.00	Está instalado en la unidad de mezcla
Medidor de flujo para agua que ingresa al caldero	1	1,371.70	1,371.70	Compra a proveedor local - Honeywell Contro CIA
Medidor de flujo para purga continua del caldero	1	1,165.95	1,165.95	Compra a proveedor local - Honeywell Contro CIA
Transmisores de temperatura	3	141.75	425.25	Compra a proveedor local - Akontrol S.A.
Transmisores de presión	2	332.00	664.00	Compra a proveedor local-Maqhensa
Calorímetro de estrangulamiento isentálpico	1	1,158.73	1,158.73	Mano de obra y materiales - Maqhensa
Instalación y configuración de los equipos	1	3,671.00	3,671.00	Mano de obra e ingeniería - Akontrol S.A.
Analizador de Gases Portátil	1	3,850.00	3,850.00	Importación APT
TOTAL			\$ 93,507.67	

DESCRIPCIÓN DEL COSTO EN COMBUSTIBLE DEL CALDERO NO 5. - ETAPA PROYECTO				
DEMOSTRACIÓN FUEL OIL				
		gl/mes	US\$/gl	US\$/mes
Consumo de Fuel Oil		57456.00	0.7324	42080.77
Consumo de aditivo para mejorar la combustión	0.00025	14.36	35.00	502.74
Total Actual (a)				42583.51
DEMOSTRACIÓN FOE - ETAPA PROYECTO				
		gl/mes	US\$/gl	US\$/mes
Consumo de FOE		57456.00		
Consumo de Fuel Oil (Ahorro 7%)	93.00%	53434.08	0.7324	39135.12
Fee - 50% ahorro de combustible fósil		4022	0.3662	1472.83
Fee - 50% ahorro en el consumo de aditivo		14.36	17.5	251.37
Total FOE (b)				40859.32
Ahorro durante la demostración por mes (a)-(b)		US\$/mes	1724.20	
Tiempo de Etapa Proyecto		mes	3	
Ingreso para la empresa que impulsa el proyecto basado en el modelo de negocio planteado para esta etapa.		US\$	5172.59	

ETAPA COMERCIAL PARA LOS 4 CALDEROS				
CONSUMO DE FUEL OIL - SITUACIÓN ACTUAL				
		gl/mes	US\$/gl	US\$/mes
Consumo de Fuel Oil		229824.00	0.7324	168323.10
Consumo de aditivo para mejorar la combustión	0.00025	57.46	35	2010.96
			Total Actual (a)	170334.06
CONSUMO DE FUEL OIL EMULSIONADO ETAPA COMERCIAL				
		gl/mes	US\$/gl	US\$/mes
Consumo de FOE		229824.00		
Consumo de Fuel Oil (Ahorro 7%)	0.93	213736.32	0.7324	156540.48
Costo del servicio por galón emulsionado			0.04	9192.96
			Total FOE Com. (b)	165733.44
Ahorro				
Beneficios para la empresa Piloto (a)-(b)	US\$/mes	4600.62		
	US\$/año	55207.40		
Ingresos				
Ingresos para la empresa promotora	US\$/mes	9192.96		
	US\$/año	110315.52		

APÉNDICE 19

PROPUESTAS ECONÓMICAS EN LA ETAPA COMERCIAL

PROPUESTA 1

ALIMENTACIÓN DE LOS TANQUES DIARIOS CON FUEL OIL EMULSIONADO DESDE LA UNIDAD DE MEZCLA.

Descripción	Costo Estimado
Automatización de los sistemas de calentamiento y dosificación.	6500.00
Conexiones entre la UM y los tanques diarios (Mano de obra y materiales).	1000.00
Conexiones entre los tanques de almacenamiento de FO de EL CAFÉ y el tanque de 3000 gls que construyó el JV (mano de obra y materiales).	1000.00
Válvulas de control (Vapor y Fuel)	2500.00
Cableado y equipos de control para el sistema.	3500.00
TOTAL	\$ 14,500.00

PROPUESTA 2

ALMACENAMIENTO DE FUEL OIL EMULSIONADO PARA ABASTECIMIENTO DE LOS TANQUES DIARIOS

Descripción	Costo Estimado
Automatización de los sistemas de calentamiento y dosificación.	6500.00
Modificación de la capacidad actual del tanque del JV de 3000 a 7900 gls. (Mano de Obra y Materiales)	3000.00
Bomba de recirculación y serpentín en el tanque del JV. (Mano de obra y materiales)	7300.00
Bomba de recirculación y serpentín en el tanque C de EL CAFÉ para poder abastecer de Fuel Oil a la UM. (Mano de obra y materiales)	7300.00
Conexión entre tanques (Mano de obra y materiales)	1000.00
Cableado y equipos de control para el sistema.	2500.00
TOTAL	\$ 27,600.00

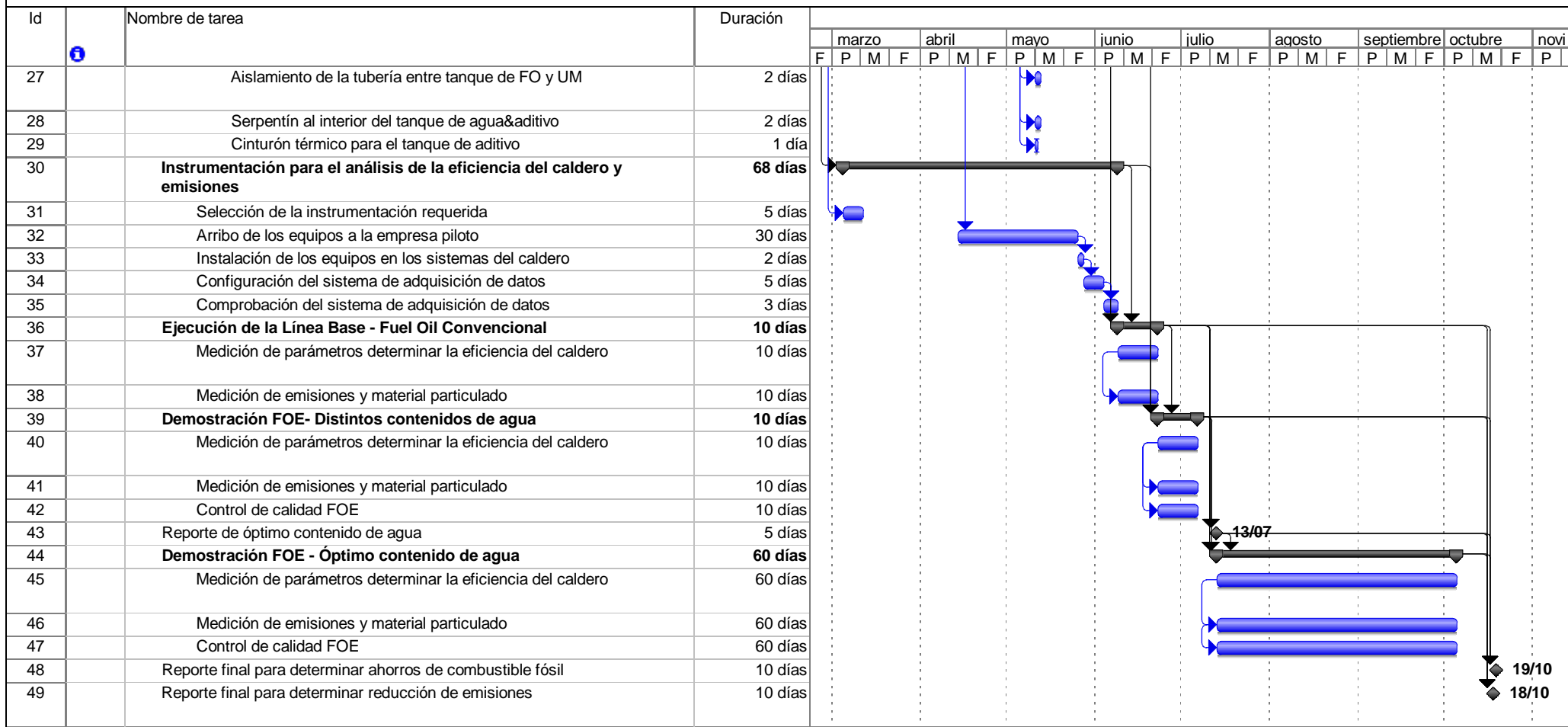
APÉNDICE 20 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO

Id	Nombre de tarea	Duración	Cronograma																														
			marzo			abril			mayo			junio			julio			agosto			septiembre			octubre			novi						
			F	P	M	F	P	M	F	P	M	F	P	M	F	P	M	F	P	M	F	P	M	F	P	M	F	P	M	F	P		
1	PROYECTO FUEL OIL EMULSIONADO- E. PROYECTO	162.45 días	[Barra de progreso completa]																														
2	Instalación de la Planta de Emulsificación	52 días	[Barra de progreso completa]																														
3	Presentación de propuesta de ingeniería a la empresa piloto	5 días	[Barra azul]																														
4	Aprobación de la propuesta de ingeniería	10 días	[Barra azul]																														
5	Proceso de cotización para las instalaciones eléctricas y mecánicas para la planta de emulsificación	15 días	[Barra azul]																														
6	Recepción de cotizaciones de los proveedores	5 días	[Barra azul]																														
7	Aprobación de la inversión por parte de la empresa que impulsa la tecnología	5 días	[Barra azul]																														
8	Compra de materiales	10 días	[Barra azul]																														
9	Unidad de Mezcla	23 días	[Barra azul]																														
10	Contrucción mecánica y eléctrica de la unidad de mezcla	20 días	[Barra azul]																														
11	Instalación de la UM en la empresa piloto	3 días	[Barra azul]																														
12	Tanques de almacenamiento de materia prima	16 días	[Barra azul]																														
13	Tanque de Fuel Oil	16 días	[Barra azul]																														
14	Construcción del tanque de Fuel Oil	15 días	[Barra azul]																														
15	Instalación del tanque	1 día	[Barra azul]																														
16	Tanque de agua&Aditivo	1 día	[Barra azul]																														
17	Instalación del tanque para la mezcla agua& aditivo	1 día	[Barra azul]																														
18	Tanque de aditivo y desecho	7 días	[Barra azul]																														
19	Construcción de tanque de desecho	5 días	[Barra azul]																														
20	Instalación del tanque de aditivo y desecho	2 días	[Barra azul]																														
21	Tuberías entre la UM y los tanques de almacenamiento	13 días	[Barra azul]																														
22	Conexión con tanque de Fuel Oil	3 días	[Barra azul]																														
23	Conexión con tanque de agua&Aditivo	2 días	[Barra azul]																														
24	Conexión con sistema de combustible de la empresa piloto - Ingreso y retorno del caldero	2 días	[Barra azul]																														
25	Sistemas térmicos	5 días	[Barra azul]																														
26	Serpentín al interior del tanque de Fuel Oil	5 días	[Barra azul]																														

Proyecto: El Café Project- Rev March 2
Fecha: dom 05/12/10
NOD: No Definido

Tarea		Hito		Tareas externas	
División		Resumen		Hito externo	
Progreso		Resumen del proyecto		Fecha límite	

APÉNDICE 20 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO



Proyecto: El Café Project- Rev March 2 Fecha: dom 05/12/10 NOD: No Definido	Tarea		Hito		Tareas externas	
	División		Resumen		Hito externo	
	Progreso		Resumen del proyecto		Fecha límite	

APÉNDICE 21

COEFICIENTE GLOBAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR

PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR –D. KERN

CALENTADORES		
Vapor de Agua	Agua	976-3416 (200-700) ⁴
Vapor de Agua	Metanol	976-3416 (200-700) ⁴
Vapor de Agua	Amoniaco	976-3416 (200-700) ⁴
Vapor de Agua	Soluciones acuosas:	
	Menos 2.0 cp	976-3416 (200-700)
	Más de 2.0 cp	488-2440 (100-500) ⁴
Vapor de Agua	Sustancias orgánicas ligeras	244-488 (50-100)
Vapor de Agua	Sustancias orgánicas medias	488-976 (100-200)
Vapor de Agua	Sustancias orgánicas pesadas	30-300 (6-60)
Vapor de Agua	Gases	24-244 (5-50) ⁶

Notas:

* Kcal/hr-m²-°C (BTU/hr pies² °F)

Nota: Para obtener U₁ en (W/m²-K) multiplicar kcal/h-m²-°C por 1.163.

1. Las sustancias orgánicas ligeras son fluidos con viscosidades menores de 0.5 cp e incluyen: benceno, tolueno, acetona, etanol, metil-etil-cetona, gasolina, kerosén y nafta.
2. Las sustancias orgánicas medias tienen viscosidades de 0.5 a 1.0 cp e incluyen: kerosena, strawoil, gasoil caliente, aceite de absorbedor caliente y algunos crudos.
3. Sustancias orgánicas pesadas tienen viscosidades mayores de 1.0 cp e incluyen: gasoil frío, aceites lubricantes, petróleo combustible.
4. Factores de obstrucción 0.001.
5. Caída de presión de 1.472 a 2.018 kg/cm² (20 a 30 lbs/plg²).
6. Estos valores están influenciados grandemente por la presión de operación.

APÉNDICE 22

CONSTANTES DE LA CORRELACIÓN DE ZHUKAUSKAS PARA CILINDRO CIRCULAR EN FLUJO CRUZADO

Fundamentos de transferencia de calor (F. Incropera, D. de Witt) – Tabla 7.4

TABLA 7.4 Constantes de la ecuación 7.56 para el cilindro circular en flujo cruzado [16]

Re_D	C	m
1–40	0.75	0.4
40–1000	0.51	0.5
$10^3–2 \times 10^5$	0.26	0.6
$2 \times 10^5–10^6$	0.076	0.7

BIBLIOGRAFÍA

1. FULTON BOILERS, Installation, operation and maintenance manual for FBS series,2010.
2. AREPEL, Optimización de combustión en calderos y hornos – Guía Ambiental 29, 2000.
3. MASON,GHANDI, Formulas for calculating heating values of fuels,1985.
4. HOULIHAN, GRIMES, The triple crown: Less NOX, Less PM and Fuel Efficiency,2008.
5. MOLERO DE BLAS, Pollutant formation and interaction in the combustion of heavy liquid fuels, 2000.
6. LAW, LEE, SCRINIVASAN, Combustion characteristics of water in oil emulsion droplets, 1980.

7. WONG, LAW, Microexplosions of fuel droplets under high pressure, 1985.
8. DRYER, Water addition to practical combustion systems, 1976.
9. HOULIHAN, GRIMES, Optimal control of particulate emissions, 2007.
10. ELLIS, MUJAHID, Evaporation of water hydrocarbon emulsions, 2009.
11. UPME, COLCIENCIA, Eficiencia energética en la generación y distribución de vapor, 2007.
12. ABMA, Determining and testing boiler efficiency for commercial and industrial packaged boilers, 2008.
13. KERN DONALD, Procesos de transferencia de calor, Editorial Continental, Décimo quinta edición.
14. INCROPERA, DE WITT, Fundamentos de transferencia de calor, Editorial Prentice Hall, Cuarta edición.