

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA  
UTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLE LIQUIDO TIPO "CCTA", A PARTIR  
DE CARBONES DE LAS MINAS DE SAN LUIS (SANTANDER), COMO  
COMBUSTIBLE SUSTITUTO DE LOS HIDROCARBUROS EMPLEADOS  
EN LAS CALDERAS DE LA GERENCIA COMPLEJO  
BARRANCABERMEJA**

**FABIAN EMIRO MARTÍNEZ SANTIS  
CARLOS HUMBERTO LOZA ARENAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2007**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA  
UTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLE LIQUIDO TIPO "CCTA", A PARTIR  
DE CARBONES DE LAS MINAS DE SAN LUIS (SANTANDER), COMO  
COMBUSTIBLE SUSTITUTO DE LOS HIDROCARBUROS EMPLEADOS  
EN LAS CALDERAS DE LA GERENCIA COMPLEJO  
BARRANCABERMEJA**

**FABIAN EMIRO MARTÍNEZ SANTIS  
CARLOS HUMBERTO LOZA ARENAS**

**Trabajo de grado para optar al título de:  
Ingeniero Mecánico**

**Director:  
OMAR ARMANDO GÉLVEZ AROCHA  
Ingeniero Mecánico**

**Codirector:  
JORGE LUIS GROSSO VARGAS  
Ingeniero Químico Ms.c**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2007**

## DEDICATORIA

Al alcanzar esta meta quiero agradecer primero que todo a Dios,

A mi padre que en vida contribuyo para alcanzar este logro y que desde el cielo se siente orgulloso de mí.

A mi madre quien en todos momentos ha estado apoyándome con sus sacrificios y bendiciones para alcanzar este logro tan anhelado.

A mi hermano, quien en las buenas y en las malas ha sido un sabio consejero, y en las buenas ha sido un motivo de alegría para el desarrollo de esta tesis.

A Laura, quien desde hace cuatro años ha compartido grandes momentos y me ha apoyado incondicionalmente.

A mis Amigos que siempre estuvieron ahí, brindándome una mano cuando mas lo necesitaba, especialmente a mi compañero de tesis Carlos Loza y a Nelson Portilla, y finalmente a todas aquellas personas que de una u otra forma pusieron su granito de arena para culminar esta etapa de mi vida.

Gracias a todos,

**FABIAN EMIRO**

## DEDICATORIA

Al creador.....de quien proviene la sabiduría y la inteligencia.

A César Eduardo, mi hermano.....Quien por su invaluable esfuerzo, fue el *GESTOR* de tan importante logro en mi vida. Por su incondicionalidad y su inquebrantable fe....mil gracias.

A mis padres y hermanos.....ustedes son mi inspiración para seguir adelante y no desfallecer.

Y a todas las personas que por sus sabios consejos hicieron posible la realización de este sueño.

**CARLOS HUMBERTO**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su especial agradecimiento a:

A la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER** por educarnos y formarnos como verdaderos profesionales.

Al **INGENIERO QUÍMICO, MSc. Jorge Luís Grosso Vargas**, quien contribuyó con sus conocimientos, su amplia experiencia y sus sabios consejos en la realización de este proyecto.

**INGENIERO QUÍMICO, DOMINGO ESCALANTE**, Gerente de producción de la Gerencia Complejo de Barrancabermeja, quien nos brindó la oportunidad de realizar este proyecto en las instalaciones del complejo.

**INGENIERO ELECTRICISTA, JESÚS JOAQUÍN MÉNDEZ**, ingeniero del Centro Control de Potencia (CCP - GCB), por su orientación profesional y su constante disposición a resolver cualquier inquietud.

A los profesores de ingeniería mecánica, en especial al Ingeniero **OMAR ARMANDO GELVÉZ AROCHA**, gracias por su formación y por hacer de la ingeniería mecánica una verdadera vocación.

Al personal de ATP - GCB (apoyo técnico a la producción) y a los operadores del área de Planta eléctrica de Balance, porque siempre estuvieron atentos a colaborarnos en todo lo que necesitábamos.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL CARBÓN Y ENERGÍA EN COLOMBIA.	3
1.1 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN COLOMBIA	3
1.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.	4
1.3. INDICADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE LOS ÚLTIMOS 6 AÑOS	4
1.4. EL CARBÓN.	5
1.4.1 Panorama mundial.	5
1.4.2 El Sector Energético	6
2. EMULSIONES.	12
2.1 DEFINICION.	12
2.2 EMULSIFICANTES O SURFACTANTES.	14
2.3 ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES.	17
2.3.1 Tensión superficial.	17
2.4 EMULSIONACIÓN.	18
2.5 VISCOSIDAD DE LAS EMULSIONES.	19
2.5.1 Viscosidad de la Fase Externa.	19
2.5.2 Proporción de la Fase interna.	19
2.5.3 Tamaño de gotas.	21
2.5.4 Viscosidad de la Fase Interna.	22
2.6 EMULSIONES POCO VISCOSAS - ASPECTOS PRACTICOS.	23
3. COMBUSTIBLE NO CONVENCIONAL - MEZCLAS TRIPLES.	24
3.1 ANTECEDENTES EN COLOMBIA.	24
3.2 EXPERIENCIAS.	24

3.2.1	Resultados obtenidos.	25
3.3.	MEZCLA CARBON - COMBUSTOLEO - TENSOACTIVO - AGUA, "CCTA".	27
3.3.1	Definición.	27
3.3.2.	Técnica de la producción de emulsiones tipo CCTA.	29
3.3.3	Carbón a utilizar para la preparación de la CCTA.	32
4.	CALDERAS.	36
4.1	HISTORIA.	36
4.2	TIPOS DE CALDERAS.	37
4.2.1	Piro tubulares	37
4.2.2	Calderas acuotubulares.	37
4.2.3.	Partes de una caldera acuotubular tipo D.	39
5.	SELECCIÓN DEL EQUIPO PARA REALIZAR EL ESTUDIO.	50
6.	EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA B-2954.	54
6.1	EFICIENCIA DE CALDERAS.	54
6.2.	NORMA ASME PTC 4 - 1998.	55
6.2.1.	MÉTODO DIRECTO Ó DE ENTRADA - SALIDA.	56
6.2.2.	MÉTODO INDIRECTO Ó DE PÉRDIDAS.	57
6.2.3	ASPECTOS PRELIMINARES PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA.	60
6.3	CÁLCULO DE LA EFICIENCIA POR EL MÉTODO DE PÉRDIDAS.	69
6.3.1.	Efecto de las variables del proceso.	69
6.3.2.	Evaluación analítica.	73
6.3.3.	Resultados del cálculo de la eficiencia.	73
6.3.4.	Posibilidades de reducción de pérdidas.	89
7.	EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE LA CALDERA B-2954.	96
7.1.	FASE I. DEFINICIÓN DEL SISTEMA.	97
7.2.	FASE II. EVALUACIÓN DEL DAÑO.	97

7.2.1. Ensayos realizados para la evaluación de integridad en calderas.	98
7.3. RESULTADOS DE LOS END REALIZADOS A LA CALDERA B-2954.	105
7.3.1 Boroscopiado.	105
7.3.2 Prueba de réplicas metalográficas.	105
7.3.3. Análisis del resultado de corrientes de Eddy. .	107
7.3.4 Resultado de la medición de espesores por Ultrasonido.	107
7.4 TRABAJOS ADICIONALES REALIZADOS DURANTE LA REPARACIÓN.	109
7.4.1 Tambor de vapor y de lodos.	109
7.4.2. Refractario.	109
7.4.3. Quemadores.	109
7.5. MECANISMOS DE ACUMULACIÓN DE DAÑO.	110
7.6. ETAPA III. CONCLUSIONES.	110
7.6.1 Resultados de la prueba de combustión de la CCTA a escala piloto.	110
8. ESTUDIO TECNICO DEL PROYECTO.	126
8.1. CÁLCULO CONSUMO DE CCTA EN LA CALDERA B-2954.	126
8.1.1. Condiciones operacionales promedio.	126
8.2. PREPARACION DE LA EMULSION TIPO CCTA.	128
8.2.1. Descripción del proceso.	129
8.3. SISTEMA ADICIONAL PARA OPTIMIZAR LA COMBUSTIÓN DE LA CCTA	133
8.4 REDUCCIÓN DE EMISIONES Y TRATAMIENTO DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN	138
8.4.1 Limpieza del carbón	138
8.4.2 Precipitadores electrostáticos y filtros de tejido	138
8.4.3 Sistema de desulfurización de gas de chimenea	139
8.4.4 Uso de combustibles con bajo contenido en azufre	141

8.4.5 Control de los óxidos de nitrógeno	141
8.4. REDUCCION DE EMISIONES Y TRATAMIENTO DE LOS GASES DE COMBUSTION.	144
8.5 MATERIAS PRIMAS, INSUMOS Y SUMINISTROS	144
8.5.1. Origen de las materias primas e insumos Limpieza del carbón.	144
8.6. ABASTECIMIENTO Y PRECIOS.	145
8.6.1. Carbón	145
8.6.2. Combustóleo Base (Fuel Oil No. 6)	146
8.6.3. Agua clarificada	146
8.6.4. Tensoactivo	147
8.7. CONTROL DE CALIDAD DE LAS MATERIAS PRIMAS Y DEL PRODUCTO FINAL.	148
8.8 EQUIPO Y TUBERÍA DE PROCESO REQUERIDOS	148
8.8.1. Mezcladores estáticos de Tres vías.	149
8.8.2. Tanques Atmosféricos.	149
8.8.3. Agitadores para Tanques.	149
8.8.4. Equipo de Bombeo.	150
8.8.5. Precipitador Electrostático.	151
8.8.6. Tubería de Proceso.	151
8.8.7. Aislamiento.	152
8.9. INSTRUMENTACIÓN REQUERIDA.	152
8.10. ÁREA DE LOCALIZACIÓN DEL PROCESO.	153
8.10.1. Ventajas Técnicas del área para preparación de la Emulsión.	156
8.11. NECESIDADES DE SERVICIOS INDUSTRIALES Y ADITIVOS.	157
8.11.1. Servicios Industriales.	157
8.11.2. Aditivo.	159
8.12. ESTIMATIVO DE INVERSIÓN.	159
8.13. PRECIOS DE ENERGÍA Y SUMINISTROS.	159

8.14. ELEMENTO HUMANO REQUERIDO.	159
8.15. CARACTERIZACION DE LOS EQUIPOS REQUERIDOS.	160
8.15.1. Programa anual y mensual de producción de CCTA..	164
8.15.2. Análisis de las reales posibilidades de poner en práctica la idea de inversión.	164
9. ESTUDIO ECONOMICO DE LA ALTERNATIVA	166
9.1. ACTIVOS TOTALES.	166
9.2 INVERSIÓN TOTAL INICIAL	167
9.2.1. Inversión Directa.	167
9.2.2. Inversión Indirecta.	168
9.2.3. Resumen de inversiones	168
9.2.4. Capital de Trabajo.	169
9.3. COSTOS DE PRODUCCIÓN.	171
9.3.1. Costos Fijos.	171
9.4. COSTO DE PRODUCCION.	173
9.5. INGRESOS.	174
10. ESTUDIO FINANCIERO.	175
10.1. TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO.	175
10.2. INDICADORES FINANCIEROS.	175
10.2.1. Valor Presente Neto (VPN).	175
10.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).	176
10.2.3. Viabilidad Económica de la Alternativa.	177
10.2.4. Relación Beneficio-Costo del Proyecto.	177
10.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.	179
10.3.1. Sensibilidad a la tasa de interés.	180
10.3.2. Sensibilización por cambios en el nivel de producción.	180
10.3.3. Sensibilidad en los costos de materias primas.	181

CONCLUSIONES	183
RECOMENDACIONES	187
BIBLIOGRAFÍA	190
ANEXOS	192

## LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Indicadores de energía eléctrica según el uso.	5
Cuadro 2. Producción de carbón, en millones de toneladas, 2006.	8
Cuadro 3. Recursos y reservas medidos en Colombia (Mt).	9
Cuadro 4. Experiencias con la utilización de emulsiones tipo O/W en calderas y hornos de la GCB.	25
Cuadro 5. Reservas de carbón en el sector Flanco Occidental del Área carbonífera San Luís.	33
Cuadro 6. Hoja de Calidad del Área carbonífera San Luís, Sector Flanco Occidental. Carbones térmicos.	34
Cuadro 7. Ventajas y desventajas de los dos métodos de cálculo de eficiencia recomendados por la norma ASME PTC. 4.1	59
Cuadro 8. Datos requeridos para el cálculo de la eficiencia por el método de pérdidas.	60
Cuadro 9. Instrumentación utilizada en la caldera B-2954.	63
Cuadro 10. Pérdidas de calor calculadas para la caldera a diferentes cargas y combustibles durante las corridas de eficiencias.	89
Cuadro 11. Valores estipulados y actuales para el agua de calderas.	90
Cuadro 12. Valores típicos para exceso de aire en calderas.	91
Cuadro 13. Ensayos no destructivos realizados para la caldera B-2954.	104
Cuadro 14. Resultados Boroscopiado Caldera B-2954.	105

Cuadro 15. Resultados réplicas metalográficas caldera B-2954.	106
Cuadro 16. Tubos seleccionados para inspección de espesores por UT.	108
Cuadro 17. Comparación de las variables de combustión entre la CCTA y el Fuel-Oil.	113
Cuadro 18. Valores resultantes de la combustión del Fuel-Oil.	118
Cuadro 19. Valores típicos de la quema de CCTA para la estimación de TC.	120
Cuadro 20. Nuevas condiciones operacionales de la caldera B2954, quemando CCTA como combustible, generando un flujo de vapor de 230 KLBH.	122
Cuadro 21. Resultados de la prueba de emisiones durante la prueba de CCTA a escala piloto.	123
Cuadro 22. Condiciones operacionales promedio durante el último año.	126
Cuadro 23. Valores de entalpías para la CCTA.	128
Cuadro 24. Controles de emisiones aplicables en calderas de combustión.	143
Cuadro 25. Requerimientos de materias primas y suministros al año.	147
Cuadro 26. Métodos de control de calidad para materias primas, insumos y producto final.	148
Cuadro 27. Características de bombas requeridas para el proyecto.	150
Cuadro 28. Necesidades de Servicios Industriales y Aditivo.	158
Cuadro 29. Especificaciones de Equipos y Tubería.	160
Cuadro 30. Programa anual de producción de CCTA.	164

Cuadro 31. Detalle de los costos de Inversiones Directas (Activo Inmovilizado).	168
Cuadro 32. Resumen costos físicos de la Planta.	169
Cuadro 33. Resumen del Cálculo de Capital de trabajo	170
Cuadro 34. Resumen de inversiones	170
Cuadro 35. Resumen de Costos Fijos	172
Cuadro 36. Resumen de Costos Variables para el proyecto.	173
Cuadro 37. Costos de Producción.	173
Cuadro 38. Indicadores económicos para el proyecto para los diferentes escenarios analizados.	179

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Distribución de la capacidad instalada según el tipo de fuente.	3
Figura 2. Oferta total de potencia según fuente, Año 2005.	4
Figura 3. Distribución mundial de las reservas de carbón, en 10 <sup>12</sup> Ton.	6
Figura 4. Distribución mundial de energía según tipo de producción.	7
Figura 5. Consumo de carbón por departamento.	10
Figura 6. Mapa de distribución de las zonas potenciales de carbón en Colombia.	11
Figura 7. Esquema típico de una emulsión líquido - líquido.	13
Figura 8. Tipos de emulsiones más conocidas.	14
Figura 9. Estructura molecular de un tensoactivo aniónico.	15
Figura 10. Orientación de tenso activo en la interfase	16
Figura 11. Tensión Superficial	18
Figura 12. Variación de la viscosidad relativa con el contenido de la fase interna.	20
Figura 13. Efecto de la proporción de fase interna para varias emulsiones de crudo pesado en agua. (Informe Técnico FIRP 8302).	21
Figura 14. Materias primas requeridas para la preparación de la CCTA.	30

Figura 15. Mecanismo de formación de la CCTA.	31
Figura 16. Esquemas de calderas tipo A y D.	39
Figura 17. Tipos de calderas acuotubulares.	39
Figura 18. Distribución del hogar de la caldera acuotubular tipo D.	40
Figura 19. Calentador de aire.	41
Figura 20. Precalentador de aire.	41
Figura 21. Tambor de vapor, tambor de lodos y sobrecalentador en la caldera.	43
Figura 22. Deshollinador retráctil estacionario.	44
Figura 23. Registros de aire de combustión.	45
Figura 24. Quemador conjunto de gas y combustóleo.	46
Figura 25. Detalle del quemador de Fuel-Oil usado en las calderas de Balance	47
Figura 26. Calderas de planta eléctrica de Balance - GCB.	52
Figura 27. Instrumentación utilizada en la caldera B-2954.	65
Figura 28. Datos tomados del tablero de operaciones para el cálculo de eficiencia.	68
Figura 29. Entradas, salidas y pérdidas de energía en una caldera.	74
Figura 30. Calor específico instantáneo de gases secos de combustión a diferentes temperaturas a la salida de la unidad.	75
Figura 31. Carta estándar para pérdidas por radiación de la ABMA.	85

Figura 32. Transmisión de la superficie para varias velocidades del aire basadas en una emisividad de 0.95 y temperatura del aire de 70 °F.	86
Figura 33. Diagrama de SANKEY	
Figura 34. Resultados de eficiencia caldera B-2954.	87
Figura 35. Punto de rocío del gas ácido, como función del contenido de azufre H <sub>2</sub> S del combustible.	93
Figura 37. Metodología a utilizar para evaluación de integridad.	95
Figura 38. Técnicas de ensayos no destructivos para inspección y evaluación de integridad estructural de equipos y componentes.	99
Figura 39. Boroscopia al interior de tubos de un intercambiador.	100
Figura 40. Esquema de la planta piloto utilizada para las pruebas realizadas por el ICP.	112
Figura 41. Detalle del tipo de boquilla PEABODY utilizada.	113
Figura 42. Esquema de Preparación y Distribución de Emulsión CCTA en las calderas de Balance.	133
Figura 43. Esquema de preparación y combustión de la emulsión CCTA.	135
Figura 44. Unidad integrada de ciclo combinado de gasificación de carbón.	137
Figura 45. Esquema frontal (izquierda) y sección transversal (derecha) de un precipitador electrostática de placas planas.	139
Figura 46. Esquema básico de un sistema de desulfurización de gases de chimenea.	140
Figura 47. Área disponible para la ubicación de la planta de preparación de la CCTA en la unidad de balance.	155
Figura 48. Distribución de la Inversión Total, en US\$.	171

Figura 49. Representación grafica sensibilización en la tasa de interés de oportunidad del inversionista.	180
Figura 50. Variación del VPN y la TIR en función de los distintos Niveles de Producción.	181
Figura 51. Representación de los indicadores de rentabilidad del proyecto cuando se hace un análisis de sensibilidad a los costos de las materias primas.	182

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Propiedades físicas del carbón	193
Anexo B. Precios del carbón según ubicación de la termoeléctrica	213
Anexo C. Inestabilidad de las emulsiones	241
Anexo D. Registros de las corridas para el cálculo de la eficiencia de la caldera b-2954	251
Anexo E. Evaluación de integridad - Fase I	255
Anexo F. Prueba de combustión de la CCTA a escala industrial en la planta de Bavaria - Santafé de Bogotá.	295
Anexo G. Bases de cálculo para el estudio tecnico	301
Anexo H. Calculo de los principales equipos del proceso	3109
Anexo I. Bases de cálculo para el estudio económico	350

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA PARA LA UTILIZACION DE COMBUSTIBLE LIQUIDO TIPO "CCTA", A PARTIR DE CARBONES DE LA MINA DE SAN LUIS (SANTANDER), COMO COMBUSTIBLE SUSTITUTO DE LOS HIDROCARBUROS EMPLEADOS EN LAS CALDERAS DE LA GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA.<sup>1</sup>

**AUTORES:**

MARTINEZ SANTIS, Fabián Emiro.<sup>2</sup>

LOZA ARENAS, Carlos Humberto.

**PALABRAS CLAVES:** Calderas acuotubulares, CCTA, sinergia, Norma ASME PTC 4, Estudio de factibilidad técnico-económica, GCB, San Luís.

**DESCRIPCION:**

Una de las prioridades de la política energética nacional es la reducción en gran parte del uso de hidrocarburos (derivados del petróleo), lo que ha impulsado la necesidad de buscar otras fuentes alternas de energía que reemplacen parcial o totalmente a las existentes. El ICP desarrolló la sinergia de las mezclas carbón-tensoactivo-agua dando lugar a un nuevo combustible alternativo denominado CCTA, el cuál mejora sustancialmente la combustión del carbón y la eficiencia térmica, lo que lo convierte en una gran alternativa a futuro ya que se aprovecharían las grandes reservas de carbón existentes en las minas de San Luís (Santander).

Este trabajo de grado, tiene como objetivo realizar un estudio técnico que permita implementar el uso de la mezcla de carbón tipo (CCTA) como combustible en las calderas utilizadas para la generación de vapor en la GCB, estableciendo todos aquellos elementos de reconversión necesarios para adaptar este combustible a dicho sistema, generando con ello la liberación de un gran volumen de combustóleo y ALC que puedan ser destinado a suplir el consumo básico nacional.

La evaluación económica del proyecto fue realizada desde el punto de vista de inversión de los equipos necesarios, tomando como base los indicadores de rentabilidad, tales como el Valor Presente Neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), lo cual arrojo como resultado que el proyecto es factible técnica y económicamente.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Ingeniería Mecánica.

## SUMMARY

**TITLE:** STUDY OF THE TECHNICAL AND ECONOMICAL FEASIBILITY FOR THE USE OF FUEL TYPE "CCTA", FROM COALS OF THE SAN LUIS COAL MINE (SANTANDER), LIKE SUBSTITUTE FOR HYDROCARBONS USED IN THE BOILERS IN THE MANAGEMENT COMPLEX BARRANCABERMEJA.<sup>3</sup>

**AUTHORS:** MARTINEZ SANTIS, Fabián Emiro.  
LOZA ARENAS, Carlos Humberto.<sup>4</sup>

**KEY WORDS:** Boilers, CCTA, synergy, Norm ASME PTC 4, technical and economical feasibility, GCB, San Luis coal mine.

### DESCRIPTION:

One of the priorities of the national power policy is the reduction of a great extent of the hydrocarbon use (derived from petroleum), which has impelled the necessity to look for other alternative sources of energy which could replace in whole or in part the existing ones. The ICP developed the synergy of the mixtures coal-tensioactive-water giving rise to a new alternative fuel called CCTA, which substantially improves the combustion of the coal and the thermal efficiency, which turns it a great alternative for the future, since the great existing coal reserves in the San Luis mines (Santander) would be taken in advantage.

This work of graduation, has as an objective to make a technical study that might allow the use of the coal mixture type (CCTA) like fuel in the boilers used for the steam generation in the GCB, being established all those elements of restructuring necessary to adapt this fuel to this system, generating with it the liberation of a great volume of fuel-oil and ALC that can be bound to replace the national basic consumption.

The economic evaluation of the project was made from the point of view of investment the necessary equipment, taking as it bases the indicators of yield, such as Net Present Value (VPN) and the internal rate of return (TIR), which showed as a result that the project is feasible technical and economically.

---

<sup>3</sup> Degree project.

<sup>4</sup> Physical-mechanical engineering faculty. Mechanical engineering school.

## INTRODUCCIÓN

Uno de los principales propósitos de la política energética colombiana radica en reducir sustancialmente el uso de hidrocarburos como combustible en los sistemas generadores de vapor, utilizados en la industria y en el sector energético nacional, aprovechando para ello las grandes reservas de carbón existentes en el país y el bajo costo de este en el mercado en comparación con los productos derivados del petróleo.

Dada la grave situación económica que vive Colombia, al alto e inestable precio del petróleo y a su evidente escasez, ha surgido la necesidad de buscar otras fuentes alternas de energía que reemplacen parcial o totalmente a las existentes sin ocasionar altos costos y excesivas modificaciones en los sistemas.

Utilizando la tecnología de emulsiones inversas (o/w) de baja viscosidad de combustóleo en agua, desarrollada en el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP), se estableció la sinergia con las mezclas Carbón-Tensoactivo-Agua, dando lugar al surgimiento de un nuevo combustible no convencional denominado CCTA, Carbón - Combustóleo - Tensoactivo - Agua. Para evaluar a escala industrial la eficiencia de combustión y generación de vapor, la integridad de los equipos involucrados y el impacto ambiental de este combustible, se planificó y desarrolló una prueba en la caldera Combustión Engineering, de la empresa Bavaria S.A. Cervecería de Bogotá (ver informe en los anexos), lo cual arrojó un resultado positivo comparado con los combustibles utilizados, e incluso se logró mejores características de fluidez

que las ofrecidas por el crudo Castilla (combustible utilizado en la caldera de Bavaria utilizada para la prueba), permitiendo un mejor manejo, almacenamiento y transporte por tubería de los sistemas CCTA.

De acuerdo con los buenos resultados obtenidos en la prueba de combustión de la CCTA y al uso masificado de las calderas para la generación de vapor los cuales son equipos altamente críticos, consumidores de gran parte de la energía utilizada en el sector industrial, nació la idea de realizar un estudio que permita implementar la mezcla de carbón tipo (CCTA) como combustible sustituto de las calderas de la Gerencia Complejo Barrancabermeja (GCB), partiendo para ello de las grandes reservas de carbón existentes en las minas de San Luís (Santander) cuya ubicación relativamente próxima a las instalaciones de la refinería de Barrancabermeja lo convierte en un atractivo, abriendo de paso la posibilidad de generar un amplio desarrollo económico y social de la región.

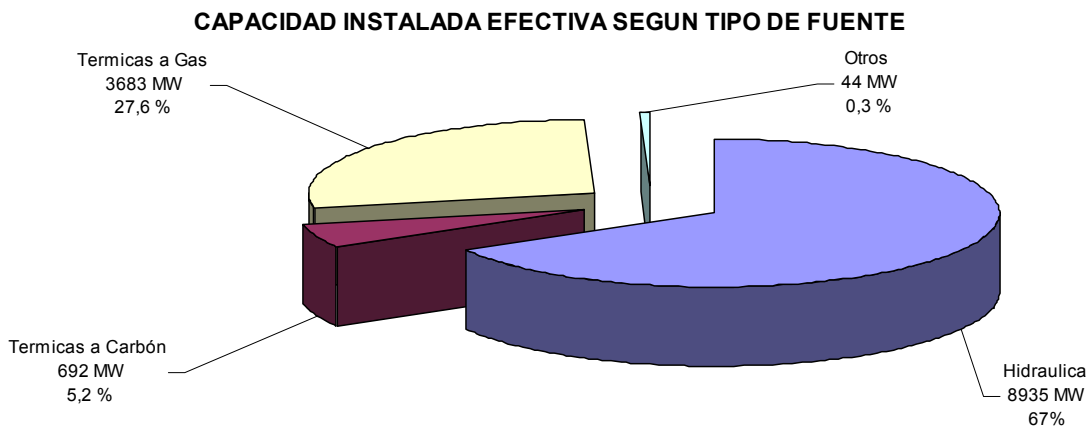
# 1. GENERALIDADES DEL CARBÓN Y ENERGÍA EN COLOMBIA.

## 1.1 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN COLOMBIA<sup>5</sup>.

La capacidad efectiva neta instalada del sistema de interconexión nacional a diciembre 31 de 2004 era de 13,354 MW de los cuales 12,910 MW (96.7%) son despachados centralmente y 444 MW (3.3%) no despachados centralmente.

En la figura 1 podemos ver mejor esta distribución de la capacidad instalada neta según el tipo de fuente, incluyendo las plantas no despachadas centralmente.

Figura 1. Distribución de la capacidad instalada según el tipo de fuente.



Fuente: UPME, 2005.

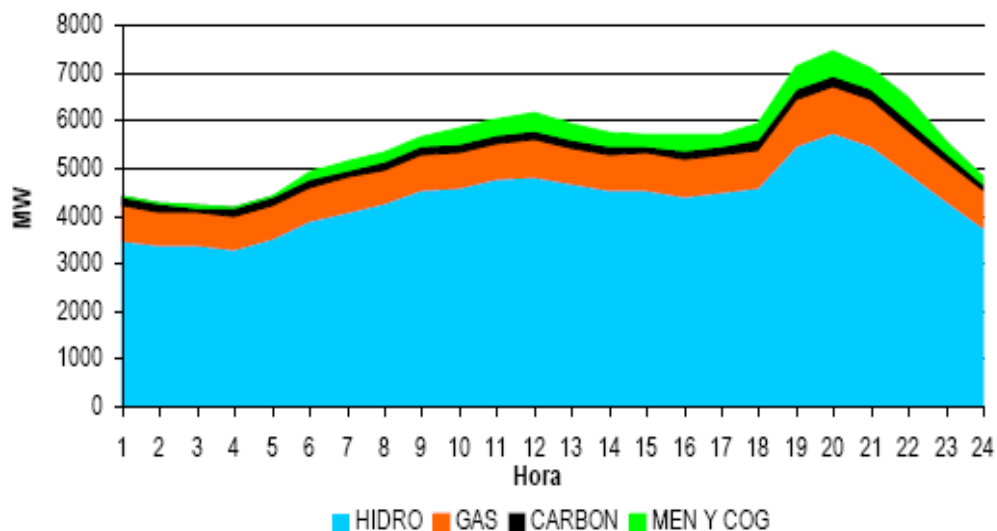
---

<sup>5</sup> Fuente ISA, sistema de información Neón. Marzo de 2006.

## 1.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.

El Sistema Interconectado Nacional en el 2004 tuvo una generación de 48,620 GWh. De dicha generación, un 78.4% fue realizada por recursos hídricos, 14.0% por plantas que operan con gas natural, 3.8 % por plantas que operan con base en carbón mineral, 3.8 % por plantas menores y cogeneradores. La participación por recurso energético en la demanda horaria de potencia durante el 2005 se muestra en la figura 2.

Figura 2. Oferta total de potencia según fuente, Año 2005.



Fuente: "Situación del mercado eléctrico colombiano - UPME".

## 1.3. INDICADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE LOS ÚLTIMOS 6 AÑOS

En el cuadro 1 se puede ver la producción de energía eléctrica según el tipo de central de producción de ésta.

Cuadro 1. Indicadores de energía eléctrica según el uso.

VARIABLES	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Capacidad Instalada (MW)</b>	12.581	13.169	13.469	13.270	13.423	13.228
Hidroeléctrica	8.276	8.682	9.036	8.852	8.915	8.532
Termoeléctrica	4.305	4.487	4.433	4.418	4.508	4.796
<b>Generación Total (Gw-h)</b>	41.972	43.173	45.245	47.083	48.571	49.085
Hidroeléctrica	31.853	32.680	33.749	35.953	39.856	39.578
Termoeléctrica	10.119	10.494	11.496	11.130	8.663	9.519
<b>Consumo (Gw-h)</b>	32.695	33.550	33.702	34.850	36.665	38.353
Residencial	14.108	14.132	14.736	14.771	15.792	16.307
Industrial	10.770	11.106	11.088	11.880	11.801	12.028
Comercial	4.832	5.324	5.329	5.638	6.256	6.916
Oficial	1.760	1.857	1.607	1.614	1.569	1.459
Alumbrado <sup>(1)</sup>	1.225	1.130	942	947	1.248	1.641

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A., Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

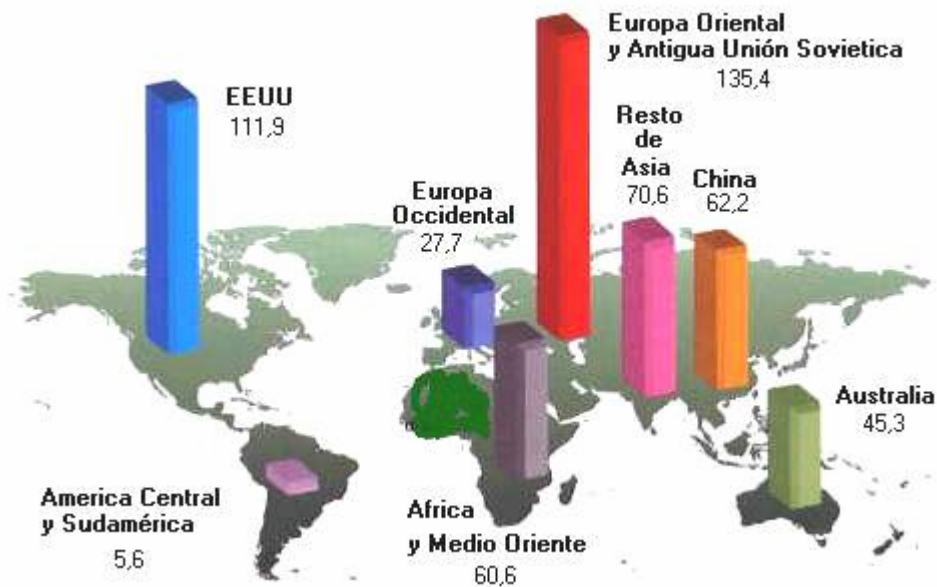
## 1.4. EL CARBÓN

**1.4.1 Panorama mundial.** De todos los combustibles fósiles, el carbón es el más abundante en el mundo. Se ha estimado que a fines del año 2008 existirá más de 1 billón ( $1 \times 10^{12}$ ) de toneladas en reservas totales accesibles de forma económica y mediante las tecnologías de explotación actualmente disponibles. De estas reservas aproximadamente la mitad corresponden a carbón de alto rango o carbón duro y fácil de transportar. Según cifras en el mundo, su producción ha crecido en más del 50% en los últimos 25 años; cerca del 23% de la energía primaria que se consume proviene de este

recurso, y es el combustible más importante en la generación de electricidad, donde participa con el 39% de su producción. Las relaciones actuales de reservas de carbón son aproximadamente 4 veces las reservas de petróleo. La siguiente figura muestra la distribución mundial de las reservas de carbón. Nótese que aún cuando existen países con grandes reservas, éstas se encuentran dispersas en toda la geografía.

En la figura 3 se puede ver la distribución mundial de las reservas de carbón.

Figura 3. Distribución mundial de las reservas de carbón, en  $10^{12}$  Ton.

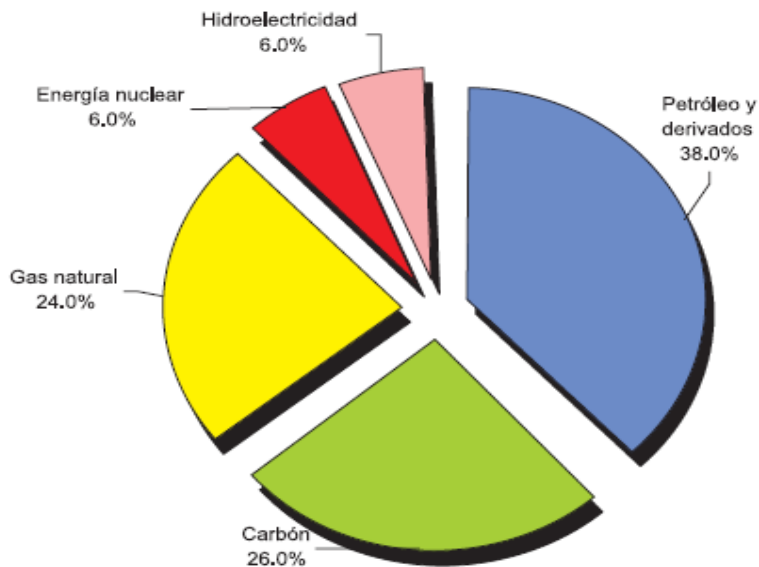


Fuente: [www.carbonifera.cl](http://www.carbonifera.cl)

**1.4.2 El Sector Energético.** Actualmente la demanda mundial de energía está incrementándose a una tasa promedio de 2%. Se calcula que para el año 2030 el consumo de energía será el doble de 1995 y el triple en el 2050. La participación del carbón se proyecta cercana al 40% para el año 2100, donde el petróleo prácticamente habrá desaparecido como fuente energética. En la

figura 4 podemos ver la distribución mundial de energía de acuerdo al tipo de producción de esta.

Figura 4. Distribución mundial de energía según tipo de producción.



Fuente: British Petroleum (2004). UPME (2004).

**1.4.3 Panorama nacional del Carbón.** Colombia es actualmente el cuarto exportador mundial de carbón térmico y en los últimos años participo con más del 5% de las exportaciones mundiales.

Las principales zonas donde existen reservas de carbón térmico son en orden de magnitud, las zonas de La Guajira y Cesar, la primera especialmente en la zona Cerrejón Sur y la segunda en la Loma, El Descanso, El Boqueron, entre otras, le siguen las zonas de Antioquia, Valle del Cauca-Cauca, Cundinamarca, Boyacá, Santander y Norte de Santander.

**Producción.** En la actualidad, Colombia tiene un potencial de 16.992,80 Mt <sup>6</sup> de carbón, de las cuales 7.063,58 Mt corresponden a recursos y reservas medidas, que las convierten en el país con mayores recursos y reservas de carbón bituminoso de excelente calidad. Estos recursos y reservas se encuentran distribuidos en las tres cordilleras colombianas y han sido calculados de acuerdo al Sistema de Clasificación de Recursos y Reservas de carbón establecido por Ecocarbón.

En el cuadro 2, podemos ver la producción de carbón en millones de toneladas, por zona, para el año 2006.

Cuadro 2. Producción de carbón, en millones de toneladas, 2006.

Ubicación o zona carbonífera	Producción (Millones de toneladas)
La Guajira Cerrejón norte Cerrejón central Cerrejón sur	28
Cesar <sup>(1)</sup>	24
Norte de Santander	1,30
Córdoba -N. Antioquia	0,15
Valle del Cauca-Cauca	0,35
Cundinamarca	1,70
Boyacá	1,80

11. Comprende las zonas de El Descanso Norte, El Descanso Sur, Rincón Hondo, El Hatillo, Calenturitas, Carbones del Cesar y Cerro Largo.

Fuente: MINERCOL, 2005.

---

<sup>6</sup> Mt: Millones de toneladas

**Reservas.** En el cuadro 3 se puede ver las reservas de carbón en algunas zonas de Colombia, medidas en Mt.

Cuadro 3. Recursos y reservas medidos en Colombia (Mt).

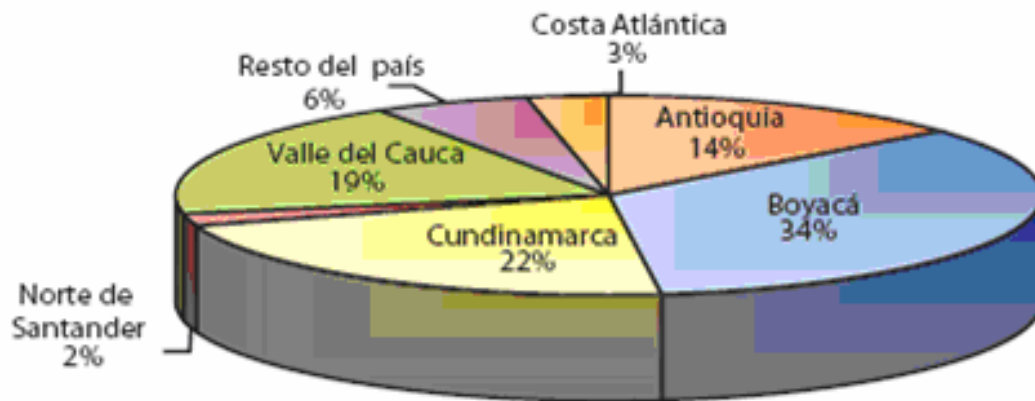
Zona	Recursos y Reservas		Tipo de carbón
	Medidas	Indicadas	
Boyacá	170,4	682,7	T-C-A
Cundinamarca	236,2	644,9	T-C-A
Norte de Santander	119,7	314,3	T-C
Santander	56,1	258,3	T-C-SA
<b>Interior del País</b>	<b>582,4</b>	<b>1.900,2</b>	
Guajira	1.903,3	-----	T-C-A
Cesar	1.771,105	1563,982	T-C-SA
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>7.063,6</b>	<b>4.571,9</b>	

Fuente: Ingeominas, "Estado Actual de la industria del Carbón en Colombia", Bogotá 2004.  
 Convenciones: A (Antracita); SA (Semi-antracita); T (térmico); C (Coquizable)

**Consumo.** En cuanto a la distribución por departamento, Boyacá y Cundinamarca se ubican como los mayores consumidores del producto, con el 56,0% del consumo total del país. Así mismo, es notorio el decrecimiento en Norte de Santander del 86,9% en los últimos once años, debido a la disminución de los requerimientos por parte de Termotasajero. Igualmente el departamento de Valle del Cauca ha presentado una disminución en su consumo de 29,1%.

En la figura 5 se puede ver el consumo de carbón por departamento.

Figura 5. Consumo de carbón por departamento.



Fuente: Memorias al Congreso Nacional 2004-2005, UPME

De acuerdo con los estudios de caracterización adelantados en las zonas carboníferas del país (Ingeominas, 2004), en la cordillera Oriental se encuentran los mejores carbones bituminosos para uso térmico y metalúrgico junto con carbones antracíticos, tanto para el consumo interno como de exportación; en la cordillera Occidental se hallan carbones bituminosos y sub-bituminosos en Córdoba, norte de Antioquia, Valle del Cauca y Cauca; en la cordillera Central existen carbones bituminosos en las zonas carboníferas de Antioquia y Antigua Caldas y, menos conocidos, en Huila y Tolima.

En la figura 6 se puede ver el mapa de distribución de los recursos carboníferos por zonas.

Figura 6. Mapa de distribución de las zonas potenciales de carbón en Colombia.



Fuente: Instituto Colombiano de Geología y Minería, INGEOMINAS. 2006.

## 2. EMULSIONES

### 2.1 DEFINICIÓN

Se puede definir una emulsión, como un sistema termodinámicamente inestable constituido por una suspensión de partículas líquidas en el seno de otra fase líquida no miscible.

La inestabilidad se debe al aumento del área ( $\Delta A$ ) durante la emulsificación, que produce un incremento de la entalpía libre de Gibbs ( $\Delta G$ ).

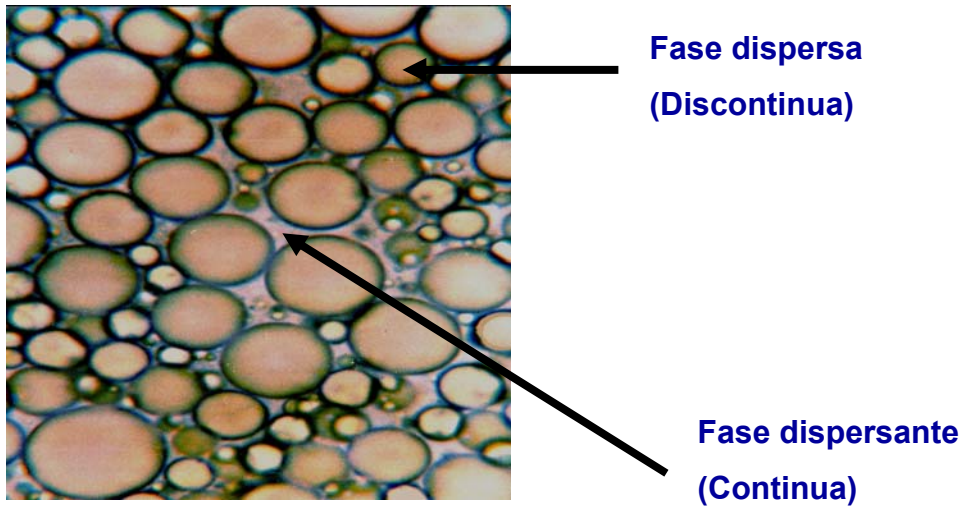
$$\Delta G = \gamma \times \Delta A$$

$\gamma$  = Es la tensión interfacial.

Las emulsiones son sistemas dispersos o suspensiones líquido - líquido, constituidos por dos líquidos inmiscibles, en el cual la fase en suspensión (interna) denominada fase dispersa se encuentra en forma de pequeñas gotas contenidas en una fase externa denominada fase continua. Los tipos más comunes de emulsiones son aquellas en las que un aceite se dispersa en agua, en cuyo caso el sistema se conoce como emulsiones oleoacuosas (O/W), o cuando el agua se dispersa en el aceite para formar emulsiones hidro-oleosas (W/O).

En la figura 7 se puede ver un tipo de emulsión líquido - líquido, donde se pueden distinguir claramente la fase continua y la fase dispersa.

Figura 7. Esquema típico de una emulsión líquido - líquido.



Fuente: Seminario de emulsiones, Universidad de Buenos Aires.

**Fase dispersa:** líquido que se dispersa en pequeñas gotitas, también se le conoce como interna o discontinua, en el caso de la emulsión tipo CCTA, esta fase la constituyen las partículas de carbón pulverizado mezcladas con agua más el tensoactivo.

**Fase dispersante:** líquido como medio de dispersión, también llamado externa o continua, en el caso de la CCTA, esta fase la constituyen las gotas de Combustóleo con agua.

Como lo mencionamos anteriormente se distinguen dos tipos básicos de emulsiones, tipo O/W donde el aceite es la fase dispersa (en forma de gotas) y el agua es la fase continua, y las conocidas como W/O donde la fase dispersa es el agua y la continua es el aceite, la emulsión tipo CCTA, esta dentro de las del tipo O/W, por lo tanto de aquí en adelante nos referiremos

únicamente aquellas correspondientes a las mencionadas inicialmente (tipo O/W).

En la figura 8, se muestra el mecanismo de formación tanto de las emulsiones tipo O/W como las del tipo W/O.

Figura 8. Tipos de emulsiones más conocidas.

	oil in water emulsion	water in oil emulsion
<b>Diagram</b>	<p>external phase = water</p> <p>internal phase = oil droplets</p>	<p>external phase = oil/fat</p> <p>internal phase = water droplets</p>
<b>Symbol</b>	oil/water o/w	water/oil w/o
<b>Characteristics</b>	conducts electricity, can be diluted with water	feel greasy, can be diluted with oils or solvent
<b>Example</b>	milk	margarine

Fuente: Facultad de Agronomía y Agroindustrias -Universidad Nacional de Santiago del Estero.

## 2.2 EMULSIFICANTES O SURFACTANTES

Son aquellas sustancias que favorecen la formación de una emulsión. La emulsificación normalmente requiere la presencia de un tercer componente con actividad interfacial que es adsorbido en la interfase de las gotas en la fase dispersa, denominado surfactante, este facilita la formación de la emulsión y prolonga el tiempo de vida de esta, manteniendo su estabilidad.

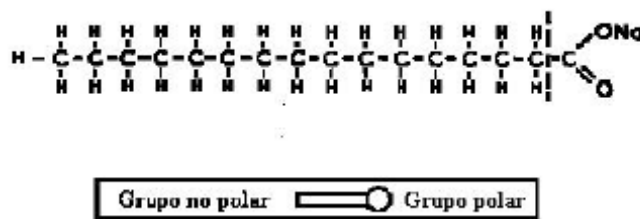
En ausencia de surfactante, una dispersión líquido-líquido coalesce rápidamente. En presencia de un agente emulsionante, la emulsión puede presentar una cierta segregación gravitacional pero la coalescencia de las gotas es notablemente retardada, aún cuando se tocan.

La concentración del agente emulsionante es variable, pero en la práctica existen dos límites. Debajo de una concentración mínima del orden de algunos miles de ppm (0,1% por ejemplo), no hay bastante emulsionante para estabilizar la emulsión. Más allá de algunos por cientos (5% por ejemplo), no se gana nada aumentando la concentración del surfactante.

En las aplicaciones prácticas se encuentra una concentración de emulsionante en el rango 0,2 - 3%. Por razones de eficiencia y de costo se usa en general un emulsionante compuesto de una mezcla de varios surfactantes.

La mayoría de los agentes emulsificantes consisten de moléculas que contienen una mezcla de grupos polares y no polares. Por ejemplo, el palmitato de sodio, un jabón tiene la siguiente estructura (Ver Figura 9).

Figura 9. Estructura molecular de un tensoactivo aniónico.



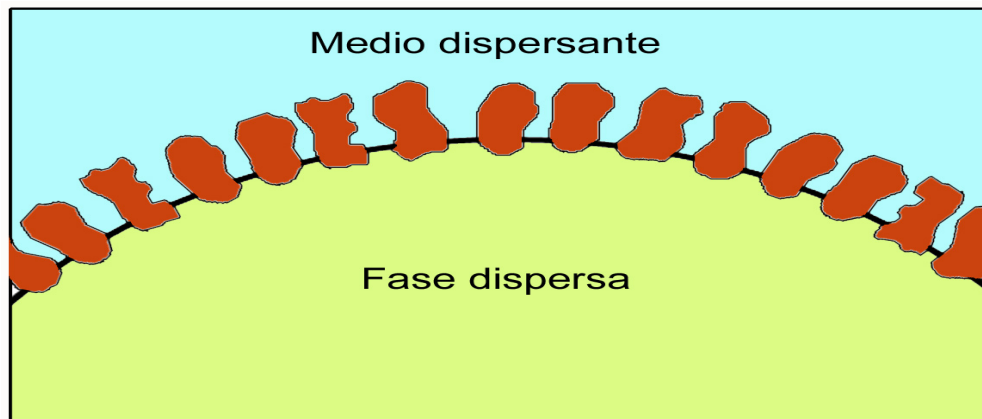
Fuente: UNIIVERSIIIDAD AUTONOMA METROPOLIITANA.

Unidad Iztapalapa. División De Ciencias Básicas E Ingeniería, México, D.F

La parte hidrocarbonada de la molécula es no polar y el grupo  $-COONa$  es el polar. Una convención es la de representar por un rectángulo el grupo no polar y por un círculo el grupo polar.

En una emulsión un agente emulsificante de ésta naturaleza se absorbe en la interfase entre las fases y disminuye la tensión interfacial. Las moléculas absorbidas se orientan en la interfase de manera que las moléculas no polares apuntan hacia la fase oleosa y las polares hacia la fase acuosa (Ver figura 10). De tal manera se forma una capa de agente emulsificante en la interfase. Esta capa de emulsificante actúa como un recubrimiento protectoro de las gotas de la fase interna, previniendo que se coalescan<sup>7</sup> bajo la influencia de la tensión interfacial.

Figura 10. Orientación de tenso activo en la interfase



Fuente: Seminario de emulsiones, Universidad de Buenos Aires.

---

<sup>7</sup> Ver ANEXO C. Mecanismo de Coalescencia en las emulsiones.

## 2.3 ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

La estabilidad de una emulsión es la propiedad más importante, y el sistema no será clasificado como emulsión sino cumple con un mínimo de estabilidad. Se mide la estabilidad por la velocidad con la cual las gotitas de la fase dispersa se agrupan para formar una masa de líquido cada vez mayor que se separa por gravedad.

Los dos factores más importantes para la estabilidad de las emulsiones son:

- a) La existencia de una película interfacial que se puede considerar como una envoltura alrededor de cada glóbulo dispersado.
- b) Una débil tensión interfacial gracias a agentes tensoactivos que se adsorben positivamente en la interfase.

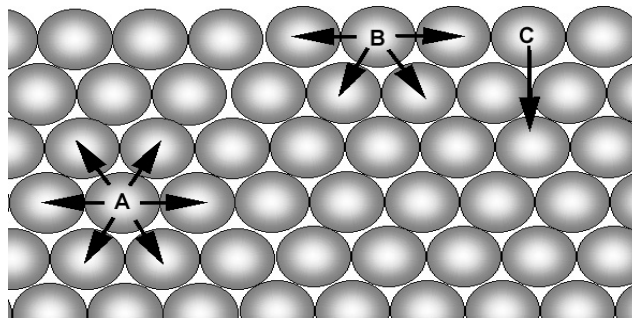
La formación de una película interfacial ha sido explicada en términos de su naturaleza física y química. Esta teoría satisface en gran medida las particularidades de la emulsificación. Los efectos de carga eléctrica, de potencial y de extensión de fases parecen ser secundarios si la película es muy resistente. Así mismo, se ha concluido que, ni el tipo, ni la estabilidad de una emulsión es determinada por la carga eléctrica del emulsificante, es decir el componente de la película interfacial.

**2.3.1 Tensión superficial.** En la interfaz líquido-líquido, la tensión superficial es la fuerza necesaria para reducir el contacto real entre las dos fases. Las moléculas en la fase son atraídas en todas direcciones. No se aplica ninguna fuerza neta a la molécula. Sin embargo en el límite entre las fases, las

moléculas están en contacto con otras moléculas y experimentan fuerzas diferentes. Cuando se forma una emulsión, el área de contacto de superficie aumenta, aumentando así la energía interfacial total. Como resultado, las moléculas tienden a migrar de la interfaz al interior de la fase y reducir el área del contacto real entre las moléculas diferentes.

En la figura 11 podemos apreciar la tensión superficial entre las moléculas de los componentes de la emulsión.

Figura 11. Tensión Superficial



Fuente: Seminario de emulsiones, Universidad de Buenos Aires.

## 2.4 EMULSIONACIÓN

Una emulsión se obtiene mediante un proceso llamado emulsión, el cual consiste en general, en agitar una mezcla agua/aceite/surfactante con un artefacto mecánico que genere turbulencia.

El resultado de la operación depende por supuesto de la naturaleza y de las proporciones de las fases, pero también de la forma según la cual se lleva a cabo la emulsión. Eso incluye no sólo el tipo de aparato emulsor, sino

también sus condiciones de utilización, y a menudo la programación temporal espacial de estas condiciones.

## 2.5 VISCOSIDAD DE LAS EMULSIONES

*Cuando la fase continua es la predominante, la viscosidad de la emulsión se acerca a esa fase.*

La viscosidad de una emulsión depende de numerosos factores, algunos con carácter físico más ó menos determinado, otros de tipo físico-químico cuyo efecto empieza solamente a entenderse. Sherman da la siguiente lista de factores.

- 1) Viscosidad de la fase externa ( $\eta_0$ )
- 2) Proporción volumétrica de la fase interna ( $\Phi$  ó  $\emptyset$ )
- 3) Tamaño de las gotas de la fase interna
- 4) Viscosidad de la fase interna

**2.5.1 Viscosidad de la Fase Externa.** Todos los modelos teóricos o empíricos indican una relación de proporcionalidad entre la viscosidad de la emulsión y la viscosidad de la fase externa, la cual contiene en general el agente emulsionante.

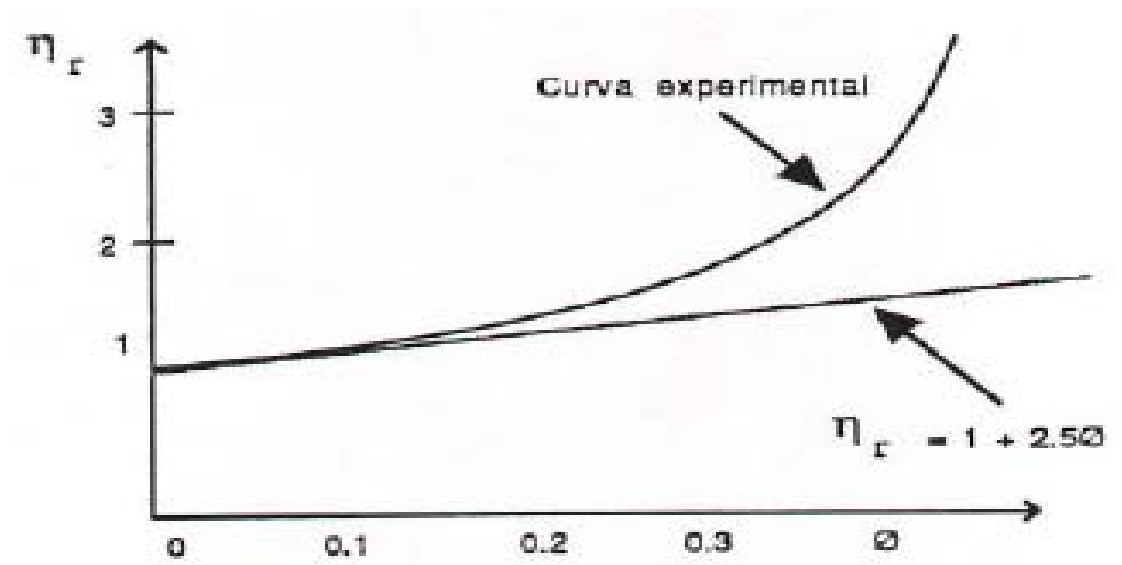
Tal relación es obvia a baja proporción de fase interna, cuando la presencia de las gotas de la fase interna produce sólo una interacción adicional.

**2.5.2 Proporción de la Fase interna.** La proporción de la fase interna es obviamente un factor de primera importancia en la viscosidad de los sistemas

dispersados tanto emulsiones como dispersiones sólidas. En efecto, es perfectamente razonable desde el punto de vista intuitivo considerar que a mayor contenido de gotas, mayores interacciones entre gotas y por lo tanto mayor viscosidad.

La figura 12 muestra la variación de la viscosidad de la emulsión con respecto a la proporción de la fase interna.

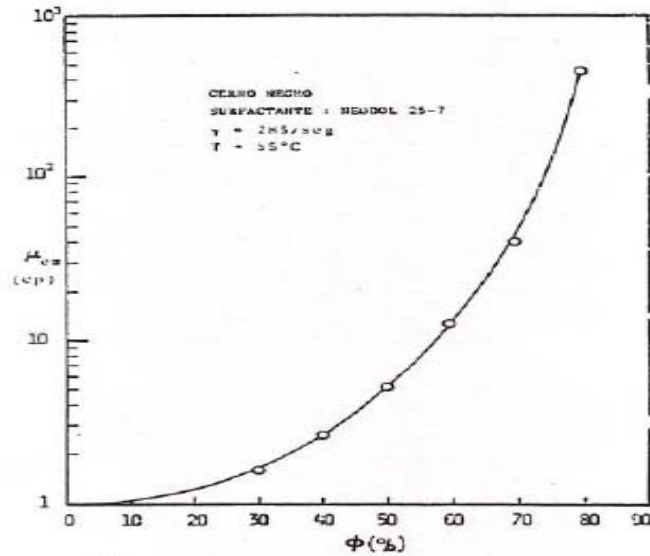
Figura 12. Variación de la viscosidad relativa con el contenido de la fase interna.



Fuente: Emulsiones, propiedades y formulación. *Jean-Louis SALAGER*.  
Universidad De Los Andes Ingeniería Química  
Mérida - Venezuela, 1993.

En la figura 13 podemos ver la influencia de la proporción de la fase interna para diferentes emulsiones de crudo pesado en agua.

Figura 13. Efecto de la proporción de fase interna para varias emulsiones de crudo pesado en agua. (Informe Técnico FIRP 8302).



Fuente: Emulsiones, propiedades y formulación. *Jean-Louis SALAGER*.

Universidad De Los Andes Ingeniería Química

Mérida - Venezuela, 1993.

**2.5.3 Tamaño de gotas.** Ambos, tamaño de gotas y distribución de tamaño de gotas tienen una influencia sobre la viscosidad de las emulsiones. Sin embargo es prácticamente imposible estudiar estos factores independientemente, ya que para variar dicho tamaño o distribución se deben variar otros factores como la tensión interfacial o el tipo y la concentración de surfactante, resultando que:

Cuando menor el tamaño de gota, mayor la viscosidad.

Cuando más amplia la distribución de tamaño de gota, menor la viscosidad.

**2.5.4 Viscosidad de la Fase Interna.** La viscosidad de la fase interna juega un papel si existe un movimiento de convección dentro de las gotas. Tal fenómeno fue estudiado inicialmente como una modificación de la ley de Stokes de caída libre de una gota.

$$V = 0,78 \times \left( \frac{R^2 (\rho_w - \rho_0)}{\mu_0} \right)$$

V = Velocidad de asentamiento de la partícula, cm/hr

R= Radio de la partícula, micras.

$\rho_w$  = Densidad relativa del aceite

$\rho_0$  = Densidad relativa del agua

$\mu_0$  = Viscosidad del aceite, Cp.

De acuerdo a la ecuación anterior, para obtener una buena velocidad de asentamiento, se requiere que la viscosidad del crudo disminuya, mientras que el radio de la partícula se incremente; esto se logra con la adición de calor a la mezcla aceite-agua, aunque es costoso. La diferencia de densidades no tiene efectos significativos, ya que la gravedad específica del agua es la unidad y la del crudo ó aceite esta entre 0.8 y 0.95. Para emulsiones de aceites muy viscosos en agua, se halló que la viscosidad de la fase interna no tiene prácticamente ninguna influencia. Sin embargo debe puntualizarse que a menor viscosidad de la fase interna, en general menor el diámetro de las gotas (para una agitación dada); por lo tanto puede producirse un efecto de aumento aparente de la viscosidad de la emulsión cuando disminuye la viscosidad de la fase interna, no por la baja viscosidad de la fase interna sino por el menor tamaño de la gota de la emulsión.

## 2.6 EMULSIONES POCO VISCOSAS - ASPECTOS PRACTICOS.

El transporte y almacenamiento de crudos, residuos o asfaltos, requiere la formación de emulsiones estables y poco viscosas. Por otra parte se requiere en general un contenido de agua relativamente bajo. -Otras aplicaciones alimenticias, farmacéuticas, en tintas y pinturas pueden requerir una viscosidad relativamente baja. A continuación se examinarán los elementos del problema y las posibles soluciones prácticas para obtener una emulsión de alto contenido de fase interna pero poco viscosa.

Debido a la proporcionalidad entre la viscosidad de la emulsión y aquellas de la fase externa, la emulsión tiene que ser del tipo O/W.

Para ser estable, la emulsión tiene que poseer un tamaño de gota relativamente pequeño, pero no demasiado pequeño, ya que eso aumenta la viscosidad.

### **3. COMBUSTIBLE NO CONVENCIONAL - MEZCLAS TRIPLES**

#### **3.1 ANTECEDENTES EN COLOMBIA**

ECOPETROL, a través del Instituto Colombiano del Petróleo - ICP, desarrolló hace más de 10 años la tecnología de emulsiones inversas para transporte de hidrocarburos pesado y/o como combustible alternativo no convencional para la quema en hornos y calderas.

Esta tecnología permite obtener emulsiones inversas Combustoleo-Agua de bajas viscosidades (50-300 SSF), son sistemas que por su baja viscosidad facilitan el manejo y transporte de hidrocarburos altamente viscosos a temperatura ambiente, lo suficientemente estables para permanecer en almacenamiento durante meses y además ser bombeados y transportados por oleoductos convencionales. Desarrollos similares han sido efectuados por Venezuela con la Orimulsión, la cual consiste en "La emulsificación de los bitúmenes del Orinoco en agua", y es considerada un nuevo combustible líquido, competitivo del carbón, para la industria y el sector termoeléctrico.

#### **3.2 EXPERIENCIAS**

A continuación en el cuadro 4, se describen las experiencias que se han tenido con emulsiones tipo O/W en las calderas y hornos de la Gerencia Complejo Barrancabermeja.

Cuadro 4. Experiencias con la utilización de emulsiones tipo O/W en calderas y hornos de la GCB.

AÑO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPERIENCIA
1992	<p>Se quemaron exitosamente más de 25000 Barriles de combustóleos pesados emulsionados, en calderas existentes en el Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB), de tiro forzado e inducido (Calderas Foster Wheeler), con capacidades de generar 150 KLBH de vapor. Para finales de 1993 se quemaron cerca de 600000 Barriles de emulsión en siete (7) calderas con una capacidad combinada de 1.000.000 lb/h.</p> <p>Cabe destacar que el uso de emulsiones en estas calderas no requirió de modificaciones en quemadores o equipos auxiliares de los mismos.</p>
1995	<p>Se prepararon en la Unidad de Balance emulsión tipo ECA, a partir de un Combustóleo base de 108,000 SSF @ 122° F, para consumo de las calderas de Balance y Hornos y calderas de Refinería.</p> <p>Se prepararon más de un millón de Barriles de emulsión de Combustóleo en agua que se utilizaron como combustible en las calderas.</p> <p>Se utilizaron totalmente los sistemas de Distribución de Combustóleo existentes en la Refinería: Sistema Zona Central, Sur y Norte. En Balance se aprovecho el equipo de bombeo existente en Casa de Bombas D.</p> <p>La alternativa requirió una inversión de M\$5,600 correspondiente principalmente a instrumentación, tanques y tubería mas grandes, pero en contraste se obtuvieron ahorros de ALC de 5,104 BPD, ingresos anuales después de impuestos de M\$7,965, y una rentabilidad anual de 142%, al considerar la Brea con precio de US \$3.64/B.</p>
2000	<p>Durante el año 2000, se realizo una prueba de transporte por el oleoducto de 40 kilómetros y diámetro de 16 pulgadas entre Castilla y Apiay de 10 Kilo barriles de emulsión de Crudo Castilla con resultados positivos. Se cuenta con la experticia para implementar y poner en marcha un sistema de preparación, transporte y deshidratación de emulsión de hidrocarburos pesados. Este proceso esta actualmente patentado.</p>
2005	<p>El ICP en conjunto con la Gerencia Complejo Barrancabermeja, desarrollo un proyecto para preparar un bache de 5 KBarriles de emulsión, Combustóleo-agua (ECA).</p> <p>En el proyecto mencionado se desarrollaron las ingenierías conceptual, básica y de detalle, para instalar las facilidades mínimas requeridas, la emulsión después de ser preparada, se transportaría por ISO contenedores hacia Guatemala, donde se probaría en motores de combustión interna para generación de energía.</p>

En todos los casos probados en la Gerencia Complejo Barrancabermeja, se adecuaron facilidades existentes en ella, y la infraestructura en las calderas no fue modificada, empleando por consiguiente, los quemadores que por diseño tenían estos equipos.

**3.2.1 Resultados obtenidos.** En las pruebas se logró determinar ventajas en lo relativo a transferencia de calor, por superficies más limpias; emisiones menores comparativamente con el combustóleo; suciedad de equipos, mayor espaciamiento entre procesos de deshollinado; manejo de la ECA, a temperatura ambiente, usando bombas centrífugas, cavidades progresivas, engranajes y tornillo; a su vez se evaluó velocidad de corrosión en tanques de almacenamiento, y en superficies calientes dentro de la caldera, hallándose que eran menores respecto a las determinadas previamente para el combustóleo y se encontraban en los rangos establecidos para estos procesos.

Hasta el año 2005 solo se había empleado en las calderas y hornos de la GCB, emulsión del tipo ECA, debido a que no había sido patentada por el ICP la emulsión tipo CCTA. Fue a partir de este momento donde se hicieron pruebas de combustión con la CCTA en una pequeña planta piloto diseñada por el ICP y a nivel industrial en la planta de la Cervecería de Bavaria en Bogotá, así como pruebas de transporte por oleoductos y estabilidad ante largos periodos de almacenamiento. Ante los excelentes resultados, se ha considerado la posibilidad de emplear la CCTA como combustible alternativo en las calderas y hornos de la GCB.

### 3.3. MEZCLA CARBON - COMBUSTOLEO - TENSOACTIVO - AGUA, "CCTA".

**3.3.1 Definición.** El ICP estableció la sinergia<sup>8</sup> con las mezclas Carbón-Tensoactivo-Agua, dando lugar al surgimiento de un nuevo combustible no convencional denominado, CCTA<sup>9</sup>, resultado de la combinación de parámetros físico-químicos y fluido dinámicos que permiten la dispersión entre 30% y 40% de carbón pulverizado<sup>10</sup>, en una fase continua constituida por una dispersión de gotas de Combustóleo (entre 40% y 30% en peso) de tamaño microscópico en una fase acuosa (30% en peso).

Producto constituido por una mezcla combustible de Carbón-Combustóleo-Tensoactivo y Agua, el cual fue desarrollado bajo la tecnología de emulsiones-dispersiones que permite el manejo en forma "liquida" del carbón, combustible adecuado para utilizarse en centrales térmicas, siderúrgicas y cementeras.

La CCTA es una dispersión de carbón pulverizado en el Combustóleo emulsionado que se forma por la mezcla de éste con agua, emulsión ECA, en el cual se sustituye parcialmente el Combustóleo y/o brea aumentando así el poder calorífico del carbón a la vez favoreciendo su combustión reduciendo la contaminación.

---

<sup>8</sup> Término que se aplica de manera especial a la acción combinada de 2 o más elementos que resulta más poderosa que la suma de sus efectos cuando se administran por separado.

<sup>9</sup> Mezcla triple Carbón-Combustóleo-tensoactivo-agua, de ahora en adelante la llamaremos CCTA.

<sup>10</sup> Se considera para el efecto que el carbón pulverizado debe tener un tamaño de partículas sólidas entre 20-100 µm.

Su uso se hace técnicamente interesante debido a que posee ciertas características ventajosas ante los demás hidrocarburos existentes en el mercado. Algunas de las ventajas más importantes son:

1. Fácil manejo, permitiendo usar sistemas de bombeo y tuberías de menor capacidad que las requeridas para los combustóleos.
2. Sistemas de almacenamiento que no requieren calentamiento.
3. Menor uso de energía para su manejo y atomización.
4. Posibilidad de utilizar quemadores convencionales con atomización con vapor y/o mecánica.
5. Menores demandas de aire y vapor de atomización.
6. Reducción de la temperatura de llama con la consiguiente disminución en emisiones de  $\text{NO}_x$  y  $\text{SO}_x$ , y a la vez una considerada disminución en la cantidad de emisiones y material particulado al lograrse una combustión más eficiente.
7. Ciclos de deshollinado mas prolongados y en consecuencia un menor impacto ambiental.
8. Recuperación de destilados medios de crudos pesados y combustóleos para otros usos.
9. Más fácil incorporación de aditivos mejoradores de combustión.
10. Facilidades para desarrollar formulaciones de combustible acordes con necesidades del cliente.
11. Mejor manejo, transporte y almacenamiento de carbón en forma líquida.
12. Fácil utilización en instalaciones que usan como fuente de energía carbón ó Fuel Oil.
13. Reduce la frecuencia de mantenimiento de quemadores y filtros.

En la actualidad el Combustóleo que se produce y se quema en la caldera B-2954<sup>11</sup> resulta de mezclar el Combustóleo pesado (600 SSF) de la planta Viscorreductora II almacenado en la casa de Bombas C, slurry almacenado en la casa de bombas 2 y ALC<sup>12</sup> almacenado en casa de bombas 8, y en algunas ocasiones slop<sup>13</sup>. Se produce Combustóleo de 300 SSF para ser quemado en las calderas y hornos de la GCB, y algunas veces para carrotanques y botes.

Por lo anterior al implementar el uso de la CCTA, se emplearía Combustóleo pesado, lo cual llevaría consigo una gran liberación de ALC, lo que se traduce en grandes beneficios económicos. Por otro lado la política de la refinería es a reducir a cero el uso de éste diluyente para producción de Combustóleo, como consecuencia, este ALC que se dejaría de utilizar, se emplearía para producción de un ACPM de mejor calidad, éste último debido a la gran demanda que ha traído en los últimos años para uso como combustible automotor, u otra alternativa sería exportar ese ALC, y venderlo a un mejor precio que el Combustóleo.

**3.3.2. Técnica de la producción de emulsiones tipo CCTA.** La técnica de las emulsiones incluye cinco etapas:

- Formulación.
- Formación.
- Caracterización

---

<sup>11</sup> Caldera acuotubular tipo D, generadora de vapor de 600 psig, ubicada en la zona de Balance, la cual fue seleccionada para desarrollar el alcance del proyecto.

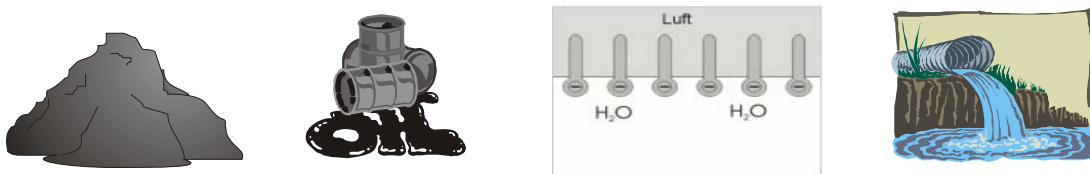
<sup>12</sup> ALC: Aceite Liviano de Ciclo, diluyente utilizado para reducir la viscosidad del Combustóleo de 600 SSF a 300 SSF.

<sup>13</sup> Residuos combustibles, compuestos principalmente de gases y líquidos combustibles, proveniente de los remanentes de las distintas plantas de la GCB, el cual tiene como destino y origen de posterior degradación, los separadores de agua SE-3010/20/30/40/50/60, y el cual tiene un alto poder calorífico.

- Transporte.
- Combustión en Hornos y/o calderas.

**Formulación.** Determinar las relaciones óptimas de hidrocarburo, fijar la cantidad de aditivo y establecer el tamaño de partícula y porcentaje en peso adecuado (30-40%) de carbón pulverizado, para obtener emulsiones dentro de las especificaciones establecidas; de igual manera, determinar el rango de temperatura adecuado en la preparación, a fin de garantizar una emulsión estable.

Figura 14. Materias primas requeridas para la preparación de la CCTA.



**Formación.** El proceso de formación de la emulsión involucra diversos métodos de mezclado que garantizan bajas viscosidades y distribución y tamaño de partículas (gotas de Combustóleo en el agua), a saber:

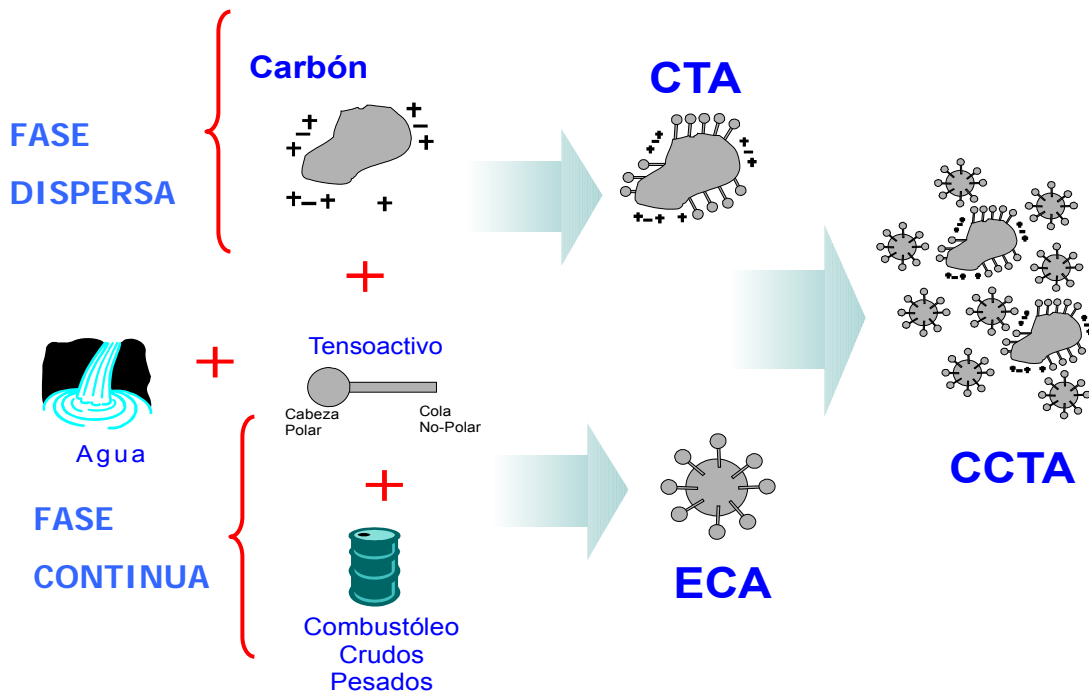
1. Mezclado estático/dinámico en línea
2. Mezclado dinámico en tanques
3. Sistemas mixtos de mezclado

La técnica utilizada es la de mezclado en línea, combinada de tanques de almacenamiento intermedio, dotados de agitación mecánica (agitadores de ángulo variable), siendo sus principales ventajas:

1. Tiempos de preparación más cortos
2. Menor inversión en tanques de almacenamiento
3. Productos más estables y de mejores características fluido-dinámicas.
4. Inversión total mínima, por bajo costo de los mezcladores.

A continuación en la figura 15 podemos ver el esquema del mecanismo de formación formulado por el ICP.

Figura 15. Mecanismo de formación de la CCTA.



Fuente: Presentación “combustibles no convencionales para la industria”; Jorge Luís Grosso Vargas; 2004.

**Caracterización.** La caracterización de una emulsión asegura la calidad, tanto en la etapa de preparación, como en su posterior utilización. Las propiedades más importantes en la caracterización de una emulsión son:

1. Relación Combustóleo/Agua
2. Distribución del tamaño de partícula
3. Temperatura
4. Viscosidad de la fase dispersa (Mezcla carbón + Tensoactivo)
5. Densidad de la emulsión
6. Composición de la fase continua (gotas de Combustóleo + aditivo-agua)
7. Carbón pulverizado con tamaño de partícula adecuado, poder calorífico alto y bajo contenido de azufre.

**Transporte.** El manejo a través de tuberías y equipos de bombeo garantiza la estabilidad de la emulsión y de sus propiedades (viscosidad, densidad, distribución de tamaño de partícula, etc.). Las ventajas que ofrece la técnica de las emulsiones en comparación con el transporte de fluidos pesados y extrapesados se resumen en:

- Menores costos de inversión en proyectos de transporte de fluidos pesados y/o altamente viscosos (viscosidades  $\geq$  a 5000 SSF).
- Mínima inversión para adaptar sistemas actuales de manejo de fluidos pesados y/o viscosos, al manejar emulsiones.

**Combustión.** Para ver con más detalle la combustión de emulsión tipo CCTA, ver capítulo Estudio Técnico.

**3.3.3 Carbón a utilizar para la preparación de la CCTA.** El carbón a emplear para la preparación de la mezcla CCTA será un carbón de excelente calidad, procedente de las minas de San Luís (Santander), a continuación una breve descripción de la zona, así como de las características físico-químicas más importantes de éste.

**Área Carbonífera San Luís.** Ésta área está localizada a 65 Km. al sureste de Barrancabermeja, sobre el borde oriental del Valle Medio del río Magdalena, en las estribaciones occidentales de la Cordillera Los Cobardes, en jurisdicción del municipio del Carmen. El área tiene una extensión de 25,4 Km<sup>2</sup>. Se encuentra a 48 Km. del río Magdalena. Se accede al área desde Barrancabermeja hasta Yarima, por 35 Km. de carretera pavimentada, luego, hasta la localidad de Explanación (en el suroeste), por 27 Km. de carretera destapada. Desde el punto de vista geológico, el área carbonífera esta conformada por el Sinclinal Los Andes; dentro de esta estructura se encuentra la Formación Umir, que contiene los mantos de carbón de interés económico.

**Reservas.** En el cuadro 5, podemos ver las reservas medidas por zonas en las minas de San Luís.

Cuadro 5. Reservas de carbón en el sector Flanco Occidental del Área carbonífera San Luís.

MANTO	RESERVAS (Ton.)		
	MEDIDAS	INDICADAS	INFERIDAS
UMIR MEDIO	6,710,640	18,284,350	18,234,990
UMIR SUPERIOR	24,968,800	65,721,720	21,422,530
RESERVAS BASICAS	31,679,440	84,006,070	39,657,520
POTENCIAL	155,343,030		

Fuente: MINERCOL, 2006

**Características físico-químicas del carbón de San Luís (Santander).** En el cuadro 6 podemos ver una caracterización físico - química del Carbón procedente de las minas de San Luís (Santander).

Cuadro 6. Hoja de Calidad del Área carbonífera San Luís, Sector Flanco Occidental. Carbones térmicos.

**Zona:** Santander

**Base:** ROM, HE+1

**Sector:** Occidental

**Área:** San Luís

**Carbones:** Térmicos

**Fecha:** Mayo 2006

Propiedad	Promedio	Máximo	Mínimo
<b>ANALISIS PROXIMO</b>			
Humedad de Equilibrio + 1, %	2,70	4,70	1,80
Cenizas, %	25,95	51,55	12,69
Material volátil, %	28,11	35,98	18,40
Carbono Fijo, %	43,23	53,85	23,31
Azufre total, %	1,76	6,93	0,59
Poder Calorífico superior, BTU/lb	10913	13318	6451
Kcal/Kg.	6063	7399	3584
<b>ANALISIS ELEMENTAL</b>			
Carbono,%	65,08	78,30	44,20
Hidrogeno,%	4,96	6,42	3,53
Nitrógeno, %	1,38	1,74	0,94
Oxígeno, %	5,26	14,85	0,00
<b>FORMAS DE AZUFRE</b>			
Piritico, %	0,90	4,72	0,01
Sulfato, %	0,03	0,47	0,00
Orgánico, %	0,92	3,20	0,00
<b>OTROS ANALISIS</b>			
Humedad Total,%	0,36	6,79	1,56
Gravedad Especifica	1,39	1,65	1,22

<b>CLASIFICACION ASTM</b>	Bituminoso Alto Volátil A		
<b>ANALISIS MINERALOGICO DE CENIZAS</b>			
<b>SiO<sub>2</sub>, %</b>	65,04	72,09	57,65
<b>Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, %</b>	23,00	26,08	18,90
<b>TiO<sub>2</sub>, %</b>	0,72	1,70	0,13
<b>Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, %</b>	6,42	12,82	2,23
<b>CaO, %</b>	0,50	2,41	0,04
<b>MgO, %</b>	0,63	1,04	0,43
<b>K<sub>2</sub>O, %</b>	1,51	2,13	0,72
<b>Na<sub>2</sub>O, %</b>	0,54	1,61	0,21
<b>SO<sub>3</sub>, %</b>	0,27	1,21	0,02
<b>P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, %</b>	0,51	1,18	0,14
<b>Nota:</b> El análisis elemental y las formas de azufre se encuentran en base C.S.A. El Mineralógico se encuentra en base seca.			

Fuente: MINERCOL, 2006

## 4. CALDERAS

La generación de vapor del agua es un proceso físico que involucra un calentamiento de una fase líquida hasta el punto de ebullición a una presión deseada, obteniendo una transformación del líquido en vapor, un cambio de fase y una elevación de temperatura de la fase gaseosa.

De forma genérica, las calderas o generadores de vapor son instalaciones industriales que, aplicando el calor de un combustible sólido, líquido o gaseoso, vaporizan o calientan el agua para aplicaciones industriales.

### 4.1 HISTORIA

El aprovechamiento industrial de los combustibles fósiles comenzó con la invención de la máquina de vapor, en los albores de la revolución industrial. La primera máquina de vapor fue desarrollada por New Comen y perfeccionada por el escocés *James Watt*, el cual obtuvo la patente en 1769 en la que introduce el condensador como componente separado. Estas eran máquinas de émbolo de efecto simple las cuales se perfeccionan y en 1785 se sustituyen por las de émbolo de efecto doble, cuyo vástago de corredera se ensambla por un mecanismo biela-manivela a cualquier pieza que tuviera que girar.

Luego de otras experiencias, *James Watt* completó una máquina de vapor de funcionamiento continuo, que usó en su propia fábrica. La máquina elemental de vapor fue inventada por Dionisio *Papin* en 1769 y desarrollada

posteriormente por *James Watt* en 1776. Inicialmente fueron empleadas como máquinas para accionar bombas de agua de cilindros verticales. Ella fue la impulsora de la revolución industrial, la cual comenzó en ese siglo y continúa en el nuestro.

Máquinas de vapor alternativas de variada construcción han sido usadas durante muchos años como agente motor, pero han ido perdiendo gradualmente terreno frente a las turbinas. Entre sus desventajas encontramos la baja velocidad y (como consecuencia directa) el mayor peso por KW de potencia, necesidad de un mayor espacio para su instalación e inadaptabilidad para usar vapor a alta temperatura.

## **4.2 TIPOS DE CALDERAS**

Dentro de los diferentes tipos de calderas se han construido calderas para tracción, utilizadas en locomotoras para trenes tanto de carga como de pasajeros. Para aplicaciones prácticas las calderas de combustión pueden ser clasificadas conforme a la manera de conducir el agua ó a la circulación de gases de combustión en su interior.

**4.2.1 Calderas pirotubulares (flamotubulares).** Los gases de combustión circulan por el interior de los tubos o serpentines inmersos en agua.

**4.2.2 Calderas acuotubulares.** El agua circula por el interior de los tubos circundantes a la zona de combustión y los gases pasan por el lado exterior, sobre las cuales se va a hacer referencia en este proyecto.

Son recipientes cerrados en donde ocurre la evaporación continua de agua a alta presión a través de los serpentines de tubería que la conforman, debido al calor suministrado por la quema del combustible (sólido, líquido o gaseoso). El objetivo de una caldera, además de generar vapor, es realizar su proceso con la mayor eficiencia posible de transferencia de calor.

**Tipos de calderas acuotubulares.** Los (3) tres tipos de calderas acuotubulares más conocidos y utilizados en la industria son:

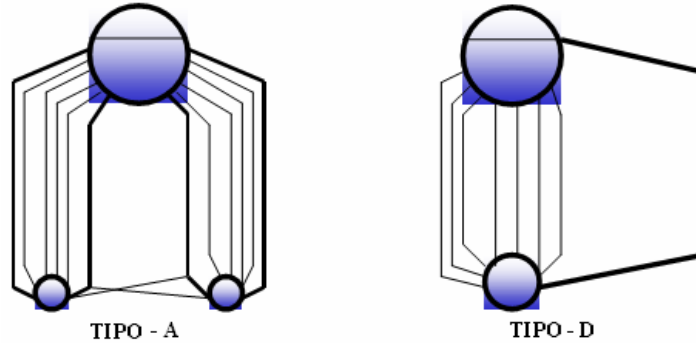
**TIPO A :** posee (2) dos pequeños tambores de lodos o cabezales en la parte inferior y un tambor de vapor mas largo en la parte superior asemejando una "A", el cual permite la separación de las fases agua-vapor. La principal producción de vapor ocurre en la parte media de los tubos que entran al tambor de vapor. (Ver Figura 16).

**TIPO D:** el tambor de vapor está directamente encima del tambor de lodos y una serie de tubos verticales une los tambores. Este tipo de calderas permite mayor flexibilidad debido a que la vaporización es mas activa en los tubos elevadores (risers) ya que la tubería de agua se encuentra más próxima al tambor. Los quemadores se localizan generalmente en los extremos de las paredes. (Ver Figura 16).

**TIPO O:** constan de un tambor de vapor localizado directamente encima del tambor de lodos pero ambos se encuentran en el centro de la caldera y los tubos que los unen asemejan una "O". Este es un sistema de vaporización compacto. El recorrido del fluido es más largo llegando hasta la parte más alta del hogar, para una misma capacidad de diseño. Por lo general estas calderas son mas largas. (Ver Figura 17).

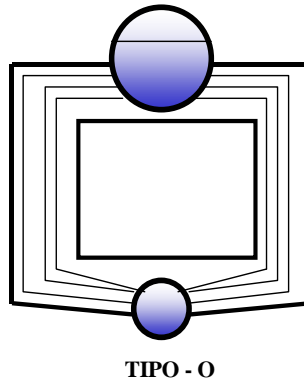
Las calderas más utilizadas en nuestros días, para el segmento industrial, es la tipo D de dos tambores, la cuál será el tipo de caldera al que haremos referencia de ahora en adelante.

Figura 16. Esquemas de calderas tipo A y D.



Fuente: ECOPETROL S.A. Manual de generación de vapor. 1996. p 22.

Figura 17. Tipos de calderas acuotubulares.

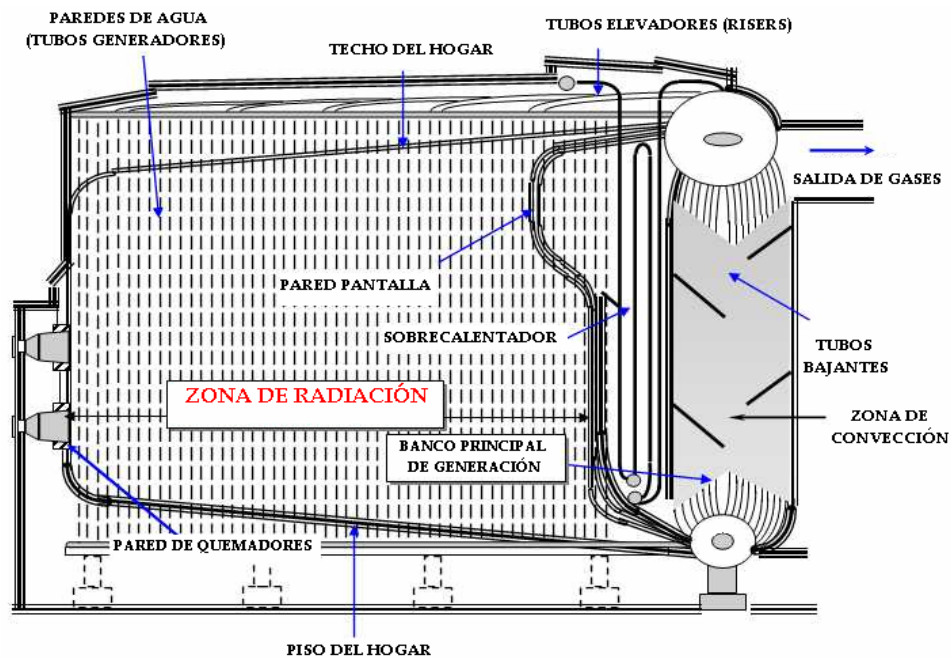


Fuente: ECOPETROL S.A. Manual de generación de vapor. 1996. p 22.

**4.2.3 Partes de una caldera acuotubular tipo D.** A continuación se hará una breve descripción de cada una de las partes constituyentes de la caldera B-2954, instalada en la unidad de Balance y que será objeto para estudio y realización de este proyecto.

**Hogar:** comprende el compartimiento principal en donde se produce la combustión, esta conformado por la tubería pantalla, tubería lateral, colectores, piso y pared refractaria y quemadores. (Ver Figura 18).

Figura 18. Distribución del hogar de la caldera acuotubular tipo D.

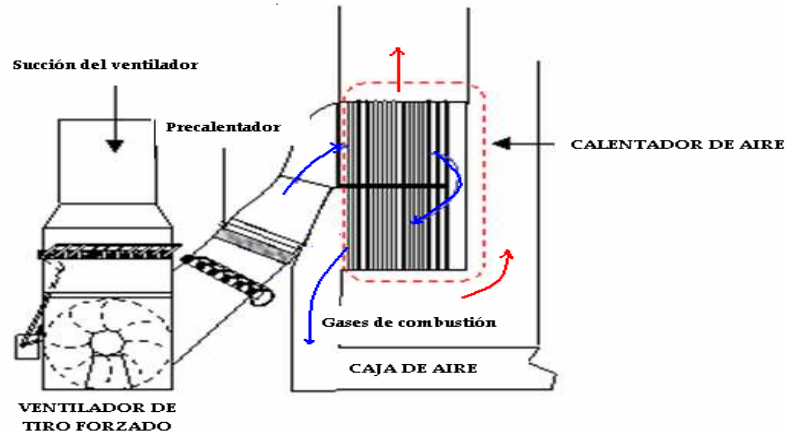


Fuente: Proyecto de grado de ingeniería mecánica "SEMOCA<sup>14</sup>". UIS. 2005.

**Precalentador de aire.** Sección de tubería ubicada inmediatamente después del ventilador de tiro forzado, cuya función principal es precalentar el aire frío. El intercambio de calor puede ser con vapor gastado o con gases de proceso. En todos los casos esta tubería es removible. De acuerdo con su conformación los precalentadores pueden ser de contacto (Tubulares) ó regenerativos (Circulares). (Ver Figura 19).

<sup>14</sup> Software Educativo Multimedia para la operación y mantenimiento de calderas acuotubulares de tiro forzado tipo D.

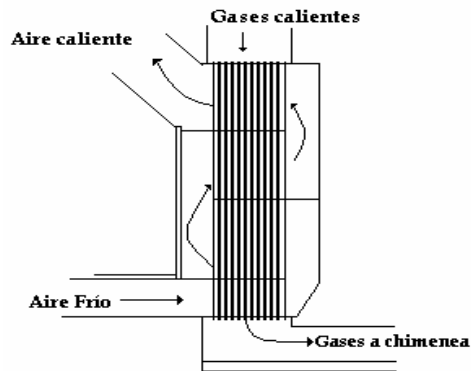
Figura 19. Calentador de aire.



Fuente: Proyecto de grado de ingeniería mecánica "SEMOCA". UIS. 2005.

**Calentador de aire.** Sección de tubería ubicada después del precalentador de aire, cuya finalidad es la de calentar el aire, aprovechando el calor de los gases de combustión antes de pasar por la chimenea. (Ver Figura 20).

Figura 20. Precalentador de aire.



Fuente: Proyecto de grado de ingeniería mecánica "SEMOCA". UIS. 2005.

**Economizador.** Conjunto de tubería ubicada en la parte posterior del hogar cuya función es calentar el agua fresca, antes de que llegue al tambor de vapor, aprovechando la salida de los gases calientes. Este componente está formado por dos cabezales y serpentines de tubería aleteada.

**Supercalentador o sobrecalentador:** es una tubería en forma de serpentines ubicada detrás del hogar, que conduce el vapor saturado desde el tambor de vapor, lo recalienta en una o dos etapas y posteriormente lo lleva hacia los cabezales de salida. Por lo general esta tubería tiene una metalurgia más elevada que el resto de la caldera. (Ver Figura 21).

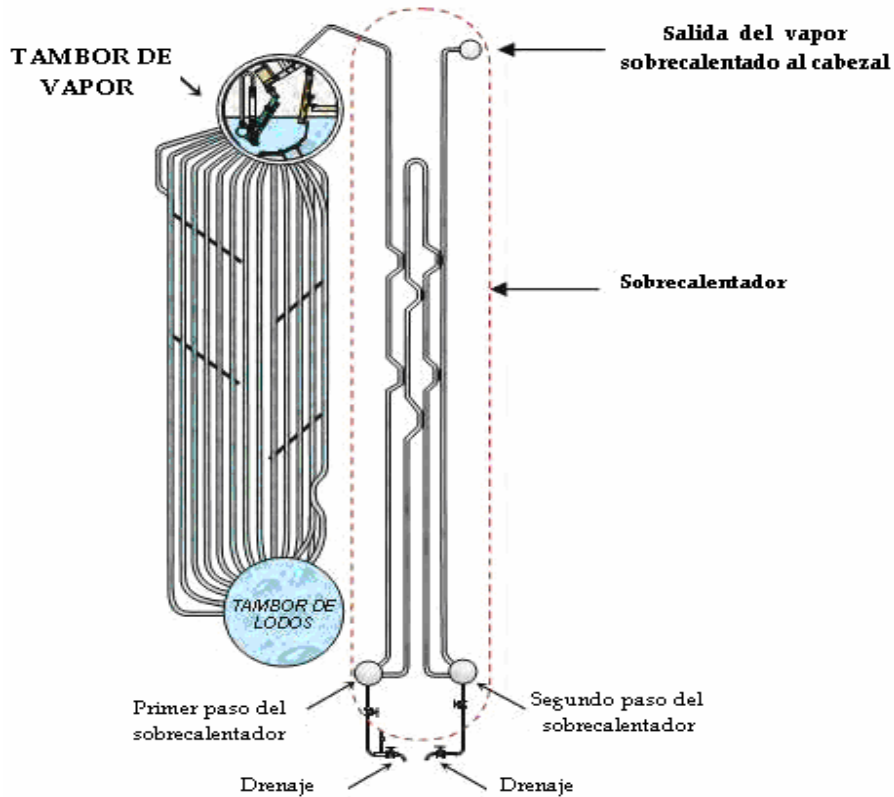
**Tambor de vapor:** es un recipiente ubicado en la parte superior de la caldera en donde ocurre la separación del agua y del vapor por intermedio de unos internos que sirven de separadores y condensadores. Posee una entrada de agua de alimentación y unos tubos de salida de vapor hacia el supercalentador. Posee boquillas de purga continua y de control de nivel. Todos los tubos bajantes (downcomers) y elevadores (risers) se interconectan a este tambor con el de lodos. (Ver Figura 21).

**Tambor de lodos.** Los tambores de lodos son recipientes colectores de los tubos bajantes y elevadores cuya función es el de distribuir uniformemente el flujo de agua a través de los colectores laterales. De este recipiente se realizan las “purgas” intermitentes. Normalmente existen dos tipos de purgas una continua y la otra intermitente, estas sirven para controlar el contenido de sólidos disueltos en el agua de calderas. (Ver Figura 21).

**Deshollinadores.** Cuando el combustible que utilizamos en la caldera deja residuos sólidos durante la combustión, estos residuos viajan con los gases de combustión a través de los bancos de tubos depositándose sobre las superficies de los tubos. A altas temperaturas estos depósitos se derriten y adhieren firmemente a las superficies de los tubos y tambores creando costras que operan como aislante térmico entre los gases de combustión y los tubos. La capacidad de absorber calor por convección esta dada en función del área

expuesta y la conductividad del material expuesto a la convección. (Ver Figura 22).

Figura 21. Tambor de vapor, tambor de lodos y sobrecalentador en la caldera.



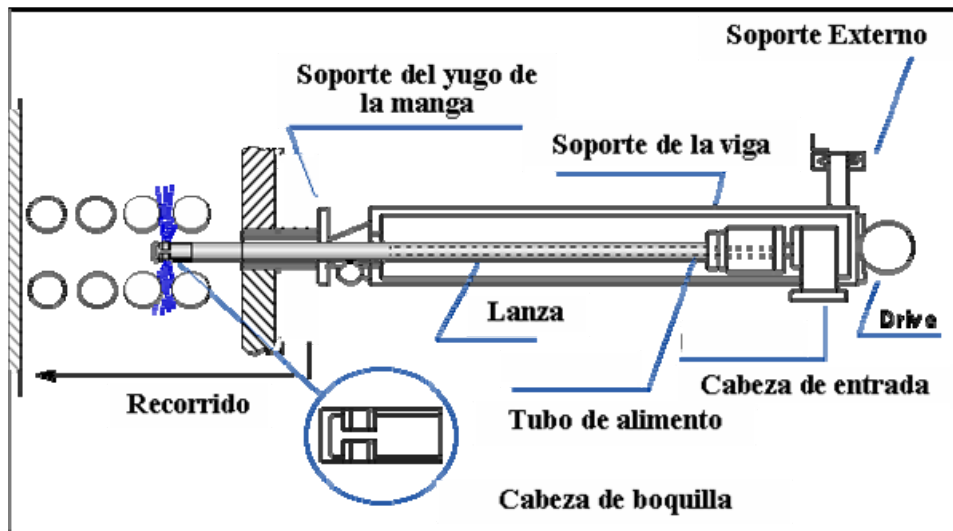
Fuente: Proyecto de grado de ingeniería mecánica "SEMOCA". UIS. 2005.

Cualquier capa de hollín que cubra las superficies tubulares, resta eficiencia térmica a la caldera.

Por esta razón los fabricantes de calderas incorporan deshollinadores que mantengan limpias las superficies de intercambio de calor.

El Deshollinador o Soplador de Hollín (Sootblower) es un dispositivo mecánico utilizado para retirar hollín, ubicados sobre las paredes laterales de la caldera en la zona del sobrecalentador y banco principal, los cuales se utilizan para limpieza exterior de la tubería mediante soplado con vapor. Normalmente es una lanza que utiliza vapor de alta presión. La zona de los hornos y calderas que más se ensucia es la de convección y usualmente allí se ubican los deshollinadores. Pueden ser rotatorio estacionario, rotatorio retráctil, retráctil no rotatorio, y rotatorio estacionario.

Figura 22. Deshollinador retráctil estacionario.

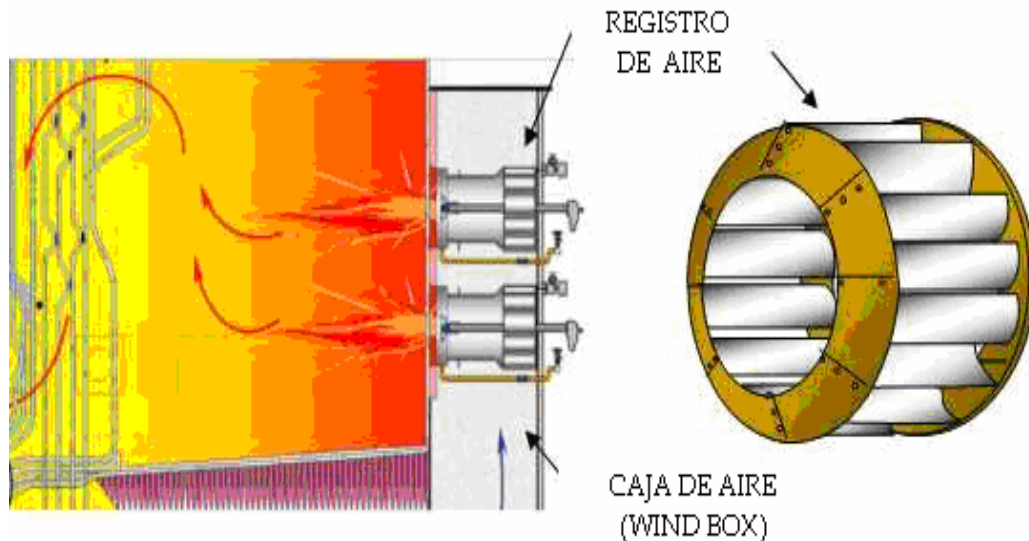


Fuente: ECOPETROL S.A. Manual de generación de vapor. 1996.

**Registros de aire de combustión.** Es un sistema de persianas o alabes montados simétricamente sobre un aro ubicado en la pared de los quemadores (final de la caja de aire) cuya función es cambiar al aire la energía de presión con que entra a la caja de aire, por energía de velocidad, con la que

sale de los registros hacia la cámara de combustión, dando un mezcla íntima con el combustible y proporcionando un potencial de alta rata de quemado.

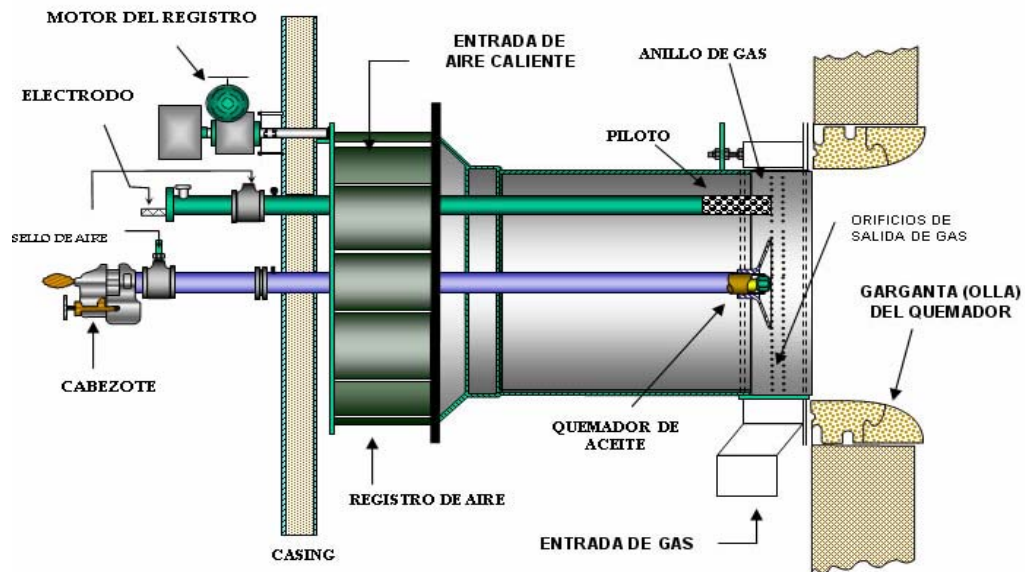
Figura 23. Registros de aire de combustión.



Fuente: Proyecto de grado de ingeniería mecánica "SEMOCA". UIS. 2005.

**Quemadores.** Son los elementos de la caldera encargados de suministrar y acondicionar el combustible para mezclarlo con el aire y obtener una buena combustión. Deben producir una llama estable y uniforme de manera que se realice una cierta distribución en el hogar. Las clasificaciones más conocidas tienen que ver con el tipo de combustible y el mecanismo de suministro del aire de combustión y los requerimientos de emisiones al ambiente, especialmente óxidos de nitrógeno [NO<sub>x</sub>] que van directamente asociados a la capacidad del quemador. Los quemadores de gas son perforados y por sus orificios el gas debe salir a una velocidad mayor que la del aire para asegurar una penetración íntegra del chorro de aire. (Ver Figura 24).

Figura 24. Quemador conjunto de gas y combustóleo.



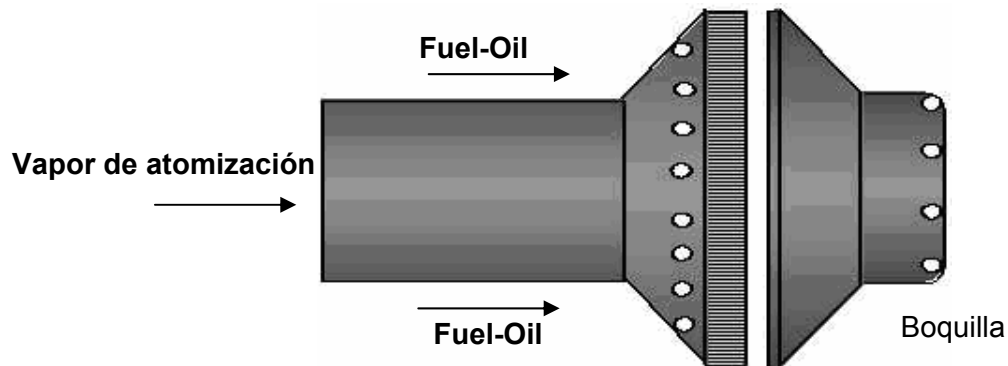
Fuente: Proyecto de grado de ingeniería mecánica "SEMOCA". UIS. 2005.

Los tipos de quemadores utilizados en las calderas de la unidad de balance son los siguientes:

*Quemador de Fuel-Oil.* Los quemadores de fuel-oil constan de los siguientes elementos:

- Un cabezote con dos conductos por donde llegan el vapor y el aceite.
- Un tubo interior roscado al cabezote por donde fluye el vapor.
- Un tubo exterior de mayor diámetro que contiene en su interior al primer tubo y por donde fluye el aceite.
- Un difusor que es una pieza circular perforada que encaja en el tubo central y permite el paso del vapor y del aceite a través de sus orificios.
- Una contra-tuerca que es una tuerca con la cual se sujetan boquilla y difusor al tubo exterior del quemador.

Figura 25. Detalle del quemador de Fuel-Oil usado en las calderas de Balance



Fuente: Manual de instalación, operación y mantenimiento de quemadores PEABODY.

Cuando se queman combustibles líquidos es necesario atomizar el líquido en una fina niebla que permita la rápida vaporización y la mezcla adecuada aire /combustible. La combustión exitosa de combustibles líquidos depende del diseño del atomizador y de las condiciones del combustible y del medio de atomización.

Los tipos de atomizadores normalmente utilizados en la industria son de dos tipos generales: Medio de atomización y Atomización mecánica.

La atomización se realiza generalmente con vapor pero se puede utilizar aire también. Aunque el vapor produce una muy buena atomización, presenta como desventaja que causa un mayor contenido de agua en los gases de combustión y disminuye el punto de rocío de los gases, además representa consumo de vapor que no se recupera.

Los quemadores atomizados con vapor se utilizan donde se requiere un turndown continuamente alto, o cuando la aplicación no es la adecuada para

atomizadores de chorro a presión (por ejemplo, debido a restricciones ambientales). El principio del atomizador de aceite es que un chorro a alta velocidad de vapor corta el combustible, produciendo gotas finas. El tamaño de las gotas depende principalmente de la relación entre el vapor y el combustible, más vapor produce una atomización más fina, aunque pueden variar sustancialmente las relaciones vapor / combustible requeridas para los distintos tipos de atomizadores.

Aparte de tener un turndown más amplio, los atomizadores de aceite pueden aceptar un rango de viscosidad de combustible más amplio (hasta 50 cSt) y tienen una tendencia más baja a producir humo con cargas bajas. Igualmente, la coquización o el ensuciamiento de la punta del atomizador se con menor frecuencia con un atomizador de aceite a vapor, que con un atomizador de chorro a presión. Cada uno de los cuatro quemadores instalados en la caldera B-2954 está diseñado para quemar 5948 Lb/h de combustóleo a una viscosidad máxima de 300 SSU.

La ubicación de este quemador de aceite es al interior del quemador de gas, como se observa en la figura 24.

**Quemadores de gas.** Se puede describir como un tubo encamisado, unidos tubo y camisa por una boquilla perforada en forma circular por 300 huecos #26 en dos filas de 150 c/u por donde sale el gas. (Ver figura 24).

La capacidad máxima del quemador es de 127 Kft<sup>3</sup> /hora con una presión de 10 psig.

**Ventiladores.** Es el encargado de suministrar el aire a presión para la combustión en las calderas de tiro forzado y de sacar los gases desde el hogar hacia la chimenea. Deben tener una capacidad superior en un 15% al flujo a máxima carga para suplir las pérdidas por ensuciamiento de la caldera disminución de la calidad del combustible o desgaste de los mismos ventiladores. El ventilador de tiro forzado es una estructura cilíndrica hueca, separada en el centro por una lamina circular, la cual soporta los impulsores que generan el flujo del aire hacia el interior de la caldera aprovechando la fuerza centrífuga. De tal forma un ventilador de tiro forzado es un equipo que obliga al aire a fluir con mayor velocidad y mayor flujo hacia un espacio delimitado

**Válvulas de seguridad.** Las válvulas de seguridad en una caldera son dispositivos instalados en el tambor de vapor y en el cabezal de salida del sobrecalentador, para desfogar el vapor producido y evitar sobre presionamientos que podrían causar desde la quema de los tubos del sobrecalentador por no flujo hasta la explosión de la caldera con las graves consecuencias que de esto se pueden derivar.

## 5. SELECCIÓN DEL EQUIPO PARA REALIZAR EL ESTUDIO.

La Gerencia Complejo Barrancabermeja -GCB, está subdividida en dos grandes áreas que son: Refinería y Balance. En la primera encontramos las plantas de destilación primaria, las URC (UOP II, Modelo IV y ORTHOFLOW), alquilación, ácido sulfúrico, aromáticos, parafinas, etileno I y II, polietileno, especialidades, etc., encargadas de realizar el procesamiento del crudo mediante procesos químicos.

Además de estas, existen otras plantas encargadas de los procesos denominados facilidades auxiliares, es decir, aquellos equipos y procedimientos que no están directamente involucrados con la refinación pero que adelantan funciones vitales para su operación, tal es el caso de las Calderas, la planta de Hidrogeno, los sistemas de enfriamiento, los sistemas de recuperación de Azufre y los sistemas de tratamiento de los residuos o de control de la contaminación.

En la unidad de Balance encontramos las plantas VISCORREDUCTORA II, AZUFRE III, HIDROGENO, DEMEX, AIRE COMPRIMIDO y la PLANTA ELECTRICA U-2950, la cual esta compuesta por calderas y turbogeneradores.

Dentro del inventario de equipos generadores de vapor, la GCB cuenta con 19 calderas acuotubulares distribuidas en diferentes áreas; encargadas de generar vapor para generación de energía eléctrica para consumo interno y la otra parte se emplea como vapor de proceso. De las 19 calderas en total, 5 están ubicadas en la unidad de Balance, las cuales tienen una capacidad de

generación de 325 KLBH de vapor @ 600 psig. Las otras 14 calderas están ubicadas en el área de refinería, divididas así: 5 unidades generadoras se encuentran en la planta conocida como CENTRAL DEL NORTE, y las otras 9 unidades se encuentran en la planta de FILTROS, todas y cada una de ellas generan vapor de 400 psig, con diferentes capacidades de generación.

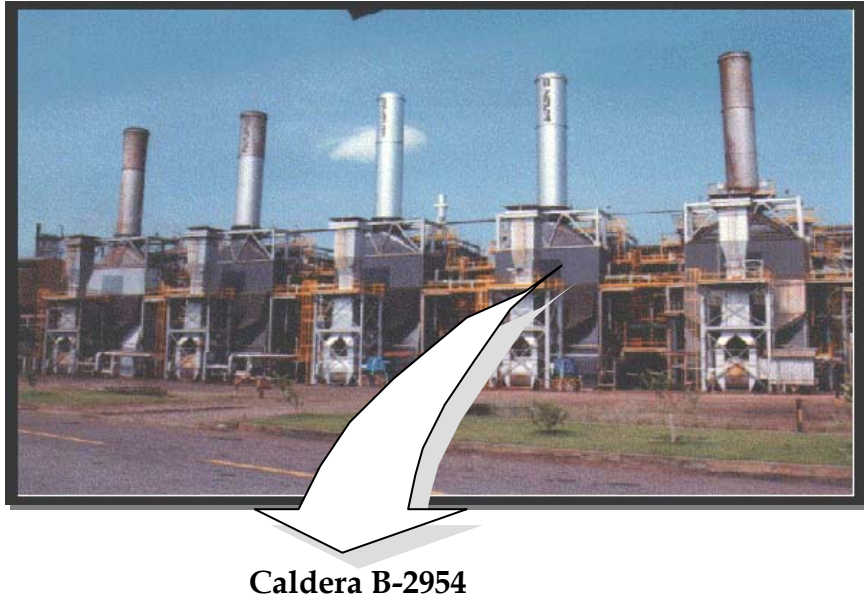
Además, se tiene previsto en el año de 2010, poner en marcha un proyecto que se conoce como “PLAN MAESTRO DE SERVICIOS INDUSTRIALES”, el cuál contempla realizar la sustitución de 11 calderas y 8 turbogeneradores por dos unidades cogeneradoras de 43 MW c/u, desplazando automáticamente la selección del equipo al área de Balance.

De las 5 calderas de la Unidad de Balance (B-2951/2/3/4/5), una se encontraba fuera de servicio desde meses atrás por problemas de vibraciones en el ventilador de tiro forzado (B-2952), y de las 4 restantes, la única que contaba con una reparación general y un estudio de integridad reciente<sup>15</sup> era la caldera B-2954, siendo este el factor principal para realizar la escogencia de este equipo, ya que para realizar la evaluación de integridad previa a un cambio de combustible, se debe realizar una inspección minuciosa de las partes que la conforman, así como la realización de pruebas y ensayos no destructivos con el fin de evaluar el estado real y la vida residual de cada componente. De acuerdo a nuestra calidad de estudiantes, nos es imposible desarrollar tales pruebas e inspecciones ya que no contamos ni con el capital ni el personal calificado y no calificado para realizar este procedimiento, el cuál se debe ejecutar de acuerdo a un plan establecido a efectuar dentro de una parada general del equipo.

---

<sup>15</sup> Dentro del tiempo normal de corrida establecido para cada unidad.

Figura 26. Calderas de planta eléctrica de Balance – GCB.



La caldera B-2954 fue intervenida por última vez en marzo de 2005, siendo este el equipo con las inspecciones y END<sup>16</sup> más recientes, lo que le otorgan la mayor confiabilidad entre todas las calderas de balance ya que se encuentra dentro del tiempo establecido de corrida que es de 4 años.

Por tal motivo, este es el equipo escogido para la realización de este proyecto y al cuál estaremos haciendo referencia de acá en adelante.

La caldera B-2954 es una caldera acuotubular tipo D fabricada por DISTRAL, ubicada en planta eléctrica de la unidad de BALANCE, la cuál viene operando desde el 9 de junio de 1979 y ha sido sometida en total a 41 apagadas entre programadas, no programadas y de emergencia. Este equipo tiene una capacidad nominal de generación de 325 KLBH de vapor a una

---

<sup>16</sup> Ensayos No Destructivos.

presión de 600 psig y 750 °F. Actualmente este equipo se encuentra generando alrededor de 250 KLBH de vapor, que corresponde aproximadamente al 70% de la carga nominal. Para consultar la ficha técnica del equipo, (Ver ANEXO E, *“Fase I de la evaluación de integridad de la caldera B-2954”*).

## 6. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA B-2954.

### 6.1. EFICIENCIA DE CALDERAS

La eficiencia de una caldera se define como el calor útil transferido al fluido sobre el aporte total de calor, como se aprecia en la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{\text{calor util transferido}}{\text{Aporte de calor}} \times 100 \quad (1)$$

Esta ecuación es extremadamente simple de establecer, aunque, por lo general, difícil de utilizar<sup>17</sup>.

Uno de los principales factores a establecer, es la correcta definición del “aporte de calor”. Ésta es la cantidad de combustible multiplicada por el calor de la combustión. Pero aparece el primer interrogante, ¿Se utiliza el valor del poder calorífico superior ó inferior?

En la formula mencionada anteriormente, el “calor útil transferido” es la cantidad de calor transferido al fluido de trabajo, en este caso, el vapor de proceso. Esta cantidad es constante, independientemente del hecho si se utiliza el valor superior o inferior del poder calorífico. En tanto sea constante, cualquiera de los dos valores es apropiado. Sin embargo, el problema se

---

<sup>17</sup> Optimización de la combustión en hornos y calderas; ARPEL; p 31.

puede presentar cuando se compara el rendimiento real con el de diseño, si no es previamente definido el método que utilizó el fabricante para definir la eficiencia.

El segundo problema que se puede presentar consiste en que es difícil calcular la cantidad de calor transferido al proceso. Este inconveniente se puede presentar cuando hay vaporización parcial en la caldera.

Para eliminar esta fuente potencial de error, se modifica la ecuación de tal forma que el calor útil transferido sea igual al aporte de calor, menos las pérdidas totales de calor. De tal forma que la ecuación (1) queda convertida en:

$$\eta = \frac{(\text{Aporte de calor} - \text{pérdidas totales})}{\text{Aporte de calor}} \times 100 \quad (2)$$

## 6.2 NORMA ASME PTC 4 - 1998<sup>18</sup>

El Performance Test Code for Fired Steam Generators (PTC 4-1998) (Código de Prueba de Rendimiento para Generadores a Vapor) publicado por la American Society of Mechanical Engineers (ASME 1998) es un estándar bien completo para todo tipo de generadores a vapor, que permite determinar el nivel de eficiencia energética con bastante precisión.

La norma hace referencia a dos tipos de eficiencia en unidades generadoras de vapor, que son:

---

<sup>18</sup> ASME Power Test Codes for steam generation units; última revisión de la Norma ASME PTC 4.1-1965.

1. Eficiencia del combustible: Para el cálculo de este tipo de eficiencia, se utiliza solamente el poder calorífico superior del combustible como única entrada de energía. Ésta eficiencia es la utilizada por la gran mayoría de los fabricantes de calderas y es la definida para los propósitos y alcances de este proyecto.

2. Eficiencia Neta: para el cálculo de este tipo de eficiencia se utiliza como entrada el poder calorífico superior y los créditos adicionales de calor<sup>19</sup>.

La norma ASME PTC 4-1998 recomienda utilizar dos métodos de prueba para determinar la eficiencia de calderas generadoras de vapor que son:

1. Método directo ó de entrada-salida.
2. Método indirecto o de pérdidas.

**6.2.1. Método directo ó de entrada - salida.** El primer método consiste en medir directamente las entradas y salidas del equipo (referido como método de entrada-salida ó método directo), el cuál requiere las mediciones del poder calorífico superior, cantidad de combustible quemado, créditos y el calor absorbido por el fluido de trabajo. La entrada es definida como la energía química aportada por el combustible (poder calorífico superior) y la salida como el calor absorbido por el fluido de trabajo.

---

<sup>19</sup> Se define como créditos a la energía adicional de entrada a la unidad diferente a la energía química del combustible como lo son el calor sensible contenido en el combustible, vapor de atomización y aire de combustión, energía adicionada por bombas de alimentación de agua, ventiladores y pulverizadores

La eficiencia por el método directo es expresada por la siguiente ecuación:

$$\eta (\%) = \frac{\text{calor absorbido por el fluido de trabajo}}{\text{Calor de combustion + calor adicional por créditos}} \times 100 \quad (3)$$

Este método se utiliza como primera y rápida aproximación para el cálculo de la eficiencia, aunque es necesario estabilizar las condiciones de la caldera para ajustar el punto de consigna, de modo que las comparaciones puedan hacerse en las mismas condiciones operativas.

**6.2.2. Método indirecto ó de pérdidas.** El segundo método consiste en medir directamente las pérdidas de calor (referido como el método de pérdidas ó método indirecto), el cuál requiere el análisis último del combustible, análisis de los gases de combustión, poder calorífico superior del combustible, etc. y datos de diseño y de equipo para su cálculo. La ventaja clave de este método es que indica donde están ocurriendo las pérdidas, haciendo posible aumentar la eficiencia si las pérdidas identificables se pueden reducir. Su desventaja es que son necesarios muchos datos y cálculos, lo cuál aumenta el número de posibles fuentes de error.

La eficiencia por el método indirecto ó método de perdidas es expresada por la siguiente ecuación:

$$\eta (\%) = 100 - \frac{\text{Pérdidas totales de calor}}{\text{Calor de combustion + calor adicional por créditos}} \times 100 \quad (4)$$

El cálculo de la eficiencia de la caldera B-2954, se realizará utilizando éste método, debido a que se obtiene un cálculo de eficiencia con mayor exactitud,

ya que se involucran todas las variables que son medibles de acuerdo a la instrumentación instalada en las calderas de la unidad de Balance en la GCB, identificando las mayores fuentes de pérdida de calor, permitiendo generar algunas recomendaciones que ayuden a optimizar el proceso de generación de vapor.

Las ventajas y desventajas del método de entrada y salida y el método de pérdidas se presentan en el cuadro 7.

En la mayoría de los casos, el método de pérdidas conlleva una incertidumbre total de prueba más baja porque las pérdidas medidas representan sólo una fracción pequeña de la energía total. Así mismo, en la práctica es muy difícil medir de manera exacta las propiedades y flujos del vapor, lo que es necesario para el método de entrada y salida.

En cuanto al método de pérdidas, la medición de la composición y temperatura de los gases de combustión puede realizarse de forma relativamente fácil y precisa, y esta información permite así determinar las pérdidas mayores.

La principal ventaja del método de entrada y salida es que todas las pérdidas están automáticamente cubiertas por las mediciones; mientras que con el método de indirecto, algunas pérdidas tienen que ser estimadas.

Cuadro 7. Ventajas y desventajas de los dos métodos de cálculo de eficiencia recomendados por la norma ASME PTC. 4.1

	Método de Pérdidas (Método Indirecto)	Método de entrada y salida (Método Directo)
<b>Ventajas</b>	Las mediciones primarias (composición y temperatura del combustible) pueden hacerse de manera muy exacta con equipos simples.	Todas las pérdidas son consideradas en la medición, además algunas de ellas se desprecian.
	El nivel de incertidumbre de los resultados de las pruebas es, con frecuencia, mas bajo que con el método directo.	Requiere pocas mediciones
	La medición de las diferentes pérdidas permite identificar las fuentes de ineficiencia.	
<b>Desventajas</b>	Algunas pérdidas son prácticamente imposibles de medir y tienen que ser estimadas (pérdidas por radiación, convección y conducción, purga si la caldera opera de manera discontinua)	Flujo del combustible, poder calorífico del combustible, caudales y propiedades del vapor tienen que ser medidos de manera muy exacta para minimizar el nivel de incertidumbre.
	Requiere de muchas mediciones.	No se identifican fuentes de ineficiencia.

Para la aplicación del procedimiento de cálculo de eficiencia de calderas, basado en la norma ASME PTC 4 - 1998, se presenta a continuación algunas consideraciones a tener en cuenta, para la realización de las corridas respectivas.

### 6.2.3 Aspectos preliminares para la realización de la prueba

**Datos requeridos.** Esta actividad de campo consiste principalmente en lo siguiente:

**Localización e integración de documentos de diseño.** Para el desarrollo de esta etapa es necesario conocer la documentación básica de diseño dada por el fabricante como lo son: Hojas de datos de calderas, dibujos o planos del arreglo de la caldera, diagrama de tubería e instrumentación del equipo y diagrama de flujo del proceso del cual la caldera es parte, etc.

**Levantamiento e integración de datos operacionales.** Información de bitácora operacional. Los datos relevantes a los que se refiere en este punto son los siguientes.

**Preparación de la corrida.** Las condiciones del equipo para efectuar la prueba, deberán de seguir las siguientes recomendaciones previo y durante el desarrollo de la misma como se explica:

Todas las superficies de transferencia, internas y externas, deberán estar comercialmente limpias (operaciones normales de limpieza), antes de empezar la prueba. Durante la prueba sólo se permitirá realizar limpieza para mantener éstas en condición normal.

La prueba de comportamiento deberá de empezar tan pronto esté la caldera en condiciones estables.

Cuadro 8. Datos requeridos para el cálculo de la eficiencia por el método de pérdidas.

<b>FLUIDO</b>	<b>MEDICIÓN A REALIZAR</b>
AGUA DE ALIMENTACIÓN	Temperatura. Presión. Flujo másico. Nivel de sílice, sodio, cloruros, sólidos, alcalinidad, conductividad, etc.
COMBUSTIBLE	Tipo (s). Temperatura de entrada. Presión. Flujo másico. Densidad relativa. Poder(es) calorífico(s) superior(es). Composición(es) (% en mol y/o % en peso).
VAPOR SOBREALENTADO	Presión de salida del sobrecalentador Flujo másico Flujo vapor atomización. Presión vapor atomización.
<b>FLUIDO</b>	<b>MEDICIÓN A REALIZAR</b>
AIRE DE COMBUSTIÓN	Flujo másico Exceso de aire. Temperaturas durante el recorrido en la caldera.
GASES DE COMBUSTIÓN	Temperatura Contenido de oxígeno (% en volumen). Contenido de bióxido de carbono (% en volumen). Contenido de monóxido de carbono (ppm). Contenido de N <sub>2</sub> (% en volumen).
CONDICIONES AMBIENTALES	Humedad relativa del aire. Velocidad del viento. Densidad del aire Presión atmosférica Temperatura de bulbo húmedo Temperatura del aire circundante a la caldera Presión parcial del vapor de agua a P <sub>atm</sub> y T <sub>amb</sub> .

Se recomienda realizar una corrida preliminar con el propósito de: revisar la operación de todos los instrumentos, entrenamiento del personal, realizar ajustes menores y establecer las condiciones apropiadas de combustión.

Así mismo se recomienda realizar al menos dos corridas aproximándose a la carga de prueba. Si los resultados obtenidos difieren, se requerirá de una tercera corrida. La eficiencia de la caldera será el promedio de las dos corridas para las cuales tengan menor desviación en su eficiencia.

Se procederá a realizar el levantamiento de información después de que la caldera haya alcanzado la estabilidad.

La caldera será revisada completamente para detectar cualquier tipo de fugas. También se deberán de revisar las fugas internas del aire y deberán ser corregidas.

En el levantamiento de información se hará notar claramente las condiciones del equipo, limpieza de las superficies de intercambio, características del combustible y carga de la caldera.

**Revisión de la instrumentación requerida.** Es necesario contar con la instrumentación para medir las variables necesarias del generador de vapor para poder realizar un diagnóstico energético confiable. Las mediciones a realizar en las calderas son las siguientes:

**Presión:** mediante manómetros calibrados localizados en las tuberías del agua de alimentación y vapor generado.

**Temperatura:** es necesario contar con termómetros calibrados para tomar la temperatura de: agua de alimentación, vapor generado, combustibles, gases de combustión, aire ambiente, vapor de atomización y paredes de la caldera.

**Flujo:** mediante un equipo de medición de flujo instalado como placa de orificio, en las corrientes de: agua de alimentación, vapor generado y combustibles.

Composición, poder calorífico, densidad relativa y capacidad calorífica del combustible(s): Es necesario contar con la especificación del combustible producido en la GCB, o mediante el análisis de estas variables, o utilizar los valores típicos recomendados por el laboratorio.

**Composición de los gases de combustión:** Mediante el equipo de análisis ORSAT de gases de combustión para determinar el contenido en volumen de O<sub>2</sub> (%), CO<sub>2</sub> (%) y CO (ppm) en base seca.

Los instrumentos necesarios y procedimientos para realizar las mediciones deberán estar de acuerdo al Código ASME (Power Test Codes Supplements on Instruments and Apparatus), entre los cuales tenemos:

Cuadro 9. Instrumentación utilizada en la caldera B-2954.

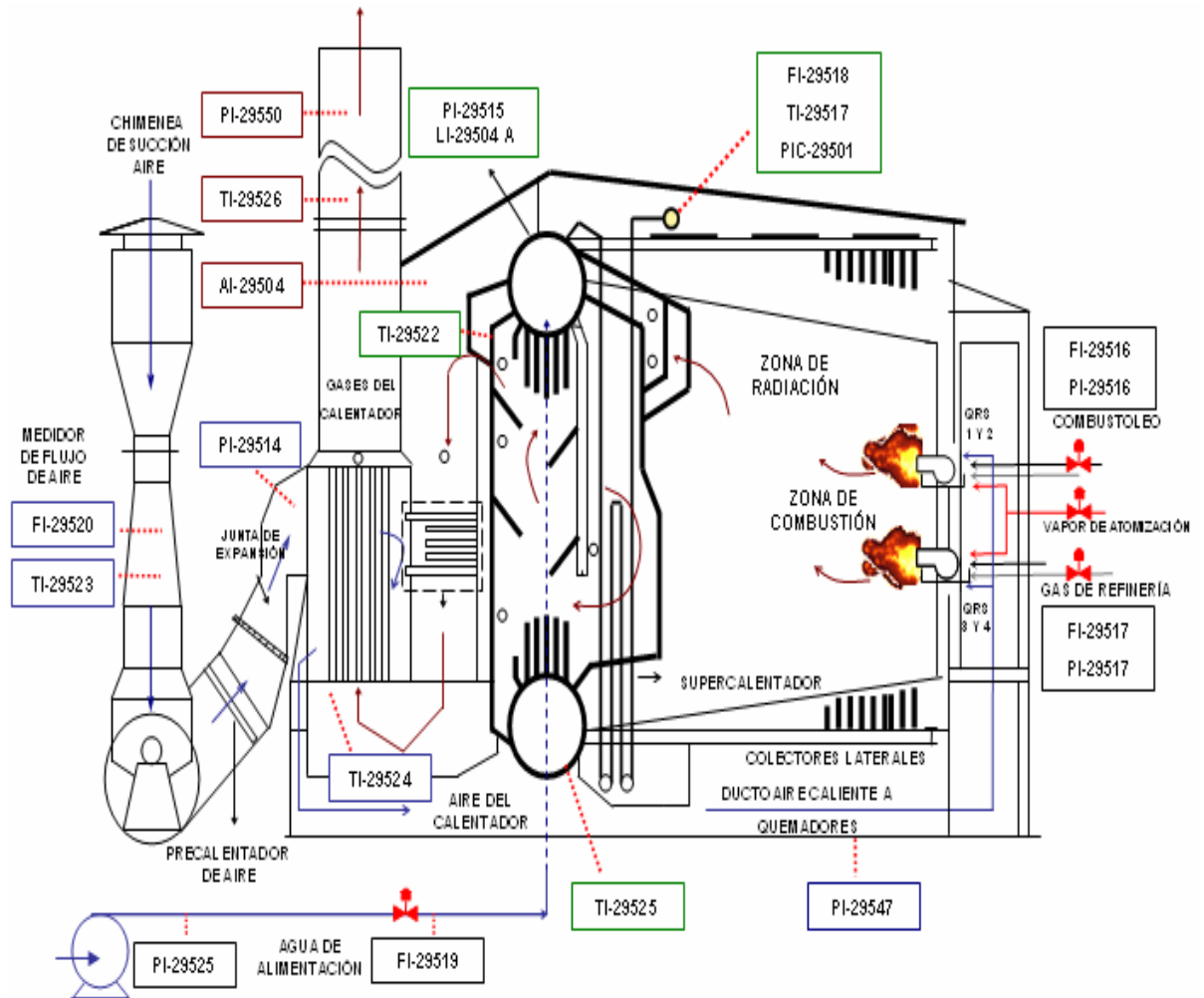
TAG	Función
TI-29517	Indicador de temperatura del vapor sobrecalentado a la salida de la caldera.
TI-29522	Indicador de temperatura del vapor saturado en los tubos elevadores.
TI-29523	Indicador de temperatura de aire a la entrada de la caldera

TI-29524	Indicador de temperatura a la salida del calentador del aire de combustión
TI-29525	Indicador de temperatura del tambor de lodos.
TI-29526	Indicador de temperatura de los gases de combustión a la salida de la caldera
PI-29514	Indicador de tiro entrada al calentador de aire
PI-29515	Indicador de tiro presión tambor de vapor
PI-29516	Indicador de presión del combustóleo a la caldera B-2954
PI-29517	Indicador de presión gas de refinería a la caldera B-2954
PI-29525	Indicador de presión del agua de alimentación a la entrada de la caldera
PI-29547	Indicador de tiro entrada cámara de combustión
PI-29550	Indicador de tiro salida de los gases de combustión a la atmósfera
AI <sub>02</sub> -29504	Analizador de oxígeno en gases de combustión
FI-29516	Indicador medidor de flujo combustóleo a la entrada de la caldera
FI-29517	Indicador medidor de flujo gas de refinería a la entrada de la caldera
FI-29518	Indicador medidor de flujo vapor sobrecalentado a la salida de la caldera
FI-29519	Indicador medidor de flujo agua de alimentación a la caldera
FI-29520	Indicador medidor de flujo entrada aire a la caldera
PIC-29501	Controlador de presión de vapor a la salida de la caldera
ORSAT	Equipo portátil para el análisis ORSAT de los gases de combustión.

El esquema de la caldera B-2954 (Ver Figura 27), muestra la ubicación de la instrumentación utilizada en el equipo para medir las variables de presión, temperatura y flujo necesarias para realizar el cálculo de eficiencia por el método de pérdidas.

**Condiciones de operación.** Las siguientes condiciones son dadas por la norma para la realización de la prueba que son mandatorias para dar validez a la misma, son las siguientes:

Figura 27. Instrumentación utilizada en la caldera B-2954.



**Arranque y paro de la prueba.** Las condiciones de prueba deberán, como sea posible, ser las mismas al principio y al final de la prueba, como son las condiciones de combustión, flujo de combustible, flujo de agua de alimentación, nivel de agua en el tambor, exceso de aire, las diferentes temperaturas y presiones del sistema, así como otras condiciones que pudieran afectar el resultado de la prueba.

En algunos casos será necesario detener la prueba antes de finalizarla, debido a la variación de las lecturas de las variables de operación.

Para lograr las condiciones deseadas de operación cuando se quema combustible sólido, es esencial que la mayor limpieza y condiciones del lecho de combustible sean cumplidas.

#### **Duración de la prueba<sup>20</sup>.**

- Se recomienda que la duración de la prueba para combustibles líquidos y gaseosos no sea inferior a **dos horas**, independientemente del método utilizado.
- Cuando se utilice combustible sólido, como carbón pulverizado o triturado, preferiblemente no sea menor de **cuatro horas**.
- Para la realización de la corrida de eficiencia de la caldera B-2954, se escogió un tiempo de duración de la prueba de **4 horas**.

**Toma de lecturas.** Se tomaron frecuencia de lecturas con intervalos regulares de quince minutos de tal manera que se presente poca variación. Previamente a la prueba, se mantuvo la carga del generador de vapor durante un lapso de una hora para que los parámetros de presión, temperatura y flujo se estabilizaran.

---

<sup>20</sup> Tomado de la Norma ASME PTC 4-1998, p 28.

**Aceptación de las lecturas.** El levantamiento de información no será aceptado si se tienen inconsistencias en los resultados obtenidos durante la prueba. Cuando la prueba de la caldera no cumpla con los puntos antes mencionados, deberá ser repetida, para lograr el objetivo de la prueba. Todas las observaciones, las lecturas y mediciones deberán ser registradas para cumplir con el objetivo de la prueba.

**Realización de la corrida.** La corrida de eficiencia para la caldera B-2954 se hizo durante dos días, el primero con combustóleo y el segundo con gas, quemando al 100% en todos los quemadores.

Para cada caso, se tomaron dos sets de datos, al 60% (195 KLBH) y al 75% (243.75 KLBH) de la carga de diseño (325 KLBH).

Lo anterior, con el fin de comparar los datos operacionales y eficiencia calculada, con los de diseño, a esas cargas de vapor, los cuales aparecen en las hojas de especificaciones respectivas.

A las 7 a.m. del día inicial, utilizando combustóleo en los cuatro (4) quemadores, se ajustó la carga de la caldera al 60% (195 KLBH), para iniciar la toma de datos a las 8 a.m. ya en condiciones estables.

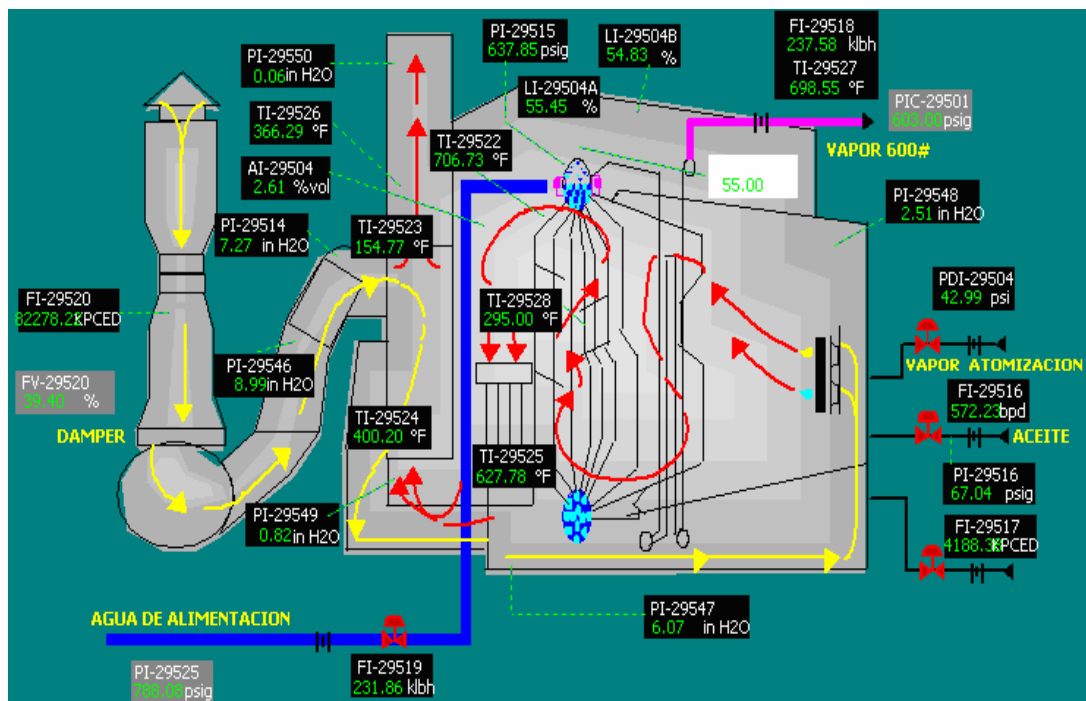
Después de la toma de datos, muestras de vapor y gases de combustión, se aumentó hacia las 12 m la carga de la caldera al 75% (243.75 KLBH), con el fin de tomar un segundo set de datos y muestras a la 1 p.m.

Se pensó realizar una toma de datos a la capacidad de diseño (325 KLBH), pero de acuerdo a recomendaciones de ATP, se decidió no hacerla debido a

que podría afectar la confiabilidad del equipo. Al día siguiente se repite el procedimiento pero utilizando esta vez gas de refinería como combustible en los cuatro (4) quemadores.

**Registro y toma de datos.** El registro de datos se realizó utilizando el formato de eficiencia de calderas (Ver Anexo D), tomando los datos promedios de cada corrida, los cuales son extraídos del tablero del operario al intervalo anteriormente establecidos para la corrida. Los puntos de lectura se pueden observar en la figura 28.

Figura 28. Datos tomados del tablero de operaciones para el cálculo de eficiencia.



Fuente: Tablero de operaciones del cuarto de control planta eléctrica U-2950.

## 6.3 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA POR EL MÉTODO DE PÉRDIDAS.

**6.3.1 Efecto de las variables del proceso.** Para entender el efecto que las variables del proceso tienen en la eficiencia de la caldera, es necesario explorar las pérdidas totales anteriormente enumeradas en un balance de energía. Este balance permitirá considerar el efecto de las variables del proceso.

Las variables del proceso que son materia de inquietud están relacionadas con el poder calorífico del combustible de la caldera, temperatura y exceso del aire, vapor de atomización, agua de alimentación y gases de combustión.

**Poder Calorífico Superior:** si se utiliza el poder calorífico superior del combustible, el calor perdido, al no condensar el vapor de agua en el gas de la combustión, debe ser incluido en las pérdidas.

Si se utiliza el poder calorífico inferior, el calor latente del vapor de agua presente en el gas de la combustión es omitido de las pérdidas. Si la temperatura de salida de la chimenea se aproxima a, o es menor que, el punto de rocío del gas de la combustión, será necesario utilizar el poder calorífico superior.

**Temperatura del aire:** el calor de la combustión del combustible es necesario para elevar el aire a la temperatura de combustión. Por lo tanto, cuanto más caliente el aire de entrada (aire de combustión más exceso de aire), mayor la cantidad de calor disponible para transferir al fluido de proceso. Esto genera un aumento en la eficiencia de la unidad. Es importante recordar que la entalpía de las corrientes ingresantes se estiman en el punto previo a la

recepción de cualquier aporte de calor del gas de la combustión de la caldera<sup>21</sup>.

**Exceso del aire:** el exceso del aire es necesario para asegurar la combustión completa del combustible. Para que haya una combustión completa es necesario agregarle una cantidad adicional de aire al aire estequiométrico. Esta cantidad adicional se ha definido empíricamente por los expertos de un 10-15% para las calderas que queman gas natural y de un 15-25% para las calderas que utilizan combustóleo como combustible base. La experiencia en las calderas de la GCB han señalado excesos de aire entre un 20-40 % e incluso valores superiores lo cuál representa un desperdicio adicional de energía debido a que se necesita mas calor para elevar la temperatura del aire en exceso a la temperatura de combustión.

**Vapor de atomización:** para mejorar la mezcla y la vaporización de combustibles viscosos (tales como el combustóleo # 6) con el aire de combustión, se atomiza el combustible por medio de aire o vapor sobrecalentado, siendo este último el utilizado para atomizar el combustóleo en la GCB. El vapor de atomización se convierten una fuente de H<sub>2</sub>O en el gas de chimenea (las otras dos son la humedad presente en el aire y el producto de la combustión del hidrogeno).

**Gases de combustión:** en muchos casos, la energía que sale de la caldera a través de los gases de combustión es la mayor fuente de pérdida. A diferencia del exceso de aire, que puede modificarse fácilmente y sin costo alguno, las

---

<sup>21</sup> ARPEL; "Optimización de la combustión en hornos y calderas"; 2000; p 34.

temperaturas del gas de combustión no pueden modificarse significativamente sin inversión de capital.

La cantidad de calor que se pierde por chimenea, depende de la cantidad y de la temperatura del gas de chimenea. La cantidad de gas de chimenea aumenta a medida que el nivel de exceso de aire hacia los quemadores aumenta, por lo tanto la meta del Operador debe ser minimizar el nivel de exceso de aire y la temperatura de la chimenea. Las entradas de aire a través de los precalentadores de aire también contribuyen a la pérdida de chimenea, pero por lo general está fuera del control de los Operadores.

Las calderas de Balance están equipadas con un equipo de recuperación de calor (economizador, precalentador de aire y calentador de aire), el cuál se debe mantener limpio y libre de hollín, ya que una capa muy delgada de hollín o de ceniza en los tubos puede causar una marcada reducción en la recuperación de calor. Por lo tanto, es esencial utilizar el equipo de limpieza suministrado, bien sean los deshollinadores, a intervalos frecuentes (por lo menos una vez por turno), o por medio de limpieza química con el objetivo de reducir al máximo estas pérdidas.

**Combustión del hidrógeno del combustible:** los combustibles comúnmente utilizados en la industria petrolera y del gas consisten en, aproximadamente, 15-25% de hidrógeno por peso. Por lo tanto, en la combustión se forma agua (humedad) y va a la chimenea como vapor. Esta pérdida se considera también una pérdida inherente no controlable, a no ser que cambien las especificaciones del combustible.

**Fugas y aberturas:** la cantidad de calor perdida a través de la fugas en la construcción de la caldera y a través de aberturas variará de caldera en caldera. Las aberturas incluyen el espacio entre la pared de la caldera y la tubería entrante/saliente de los serpentines del calentador. También incluyen los puertos de visualización de los quemadores como son las mirillas.

En la práctica no se considera ni se calcula cuantificación alguna de estas pérdidas, aunque se asume que estas pérdidas son de magnitud pequeña. Sin embargo, las fugas existentes entre los paneles de la caja de aire y los paneles de los ductos de gases pueden ser substanciales.

**Purga de calderas:** en el tratamiento de agua de la caldera, existe acumulación estable de minerales disueltos y sales en el agua. Por lo tanto, es necesario purgar cierta parte del agua de la caldera y remplazarla con agua limpia de compensación. La concentración de sólidos disueltos es más alta justo debajo del nivel del agua en donde se separan las burbujas de vapor del agua. Normalmente, se instala un arreglo de purga continua, para extraer el agua de este lugar. A veces estos arreglos se denominan purga “superior”. Además sedimentos y sales se acumulan en forma de lodo en el espacio del agua. Estos deben ser extraídos periódicamente, por medio de una purga intermitente “inferior”.

La cantidad de purga dependerá de la calidad del agua ingresante, después de su tratamiento y de la presión de la caldera (cuanto más alta sea la presión del vapor mayor la necesidad de tener agua más limpia de carga a la caldera). Normalmente, se requieren tasas de purga del orden del 5-15%. Habrá pérdida de energía si el calor en el agua de purga no es recuperado para posterior uso en agua de carga de otras calderas. Para las calderas de la unidad de Balance se maneja un porcentaje de purga de sólidos del 7 - 8 %, el

cuál se ha definido en la práctica de acuerdo a recomendaciones de los operarios e ingenieros de proceso.

**6.3.2 Evaluación analítica.** Los siguientes son los cálculos recomendados por la ASME PTC 4-1998 para el cálculo de la eficiencia de una caldera generadora de vapor de acuerdo al método indirecto o de pérdidas, referido anteriormente. De acuerdo a la ecuación (4), la eficiencia es igual a  $100 - (\% \text{ de pérdidas totales de calor} / \text{flujo de calor entrante a la caldera})$ , siendo las pérdidas de calor total la sumatoria de los porcentajes de las pérdidas individuales anteriormente enumeradas (Véase ecuación 6). La ecuación general para el cálculo de eficiencia por el método de pérdidas se expresa de la siguiente forma:

$$\eta (\%) = 100 - \frac{L}{H_f + B} \times 100 \quad (5)$$

**Donde:**

**L:** Sumatoria de las pérdidas de energía individuales calculadas

$$L = L_G + L_{mf} + L_H + L_{mA} + L_x + L_{CO} + L_\beta + L_x \quad (6)$$

**H<sub>f</sub>:** Poder calorífico superior del combustible.

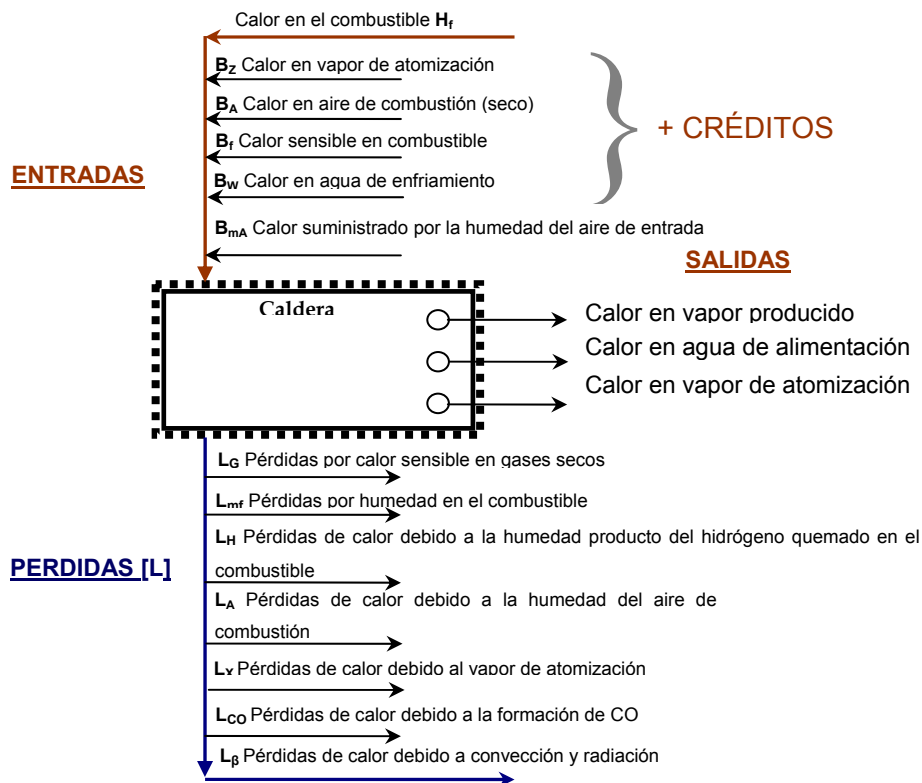
**B:** Sumatoria de créditos o ganancia de calor adicional.

**6.3.3. Pérdidas de energía.** Una pérdida de energía se define como un “escape” de calor que no se recupera para ser usado ni en la caldera ni en ninguna otra parte. Se consideran fundamentalmente seis principales fuentes

de pérdidas en calentadores y calderas típicas de la industria petrolera, y que son ilustradas en la figura 29:

1. Pérdidas por calor sensible en gases secos ( $L_G$ ).
2. Pérdidas de calor por humedad en el combustible ( $L_{mf}$ ).
3. Pérdidas de calor debido a la humedad producto de la quema del hidrógeno del combustible ( $L_H$ ).
4. Pérdidas de calor debido a la humedad del aire ( $L_{mA}$ ).
5. Pérdidas de calor debido al vapor de atomización ( $L_X$ ).
6. Pérdidas de calor debido a la formación de CO ( $L_{CO}$ ).
7. Pérdidas de calor debido convección y radiación ( $L_\beta$ ).

Figura 29. Entradas, salidas y pérdidas de energía en una caldera.



Fuente: Norma ASME PTC 4-1998; p 20.

El cálculo de pérdidas se puede dividir en dos categorías de acuerdo con el método que vayan a ser medidas y convenientemente calculadas. En la primera categoría están las pérdidas que son función de la entrada de combustible y que pueden ser expresadas como pérdidas de energía por unidad de combustible "A.F" expresadas como porcentaje. Las pérdidas debido a los productos de la combustión, tales como (gases secos, humedad del combustible, etc.), son expresadas en estas unidades. En la segunda categoría están las pérdidas que no son relacionadas al flujo de entrada de combustible, las cuáles son expresadas y calculadas como energía por unidad de tiempo, tales como las pérdidas por radiación y convección. La lógica para el cálculo de pérdidas por convección y radiación, necesariamente no son las recomendadas por la norma ASME PTC 4-1998, ya que esta expresa claramente que es de libre escogencia el método a emplear siempre y cuando se hagan las correcciones pertinentes.

La metodología para el cálculo de las pérdidas relacionadas con el flujo de combustible se describe a continuación:

**Pérdidas de calor sensible en gases secos.** Estas pérdidas representan el calor perdido en los productos secos de la combustión (CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y CO), los cuáles retiran solamente el calor sensible<sup>22</sup>, mientras que los productos húmedos (principalmente la humedad del combustible) retiran tanto el calor sensible como el latente. Regulaciones ambientales limitan las emisiones de CO alrededor de las 400 ppm (0.04 % Vol.), aunque sistemas modernos de combustión producen CO a un nivel tan mínimo que se consideran

---

<sup>22</sup> El intercambio de calor con gases húmedos sin adicionar o retirar humedad se refleja directamente en un cambio de temperatura, es decir, tendremos calentamiento o enfriamiento conocido como transferencia de energía o *calor sensible*.

insignificantes. Las calderas de la GCB se encuentran en un nivel alrededor de los 100 ppm de CO en los gases de la combustión.

El código ASME Power Test Code 4-1998, establece el cálculo de esta pérdida de la siguiente forma:

$$L_G = M_G' \times H_G' \times (T_G - T_{RA}) \left[ \frac{\text{Btu}}{\text{Lb}_{A.F.}} \right] \quad (7)$$

**Donde:**

**M<sub>G</sub>'**: libras de gases secos de combustión por libra de combustible "as-fired".

Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$M_G' = \frac{44,01 \text{ CO}_2 + 32,00 \text{ O}_2 + 28,02 \text{ N}_2 + 28,01 \text{ CO}}{12,01 \times (\text{CO}_2 + \text{CO})} \times \left[ C + \frac{12,01 S}{32,07} \right] \quad (8)$$

**CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> y CO**: porcentaje en volumen del flujo de gases secos de combustión.

**N<sub>2</sub>**: resulta de la resta en porcentaje de 100 - (% CO<sub>2</sub> + % O<sub>2</sub> + % CO).

**C**: libras de carbono por libra de combustible "as-fired" (análisis de laboratorio).

**S**: libras de azufre por libra de combustible "as-fired" (determinado en análisis de laboratorio).

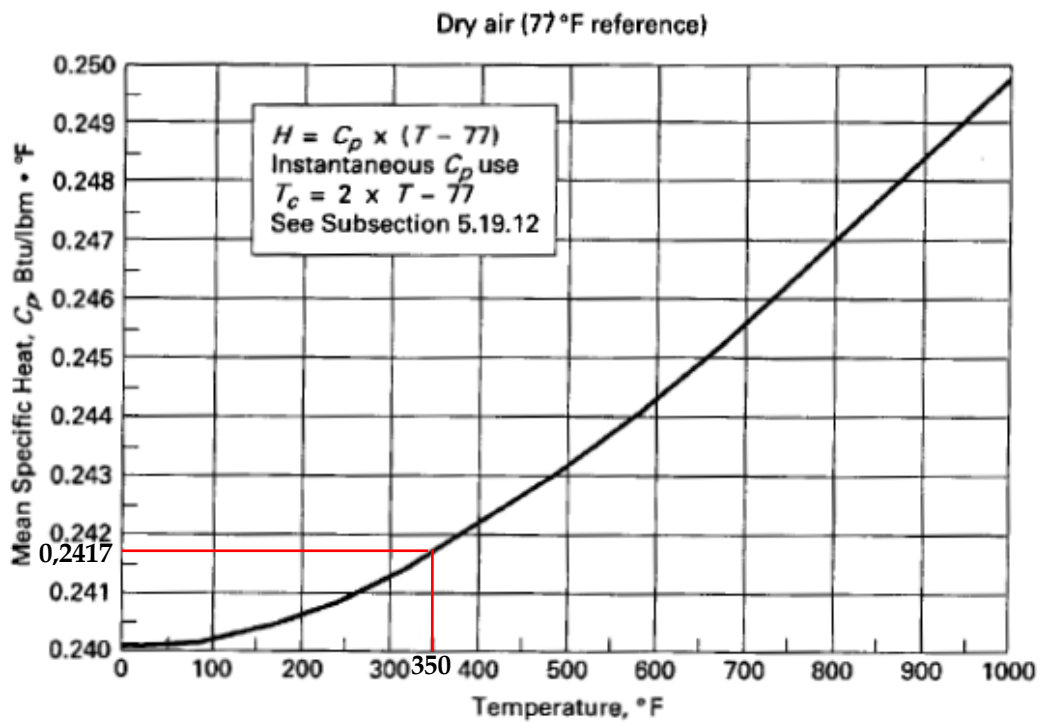
**H<sub>G</sub>'**: calor específico de los gases secos obtenidos de la Figura 30. Éste es determinado de los valores instantáneos de la relación carbón-hidrógeno del

combustible sobre la temperatura de salida de los gases de combustión y la temperatura de referencia.

$T_G$ : temperatura de referencia para cálculos (según norma ASME PTC 4-1998 es igual a 77 °F).

$T_{RA}$ : temperatura de entrada del aire a la unidad.

Figura 30. Calor específico instantáneo de gases secos de combustión a diferentes temperaturas a la salida de la unidad.



**Fuente:** Tomado de la Norma ASME PTC 4-1998 (Performance Test Codes -Fired Steam Generators; p 126.)

**Pérdidas de calor por humedad en el combustible.** La humedad del combustible es otra pérdida adicional de energía debido a que adiciona mas contenido de vapor a los gases de combustión, al igual que el vapor de atomización y la humedad del aire.

$$L_{mf} = M_{WF} \times (H_{sTG} - H_{RW}) \left[ \frac{\text{Btu}}{\text{Lb}_{A.F}} \right] \quad (9)$$

**Donde:**

**M<sub>WF</sub>:** Libras de humedad por libra de combustible “as-fired” (análisis de laboratorio).

**H<sub>sTG</sub>:** Entalpía del vapor a presión parcial y temperatura de salida de gases T<sub>G</sub>, determinada en los cuadros de vapor.

**P<sub>sTG</sub>:** Presión parcial del vapor en los gases de combustión (psia). Que se calcula de esta forma:

$$P_{sTG} = \frac{P_A}{1 + \frac{100 \times 1,5C}{M_{WG} \times (CO_2 + CO)}} \quad [\text{psia}] \quad (10)$$

**Donde:**

**P<sub>A</sub>:** Presión atmosférica (psia).

**C:** Libras de carbón quemado por Lb. de combustible “as-fired”.

**M<sub>WG</sub>**: Libras de humedad en los gases de combustión por libra de combustible “as-fired” y se puede calcular de la siguiente forma:

$$M_{WG} = 8,936H + M_{mA} \times M_A + M_{WF} + M_{XE} \quad (11)$$

**Siendo:**

**8,936**: 8,936 libras de agua producidas de la quema de una libra de hidrogeno.

**H**: Libras de hidrógeno exclusivo en humedad del combustible “as-fired” .

**M<sub>mA</sub>** : Libras de humedad por libra de aire seco a la entrada de la caldera.  
Ver 6.3.3.4

**M<sub>A</sub>** : Libras de aire seco por libra de combustible “as-fired” . Ver 6.3.3.4.

**M<sub>WF</sub>**: Ver 6.3.3.2.

**M<sub>XE</sub>**: Libras de vapor atomizado por libra de combustible “as-fired” .

**CO<sub>2</sub>, CO**: Porcentaje en volumen en gases de combustión por análisis ORSAT.

**H<sub>RW</sub>**: Entalpía de líquido saturado a T<sub>RA</sub>. Ver cuadros de vapor saturado.

**Pérdidas de calor debido a la quema de hidrógeno del combustible.** El hidrógeno de combustible abandona la caldera en los gases de combustión como vapor de agua, lo que significa que se está perdiendo la entalpía calor de vaporización correspondiente a las condiciones de temperatura y presión parcial en los gases de combustión. Aunque la presión parcial del vapor en los gases de combustión es baja, la temperatura si es relativamente alta, lo que significa unas pérdidas considerables de energía, alrededor 11 % para el gas natural y el 7 % para el fuel. La diferencia refleja el contenido relativo de hidrógeno de estos dos combustibles.

El código ASME Power Test Code 4-1998, establece el cálculo de esta pérdida de la siguiente forma:

$$L_H = 8,936 \times H (H_{sTG} - H_{RW}) \left[ \frac{\text{Btu}}{\text{Lb}_{A.F}} \right] \quad (12)$$

**Donde:**

**8,936:** Ver 6.3.3.2.

**H:** Libras de hidrógeno exclusivo de humedad de un análisis de laboratorio de un combustible "As Fired".

**H<sub>sTG</sub>:** Entalpía del vapor a presión parcial y temperatura de salida de gases T<sub>G</sub>, determinada en los cuadros de vapor.

**H<sub>RW</sub>:** Entalpía de líquido saturado a T<sub>RA</sub>. Ver cuadros de vapor saturado.

**Pérdidas de calor debido a la humedad del aire.** El efecto de la humedad en la eficiencia de las calderas es significativo. El contenido del agua presente en

el aire puede llegar a ser del 2 % en peso, y algunos casos pueden llegar a ser mayor. En algunas calderas la cantidad del calor absorbido por el vapor de agua puede exceder del 0.5 - 1 % del calor de combustión. El cálculo de esta pérdida la podemos realizar de la siguiente forma:

$$L_{mA} = M_{mA'} \times M_{A'} (H_{sTG} - H_{RW}) \left[ \frac{\text{Btu}}{\text{Lb}_{A.F}} \right] \quad (13)$$

**Donde:**

**M<sub>mA'</sub>**: Libras de humedad por libra de aire seco a la entrada de la caldera y se calcula de la siguiente forma:

$$M_{mA'} = 0.622 \frac{P_V}{P_A - P_V} \left[ \frac{\text{Lb}_{\text{vapor}}}{\text{Lb}_{\text{aire seco}}} \right] \quad (14)$$

**Siendo:**

**P<sub>V</sub>**: Presión parcial del vapor a presión y temperatura ambiente (psia).

**P<sub>A</sub>**: Presión atmosférica (psia).

**M<sub>A'</sub>**: Libras de aire seco por libra de combustible "as-fired" y se calcula de la siguiente forma:

$$M_{A'} = \frac{M_{G'N_2} - N}{0.7685} \left[ \frac{\text{Lb}_{\text{aireseco}}}{\text{Lb}_{A.F}} \right] \quad (15)$$

**N**: Libras de Nitrógeno por libra de combustible "as-fired" (análisis de laboratorio).

**Siendo:**

$M_{G'N_2}$ : Libras de  $N_2$  en gases secos por libra de combustible "as-fired" y se calcula de la siguiente forma:

$$M_{G'N_2} = \frac{28,02N_2}{12,01 \times (CO_2 + CO)} \times \left[ C + \frac{12,01S}{32,07} \right] \left[ \frac{Lb_{N_2}}{Lb_{A.F}} \right] \quad (16)$$

$N_2$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ : Porcentaje en volumen en gases de combustión por análisis ORSAT.

$C$ : Libras de carbono por libra de combustible "as-fired" (análisis de laboratorio).

$S$ : Libras de azufre por libra de combustible "as-fired" (determinado en análisis de laboratorio).

**Pérdidas de calor debido al vapor de atomización.** Como se dijo anteriormente, el vapor de atomización del combustible se convierte en una fuente adicional de vapor en los gases de combustión, calor que se puede calcular de la siguiente forma:

$$L_X = \frac{M_{Xe}}{M_F} (H_{sTG} - H_{RW}) \left[ \frac{Btu}{Lb_{A.F}} \right] \quad (17)$$

**Donde:**

$M_{Xe}$ : Lbs por hora de vapor estimado de atomización.

$M_F$ : Lbs por hora de combustible quemado.

$H_{STG}$ : Entalpía del vapor a presión parcial y temperatura de salida de gases  $T_G$ , determinada de los cuadros de vapor.

$H_{RW}$ : Entalpía de líquido saturado a  $T_{RA}$ . Ver cuadros de vapor saturado.

**Pérdidas de calor por formación de CO.** Este porcentaje de pérdidas es el establecido por la formación de CO que esta presente en los gases de combustión y que no puede ser eliminado por ajustes operacionales. Se calcula de la siguiente forma:

$$L_{CO} = \frac{CO}{CO_2 + CO} \times 10160 \times C \left[ \frac{Btu}{Lb_{A.F}} \right] \quad (18)$$

$CO_2, CO$ : Porcentaje en volumen en gases de combustión por análisis ORSAT.

**10160:** Btu's generados de quemar 1 lb. de carbono en  $CO_2$  con formación de CO (combustión incompleta), y representa la diferencia entre el calor generado de la quema de C a  $CO_2$  (14540 Btu) y el calor no liberado debido a la formación de CO (4380 Btu).

**C:** Libras de carbono por libra de combustible "as-fired" (análisis de laboratorio).

**Pérdidas de calor debido a convección y radiación.** Las pérdidas de calor por convección y radiación son independientes del combustible quemado en una caldera y representan el calor perdido hacia los alrededores de las superficies

externas de la caldera que se encuentran a una temperatura superior a la de las superficies circundantes. Éstas pérdidas dependen principalmente del tamaño del equipo (calderas pequeñas tienen mayor porcentaje de pérdida de calor que las grandes), la carga actual de generación (a mayor carga, menores pérdidas de calor por radiación) y son determinadas indirectamente por la medición de un promedio representativo de la temperatura superficial promedio y del ambiente circundante a la unidad generadora de vapor.

Debido a que la norma ASME PTC 4 -1998 no obliga realizar los cálculos de estas pérdidas bajo sus lineamientos<sup>23</sup>; se utilizará para ello el método establecido por la ABMA<sup>24</sup> en la "STANDARD RADIATION LOSS CHART", (Véase Figura 31) la cuál es una gráfica para el cálculo de pérdidas por convección y radiación en calderas de acuerdo a la capacidad máxima y de generación del equipo a una temperatura diferencial entre las paredes de la caldera y la ambiental de 50 °F y una velocidad del viento de 100 FPM. La corrección para estos valores a las condiciones de prueba ( $\Delta T=81$  °F y una  $V_{\text{viento}}=7,5$  FPS) se realiza en la figura 32.

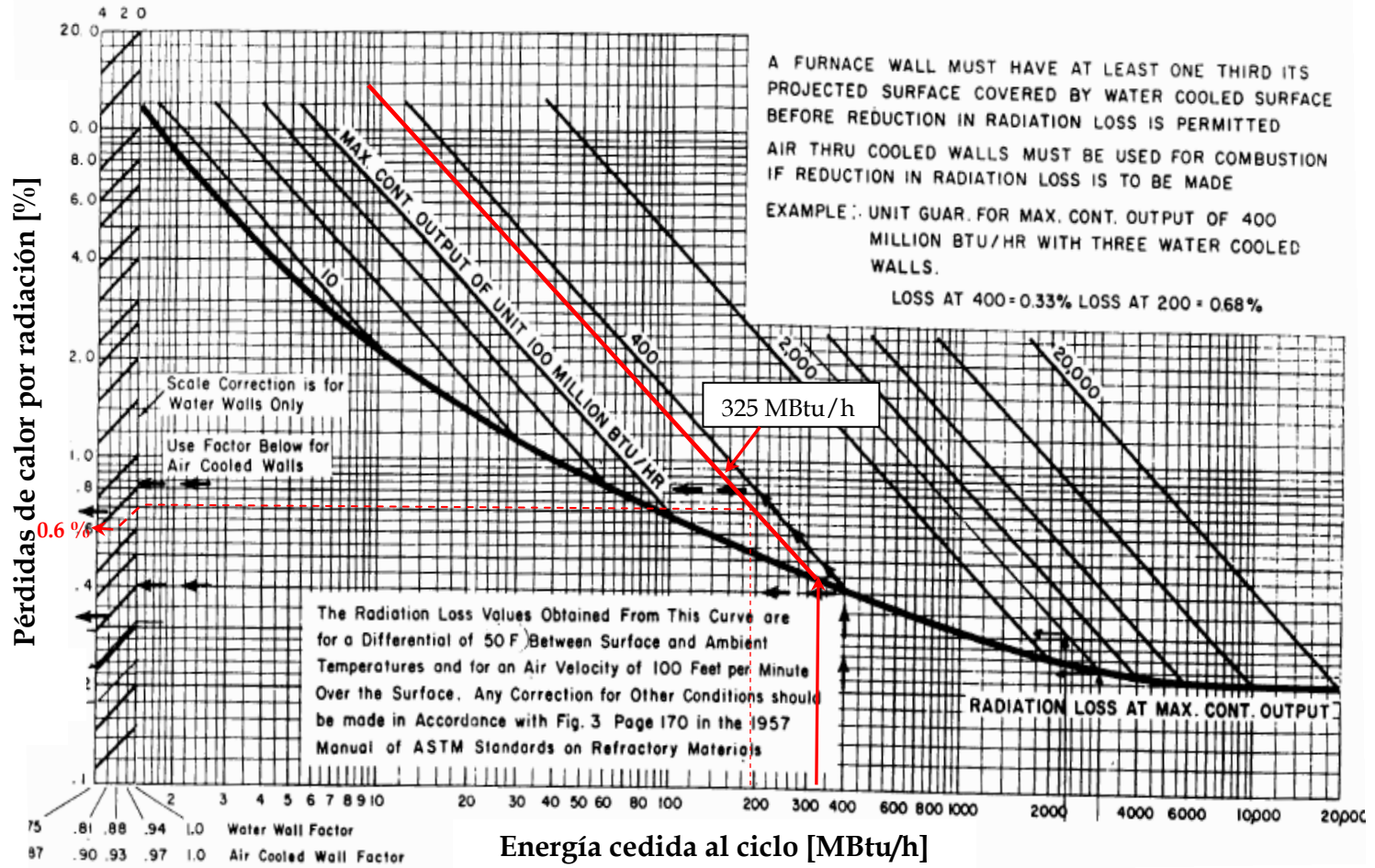
Normalmente, las pérdidas de calor por radiación y las pérdidas de calor convectivas ascienden al 1 al 3% del calor generado en la caldera. Sin embargo, la condición y el espesor del material refractario y el aislamiento afectarán en gran medida esta cifra.

---

<sup>23</sup> Norma ASME PTC 4 - 1998; Sección 5; p 103.

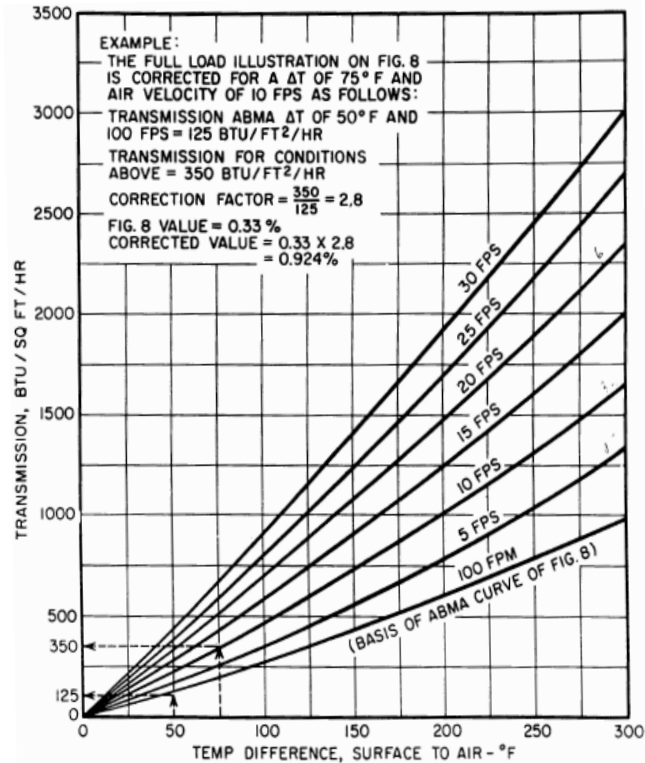
<sup>24</sup> American Boiler Manufacturers Association.

Figura 31. Carta estándar para pérdidas por radiación de la ABMA.



Fuente: ABMA [American Boiler Manufacturers Association]

Figura 32. Transmisión de la superficie para varias velocidades del aire basadas en una emisividad de 0.95 y temperatura del aire de 70 °F.



Fuente: ABMA [American Boiler Manufacturers Association].

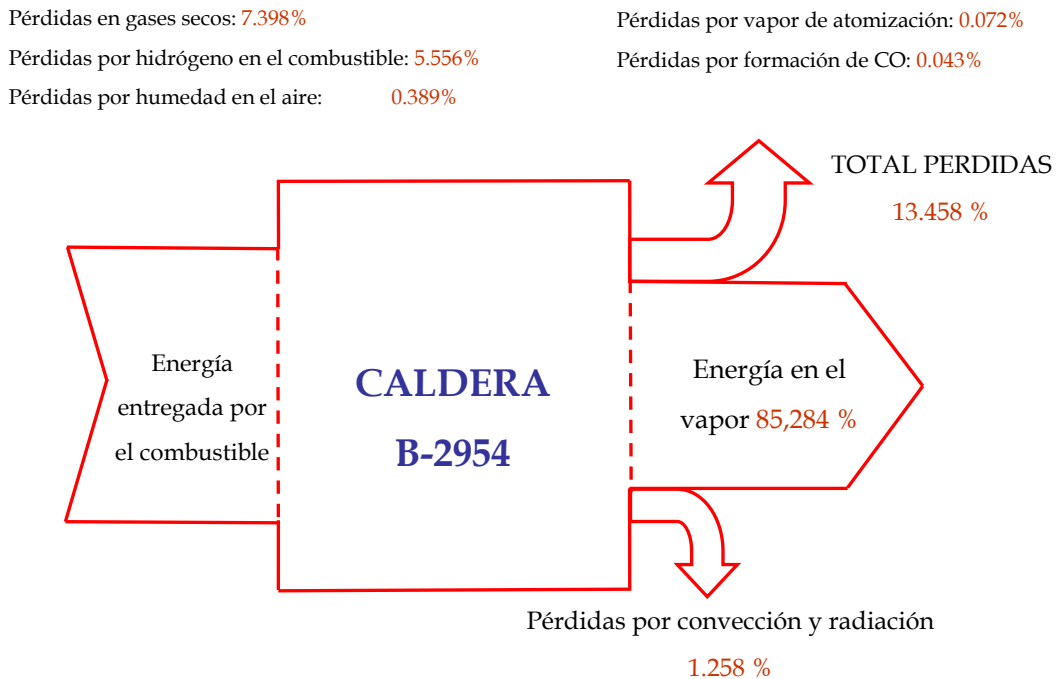
**Resultados del cálculo de la eficiencia.** Las variables y fórmulas mencionadas anteriormente, se incluyeron en una hoja de cálculo en Excel, con el objetivo de crear una herramienta para facilitar el cálculo de la eficiencia en las calderas. La hoja de cálculo se divide en dos columnas que son:

a) Datos de entrada: En el se incluyen los datos requeridos para calcular la eficiencia por el método de pérdidas y que fueron enunciados anteriormente en el cuadro 10 y que fueron consignados en el formato D1 (Ver anexo D).

b) Cálculo de pérdidas: En el se calculan automáticamente las pérdidas de calor de la caldera, arrojando al final el valor de la eficiencia térmica con base en el poder calorífico superior del combustible y que son mostradas en el cuadro 10.

En el Diagrama de Sankey<sup>25</sup> de la figura 33 se representa el balance de energía para la caldera B-2954 a condiciones de carga del 75% nominal y quemando fuel-oil como combustible en sus cuatro quemadores.

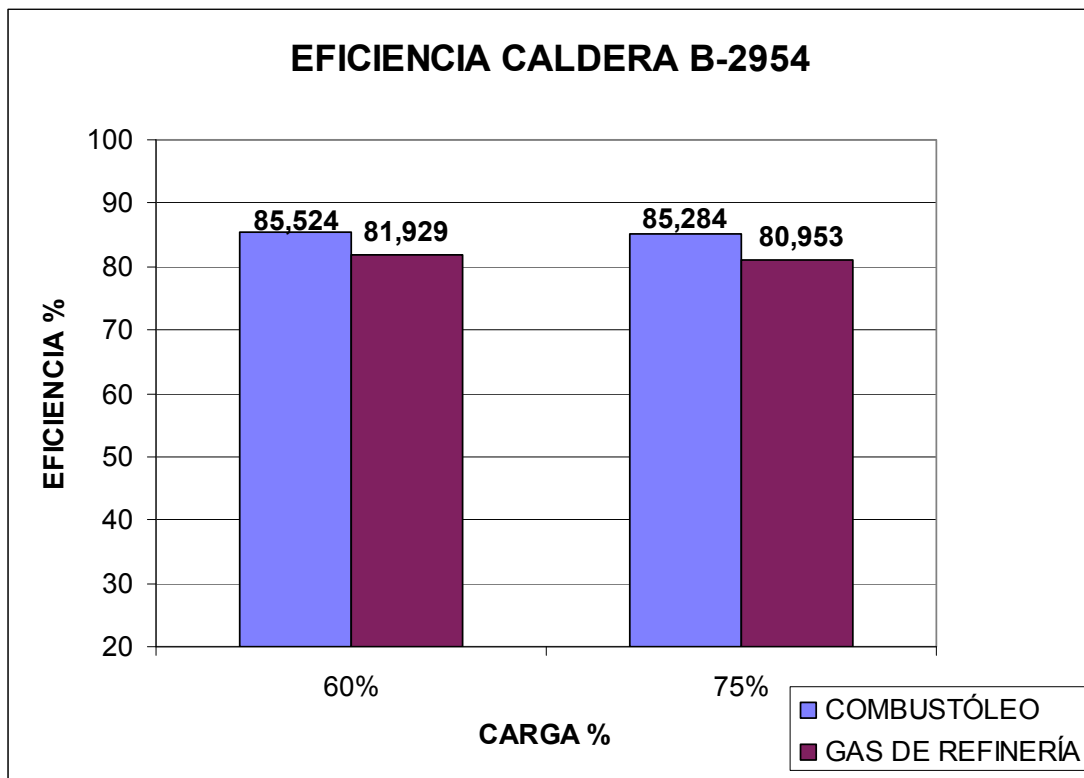
Figura 33. Diagrama de SANKEY que ilustra el resultado para el cálculo de la eficiencia del combustible en la caldera B2954 a una carga de 75% quemando combustóleo.



<sup>25</sup> El diagrama de Sankey nos representa la distribución energética de las corrientes involucradas en la operación de la caldera.

Las pérdidas de calor y eficiencia mostradas a continuación, son calculadas de acuerdo a los datos de operación captados en las 4 corridas de eficiencia realizadas<sup>26</sup> (datos registrados en los formatos del anexo D). Estos resultados fueron:

Figura 34. Resultados de eficiencia caldera B-2954.



La eficiencia de la combustión utilizando gas de refinería es levemente menor, debido al mayor contenido de hidrógeno en el análisis másico en comparación con el combustóleo (25,36 %w vs. 9.5 %w), lo que se traduce en la no utilización del contenido de calor de vaporización presente en el vapor

<sup>26</sup> Ver descripción corrida en numeral 1.2.2.2.

de agua formado durante la combustión, lo cuál se refleja en el resultado de pérdidas individuales en el ítem 3 del cuadro 10.

Cuadro 10. Pérdidas de calor calculadas para la caldera a diferentes cargas y combustibles durante las corridas de eficiencias.

PÉRDIDAS DE CALOR	COMBUSTÓLEO		GAS DE REFINERÍA	
	60%	75%	60%	75%
1. PERD. EN GASES SECOS	6,814	7,398	5,972	5,829
2. PERD. HUMEDAD EN EL FUEL-OIL	0,000	0,000	0,000	0,000
3. PERD. HIDRÓGENO EN FUEL-OIL	5,516	5,556	11,118	11,196
4. PERD. POR HUMEDAD EN EL AIRE	0,357	0,388	0,341	1,533
5. PERD. VAPOR DE ATOMIZACIÓN	0,066	0,072	0,000	0,000
6. PERD. POR FORMACIÓN DE CO	0,042	0,043	0,039	0,039
7. PERD. CONVECCIÓN Y RADIACIÓN	1,680	1,260	0,600	0,450
<b>TOTAL</b>	<b>14,476</b>	<b>14,716</b>	<b>18,071</b>	<b>19,047</b>

**6.3.4 Posibilidades de reducción de pérdidas.** Las pérdidas por chimenea son aquellas que agrupan el calor que se pierde en la chimenea en forma de gases calientes. La cantidad de calor que se pierde de esta forma, depende del flujo y de la temperatura del gas de chimenea. La cantidad de gas de chimenea aumenta a medida que el nivel de exceso de aire hacia los quemadores aumenta, por lo tanto el Operador debe tratar de minimizar el nivel de exceso de aire y la temperatura de los gases a chimenea. Algunas de estas pérdidas de calor son atribuibles a los malos métodos de trabajo o practicas inadecuadas de mantenimiento, entre las cuáles se encuentran:

Incrustaciones en el lado de agua por tratamiento pobre e inadecuado del agua de calderas y/o un proceso de purga deficiente. Actualmente la caldera

se encuentra funcionando con un porcentaje de purgas por sólidos del 8 % del vapor extraído de la caldera. Este valor se encuentra dentro de los recomendables por la norma<sup>27</sup>, lo cuál indica que las pérdidas por este tipo están dentro del rango, aunque los valores promedios de los análisis realizados al desaireador DH-2951, de donde proviene el agua de suministro al grupo de calderas de balance arrojó que los valores de dureza, pH y sílice están por encima de lo normal (Ver cuadro 11), lo que indica que debe hacerse un estudio de las posibles fallas del proceso de desaireación.

Cuadro 11. Valores estipulados y actuales para el agua de calderas.

Parámetro para agua de desaireadores	Valores estipulados	Valores actuales
Cloruros	< 3.00 ppm	0.5166
Hierro	< 0.20 ppm	0.0997
Dureza	< 1 ppm	1.15
Alcalinidad	< 20 ppm	11.5170
Ph	9<pH<9.5	8.0191
Sílice	< 1.00 ppm	2.1796

Fuente: Datos suministrados por la planta de aguas de Balance.

Ensuciamiento por el lado del fuego, tal como la acumulación de cenizas debido a un incorrecto soplado de las mismas. Actualmente, el proceso de deshollinamiento se viene realizando una vez en cada turno de 8 horas y se recomienda que se siga realizando de la misma manera, así como la

---

<sup>27</sup> La norma establece que para una presión de caldera de 600 psig y una concentración de sólidos en el agua de alimentación, el valor de purgas debe estar entre el 7 y el 8%

inspección permanente de las pistolas de Fuel-Oil, con el propósito de impedir la formación de escoria en las boquillas que impidan el paso normal de combustible al hogar.

Mantenimiento deficiente, incluyendo fugas de calor por el aislamiento mal conservado, por pérdidas de vapor y combustible de los tubos de caldera o del sistema de combustible y por los refractarios estropeados. Para el caso de la caldera B-2954, el contenido de oxígeno en los gases de combustión equivalente a una tasa de exceso de aire oscila en las 4 corridas entre (37 - 44 %), encontrándose por fuera de las recomendaciones especificadas por algunos fabricantes (Ver cuadro 12).

Cuadro 12. Valores típicos para exceso de aire en calderas.

COMBUSTIBLE	SISTEMA DE COMBUSTION	EXCESO DE AIRE REAL (% EN PESO)
Carbón	Alimentador de parrilla	30,60
	Parrilla galopante	15 a 50
	Carbón pulverizado	15 a 20
Madera	Hogar holandés	20 a 25
<b>Fuel-Oil</b>	<b>Quemador tipo registros 1 solo combustible</b>	<b>5 a 10</b>
<b>Gas natural</b>	<b>Quemador tipo de registros</b>	<b>5 a 10 Valor típico: 9,0 %</b>

Fuente: Babcock & Wilcox, Fabricante de calderas acuatubulares

La temperatura mínima a la cual puede enfriarse el gas de la combustión depende de la concentración de gases ácidos presentes en la corriente de

gases de combustión. De particular importancia es la concentración de  $\text{SO}_x$ , la cual a su vez, influye la cantidad de  $\text{SO}_3$  presente en el gas de la combustión. Por lo tanto, la cantidad de azufre existente en el combustóleo (para nuestro caso del 1,35 %) y/o el  $\text{H}_2\text{S}$  en el gas combustible de refinería son parámetros que deben ser controlados de cerca.

La figura 35 muestra la relación entre el contenido de azufre/ $\text{H}_2\text{S}$  y el punto de rocío del gas ácido. Dicha relación se obtiene de dos fuentes. Como se indica en el dibujo, los valores de la literatura para el combustóleo por lo menos muestran diversidad.

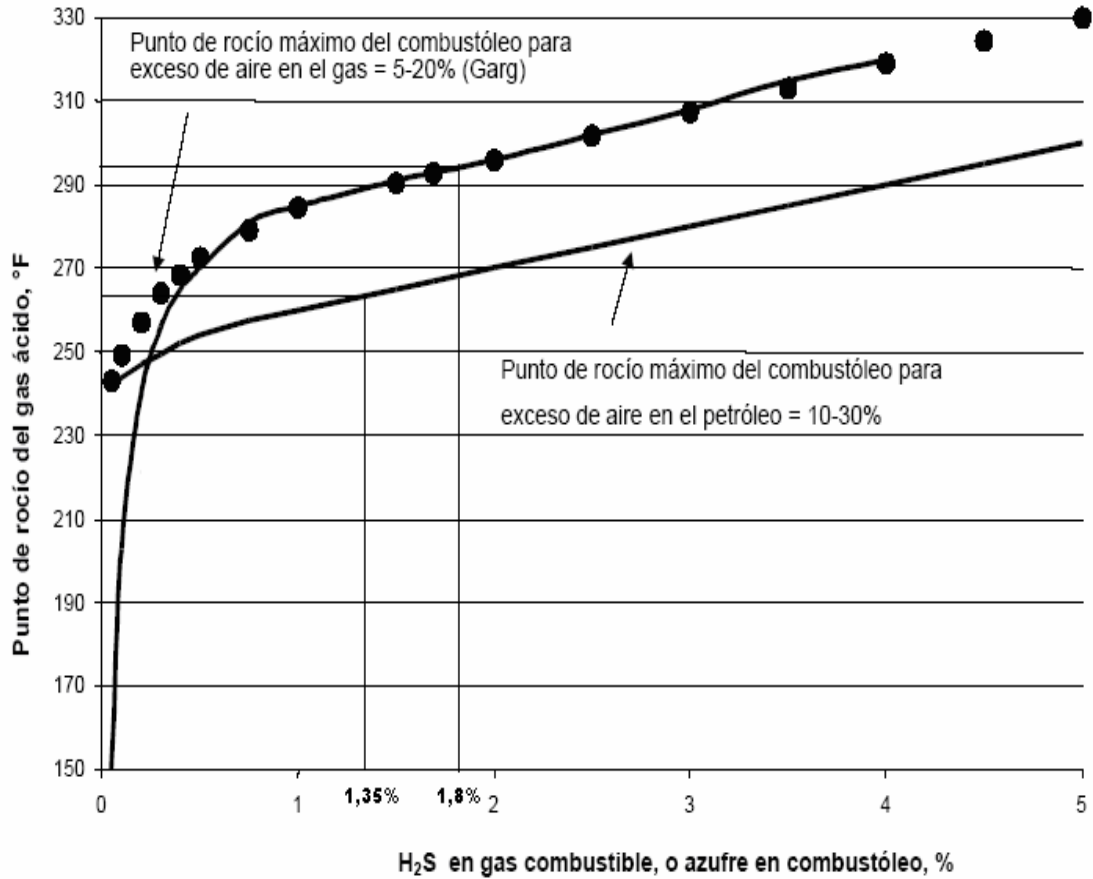
Ante la falta de datos de punto de rocío para un combustible específico, se sugiere utilizar el punto de rocío más alto (gas o petróleo) para el contenido de azufre/ $\text{H}_2\text{S}$  reportado, para ser conservativos. Para prevenir la corrosión como resultado del enfriamiento localizado del gas de la combustión, se recomienda mantener una temperatura del metal, por lo menos, 25 °F más que el punto de rocío del gas ácido.

De acuerdo con la figura 35, para nuestro caso tenemos:

Para un % de  $\text{H}_2\text{S}$  en el gas de refinería de 1,8 % (volumétrico), el punto de rocío para el gas ácido es de **288 °F** (142.22 °C).

Para un % de S en el Fuel-Oil # 6 de 1,35 % (análisis último), el punto de rocío para el gas ácido es de **263 °F** (128.33 °C).

Figura 35. Punto de rocío del gas ácido, como función del contenido de azufre H<sub>2</sub>S del combustible.



Fuente: ARPEL; "Optimización de la combustión en hornos y calderas"; Febrero del 2000; p 81.

Según recomendaciones, se debe tomar la mayor temperatura de rocío + 25 °F como la mínima temperatura de los gases de combustión, por lo tanto, para nuestro caso asumiremos una temperatura de chimenea de: 320 °F. En la mayoría de los casos, la energía perdida a través del gas de la combustión es la mayor fuente de pérdida.

A diferencia del exceso de aire, que puede modificarse fácilmente y sin costo alguno, las temperaturas del gas de la combustión no pueden modificarse significativamente sin inversión de capital. El impacto de la temperatura del gas de la combustión, en la eficiencia de las calderas a gas de refinería, se puede observar en la figura 36.

“El área superficial (y la condición) de los tubos de la caldera, y las temperaturas adentro de las secciones de radiación y convección de la caldera dictaminan la cantidad de calor que puede ser transferida al proceso (es decir, vapor).

Cuando esta transferencia de calor alcanza su límite superior, el exceso de energía que pasa por los tubos, egresa por la chimenea y origina temperaturas más altas de salida de la chimenea”<sup>28</sup>.

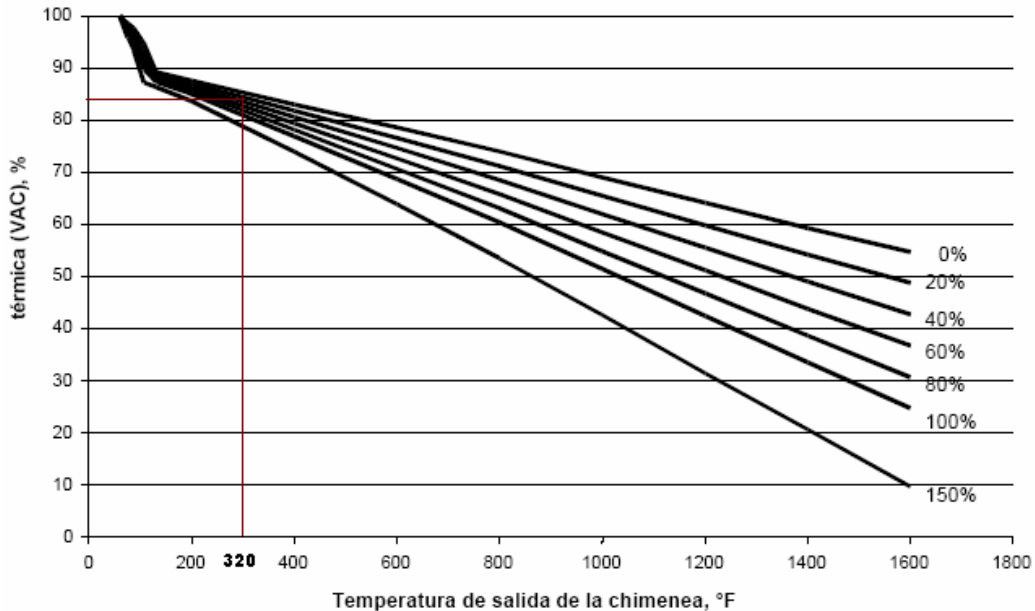
Si se recupera parte del calor perdido en el gas de la combustión, se lograrán ahorros significativos de energía, aunque la recuperación de calor residual implicaría un desembolso adicional de capital.

En este escenario, se asumirá que la temperatura del gas de salida de la chimenea es reducida a 320 °F, ya que como se calculó anteriormente, la temperatura de rocío de los gases ácidos de los productos de la combustión es de 288 °F.

---

<sup>28</sup> ARPEL; “Optimización de la combustión en hornos y calderas”; Febrero del 2000; p 36.

Figura 36. Eficiencia térmica de una caldera a gas de refinería, utilizando como parámetros la temperatura de salida de la chimenea y el porcentaje de exceso de aire.



Fuente: ARPEL; "Optimización de la combustión en hornos y calderas"; Febrero del 2000; p 36.

La reducción de la temperatura del gas de la chimenea, a 320 °F, se podría lograr esta reducción de diversas maneras:

- Calentando el aire de combustión que entra a la caldera.
- Calentando el agua de alimentación.
- Calentando la corriente de combustible de entrada al hogar.

Si se reduce la temperatura de la chimenea a 320 °F, y se disminuye la tasa de exceso de aire al 20 % (la norma recomienda: 15% < exceso de aire < 25%), se elevará la eficiencia de la caldera a un 85 %, obteniendo un aumento cercano al 5%.

## 7. EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE LA CALDERA B-2954.

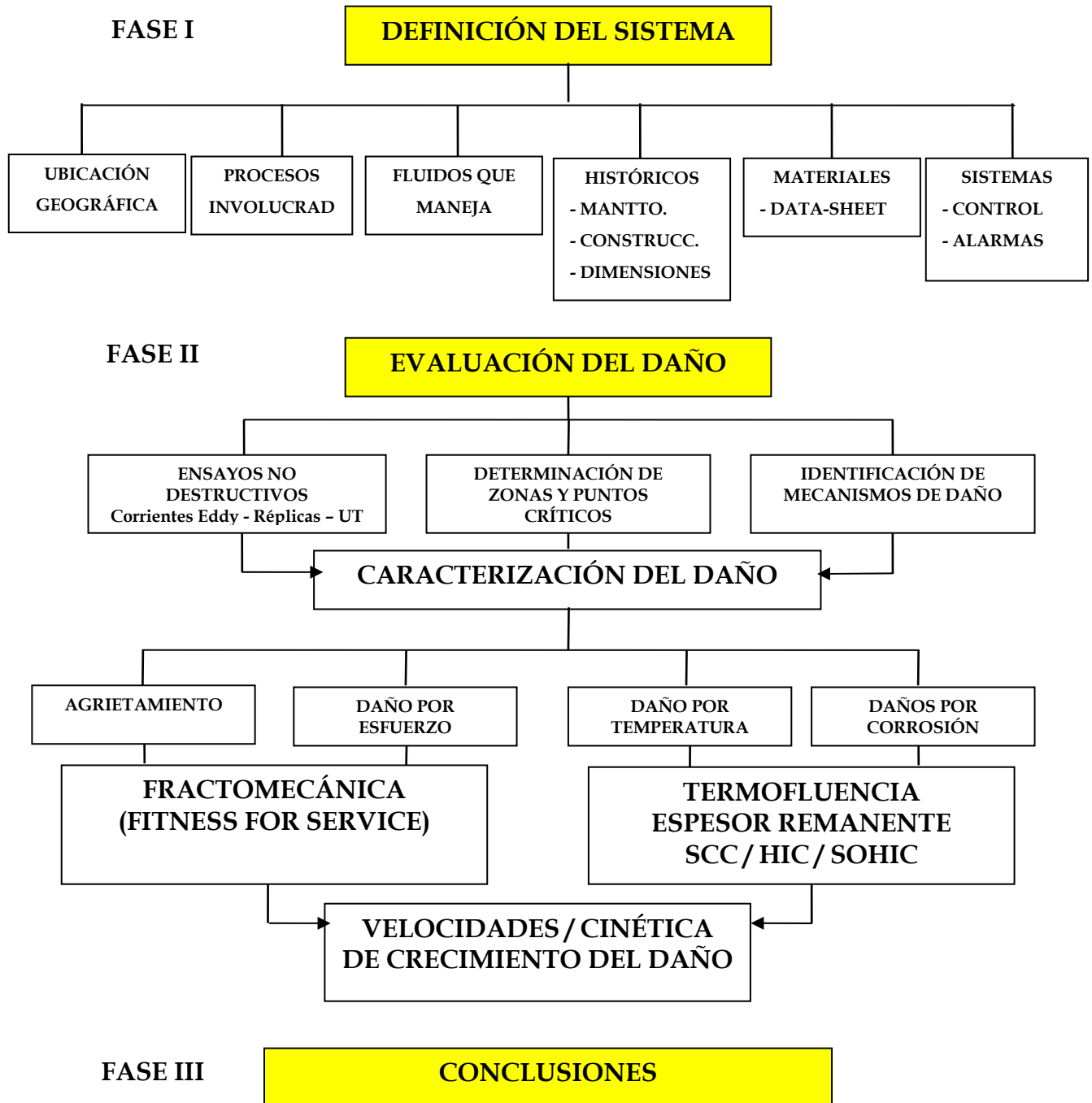
Para poder desarrollar el estudio que permita la implementación de un nuevo combustible en un sistema generador de vapor, es necesario, más no suficiente realizar una evaluación de integridad de los componentes de la caldera que se podrían afectar a la hora de implementar un nuevo combustible: el tambor de vapor, la tubería del hogar, el tambor de lodos, cabezales, quemadores y tubería de alimentación de combustible, definiendo el mecanismo de falla que ha regido cada elemento, estableciendo las causas y si esta se ve alterada con el cambio de combustible.

Para efectuar esta evaluación de integridad nos basamos en las inspecciones y los ensayos no destructivos (END) realizados en la última parada general de mantenimiento efectuada en marzo del 2005, recordando que la caldera B-2954 es la que cuenta con la reparación general mas reciente, lo que indica que actualmente se encuentra en plenitud de condiciones ya que el periodo entre reparaciones generales para este equipo esta estipulado de cada cuatro años.<sup>29</sup> La metodología a seguir para evaluar la integridad de la caldera B-2954 (Ver Figura 37) fue establecida de acuerdo a la metodología propuesta en conjunto por la GCB y el ICP para la evaluación de la vida útil remanente de recipientes sometidos a presión, aunque no se incluye en la fase III el cálculo de la vida remanente ya que no se encuentra dentro de los objetivos propuestos en este proyecto.

---

<sup>29</sup> Recomendaciones de los ingenieros de confiabilidad y proceso de la GCB.

Figura 37. Metodología a utilizar para evaluación de integridad.



Fuente: "Metodología para evaluación de vida útil remanente de equipos en ECOPETROL S.A."; GCB - ICP; 2004.

## **7.1 FASE I. DEFINICIÓN DEL SISTEMA**

Esta fase consiste en la realización de la documentación histórica de diseño, fabricación operación y mantenimiento de la caldera, con el propósito de elaborar la hoja de vida del equipo para facilitar la posterior identificación de los posibles mecanismos de falla de la unidad y la elaboración de los planes de inspección. Para ver en profundidad el desarrollo de esta fase I, ver anexo E.

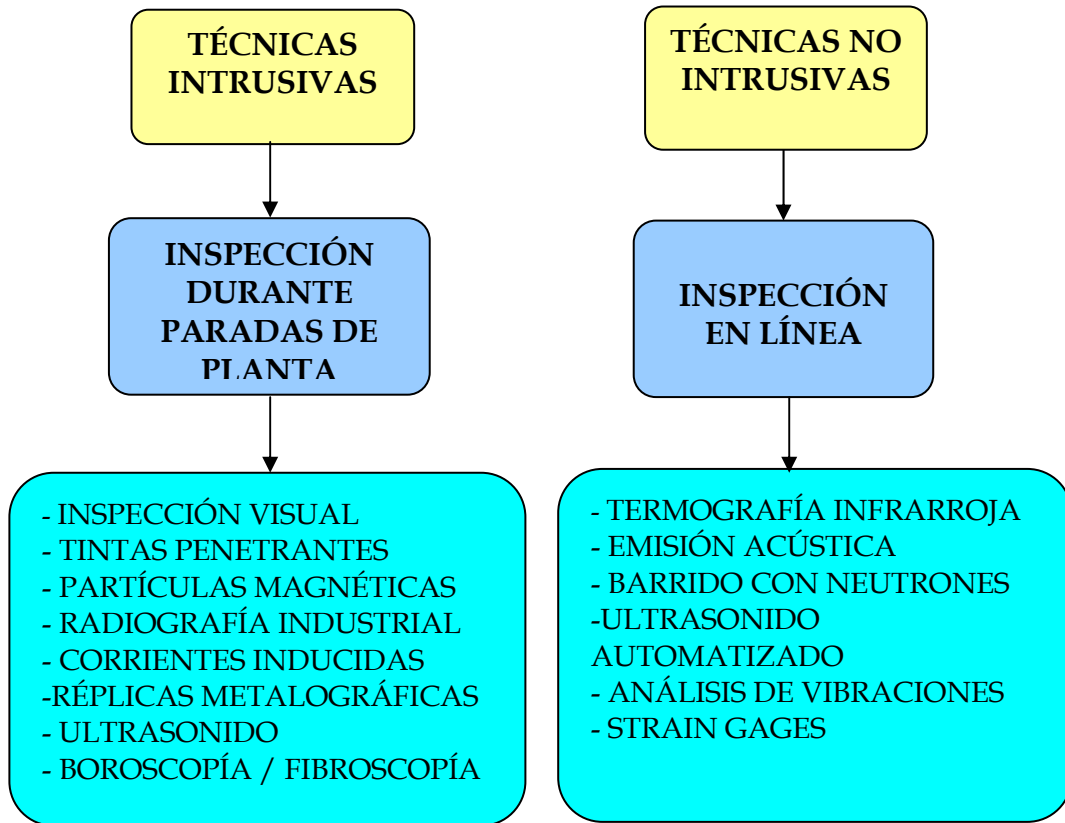
## **7.2 FASE II. EVALUACIÓN DEL DAÑO**

El principal propósito de esta fase consiste en la identificación de las posibles zonas críticas de la unidad, realizando para ello análisis de esfuerzos reales y ensayos no destructivos que permitan verificar si el equipo o sus componentes cumplan con las especificaciones del diseño inicial o con los códigos vigentes. Adicionalmente, se busca establecer los mecanismos de falla predominantes para enfocar los futuros planes de inspección en esas zonas durante las paradas programadas.

**7.2.1. Ensayos realizados para la evaluación de integridad en calderas.** Para la inspección y determinación de defectos se utilizan ensayos intrusivos y no intrusivos (con y sin acceso interno al equipo o componente, respectivamente) y ensayos destructivos con toma física de muestras del material para análisis detallado de laboratorio. El grado de precisión depende de la geometría de la estructura, del tipo de material, del acceso y del costo.

La Figura 38 muestra un esquema de los ensayos no destructivos más utilizados en la inspección y evaluación de integridad de equipos.

Figura 38. Técnicas de ensayos no destructivos para inspección y evaluación de integridad estructural de equipos y componentes.



Los ensayos no destructivos más utilizados en la GCB son los siguientes:

**Inspección visual.** Se define como la examinación de un objeto utilizando solamente la vista o en conjunto con diferentes instrumentos de amplificación, grabación, registro etc.; sin cambiar, alterar o destruir el objeto sometido a prueba. Éste es el método más antiguo y común de ensayo no destructivo. *El Boroscopiado* es el procedimiento por el cuál se utiliza una pequeña cámara portátil (boroscopio) para realizar inspecciones visuales dentro de lugares inaccesibles para el inspector.

Figura 39. Boroscopia al interior de tubos de un intercambiador.



Fuente: Archivos GCB.

**Inspección por líquido penetrante.** Mediante la inspección con líquido penetrante, pueden detectarse discontinuidades como grietas que entran en la superficie. Un tinte líquido es atraído por acción capilar hacia una grieta delgada, que de otra manera resultaría invisible. Hay cuatro etapas en este proceso. La superficie primero se limpia completamente; se rocía sobre ella un tinte líquido y se le deja durante un periodo durante el cual el tinte es atraído hacia cualquier discontinuidad superficial. La tinta excedente entonces se limpia retirándola de la superficie del metal. Finalmente, sobre ésta se rocía una solución reveladora, la cual reacciona con cualquier tinte que haya quedado y extrayendo el de las grietas. Entonces la pintura ya puede ser observada, debido a los cambios de color del revelador o porque se vuelve fluorescente bajo luz ultravioleta.

**Corrientes de Eddy.** Es una prueba basada en los principios de la inducción electromagnética y es utilizada para identificar o diferenciar entre una amplia variedad de condiciones físicas, estructurales y metalúrgicas en partes metálicas ferromagnéticas y no ferromagnéticas, y en partes no metálicas que sean eléctricamente conductoras. Este método no requiere contacto eléctrico

directo con la parte que esta siendo inspeccionada. Las corrientes de Eddy es un tipo de prueba no destructiva utilizada para:

1. Medir o identificar condiciones o propiedades tales como: conductividad eléctrica, permeabilidad magnética, tamaño de grano, condición de tratamiento térmico, dureza y dimensiones físicas de los materiales.
2. Detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales, como costuras, traslapes, grietas, porosidades e inclusiones.
3. Detectar irregularidades en la estructura del material.
4. Medir los espesores de un recubrimiento no conductor sobre un metal conductor, o el espesor de un recubrimiento metálico no magnético sobre un metal magnético.

#### **Ventajas:**

1. Se aplica a todos los metales, electroconductores y aleaciones.
2. Alta velocidad de prueba.
3. Medición exacta de la conductividad.
4. Indicación inmediata.
5. Detección de áreas de discontinuidades muy pequeñas. ( 0.0387 mm<sup>2</sup> - 0.00006 in<sup>2</sup>)
6. La mayoría de los equipos trabajan con baterías y son portátiles.
7. La única unión entre el equipo y el artículo bajo inspección es un campo magnético, no existe posibilidad de dañar la pieza.

#### **Limitaciones:**

- La capacidad de penetración esta restringida a menos de 6 mm.
- En algunos casos es difícil verificar los metales ferromagnéticos.
- Se aplica a todas las superficies formas uniformes y regulares.

- Los procedimientos son aplicables únicamente a materiales conductores.
- No se puede identificar claramente la naturaleza específica de las discontinuidades.
- Se requiere de personal calificado para realizar la prueba.

**Réplicas metalográficas.** Las réplicas metalográficas son utilizadas como técnica no destructiva en tubos de caldera generadoras de vapor y analizadas en diferentes períodos de tiempo, las cuáles permiten determinar con bastante exactitud el grado de degradación metalúrgica superficial del material de los tubos expuestos a altas temperaturas. La selección de zonas de toma de réplicas en tubos de sobrecalentadores y recalentadores de alta y baja temperatura se realiza de acuerdo al plan de mantenimiento y paradas de planta por parte de la empresa, considerando las zonas de mayor criticidad de los diferentes bancos de tubos, a objeto de determinar posible alteración microestructural como, crecimiento de grano, coalescencia de carburos y evidencia del inicio de creep, generado en la superficie externa de los tubos. La técnica y procedimiento desarrollados en la toma de réplicas en el material de los tubos de carácter austenítico y ferrítico, permitiendo evaluar con un alto grado de exactitud el estado metalúrgico superficial del manto de los tubos, mediante el uso de microscopio óptico en Laboratorio. Dado que los procesos de degradación metalúrgicos por efecto térmico de estos tubos se originan principalmente desde la superficie externa o manto, los resultados permiten evaluar el estado estructural de los tubos mediante esta técnica no destructiva evitando y/o postergando la decisión de extracción de tubos para ensayos destructivos. Además, permite corregir en forma oportuna condiciones de operación que se relacionan con la combustión y condiciones de distribución térmica.

**Medición de espesores por Ultrasonido.** La examinación por Ultrasonido Industrial (UT) se define como un procedimiento de inspección no destructiva de tipo mecánico, que se basa en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido entre la densidad de un material. Los equipos de ultrasonido actualmente permiten detectar discontinuidades superficiales, subsuperficiales e internas, dependiendo del tipo de palpador utilizado y de las frecuencias que se seleccionen dentro de un ámbito de 0.25 hasta 25 MHz.

Las ondas ultrasónicas son generadas por un cristal o un cerámico piezoeléctrico dentro del palpador ó transductor, tiene la propiedad de transformar la energía eléctrica en energía mecánica y viceversa. Al ser excitado eléctricamente, y por el efecto piezoeléctrico, el transductor vibra a altas frecuencias (lo que genera ultrasonido); estas vibraciones son transmitidas al material que se desea inspeccionar. Durante el trayecto en el material, la intensidad de la energía sónica sufre una atenuación, que es proporcional a la distancia del recorrido. Cuando el haz sónico alcanza la frontera del material, dicho haz es reflejado. Los ecos o reflexiones del sonido son recibidos por otro (o por el mismo) elemento piezoeléctrico y su señal es filtrada e incrementada para ser enviada a un osciloscopio de rayos catódicos, en donde la trayectoria del haz es indicada por las señales de la pantalla; también puede ser transmitida a un sistema de graficado, donde se obtiene un perfil acústico de la pieza a una pantalla digital, donde se leerá un valor o a una computadora, para el análisis matemático de la información lograda. Como se dijo anteriormente, esta fase se basó en los resultados de los ensayos no destructivos realizados durante la última parada general realizada en marzo del 2005. En esta parada general se definió realizar los siguientes “*ensayos no destructivos*” (Véase cuadro 13), con el propósito de conocer el

estado actual y las ratas de corrosión de los más importantes componentes del equipo tales como tambor de vapor, tambor de lodos, cabezales, colectores y banco de tubería.

Cuadro 13. Ensayos no destructivos realizados para la caldera B-2954.

Tipo de ensayo	COMPONENTE DE LA CALDERA.					
	Tambor de vapor	Tambor de lodos	Cabezales	Colectores	Tub. Banco ppal	Tub. Hogar
Réplica metalográfica (RM)	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Corrientes de Eddy (CE)	NO	NO	NO	NO	SI	NO
Boroscopiado (BO)	NO	NO	NO	NO	SI	SI
Espesores (ES)	SI	SI	SI	SI	NO	NO

**RM:** Se requiere realizar réplica metalográfica en 10 puntos.

**CE:** Inspección por corrientes de Hedí a 100 tubos del banco principal.

**BO:** Realizar boroscopiado a 60 tubos pertenecientes al hogar y banco principal para verificar su grado de limpieza.

**ES:** Verificación de espesores de los tabores colectores y cabezales.

### 7.3. RESULTADOS DE LOS END REALIZADOS A LA CALDERA B-2954.

#### 7.3.1 Boroscopiado.

Cuadro 14. Resultados Boroscopiado Caldera B-2954.

COMPONENTE		ESTADO
TUBOS	INTERIOR	Al interior los tubos presentan severos depósitos de hidrocarburo sin picadura significativa. Se seleccionaron sesenta tubos distribuidos en todo el hogar, los cuales se inspeccionaron remotamente. La mayoría de los tubos presentan adelgazamiento en el rango del 10 al 20% de espesor nominal. En general Buenas condiciones de operación.
	EXTERIOR	Los tubos tienen áreas esparcidas de pequeño diámetro, mucho picado profundo (0.02" o menos). Se encontraron 8 Tubos taponados.
BAFLES		Los soportes de los tubos aparecen en estado intacto y seguro.

Fuente: Consorcio C.M.G; "Reporte de inspecciones Caldera B-2954"; 2005

**Resultado:** Esta caldera según inspección visual, se encuentra generalmente en buenas condiciones y se recomienda realizar otro boroscopiado en la siguiente parada general.

**7.3.2 Prueba de réplicas metalográficas.** Los resultados de la inspección por replicas metalografiadas en los puntos de los componentes analizados (Tambor de vapor, Tambor de lodos, cabezal de salida y colectores laterales superiores e inferiores) fueron los siguientes:

Cuadro 15. Resultados réplicas metalográficas caldera B-2954.

COMPONENTE	ESTADO
TAMBOR DE VAPOR	En los dos puntos analizados se observa en el metal base una microestructura compuesta por una matriz ferrítica con colonias de perlita distribuidas homogéneamente. La fase perlita se observa en buenas condiciones sin evidencias de degradación microestructural por exposición a alta temperatura. Según observación in situ la zona afectada térmicamente (HAZ) presenta una microestructura normal para esta zona compuesta por una zona de grano grueso seguida de una zona de grano fino y en el metal de aporte se observa una estructura dendrítica.
TAMBOR DE LODOS	De manera general el metal base de los dos puntos evaluados por medio de replicas metalográficas presenta características micro estructurales similares entre si, con una microestructura compuesta por una matriz ferrítica con colonias de perlita distribuidas de manera homogénea y sin evidencias de degradación microestructural por exposición a alta temperatura. La zona afectada térmicamente y el metal de aporte presentan una microestructural normal para este tipo de zona sin evidencias de daño.
CABEZAL DE SALIDA DEL SUPERCALENTADOR	En el punto evaluado se observó una microestructura compuesta por una matriz ferrítica con colonias de perlita sin evidencias de degradación microestructural por exposición alta temperatura
COLECTORES LATERALES	De manera general en los puntos evaluados en estos componentes se observó características microestructurales similares entre si, con una microestructura en buenas condiciones sin evidencias de degradación microestructural por exposición a alta temperatura, compuesta por granos de ferrita y colonias de perlita
TUBERÍA	La perlita se observó levemente degradada y segregada en la matriz.

Fuente: Consorcio C.M.G; "Reporte de inspecciones Caldera B-2954"; 2005.

**Análisis del resultado:** los aceros al carbono, normalmente utilizados en la fabricación de los componentes evaluados (tambor de vapor, tambor de lodos, cabezal de salida del supercalentador y colectores laterales superiores e inferiores) pueden presentar termofluencia (Creep), degradación microestructura por exposición a alta temperatura (esferoidización) y grafitización, debido a las condiciones de servicio a que están siendo sometidos que comprometen la vida residual de estos componentes. Los puntos evaluados (el material del tambor de vapor, del tambor de vapor, del cabezal de salida y de los colectores laterales superiores e inferiores) presentan una microestructura sin evidencias de degradación microestructural por exposición a alta temperatura, lo que garantiza la continuidad operacional confiable y segura de estos componentes bajo las condiciones establecidas en las ventanas operativas actuales de la caldera.

**7.3.3. Análisis del resultado de corrientes de Eddy.** No se detectaron espesores inferiores al 20% de nominal en ninguno de los elementos inspeccionados. Las condiciones actuales de operación se encuentran aceptables.

**7.3.4 Resultado de la medición de espesores por Ultrasonido.** Del número total de tubos en la caldera B-2954 (868 tubos), se inspeccionaron los espesores de 100 tubos (12.50%) con el objetivo de encontrar una tasa de corrosión representativa que sirva como fundamento para la elaboración del análisis de integridad del banco de tubería.

La tubería seleccionada para inspección tiene las siguientes especificaciones:

**Material:** SA-192;

**Diámetro:** 3-1/4"

**Espesor:** 0.135".

**Longitud:** 30'.

Cuadro 16. Tubos seleccionados para inspección de espesores por UT.

DESCRIPCIÓN	# DE TUBOS	%
Total de tubos del hogar	868	100
Total tubos inspeccionados	100	12.5
Tubos con pérdida de espesor entre 0 - 19 %:	90	10.4
Tubos con pérdida de espesor entre 20 - 39%:	8	8
Tubos con pérdida de espesor entre 40 - 49%	0	0
Tubos con pérdida de espesor entre 50 - 69%	0	0
Tubos con pérdida de espesor entre 70 - 79%:	0	0
Tubos con pérdida de espesor entre > 80 %	2	0.2
Tubos taponados	8	8

Fuente: Consorcio C.M.G; "Reporte de inspecciones Caldera B-2954"; 2005.

**Conclusión:** No se presentan componentes con evidentes pérdidas de espesor que puedan afectar su normal funcionamiento. Se recomienda realizar inspección por UT para la próxima parada con el objetivo de evaluar las ratas de corrosión y la vida residual remanente.

## **7.4 TRABAJOS ADICIONALES REALIZADOS DURANTE LA REPARACIÓN**

Con el objetivo de garantizar la confiabilidad del equipo durante los próximos 4 años, se realizaron los siguientes trabajos adicionales:

**7.4.1 Tambor de vapor y de lodos.** Para el tambor de vapor se realizó la fabricación, desmantelamiento y montaje de los nuevos internos (tubos condensadores, secadores, baffles separadores, tubos distribuidores y demás accesorios).

Para el tambor de lodos no fue necesario realizar trabajos de reparación ya que todos sus internos se encontraban en perfecto estado.

**7.4.2. Refractario.** Se realizó el reemplazo de las paredes laterales (oriental y occidental), debido a que el refractario se encontraba con fisuras.

**7.4.3. Quemadores.** Se desmontaron los quemadores y se realizaron los siguientes trabajos:

1. Registro de aire: Se cambiaron todos los registros.
2. Anillos de gas: Se instalaron nuevos anillos de gas.
3. Pistolas de aceite: Se cambiaron los yugos, difusores, boquillas (tips y plugs) y mangueras.

## **7.5. MECANISMOS DE ACUMULACIÓN DE DAÑO.**

De acuerdo con la información recopilada en los históricos de inspección y mantenimiento y la proporcionada por personal experto en calderas, los principales mecanismos de falla que pueden afectar la integridad mecánico-metalúrgica de la caldera B-2954 se pueden consultar con mayor profundidad en el anexo E, numeral 1.6.

## **7.6. ETAPA III. CONCLUSIONES**

De acuerdo a los resultados de las inspecciones, Ensayos No Destructivos y trabajos realizados en la caldera durante la reparación de marzo del 2005, todos sus componentes interiores desde el punto de vista mecánico se encuentran en normal estado de funcionamiento y aptos para el servicio, aunque es necesario, establecer las condiciones operativas a las que van a ser sometidas dichas partes, y si son similares a las actuales. Para establecer estas condiciones, hacemos énfasis en las pruebas de combustión de la CCTA realizadas por el ICP, en las que se establecieron los parámetros básicos del proceso de combustión para este tipo de combustible y se compararon con los de la quema de Fuel-Oil.

**7.6.1 Resultados de la prueba de combustión de la CCTA a escala piloto.** De acuerdo con las pruebas a escala piloto<sup>30</sup> y a escala industrial<sup>31</sup> realizadas por el equipo del ICP, en las que se establecieron, evaluaron y compararon los parámetros fundamentales para la quema de la CCTA y el Fuel-Oil utilizado

---

<sup>30</sup> Prueba realizada en los laboratorios del ICP - ECOPETROL; Piedecuesta; 1996.

<sup>31</sup> Prueba realizada en la planta de la cervecería Bavaria en Bogotá; septiembre del 2000; Ver resultados de la prueba ANEXO F.

como combustóleo en hornos y calderas, con el fin de conocer los parámetros de funcionamiento de la CCTA y establecer si es o no una alternativa viable para sustituir los hidrocarburos actualmente empleados en la industria.

Entre las principales bondades técnicas y económicas producto de las pruebas realizadas y que hacen de la CCTA un combustible no convencional altamente competitivo para la generación eléctrica, son las siguientes:

Fácil manejo, permitiendo usar sistemas de bombeo y tuberías de menor capacidad que las requeridas para los combustóleos.

Sistemas de almacenamiento que no requieren calentamiento.

Menor uso de energía para su manejo y atomización.

Posibilidad de utilizar quemadores convencionales con atomización con vapor y/o aire, lo cuál fue comprobado en las pruebas a escala piloto semi-industrial (Ver Anexo F).

Menores demandas de aire y vapor de atomización.

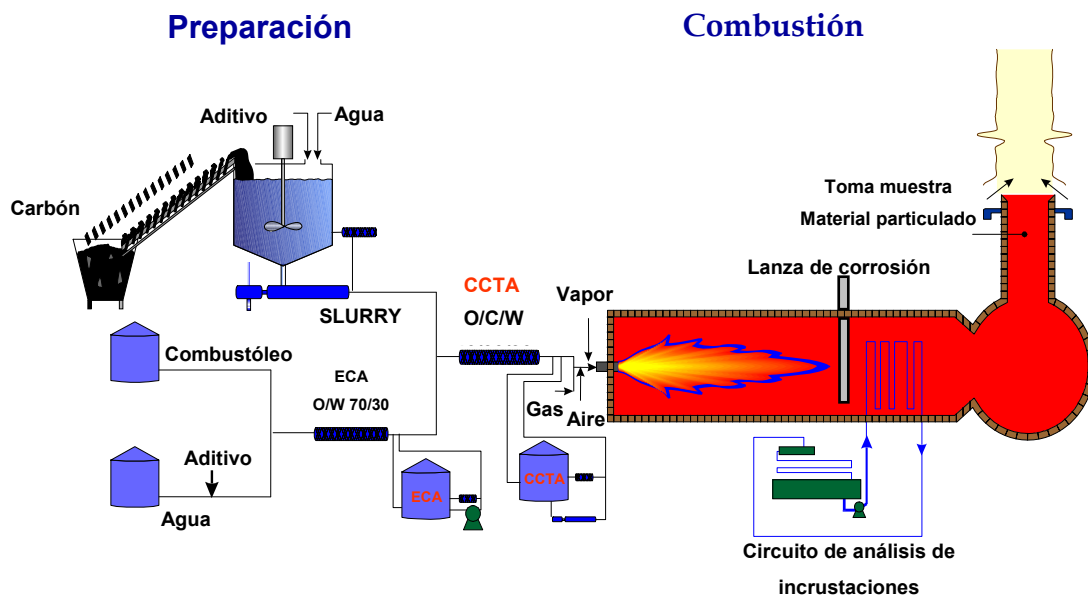
Recuperación de destilados medios de crudos pesados y combustóleos para otros usos.

Más fácil incorporación de aditivos mejoradores de la combustión.

Facilidades para desarrollar formulaciones de combustible acordes con necesidades del cliente.

La evaluación de la combustión a escala semi-industrial fue realizada en los laboratorios del ICP, en una cámara de quemado con capacidad de 5MBtu/h (Ver Figura 40), con facilidades para suministrar atomización con vapor o aire, fácil y rápido intercambio de boquillas, así como la medición de diferentes perfiles térmicos, niveles de emisión de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, material particulado, CO<sub>2</sub>, CO, opacidad y exceso de oxígeno.

Figura 40. Esquema de la planta piloto utilizada para las pruebas realizadas por el ICP.

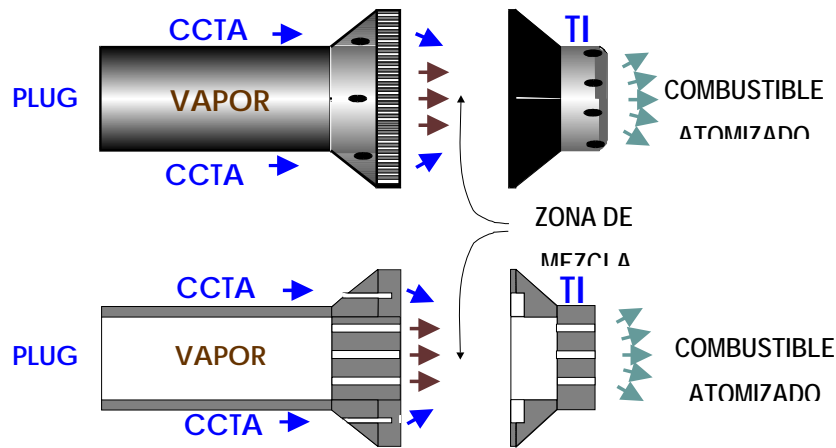


Fuente: Presentación “combustibles no convencionales para la industria”; Jorge Luíz Grosso Vargas; 2004.

Las boquillas utilizadas para esta prueba fueron fabricadas por “PEABODY” (ver figura 41) y son del mismo tipo de diseño usado en las calderas de la GCB para la quema de Fuel-Oil (Ver Figura 25), por tal motivo, si se implementa la CCTA como combustible en las calderas de la GCB, no es

necesario realizar un rediseño o cambio en los quemadores, debido a que la viscosidad de la CCTA se encuentra muy por debajo de la viscosidad de diseño permitida, al igual que el tamaño de partículas sólidas de la CCTA (13 - 20 micras), contra las máximas permitidas por los quemadores (50 micrones). (Para consultar las especificaciones de los quemadores PEABODY de la caldera B-2954, VER ANEXO E1).

Figura 41. Detalle del tipo de boquilla PEABODY utilizada.



Fuente: Revista CT&F, Ciencia, Tecnología & Futuro; Vol. 1 núm. 5; Dic 1999; ICP-ECOPETROL; p 47.

La primera etapa se desarrolló en un periodo de 30 días, realizando diferentes pruebas utilizando vapor y aire como medio de atomización. El porcentaje de exceso de oxígeno fue variado entre el 1 al 4%. En el cuadro 17 se muestran los resultados de la evaluación de la quema de CCTA con el Fuel-Oil quemado en la refinería.

Cuadro 17. Comparación de las variables de combustión entre la CCTA y el Fuel-Oil.

VARIABLE	UNIDAD	CCTA	FUEL-OIL
Velocidad de flujo	(Ft <sup>3</sup> /min.) x100	69.51	42.78
Energía generada	MBtu/h	3.10	3.10
Temperatura de la cámara de combustión	° F	2370 - 2470	2280 - 2460
Oxígeno residual	%	1 - 2.0	3.5
Vapor de atomización	Lb <sub>vapor</sub> /Lb <sub>comb.</sub>	0.3	0.48
VARIABLE	UNIDAD	CCTA	FUEL-OIL
Diferencial de presión de atomización	Psig	25	15
Temperatura de flujo en tubería	° F	80	210
Longitud de llama	Ft	2.98 a 4.98	2.98 a 4.98
Presión de vapor en quemador	Psig	72	102
Presión de la mezcla vapor combustible en quemador	Psig	47	87
% de carga del quemador	%	60	60
Marca del quemador		PEABODY	PEABODY
Costo por barril	Pesos (\$)	\$58641	\$92000
Consumo de combustible a 60% carga	BPD	2037.2	1215

Fuente: Revista CT&F, Ciencia, Tecnología & Futuro; Vol. 1 núm. 5; Dic 1999; ICP-ECOPETROL; p 52.

**Evaluación de almacenamiento y estabilidad estática.** Las condiciones de almacenamiento y estabilidad fueron muy mínimas, ya que se evaluaron las variables de viscosidad y el tamaño de las partículas de carbón a tres diferentes profundidades, notando un incremento del tamaño de partículas luego del quinto día de almacenamiento sin agitación. Estas condiciones

pueden ser mejoradas utilizando un sistema de agitación mecánico o un sistema de recirculación con bomba de bajo flujo.

**Evaluación de luminosidad de llama.** Cualitativamente, la luminosidad de flama durante la quema de la CCTA es más baja que la flama producto de la combustión del Fuel-Oil. Sin embargo, permanece dentro del rango de la herramienta de detección. La atmósfera dentro de la cámara de combustión es ligeramente opaca debido al efecto de las cenizas del carbón y el porcentaje de agua contenido en el mismo. En ambos casos, el color de la llama es amarillo brillante. La longitud de la llama para la combustión del CCTA es similar a la de la quema del Fuel-Oil y se podría utilizar el mismo valor para ambos casos.

**Análisis comparativo en la transferencia de calor por radiación entre la quema de CCTA VS la quema de Fuel-Oil.** La transferencia de calor en un horno y/o caldera es realizada principalmente por radiación, debido en parte a la luminosidad de la llama y a la no luminosidad de los gases. En general, para realizar la comparación del calor aprovechado en el proceso de generación de vapor cuando se quema Fuel-Oil contra la quema de CCTA, podemos utilizar un modelo aproximado<sup>32</sup> que permita calcular el calor aprovechado para la generación de vapor.

$$Q_F = A_p \varepsilon_w \varepsilon_F \sigma [T_G^4 - T_O^4] \quad (1)$$

---

<sup>32</sup> Tomado del libro "Applied Heat Transfer"; V. Ganapathy, 1982, p 50.

Donde:

$Q_F$  = Calor transferido por radiación en la caldera [BTU/h]

$A_P$  = Área efectiva de transferencia de calor por radiación. [ft<sup>2</sup>]

$\epsilon_F$  = Emisividad de llama gaseosa.

$\sigma$  = Constante de Steffan Boetzmann =  $0.173 \times 10^{-8}$  BTU/ (h ft<sup>2</sup> °R)

$T_G$  = Temperatura de gases = (Te + 300 - 400 °F)

$T_O$  = Temperatura exterior de la superficie de los tubos. Para el acero SA-192 (material de los tubos de la caldera B-2954) la máxima temperatura permisible es de 950 °F.

$\epsilon_w$  = Emisividad de pared; para tubos cubiertos con óxido férrico, la emisividad de pared se encuentra del orden del 0.8, aunque se modifica sustancialmente con el empleo de deshollinadores.

Para calcular la emisividad de la flama gaseosa se utiliza la siguiente correlación:

$$\epsilon_F = \beta(1 - e^{-KL}) \quad (2)$$

Donde:

$\beta$  = 1.0; para llamas no luminosas

= 0.75; para llamas "hollinientas" de combustibles líquidos.

= 0.65; para llamas luminosas y no luminosas de combustibles sólidos.

L: Longitud de llama, y se calcula de acuerdo a la relación:

$$L = 3.4 \times \left( \frac{V_H}{A_P} \right) \quad (3)$$

$V_H$ : Volumen del hogar de la caldera. [ft<sup>3</sup>]

K: Factor de atenuación, el cuál depende del tipo de combustible y la concentración de la ceniza.

Para llamas semiluminosas, el tamaño de partículas de las cenizas son incluidas en el cálculo. El valor de K se calcula de la siguiente forma:

$$K = \frac{(0.8 + 1.6P_W)}{\sqrt{(P_C + P_W)L}} \left( 1 - \frac{0.38T_e}{1000} \right) (P_C + P_W) + 7\mu \left( \frac{1}{d_m^2 T_e^2} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (4)$$

Donde:

$P_W$  = Presión parcial del vapor de agua en los gases de combustión en psia.

$P_C$  = Presión parcial del dióxido de carbono en los gases de combustión en psia.

$\mu$  = Concentración de ceniza en gm/Nm<sup>3</sup>.

$d_m$  = Diámetro efectivo de la ceniza en micrones. De acuerdo a la práctica, se pueden tomar los siguientes valores:

$d_m = 13$  para carbones molidos en molinos de bolas.

= 16 para carbones molidos en molinos de media - alta velocidad.

= 20 para carbones molidos en molinos de martillo.

$T_e$  = Temperatura de salida de los gases del hogar. °K

Reemplazando los valores para cada variable en las ecuaciones (1), (2), (3) y (4) para cada caso, dependiendo si la quema se realiza con Fuel-Oil o con CCTA, encontramos que:

Cuadro 18. Valores resultantes de la combustión del Fuel-Oil.

FUNCIÓN	VALOR QUEMA FUEL-OIL	VALOR QUEMA CCTA	UNIDAD
$\sigma$	0.173X10-8	0.173X10-8	BTU/ (h ft <sup>2</sup> °R)
$\epsilon_w$	0.7	0.7	
B	0.75	0.65	
$\dot{A}_P$	3.723	3.723	ft <sup>2</sup>
VH	15.442	15.442	ft <sup>3</sup>
L	14.53	14.53	Ft
$T_e$	2876,4	2851.2	°R
$P_w$	2.188	2	Psia
$P_C$	0.15	0.16	Psia
K	1.227	1.1152	
$\epsilon_F$	0.7467	0.6453	
TG	3176.4	3151.2	°R
TO	1409.67	1409.67	°R
$Q_F$	<b>329.326</b>	<b>275.320</b>	<b>MBTU/h</b>

De acuerdo con los resultados obtenidos en la cuadro 18, el calor transmitido por radiación de los gases de combustión es menor cuando se quema CCTA en un valor cercano al 16.4% comparado cuando se quema Fuel-Oil en la misma caldera, sin variación alguna de las condiciones físicas, salvo la sustitución del combustible. Esta reducción del calor aprovechado es debido a que la emisividad de llama de los gases de combustión se ve afectada por las partículas sólidas de carbón contenidas en la CCTA. Para contrarrestar la disminución en la emisividad, es necesario aumentar la temperatura al interior del hogar y el flujo másico del combustible con el fin de mantener constante el calor radiado y las mismas condiciones de generación de vapor.

Con el propósito de conocer si las condiciones de operación de la caldera y la ventana operativa se mantienen constantes cuando se utiliza CCTA, es necesario calcular la temperatura de llama adiabática y la nueva temperatura de gases de combustión en el hogar de la caldera.

**Temperatura de llama adiabática ( $T_C$ ).** La temperatura de llama adiabática es la máxima temperatura que pueden alcanzar los productos de la combustión del aire y el combustible. El valor de  $T_C$  no es logrado en la práctica debido a que la combustión no es instantánea y se pierde calor hacia los exteriores.

El valor de  $T_C$  es afectado directamente por el exceso de aire y por la temperatura del aire a la entrada de la unidad y se puede calcular utilizando la siguiente formula<sup>33</sup>:

---

<sup>33</sup> Tomada del libro "Applied Heat Transfer"; V. Ganapathy, 1982, p 28.

$$T_c = \frac{\left[ \text{LHV} + A\alpha \text{HHV} C_{pa} \frac{(T_a - 80)}{10^6} \right]}{\left( 1 - \frac{\%ash}{100} + A\alpha \frac{\text{HHV}}{10^6} \right) C_{pg}} \quad (5)$$

Donde:

LHV y HHV: Valor superior e inferior del poder calorífico. (BTU/Lb)

A: Aire teórico requerido por millón de BTU quemado, (Lb).

$\alpha$ : Factor de exceso de aire.

$T_a$ : Temperatura del aire de combustión, °F.

$T_c$ : Temperatura de llama adiabática, °F.

$C_{pa}$ ,  $C_{pg}$ : Calores específicos del aire y de los productos de combustión, (BTU/Lb. °F).

De acuerdo con los valores típicos obtenidos en las pruebas de laboratorio y pruebas a escala industrial para la quema de CCTA, se asumen los valores típicos de LHV, HHV,  $C_{pa}$  y  $C_{pg}$  (Ver cuadro 19), fijando previamente los valores de exceso de aire y temperatura del aire de combustión a la entrada de la unidad.

Cuadro 19. Valores típicos de la quema de CCTA para la estimación de  $T_c$ .

	VALOR	UNIDAD
Cenizas	2.64	%
HHV	11000	BTU/Lb.
LHV	10400	BTU/Lb.
A	720	Lb.
A	1.3	
$C_{pa}$	0.25	BTU/ Lb. °F
$C_{pg}$	0.3	BTU/ Lb. °F
$T_a$	400	°F

Reemplazando estos valores en la ecuación (5), resulta una temperatura de llama adiabática de:

$$T_c = 3320 \text{ °F.}$$

**Cálculo de la nueva temperatura de los gases de combustión de la CCTA y de las nuevas condiciones operacionales de la caldera B-2954.** Como se dijo anteriormente, para contrarrestar la disminución en la emisividad de los gases de combustión, es necesario aumentar el flujo másico de combustible y la temperatura de los gases de combustión, con el fin de mantener el mismo valor del calor generado por la quema de Fuel-Oil y por consiguiente las mismas condiciones de operación de la caldera. Para calcular el nuevo valor de  $T_G$  se utiliza la ecuación (1) del numeral 7.6.1.3, resultando un valor de:

$$T_G: 3290 \text{ °F}$$

El valor calculado de la temperatura de los gases de combustión es menor que la temperatura de llama adiabática de la CCTA, por lo tanto, se puede concluir que al aumentar el flujo másico de combustible, se aumenta la temperatura de los gases de combustión y se alcanza un valor de calor aprovechado suficiente para mantener constante las ventanas operativas de la unidad.

En el cuadro 20 se enumeran las condiciones operacionales de la caldera si se establece una ventana operativa de generación de vapor de 230 KLBH, a una presión de 600 psig y una  $T = 750$  °F, quemando CCTA en sus cuatro quemadores:

Cuadro 20. Nuevas condiciones operacionales de la caldera B2954, quemando CCTA como combustible, generando un flujo de vapor de 230 KLBH.

ÍTEM	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
Flujo de vapor generado	$M_V$	230	KLBH
Flujo másico de combustible	$M_f$	2010	BPD
Flujo de agua de alimentación	$M_W$	252.00	KLBH
Temperatura vapor generado	$T_V$	740	° F
Flujo de agua de purgas	$M_{W'}$	18.86	KLBH
Presión vapor generado	$P_V$	617.31	Psia
Temperatura agua de alimentación	$T_W$	260	° F
Temperatura del tambor de lodos	$T_T$	295	° F
Presión agua de alimentación	$P_W$	819.31	psia
Eficiencia de la unidad (aprox.)	$\eta$	80	%

**Evaluación de eficiencia.** La evaluación de la eficiencia térmica de la CCTA no fue posible realizarla debido a que no se aprovechó el calor producido como en el caso de una caldera. Sin embargo, de acuerdo a la experiencia resultante de la quema de la ECA, la eficiencia entre la CCTA y el Fuel-Oil son similares. El efecto de una mayor cantidad de cenizas generadas por el carbón, puede ser reducido aumentando la frecuencia de deshollinado.

Es conocido que aproximadamente el 2.8% de la eficiencia neta generada por una emulsión de este tipo, es consumido cuando se evapora el agua contenido en el combustible. Esta energía es recuperada dentro de la caldera gracias a que se genera una mayor cantidad de calor como resultado de una combustión más eficiente (menores residuos de CO en los gases de chimenea), además, existe una mayor eficiencia en la recuperación del calor por la limpieza de las superficies y por las pérdidas en la combustión de los gases debido a un menor requerimiento de aire y de vapor.

**Monitoreo de emisiones atmosféricas.** Un permanente monitoreo de contaminantes en los gases de chimenea fue realizado por los investigadores del ICP durante la segunda fase de la prueba de quemado. Debido a que en Colombia no existen estándares de emisiones para combustibles especiales, se realizó la comparación de acuerdo a los lineamientos de la US EPA<sup>34</sup>. En nuestro país, el contenido límite de azufre en un combustible es de 1.7 % en peso, superior al contenido de azufre en la CCTA (1.298 dándole una gran oportunidad en el mercado. Los resultados de la medición de emisiones se presentan en el cuadro 21.

---

<sup>34</sup> [U.S. Environmental Protection Agency.](#)

Cuadro 21. Resultados de la prueba de emisiones durante la prueba de CCTA a escala piloto.

VARIABLE	UNIDAD	Estándar EPA	CCTA	FUEL-OIL
Emisiones de SO <sub>2</sub>	Lb/MBtu	0.8	1.54	1.239
Material particulado	Lb/MBtu	0.1	2.35 <sup>35</sup>	0.341
Emisiones de NO <sub>x</sub>	Lb/MBtu	0.3	0.1	0.436

Fuente: Revista CT&F, Ciencia, Tecnología & Futuro; Vol. 1 núm. 5; Dic 1999; ICP-ECOPETROL; p 52.

Para reducir el nivel de emisiones de material particulado, se sugiere el uso de un precipitador electrostático a la salida de los gases a chimenea. Normalmente, la eficiencia de un precipitador electrostático es mayor al 90%, lo cuál permitiría una reducción en el nivel de emisiones de la CCTA a valores cercanos a 0.2 Lb/MBtu, inferiores a los valores del Fuel-Oil, y muy cercano al valor estándar de la EPA.

El nivel de emisiones de NO<sub>x</sub> incrementa proporcionalmente al diferencial de vapor de atomización, produciendo una gran cantidad de vapor y por consiguiente aumentando la temperatura de la llama y la mezcla de combustible en el hogar de la caldera, condiciones térmicas que promueven la oxidación del nitrógeno presente en el aire. Debido a la menor cantidad de vapor de atomización utilizada para la quema del CCTA, los valores de NO<sub>x</sub> resultantes son inferiores a los requeridos por la norma.

---

<sup>35</sup> Valor resultante de la prueba sin la utilización de un precipitador electrostático. El valor utilizando un precipitador electrostatico a la salida de los gases reduce en un valor cercano al 95%.

El sistema triple CCTA contribuye al mejoramiento del proceso de la combustión del carbón debido a que se maneja como un combustible líquido de baja viscosidad, con gran eficiencia térmica y menor nivel de inquemados en comparación con combustibles sólidos ya que se aprovecha como medio de preignición las gotas de combustóleo, con una ventaja adicional y es que se puede utilizar en su formula una amplia variedad de carbones con ajustes muy pequeños en la formula de preparación.

De acuerdo con los resultados satisfactorios de las pruebas de combustión de la CCTA en la que se registraron condiciones de funcionamiento similares e incluso mejores a las del Fuel-Oil, se puede determinar que no es necesario modificar el diseño actual del equipo para realizar el cambio de combustible, a excepción de las facilidades y equipos adicionales que hay que instalar para realizar la preparación, mezcla y almacenamiento de la emulsión, así como la selección de un precipitador electrostático con el fin de reducir el alto índice de material particulado resultante de la combustión de la CCTA.

## 8. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO.

### 8.1. CÁLCULO CONSUMO DE CCTA EN LA CALDERA B-2954.

Para calcular el consumo aproximado de CCTA en la caldera B-2954, utilizamos el método para el cálculo de la eficiencia de “entrada-salida”, tomando como datos operacionales el promedio del último año de funcionamiento.

**8.1.1. Condiciones operacionales promedio.** De acuerdo a la bitácora de funcionamiento, para el último año (Marzo 06 - Marzo 07) la caldera B-2954 ha presentado unas condiciones operacionales promedio que son:

Cuadro 22. Condiciones operacionales promedio durante el último año.

ÍTEM	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
Flujo de vapor generado	$M_V$	233.14	KLBH
Flujo de agua de alimentación	$M_W$	252.00	KLBH
Temperatura vapor generado	$T_V$	740	° F
Flujo de agua de purgas	$M_{W'}$	18.86	KLBH
Presión vapor generado	$P_V$	617.31	Psia
Temperatura agua de alimentación	$T_W$	260	° F
Temperatura del tambor de lodos	$T_T$	295	° F
Presión agua de alimentación	$P_W$	819.31	Psia

Fuente: Bitácora de operaciones – planta eléctrica de Balance.

$$M_F = \frac{M_V \times (H_S - H_W) + M_{W'} \times (H_{W'} - H_W)}{H_{FM} \times \eta} \quad [\text{LBH}]$$

**Donde:**

**M<sub>F</sub>:** Flujo másico del combustible en LBH.

**M<sub>V</sub>:** Flujo másico del vapor a la salida de la caldera en LBH.

**H<sub>S</sub>:** Entalpía del vapor sobrecalentado a la salida de la caldera en BTU/Lb.

**H<sub>W</sub>:** Entalpía del agua de alimentación de la caldera en BTU/Lb.

**M<sub>W'</sub>:** Flujo másico del agua de purgas en LBH.

**H<sub>W'</sub>:** Entalpía del agua de purgas a la salida de la caldera en BTU/Lb.

**H<sub>FM</sub>:** Poder calorífico superior de la CCTA, valor estipulado en: 11000 Btu/Lb

**η:** Eficiencia supuesta a condiciones establecidas de la caldera quemando CCTA en los cuatro quemadores. (TOMADO SEGÚN RECOMENDACIONES DE LAS PRUEBAS REALIZADAS POR EL ICP: 80%)

Los valores de las entalpías fueron tomados de las cuadros de vapor a presión y temperatura correspondientes. (Ver cuadro 23).

Cuadro 23. Valores de entalpías para la CCTA.

ÍTEM	VALOR	UNIDAD
Entalpía del vapor generado @ $T_V$ y $P_V$ [H <sub>S</sub> ]	1373.58	Btu/lb.
Entalpía del agua de alimentación @ $P_W$ [H <sub>W</sub> ]	228.64	Btu/lb.
Entalpía del agua de purgas @ $T_T$ [H <sub>W'</sub> ]	264.45	Btu/lb

Reemplazando valores tenemos:

$$M_F = \frac{233140 \times (1373,58 - 228.64) + 18860 \times (264.45 - 228.64)}{11000 \times 0.80} \quad [LBH]$$

El valor de la CCTA a quemar es de 30410 KLBH equivalentes a 2037.2 BPD.

A continuación se presenta la secuencia del proceso de preparación, combustión y técnicas en la reducción de emisiones de la emulsión tipo CCTA.

## 8.2. PREPARACION DE LA EMULSION TIPO CCTA

El proceso para la producción de emulsión tipo CCTA, en la GCB, basado en el sistema de la planta piloto propuesta por el ICP, se diseñó aprovechando las facilidades existentes en la unidad de Balance, y en casa de Bombas 2, tales como tanques, líneas de suministro de agua, de emulsión y de Combustóleo, y el área disponible para la preparación de la misma.

Con base a lo anterior, el proceso general comprende las siguientes etapas:

### 8.2.1. Descripción del proceso. Comprende siete (7) etapas:

1. Preparación del combustóleo base.
2. Preparación de la Emulsión Combustóleo-Agua (ECA), al 70% Combustóleo - 30% Agua.
3. Almacenamiento intermedio de la emulsión Combustóleo- agua.
4. Mezclar el carbón pulverizado con la mezcla agua + tensoactivo (Mezcla CTA).
5. Mezclado en línea de las corrientes ECA y CTA.
6. Almacenamiento de la emulsión CCTA en el tanque K-111 para aseguramiento de la calidad.
7. Finalmente almacenamiento en el tanque K-2991 de la emulsión y distribución de la emulsión CCTA, para ser consumida en las calderas de Balance.<sup>36</sup>

**Preparación del combustóleo base.** Se obtendrá de la mezcla de Aceite Liviano de Ciclo, proveniente de las plantas cracking, con fondos pesados de la planta DEMEX. El combustóleo base de 600 SSF se suministrara desde la Unidad Viscosreductora II, ubicada en las proximidades del sitio de ubicación de la planta de CCTA, para ello se suministrara desde los tanques K-104 y K-808, con una capacidad de 5000 y 53696 barriles respectivamente, se hace necesario la reubicación de estos tanques hacia el área de preparación de la emulsión. (Ver Figura 42).

**Preparación de la Emulsión Combustóleo-Agua (70/30).** El Combustóleo base se mezclará con agua inicialmente en proporción volumétrica 70/30 y se

---

<sup>36</sup> Inicialmente se empleara emulsión CCTA, en la caldera B-2954, posteriormente se extenderá el uso del combustible a las otras 4 calderas, instaladas en la Unidad de Balance.

agregara aditivo emulsificante para obtener una emulsión estable. La parte activa del aditivo deberá estar en una concentración del orden de 2500 ppm peso con respecto a la Emulsión. El aditivo se transferirá al tanque con una bomba recíproca al tiempo con el agua, ésta mezcla Agua-Aditivo se homogenizará en mezcladores estáticos de tres vías.

El Combustóleo base se pondrá en contacto con el agua “aditivada” en un mezclador, formado por la instalación de boquillas rociadoras de Combustóleo dentro de la línea que conducirá el agua hacia los mezcladores estáticos, en donde se completará y homogenizará la mezcla, como lo muestra el esquema de la figura 42.

El control importante al preparar esta emulsión preliminar es asegurar el volumen de agua (30%) para que la emulsión sea estable, como variable independiente estará el flujo de Combustóleo base, y como variable dependiente la adición de agua.

#### **Almacenamiento Intermedio de la emulsión Combustóleo - Agua (ECA).**

Una vez haya finalizado la preparación de la emulsión combustóleo - agua, ésta a una temperatura ambiente será enviada al tanque K-111 donde se mezclará con la corriente de CTA (mezcla Carbón -tensoactivo - agua). Este tanque se empleará para el aseguramiento de la calidad de la emulsión, si ésta cumple con los estándares pasa al tanque K-2991, si no se reprocesa.

**Preparación de la mezcla Carbón - Tensoactivo - Agua.** En esta etapa se realizará la mezcla carbón previamente pulverizado y preparado para la emulsión. Éste carbón pasa al tanque donde se preparará la mezcla líquido-sólido (Carbón + agua + aditivo) (tanque K-03), con el agua clarificada que ha

sido previamente mezclada con el aditivo (2500 ppm), allí el tanque provisto de un agitador de ángulo variable, homogenizará y caracterizará la mezcla. Ya formada la mezcla, se bombea a través de una bomba de desplazamiento positivo (pistones o cavidades progresivas), debido a la alta viscosidad de la mezcla. Posteriormente pasa a través de un tren de mezcladores estáticos dispuestos en un arreglo de tres mezcladores estáticos en paralelo (S-05 A/B/C), como lo muestra el esquema de la figura 42, los cuales realizan la mezcla más intensa del carbón y agua. Posteriormente, la mezcla se dirige nuevamente a otro tren de mezcladores estáticos con arreglo idéntico al anterior (S-06 A/B/C), donde se mezclara con la emulsión Combustóleo-Agua (ECA) que viene del tanque K-; donde se mezclan íntimamente las dos corrientes en los mezcladores, para formar finalmente la emulsión CCTA. Esta concentración de aditivo (2500 ppm), suman junto a los agregados a la mezcla combustóleo-Agua, los 5000 ppm recomendados por la formula propuesta por el ICP. Aquí se debe asegurar que el porcentaje en volumen para el carbón no supere el 40% para que la emulsión sea estable.

**Mezclado en línea de las corrientes ECA y CTA.** En esta etapa, una vez estén homogenizadas y estabilizadas las dos mezclas, se deben bombear las dos corrientes, la emulsión ECA se debe bombear con la succión de la bomba ubicada a la salida del tanque K-01, y la mezcla CTA, se debe bombear con una bomba de tornillo o de pistón (bombas de desplazamiento positivo), a la salida del tanque K-03, estas dos mezclas deben llegar a un patín de mezcladores en línea S-06 A/B/C, provisto de tres mezcladores estáticos en paralelo, allí se deben mezclar lo suficiente las dos corrientes y estabilizar la mezcla, la emulsión resultante será CCTA, se almacenará provisionalmente en el tanque K-111, en este tanque (K-111), se estará verificando constantemente los porcentajes en volumen de cada componente, que son:

Carbón 40%, Combustóleo 30% y Agua 30 % con una concentración de aditivo comprendida dentro del rango de 5000 ppm.

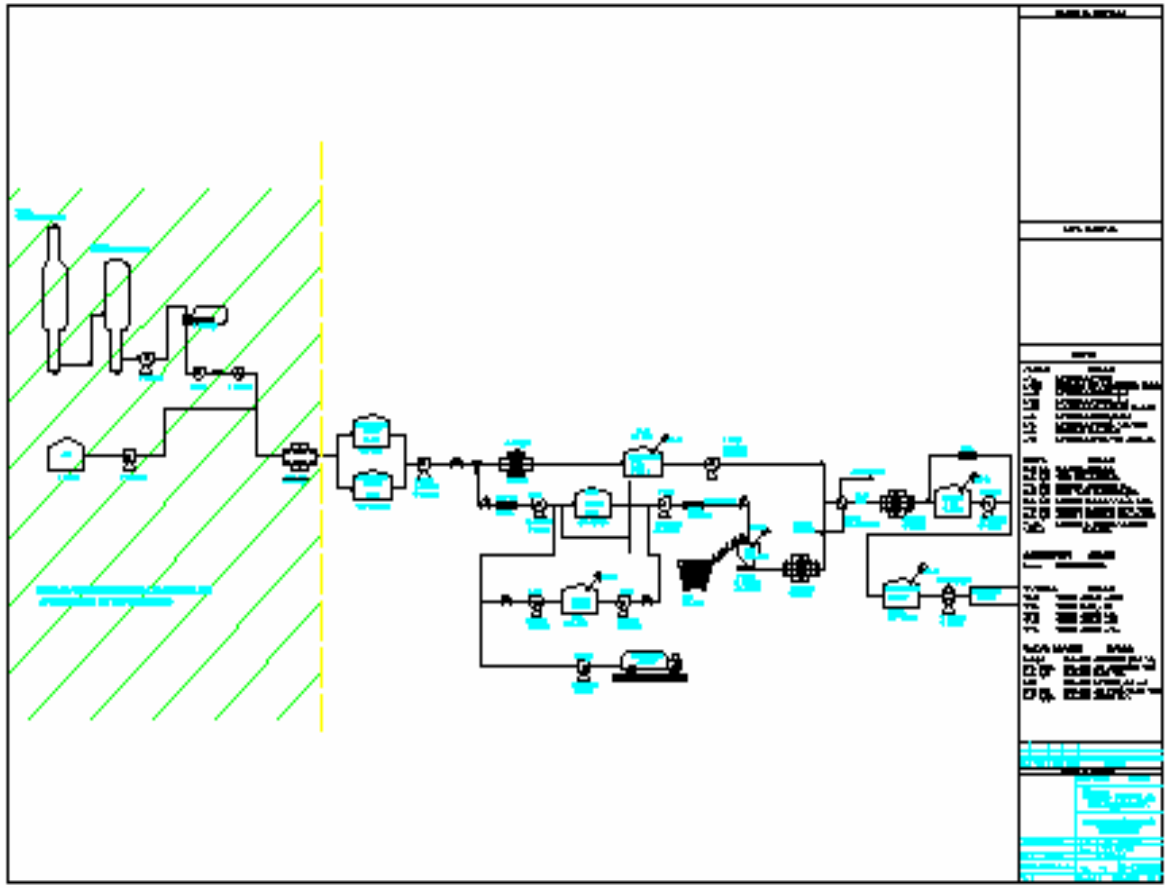
**Almacenamiento Intermedio de la emulsión CCTA.** Para el aseguramiento de la calidad de la emulsión se dispondrá de los tanques, K-2991 y K-111, mientras en el primero se almacena para ser distribuido a las calderas, en el otro se estará verificando la calidad de la emulsión recibida para luego trasegarla, con las P-07 A/B, al tanque del Sistema de Distribución, K-2991. Estos tanques de almacenamiento intermedio forman parte del proceso como una etapa final de control de calidad.

En este esquema el volumen de emulsión a preparar irá ligado al consumo, inicialmente de la caldera B-2954 y luego se extenderá el uso a las restantes cuatro (4) calderas de la Unidad de Balance.

**Distribución de emulsión a las calderas de Balance.** Un tanque K-2991, existente y disponible para el recibo y suministro de la emulsión, junto con las bombas actuales P-2991 A/B/C/D (relocalizadas), constituirán el Sistema de Distribución de emulsión.

El control de presión del cabezal de suministro, se instalara aguas abajo del punto de alimentación a la ultima caldera (para la primera fase del proyecto esta caldera será la B-2954, por ser el equipo seleccionado para el estudio, y cuando se implemente el uso de la CCTA a todas las calderas de Balance, este punto estará localizado en la caldera B-2955.

Figura 42. Esquema de Preparación y Distribución de Emulsión CCTA en las calderas de Balance.



Nota: Ver Plano Adjunto.

### 8.3 SISTEMA ADICIONAL PARA OPTIMIZAR LA COMBUSTION DE LA CCTA.

Para una buena combustión de la CCTA, no es suficiente cumplir con los requerimientos anteriormente establecidos, se debe proveer de un óptimo

sistema de atomización, preferiblemente con vapor de 150 Psig, dadas las facilidades de este servicio en la refinería, y un buen diseño en quemadores.

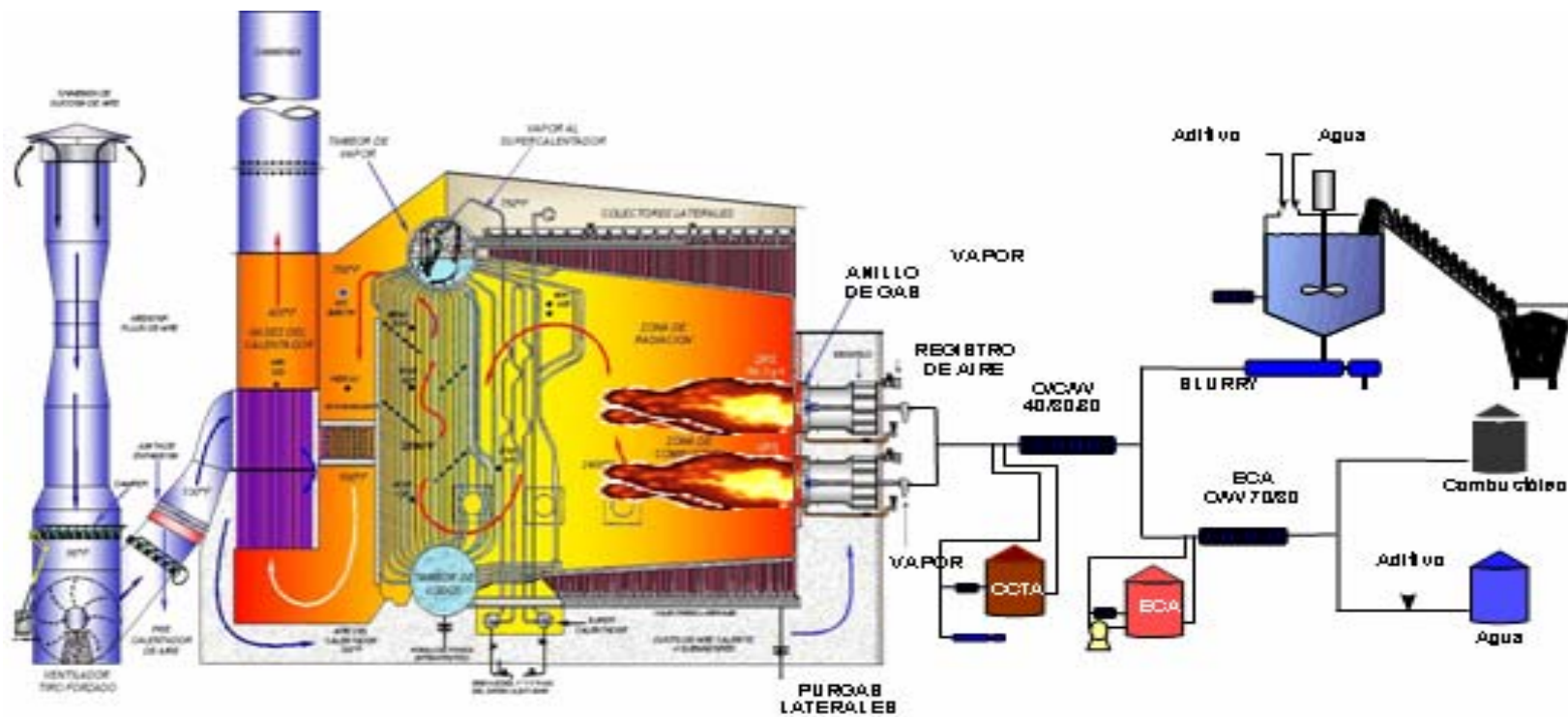
Las ventajas más notables en el proceso de combustión son:

1. Reducción en emisiones de  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  y  $\text{CO}_2$ , comparadas con las producidas por la combustión de Fuel Oil No. 6.
2. Menor consumo de energía en sistemas de calentamiento, ya que la CCTA puede ser manejada a temperatura ambiente.
3. Menor ensuciamiento en internos de las calderas.
4. Menor exceso de aire para combustión.
5. Menor longitud de llama.
6. Mejor combustión, por menor tamaño de partícula.

En la figura 43 podemos ver el proceso de preparación y combustión de emulsión tipo CCTA.

La tecnología para la combustión de éste tipo de emulsiones es prácticamente similar a la empleada actualmente en la combustión de combustibles líquidos, salvo tener en cuenta las consideraciones anteriores de atomización y un buen diseño en quemadores.

Figura 43. Esquema de preparación y combustión de la emulsión CCTA.



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP-Piedecuesta.

Una tecnología que esta tomando importancia en la actualidad es la de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (IGCC).

A continuación se presenta una breve descripción de esta tecnología de combustión.

**8.3.1 Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (IGCC)<sup>37</sup>.** Una alternativa a la combustión de carbón es la gasificación de carbón. Cuando el carbón entra en contacto con vapor y oxígeno, se producen reacciones termoquímicas que generan un gas combustible compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno, el cual cuando es quemado puede ser usado para turbinas de gas, para generar electricidad y producir vapor para un sistema de ciclo de alimentación mediante vapor.

Los sistemas de generación de electricidad con ciclos combinados de gasificación integrada de carbón (IGCC) están actualmente en desarrollo y demostración. Estos sistemas permiten incrementar las eficiencias al usar el calor residual del gas para producir vapor para mover una turbina de vapor adicional a la turbina de gas.

Los sistemas existentes en estado de demostración comercial buscan alcanzar eficiencias del 42% y se espera, cuando sean plenamente comerciales, que lleguen al 50%, con tecnologías y materiales actualmente en desarrollo. Los sistemas IGCC producen adicionalmente menos residuos sólidos y menos emisiones de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> y CO<sub>2</sub>. Hasta el 99% del azufre presente en el carbón puede ser recuperado para venderse como azufre químicamente puro.

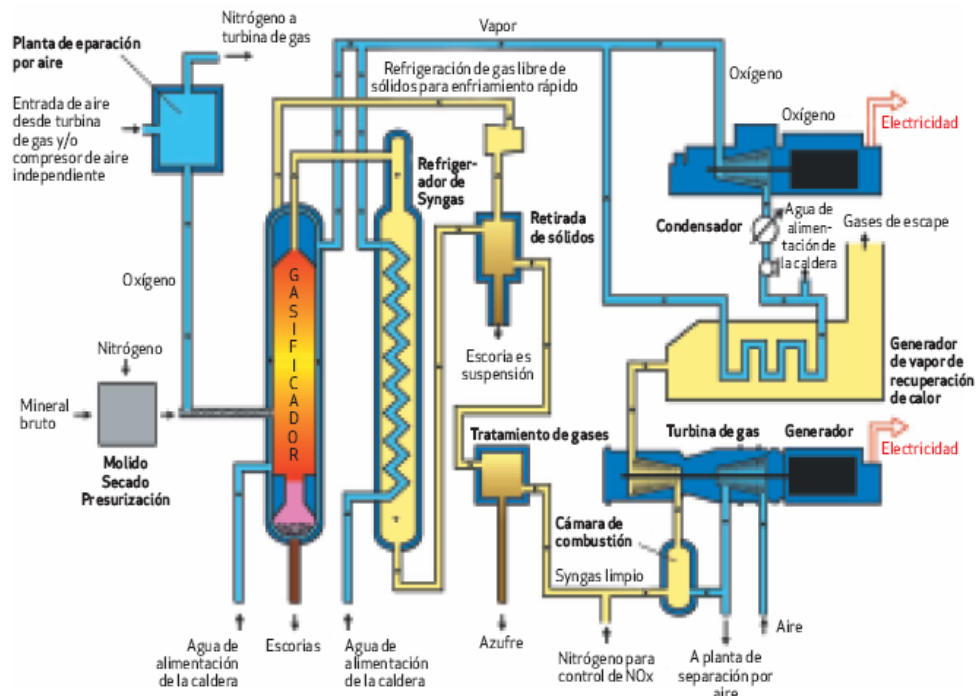
---

<sup>37</sup> IGCC: Siglas en inglés de Integrated Gasification Cocktail Cycle.

En IGCC, el carbón no se quema directamente si no que se hace reaccionar con oxígeno y vapor para producir un “syngas” compuesto principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono. Los sistemas IGCC tienen altos rendimientos, cercanos al 45%, aunque en algunas plantas se puede lograr hasta un 50% de eficacia. También eliminan el 95-99% de las emisiones de NOx y SOx.

En la figura 44 podemos ver un diagrama esquemático de una planta de potencia tipo IGCC.

Figura 44. Unidad integrada de ciclo combinado de gasificación de carbón.



Fuente: "EL CARBÓN COMO RECURSO, una visión general del carbón – Instituto Mundial del Carbón.

## **8.4 REDUCCIÓN DE EMISIONES Y TRATAMIENTO DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN.**

En la actualidad se ha convertido en un desafío la reducción de emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), esto con el fin de reducir la destrucción de la capa de ozono, y por consiguiente evitar el calentamiento global. Aunque la combustión de combustibles fósiles es la fuente principal de emisiones en todo el mundo, la quema de hidrocarburos contribuye también en gran medida al aumento de emisiones de  $\text{CO}_2$  a la atmósfera.

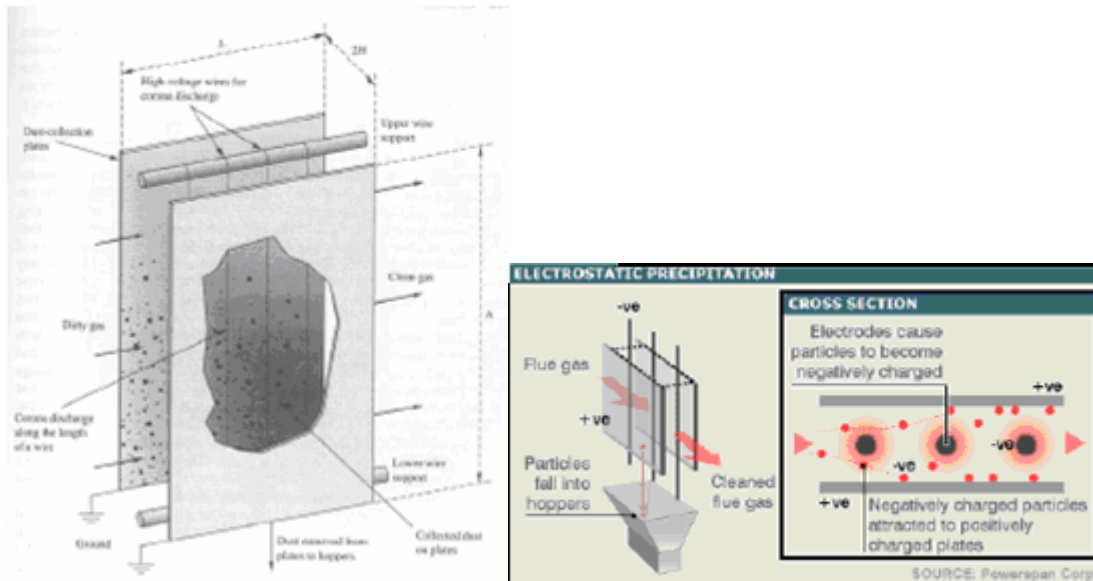
**8.4.1 Limpieza del carbón.** La limpieza del carbón, también conocida como preparación del carbón, aumentaría el valor térmico y la calidad de la emulsión CCTA, reduciendo los niveles de azufre y de materias minerales. El contenido de cenizas que deja el carbón en la CCTA, puede reducirse en más de un 50%. La limpieza del carbón también ayuda a mejorar la eficiencia de las centrales eléctricas de combustión de carbón, lo que conllevaría a una reducción en las emisiones de dióxido de carbono.

**8.4.2 Precipitadores Electroestáticas y Filtros de tejido.** Las partículas resultantes de la combustión de la CCTA, pueden controlarse mediante precipitadores electrostáticas y filtros de tejido. Entre ambos se puede llegar a eliminar el 99,5% de las emisiones de partículas.

En los precipitadores electrostáticas, los gases de combustión cargados con partículas pasan entre varias bandejas de recogida, donde un campo eléctrico crea una carga en las partículas, esto atrae las partículas hacia las bandejas de recogida, donde se acumulan y posteriormente se almacenan en un sitio

seguro. Estos dispositivos pueden alcanzar una eficiencia en la recolección de las partículas hasta de un 99,9%. (Ver Figura 45).

Figura 45. Esquema frontal (izquierda) y sección transversal (derecha) de un precipitador electrostática de placas planas.



Fuente: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL. INCINERACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS. Universidad de Alicante. Departamento de Ingeniería Química. Juan A. Conesa.

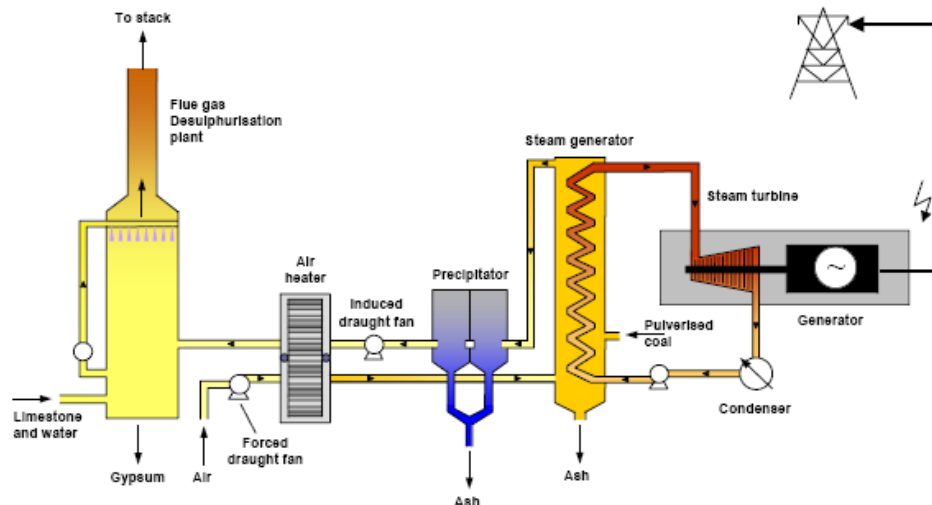
**8.4.3 Sistema de desulfurización de gases de chimenea.** Una de las causas de la formación de la lluvia acida es debido a la reacción química de los óxidos de sulfuro ( $\text{SO}_x$ ) y nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), con el vapor de agua y otras sustancias presentes en la atmósfera, formando ácidos, que posteriormente se depositan en la lluvia.

Se han tomado medidas para reducir significativamente las emisiones de SOx y NOx desde las centrales eléctricas de combustión de carbón. El azufre está presente en el carbón en forma de impureza y reacción con el aire cuando el carbón se quema hasta formar SOx. Por el contrario, el NOx se forma cuando se quema cualquier combustible fósil.

En muchas circunstancias, el uso de carbón con bajo contenido en azufre es la forma más económica de controlar las emisiones de dióxidos sulfúricos. Un enfoque alternativo es el desarrollo de sistemas desulfurización de gases (FGD) para su uso en centrales eléctricas de combustión de carbón.

En la figura 46 podemos ver el esquema de una central de éste tipo. Con estos esquemas se logra disminuir hasta en un 99% la formación de óxidos de sulfuros.

Figura 46. Esquema básico de un sistema de desulfurización de gases de chimenea.



Fuente: "Guide to Clean Fossil Technologies for the Power Sector", de la OLADE.

Las emisiones de NO<sub>x</sub> derivadas de la combustión de carbón pueden reducirse mediante el uso de quemadores de “NO<sub>x</sub> bajo”, mejorando el diseño de los quemadores y aplicando tecnologías de tratamiento de NO<sub>x</sub> en el conductor de gases de escape. Las tecnologías de reducción catalítica selectiva (SCR<sup>38</sup>) y de reducción no catalítica selectiva (SNCR<sup>39</sup>) pueden reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> sobre un 80-90% mediante el tratamiento de la post-combustión del NO<sub>x</sub>.

**8.4.4 Uso de combustibles con bajo contenido en azufre.** La aproximación para reducir las emisiones de SO<sub>2</sub> nos lleva, hacia el uso de combustibles que contengan un bajo o nulo contenido en azufre. En determinadas industrias será posible actuar mezclando combustibles de alto y bajo contenido, de forma que el resultado final sea una reducción de las emisiones hacia el centro del contenido de la mezcla lograda.

El objetivo final de la mezcla es obtener unas especificaciones de contenido en azufre, calor neto de combustión, poder calorífico inferior y contenido en inertes o cenizas que permitan una reducción clara de las emisiones, considerando que el 95% del azufre contenido en un combustible se transforma finalmente en SO<sub>2</sub> durante la combustión y sólo un 5% es retenido en las cenizas.

#### **8.4.5 Control de los óxidos de nitrógeno.**

**Reducción catalítica selectiva (SCR).** Se trata de un procedimiento tecnológico que promueve la reacción del amoníaco o del gas natural con los

---

<sup>38</sup> SCR: Selective Catalytic Reduction.

<sup>39</sup> SNCR: Selective Not Catalytic Reduction.

óxidos de nitrógeno, para reducir éstos a nitrógeno  $N_2$  y vapor de agua, al que se sumará el  $CO_2$  en el caso de que se utilice el gas natural.

En los últimos tiempos, numerosos sistemas de pequeña escala han sido instalados en equipos de combustión de tipo residencial en Alemania, como única fórmula que permite cumplir las estrictas medidas de emisiones autorizadas en este país europeo.

Ofrecen el inconveniente de que su aplicación en calderas que consumen combustibles con elevadas cantidades de azufre suele producir depósitos de sulfato y bisulfato amónico alrededor de los  $500^\circ C$  de operación de estos equipos, llegando a su inutilización.

**Reducción catalítica no selectiva (SNCR).** Este tipo de tecnologías inyecta un agente reductor de los óxidos de nitrógeno en los gases de escape para reducir éstos a  $N_2$  y vapor de agua.

Dos procesos básicos se encuentran disponibles para uso tanto industrial como residencial: el denominado DENOX térmico, basado en la inyección de amoníaco, y otro basado en la inyección de urea en los gases de escape. Ambos procesos presentan el inconveniente de generar sales corrosivas de amoníaco que dañan necesariamente el equipo de emisión y chimeneas.

El cuadro 24 muestra los diferentes controles de emisiones que se pueden aplicar en función del combustible quemado en la caldera.

Cuadro 24. Controles de emisiones aplicables en calderas de combustión.

Combustible	Contaminante	Tecnologías de reducción	Eficiencia de la combustión típica
Carbón	NO <sub>x</sub>	SCR	90
		SNCR	50
		Exceso de Aire	5- 25
		Quemador de bajo NO <sub>x</sub>	5-25
	SO <sub>2</sub>	Pulverización en seco	70-90
		Lavador húmedo	90-95
Carbón bajo en azufre		50	
Lavado de carbones		30	
Materia Particulada	PES	99	
	FO	99	
	Multiciclones	90	
	Lavadores Venturi	97	
Gas Oil Fuel Oil	NO <sub>x</sub>	SCR	40-90
		SNCR	50
		Exceso de Aire	20-50
		Quemador bajo NO <sub>x</sub>	0-29
	SO <sub>2</sub>	Pulverización en seco	70-90
		Lavador húmedo	90-98

Fuente: Inventario de emisiones de instalaciones potencialmente contaminadoras de la atmósfera. Valladolid 1995.

## **8.5 MATERIAS PRIMAS, INSUMOS Y SUMINISTROS.**

Las materias primas y suministros requeridos serán:

- Carbón bituminoso pulverizado, procedente de las minas de San Luís (Santander).
- Tensoactivo aniónico tipo dodecibenceno sulfonato.
- Combustóleo de 600 SSF viscosidad (Fuel Oil No. 6).
- Agua clarificada para preparar la emulsión.

Los suministros requeridos son:

1. Energía eléctrica: para los motores de las bombas y de los agitadores instalados en los tanques de emulsión, de aditivo, y de mezcla Carbón-agua + Aditivo.
2. Vapor de 150 psig: para atomización de la emulsión antes de entrar a los quemadores, para las turbinas accionadoras de las bombas requeridas, y en traceado de líneas.

**8.5.1 Origen de las Materias primas e insumos.** Todas las materias primas e insumos serán suministrados desde las mismas instalaciones de la GCB, a excepción del carbón que será transportado desde las minas de San Luís (Santander), en camiones, pulverizado y con un tamaño de partícula adecuado y el tensoactivo será suministrado por el ICP desde Piedecuesta.

## 8.6 ABASTECIMIENTO Y PRECIOS.

**Carbón:** existirá cantidad suficiente de éste, tal que asegure la producción de vapor para por lo menos 2 meses, tal como se hace en las centrales termoeléctricas a base de carbón existentes en Colombia.

Se asume que el carbón llega a la planta mediante camiones o vagones de ferrocarril que lo vuelcan en tolvas, éste llega ya pulverizado y listo para preparar la emulsión, con la granulometría adecuada. Se consideran los siguientes precios para el carbón:

Precio del carbón: \$80.000/Tonelada. (Precio base, no incluye preparación, ni transporte hasta la GCB).

El carbón será suministrado por terceros y puesto en las instalaciones de la GCB, lavado, pulverizado, con una granulometría de 75 µm (máxima), listo en condiciones para la preparación de la emulsión.

El costo adicional por preparación del Carbón será:

Costo adicional (molienda, transporte, preparación del carbón, etc.): 10 US\$ /Ton.

La cantidad requerida anual en pleno funcionamiento de la planta (inicialmente solo trabajando con la caldera B-2954<sup>40</sup>) será de 362.981 Ton/año.

---

<sup>40</sup> Generadora de vapor seleccionada para llevar a cabo el estudio preliminar de factibilidad.

Se considerará un precio fijo durante toda la vida útil del proyecto de \$80.000/Ton., más \$23.000/Ton. Por molienda, preparación y transporte hasta la Gerencia Complejo Barrancabermeja. Se considerará un precio del Carbón pulverizado, puesto en la refinería y listo para ser utilizado en la emulsión de 120.000 \$/Ton.

**8.6.2 Combustóleo Base (Fuel Oil No. 6):** con viscosidad de 600 SSF, se obtendrá de la Unidad Viscosreductora II, planta ubicada en las proximidades del sitio de ubicación de la planta de preparación de CCTA. Se suministrara desde los tanques K-104 y K-808, con una capacidad de 5000 y 53696 barriles respectivamente, se hace necesario la reubicación de estos tanques hacia el área de preparación de la emulsión. Para llevarlo hacia el tanque K-01 pasando primero por los mezcladores estáticos donde se mezclara con el agua más aditivo. Llegara al K-01 para formar la mezcla ECA (Emulsión Combustóleo-Agua). El Consumo total de Combustóleo es de 1.642.500 Barriles/año, de acuerdo a las bases de cálculo y a los balances de masa para la CCTA. (Ver Anexo G).

**8.6.3 Agua clarificada:** EL agua clarificada total requerida equivale a 1.615.125 Barriles/año, de acuerdo a las bases de cálculo, los cuales se transferirán desde el cabezal de agua clarificada de la UOP II, con la succión de las bombas P-01 A/B. Se transferirán a través de una línea de 4" de diámetro, la mitad del flujo requerido ira hacia el tanque K-01 donde se mezclara con el Combustóleo para formar la emulsión Combustóleo-agua, la otra mitad del flujo ira hacia el tanque K-03, donde se mezclara con el Carbón pulverizado para formar la mezcla Carbón-tensoactivo-agua (CTA).

**8.6.4 Tensoactivo.** Será suministrado directamente por el ICP en Piedecuesta (Santander), será de la clase aniónico, tipo dodecilbenzeno sulfonato. Se requiere aditivo emulsificante con una concentración de 5000 ppm, esto es equivalente a 0,5 % en Volumen (basado en la relación: 1% Vol. = 10<sup>4</sup> ppm).

El costo de este aditivo suministrado por el ICP, será de \$86.300/Barril.

El aditivo se transferirá al tanque con la bomba P-02 A/B al tiempo con el agua, equivalente a 27375 Barriles/año.

Todas las materias primas a excepción del carbón, se adquirirán mensualmente y a medida que sean requeridas. Los requerimientos de materias primas al año se pueden ver en la cuadro 25.

Cuadro 25. Requerimientos de materias primas y suministros al año.

<b>MATERIAS PRIMAS</b>	<b>Cantidad requerida al año</b>
Carbón	483.972,32 Toneladas
Combustóleo base	1.642.500 Barriles
Agua Clarificada	1.615.125 Barriles
Aditivo	27375 Barriles
<b>SUMINISTROS</b>	
Vapor (150 PSIG)	109.969.920 lbs
Energía Eléctrica	4.298.400 Kw-h

## 8.7 CONTROL DE CALIDAD DE LAS MATERIAS PRIMAS Y DEL PRODUCTO FINAL.

La evaluación de la mezcla se realiza según el cuadro 26:

Cuadro 26. Métodos de control de calidad para materias primas, insumos y producto final.

Mezcla	Propiedad evaluada	Rango de aceptación	Método de evaluación
CCTA	% Carbón	40-35%	
	% Agua	30%	ASTM D95
	% Combustóleo	30% - 35%	
	Estabilidad estática (días)	> 30	PTE-119.024
	Tamaño partícula promedio (micras) Combustóleo	10 - 20	PTE-119.014 (PTE-27.018)*
	Viscosidad dinámica a 25 °C (cP)	< 120	PTE-119-009 (PTE-27005)*
	Poder Calorífico (BTU/lb)	10.900-11500	ASTM D240
	Tamaño partícula, (micras)	13 - 14.2	
	Tensoactivo, concentración en ppm	5000 - 10000	

\* Prueba del ICP acreditada Superintendencia de Industria y Comercio.

Fuente: ICP, Piedecuesta.

## 8.8 EQUIPO Y TUBERÍA DE PROCESO REQUERIDOS

En esta alternativa se reutilizará el equipo de bombeo existente para la distribución del Combustóleo. El listado del equipo nuevo que se necesitará para preparar la emulsión se presenta en el cuadro 28. El objetivo de los equipos adicionales se indica a continuación.

**8.8.1 Mezcladores estáticos de Tres vías.** Tienen como función principal efectuar una mezcla estable de dos o más fluidos. Se requieren para preparar el combustóleo base (mezcla fondos con ALC), para la emulsión intermedia ECA, para la emulsión final CCTA.

Para lograr una mezcla bien homogénea de los fondos DEMEX con el ALC, se emplearan dos mezcladores (S-01 A/B), instalados en paralelo cada uno con una capacidad del 100% de la condición de diseño.

Para mas detalle acerca de la selección de estos equipos VER ANEXO H.

**8.8.2 Tanques Atmosféricos.** Se requieren tanques nuevos para la preparación de la mezcla Combustóleo-agua (K-01), para almacenamiento del Carbón pulverizado proveniente de la mina (K-02), para la preparación de la mezcla Carbón-agua (K-03), y para el almacenamiento del agua requerida para la emulsión (K-04).

El tanque para agua tendrá la capacidad necesaria para soportar la operación durante 2 días a la rata de diseño, sin restitución. Por su parte, el tanque para Aditivo deberá soportar hasta 15 días, para prevenir problemas en el suministro del Aditivo desde el ICP-Piedecuesta. Los tanques de preparación y el de recibo y suministro de Emulsión tendrán la capacidad suficiente para que el tiempo de residencia sea de un día.

**8.8.3 Agitadores para Tanques.** Agitadores de ángulo variable deberán instalarse en los tanques para almacenamiento de Aditivo (K-51); de preparación de Emulsión Combustóleo agua K-01, para el tanque de preparación de la mezcla CTA K-03 y en el de suministro (K-2991); tienen

como función general mantener la homogeneidad del producto, y para el caso particular tanto de la Emulsión Combustóleo - Agua, como la del Carbón-Tensoactivo-Agua, evitar la acumulación de sedimento en el fondo del tanque y mantener uniforme la temperatura.

**8.8.4 Equipo de Bombeo.** Se requieren unidades de bombeo para los siguientes servicios (Véase cuadro 27).

Cuadro 27. Características de bombas requeridas para el proyecto.

IDENTIFICACIÓN BOMBA	Tipo	FUNCIÓN BASICA
P-01 A/B	Centrifuga	Suministrar el agua clarificada requerida para preparar la emulsión.
P-02 A/B	Reciprocante	Suministrar el aditivo requerido para preparar la emulsión.
P-03 A/B	Centrifuga	Suministrar el Combustóleo desde los tanques K-104 y K-808 para formar la mezcla Combustóleo - agua más aditivo
P-04 A/B	Centrifuga	Trasegar Aditivo desde carrotanques. Se requieren dos bombas por la alta frecuencia de desocupación de carrotanques, uno diario
P-05 A/B	Reciprocante	Transportar la emulsión formada por las partículas de Carbón y el agua más aditivo, será del tipo de desplazamiento positivo, considerando la alta viscosidad de la pasta.
P-06 A/B	Centrifuga	Transportar la mezcla ECA hacia el tanque de preparación de la emulsión final, CCTA

IDENTIFICACIÓN BOMBA	Tipo	FUNCIÓN BASICA
P-07 A/B	Centrifuga	Trasegar la emulsión CCTA, al no pasar el control de calidad, se retornara al origen y se harán las correcciones pertinentes, se hace necesario el uso de esta bomba.
P-2991 A/B/C/D	Centrifuga	Llevar la emulsión finalmente y distribuirla en las calderas para ser quemada. Las bombas A y B son accionadas mediante turbinas de vapor, con un consumo estimado de 3864 lb/h, cada una, y las bombas C y D tienen una potencia de 60 HP cada una.

**8.8.5 Precipitador Electrostático.** Puesto que el combustible CCTA contiene partículas de carbón pulverizado (al 40% Vol.), es inminente la presencia de material particulado en las emisiones atmosféricas, por consiguiente se requiere de un precipitador electrostatico, para instalarse antes de la chimenea, el cual tendrá como función capturar las partículas sólidas a través de la ionización de las mismas, su ventaja principal es reducir la contaminación producida por humos, finalmente las partículas sólidas se recogen en una tolva. Estos dispositivos suelen tener eficiencias de remoción hasta del 99%.

Para ver en detalle las especificaciones del precipitador ver **ANEXO H**.

**8.8.6 Tubería de Proceso.** Para la el suministro de Agua clarificada se debe instalar una línea nueva de 4" partiendo del suministro de agua de nivel a Torre Enfriadora TE-801 a tanque de agua (K-04).

Se requiere además una línea nueva de 8" para el suministro del Combustóleo base desde los tanques de almacenamiento (K-104 y K-808) hacia el tanque de preparación de la CCTA (K-111).

Línea nueva de emulsión preparada de 10" para transportar la mezcla al tanque de Sistema de Distribución de CCTA.

Línea de Aditivo de 4" para transferir desde el carrotanque hacia los tanques de preparación de emulsión.

El carrotanque debe estar provisto de bomba para transferencia al tanque de preparación.

**8.8.7 Aislamiento.** Debe considerarse aislamiento para los casos de corrientes de proceso calientes, protección personal y líneas traceadas (vapor o eléctrica), aplicando entre otros, los siguientes criterios:

- Para protección personal, si la temperatura de la tubería es superior a 158 °F.
- Para líneas nuevas y donde no haya disponibilidad de vapor se utilizara traceado eléctrico.

## 8.9 INSTRUMENTACIÓN REQUERIDA

La instrumentación asociada con la preparación del Combustóleo base en Viscosreductora II, que en la actualidad es neumática, se cambiara a instrumentación electrónica, y las señales se enviaran al Sistema de Control de Procesos Honeywell TDC 3000 (Demex – Viscosreductora II).

Los sistemas de Preparación y Distribución de Emulsión constituirán una nueva instalación, por lo cual su instrumentación será electrónica. Las señales de estos instrumentos se enviaran al Sistema de Control de Procesos Multistation de Foxboro (Calderas de Balance).

Se destaca la instalación de:

1. Dos viscosímetros en línea (uno para el Combustóleo base, el otro para la Emulsión).
2. Lazo de control de flujo para la adición de Diluyente.
3. Lazo de control de flujo para la preparación de Combustóleo base.
4. Lazo de control de presión aguas arriba de los tanques de aseguramiento de calidad, para evitar vaporización del agua de la Emulsión, en caso de presentarse temperatura mayor a la esperada en la entrada del enfriador.
5. Indicadores diferenciales de presión para los mezcladores estáticos y los filtros en la succión y descarga de las bombas de Sistema de Distribución de Emulsión.

## 8.10 ÁREA DE LOCALIZACIÓN DEL PROCESO

El sistema de preparación de emulsión CCTA a partir de Combustóleo de 600 SSF será instalado en el área disponible de las calderas de Balance y al sur de la Cafetería como se indica en la figura 47.

Los equipos nuevos requeridos para la preparación y distribución de la emulsión se localizaran en el área mencionada.

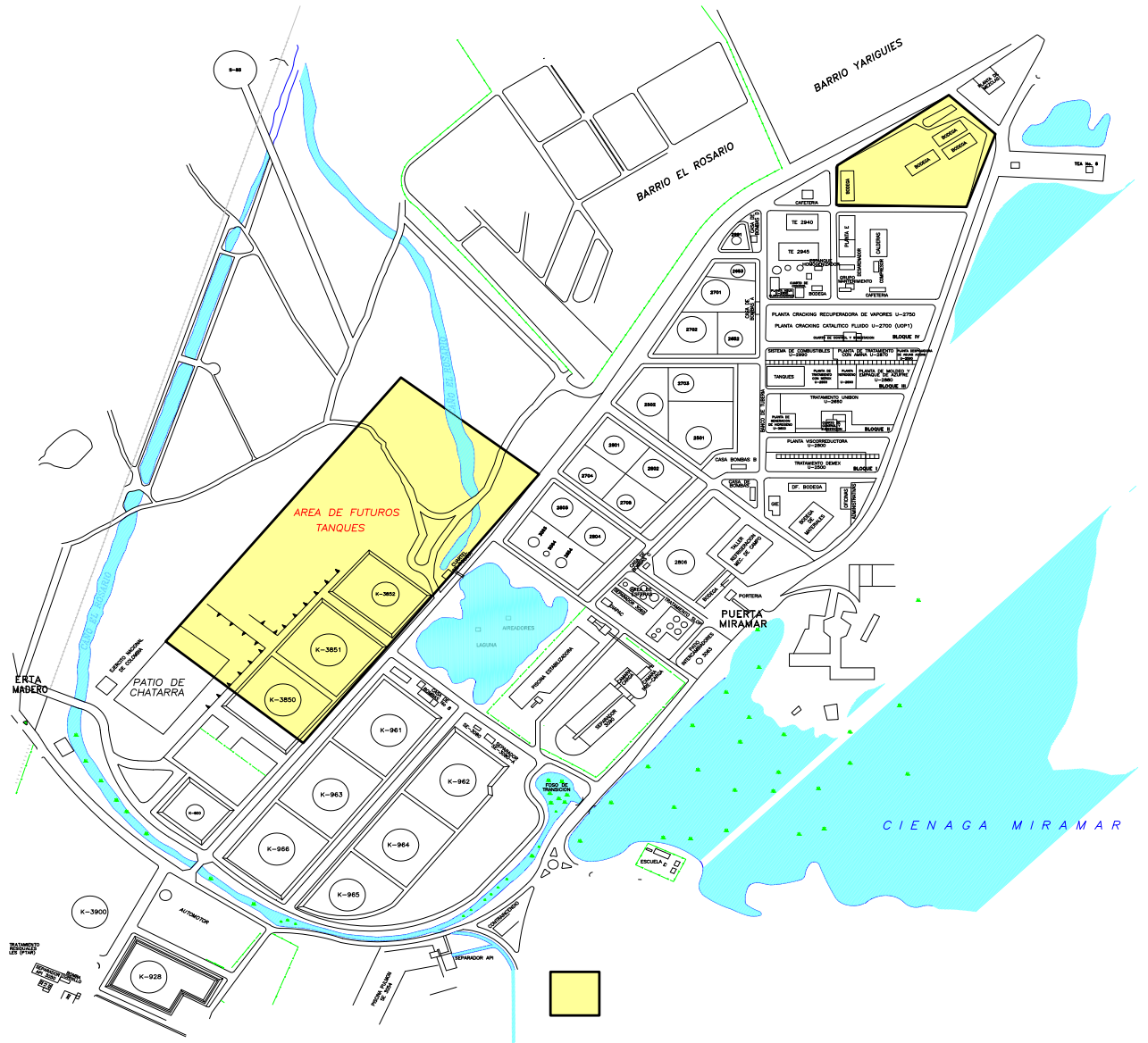
Los equipos y facilidades existentes que se van reutilizar para el proyecto se reubicaran en el área de preparación de la emulsión.

La capacidad de preparación se hará de acuerdo a los cálculos efectuados que den como resultado cuanta CCTA se requerirá, éste cálculo se hará partiendo de la eficiencia actual de la caldera (B-2954).

El objetivo principal del estudio es realizar inicialmente la implementación de las facilidades para la caldera antes mencionada, pero el diseño final de la planta de preparación de la CCTA, se realizará para todo el conjunto de calderas de la Unidad de Balance (5 calderas en total), de acuerdo a los consumos calculados de emulsión para el grupo de generadores de vapor.

(Ver figura siguiente)

Figura 47. Área disponible para la ubicación de la planta de preparación de la CCTA en la unidad de balance.



Fuente: Departamento de Materias Primas y Productos Terminados – Gerencia Complejo Barrancabermeja, ECOPETROL S.A.

**8.10.1 Ventajas Técnicas del área para preparación de la Emulsión.** Se decidió instalar la planta de preparación de CCTA en inmediaciones del área de Planta Eléctrica - Balance (área de Calderas), por las siguientes ventajas técnicas existentes:

1. Cercanía a una de las minas de Carbón más importantes del país en estos momentos, y lugar de donde el cual se extraerá el Carbón disponible para la preparación de la mezcla. El trayecto es hacia la vía Barrancabermeja - Bucaramanga, desviándose hacia el municipio de San Vicente de Chucurí.
2. Disponibilidad de plantas pulverizadoras de Carbón en el área, las cuales nos suministrarán el Carbón lavado, pulverizado y con la granulometría óptima para la preparación de la emulsión.
3. Aprovechamiento de algunas facilidades existentes, tales como tanques de almacenamiento, líneas de proceso y transporte, etc., los cuales nos servirán para el proyecto y nos producirán algunos beneficios económicos.
4. Disponibilidad de Servicios Industriales requeridos para la producción del combustible No convencional tales como vapor de 150 psig, Energía Eléctrica, Agua Clarificada, Agua Potable, etc.
5. Personal de operaciones y de Ingeniería disponibles a todo momento los cuales brindarán asesoría técnica y apoyo ante cualquier eventualidad, como fallas en equipos, etc.
6. Gran facilidad de mano de obra calificada y no calificada en la zona.

7. Contacto permanente con el Instituto Colombiano del Petróleo, ICP ubicado en Piedecuesta, proveedor directo del Tensoactivo, el cual es importante para estabilizar la mezcla.

Además allí mismo en el ICP, contamos con toda la infraestructura y personal especializado, los cuales nos colaboraran con pruebas de laboratorio y nos prestaran la asesoría necesaria para análisis de corrosión en tubos de la caldera, comportamiento de quemadores y demás componentes de la caldera y de los equipos propensos a corrosión.

## **8.11 NECESIDADES DE SERVICIOS INDUSTRIALES Y ADITIVOS.**

**8.11.1 Servicios Industriales.** Se presentan en el cuadro 28 los consumos, para la situación de diseño, de aquellos servicios de mayor incidencia, y que pueden diferir con los de las otras alternativas. Estos son:

1. Vapor de 150 psig para las turbinas de las bombas P-2991 A/B y para el traceado de líneas.
2. Energía eléctrica para los motores de las bombas (P-01 A/B, P-02 A/B, P-03 A/B, P-04 A/B, P-05 A/B, P-06 A/B, P-2991 C/D) y de los agitadores (AG-01/2/3/4/5) instalados en los tanques donde se requiere.
3. Agua Clarificada para preparar la Emulsión.

Cuadro 28. Necesidades de Servicios Industriales y Aditivo.<sup>41</sup>

<b>SERVICIOS INDUSTRIALES</b>	
<b>Vapor de 150 Psig (Lb/h)</b>	7728 (1)
En turbinas accionadoras de bombas	2500 (2)
En traceado de líneas	2500 (3)
En calentamiento combustoleo base	
<b>TOTAL</b>	12728 lb/h
<b>Energía Eléctrica (KW)</b>	422
En motores accionadoras de bombas	75,5
En motores para accionar agitadores de tanques	
<b>TOTAL</b>	497,5
<b>AGUA CLARIFICADA (GPM)</b>	
Para preparar la emulsión	1035
<b>ADITIVO</b>	
<b>Aditivo Emulsificante (BPD)</b>	75

- (1) Datos promedios tomados en planta para las bombas P-2991 A/B.
- (2) Promedio estimado por el departamento de Servicios industriales de la GCB.
- (3) Datos promedio de consumo del serpentín en los tanques K-104/K-808.

---

<sup>41</sup> Referidas a la condición de consumo de diseño.

**8.11.2 Aditivo.** Para la preparación de la emulsión, se utilizará un Aditivo Emulsificante, Tensoactivo Aniónico Tipo DodecilBenceno sulfonato, suministrado directamente por el Instituto Colombiano del Petróleo, ICP en Piedecuesta. El consumo para la condición de diseño se presenta en la tabla 1 del anexo G.

## **8.12 ESTIMATIVO DE INVERSIÓN**

El estimado de costos de inversión que se presenta en la Tabla 15 del Anexo I reúne el valor de los equipos de proceso y eléctricos, tubería, accesorios e instrumentación, incluyendo los gastos de importación y el costo de instalación, referidos al año 2007. No se incluye el valor del terreno.

El costo total instalado se estima para esta alternativa en US\$ **29.697.503** equivalentes a M\$ 59.395

## **8.13 PRECIOS DE ENERGÍA Y SUMINISTROS**

Los precios considerados son los vigentes a la fecha de elaboración del presente informe (Mayo de 2007) y se supone no tendrá variación durante la vida útil del proyecto, a excepción del precio del ALC, para lo cual se considerara un incremento anual de US\$ 50, siendo este incremento muy bajo si se considera que este diluyente tiene un incremento aproximado US\$ 25 trimestrales.

## **8.14 ELEMENTO HUMANO REQUERIDO**

La mano de obra utilizada para la construcción, montaje, puesta en marcha y operación de la planta existe en la zona y su contratación no se considera una

dificultad. El esquema de producción será las 24 horas del día, los 365 días del año, se producirá CCTA en tres cochadas de 8 horas/turno netas de producción, divididas así: tiempo de preparación 3 horas, homogenización de 3 horas y monitoreo y análisis (visto bueno) de 2 horas.

### 8.15 CARACTERIZACIÓN DE LOS EQUIPOS REQUERIDOS.

En el cuadros 29 se detallan las especificaciones y características técnicas mas importantes para cada uno de los equipos requeridos para la implementación del proyecto.

Cuadro 29. Especificaciones de Equipos y Tubería.

<b>LINEAS</b>				
<b>SERVICIO</b>		<b>DIAMETRO (pulgadas)</b>		
Agua-Preparación CCTA		4		
Combustóleo Preparación CCTA		8		
Suministro Aditivo		4		
Mezcla CTA-Preparación(1)		10		
CCTA- Sistema preparación		10		
CCTA-Recirculación		6		
CCTA-Succión Bomba Distribución A Calderas		10		
Conexión Mezcladores Estáticos		8		
<b>TANQUES</b>				
<b>IDENT.</b>	<b>SERVICIO</b>	<b>DIMENSIONES</b>		<b>CAPACIDAD (Barriles)</b>
		<b>Diam. (ft)</b>	<b>Altura (ft)</b>	
K-51 (E)	Almacenamiento Aditivo (2)	25	24	2.000
K-2991	Distribución emulsión CCTA (3)	45	40	11.143

IDENT.	SERVICIO	DIMENSIONES		CAPACIDAD (Barriles)	
		Diam. (ft)	Altura (ft)		
K-104 (E)	Almacenamiento Combustóleo			5000	
K-808 (E)	Almacenamiento Combustóleo			53696	
K-111 (E)	Aseguramiento de la calidad emulsión CCTA			6000	
K-01 (N)	Preparación de la emulsión Combustóleo+Agua	30	41.81	5000	
K-02 (N)	Almacenamiento Carbón pulverizado	30	41,81	5000	
K-03 (N)	Preparación mezcla CTA (4)	30	41,81	5000	
K-04 (N)	Almacenamiento Agua para la emulsión	40	48	10740	
<b>BOMBAS</b>					
IDENTIF.	SERVICIO	TIPO (5)	Presión (Psi)	POTENCIA MOTOR (HP)	CAPACIDAD (GPM)
P-01 A/B	Bomba Agua para emulsión	C	150	40	345
P-02 A/B	Bomba Aditivo para la emulsión	RE	125	0,6	6
P-03 A/B	Bomba suministro Combustóleo base	C	150	41	350
P-04 A/B	Recibo Aditivo de carrotanques	C	11	5	200
P-05 A/B	Bomba mezcla CTA hacia mezcladores estáticos	RE	500	250	642
P-06 A/B	Bombeo mezcla ECA hacia mezcladores estáticos	C	165	67,5	525,1
P-07 A/B	Bomba trasiego de emulsión CCTA	C	55	40	890

<b>MEZCLADORES ESTATICOS</b>			
<b>IDENT.</b>	<b>SERVICIO</b>	<b>LONGITUD x DIAMETRO</b>	
S-01 A/B	Mezcla fondos y ALC	4.67 ft x 6 in	
S-02 A/B/C	Mezcla Combustóleo - Agua	4.67 ft x 6 in.	
S-03 A/B	Mezcla Agua - Aditivo	3.17 ft x 4 in.	
S-04	Reproceso de Emulsión CCTA	4.67 ft x 6 in.	
S-05 A/B	Mezcla Carbón-Aditivo- Agua	4.67 ft x 6 in.	
S-06 A/B/C	Mezcla final CCTA	4.67 ft x 6 in.	
<b>AGITADORES</b>			
<b>IDENT.</b>	<b>SERVICIO</b>	<b>CARACTERISTICA PARTICULAR</b>	<b>CAPACIDAD (HP)</b>
AG-01	Agitador Emulsión CCTA K-2991	Agitador Angulo Variable	25
AG-02	Agitador Aditivo K-51	Agitador Angulo Variable	7.5
AG-03	Agitador Emulsión Combustóleo-Agua K-01	Agitador Angulo Variable	30
AG-04	Agitador Mezcla CTA K- 03	Agitador Angulo Variable	25
AG-05	Agitador Emulsion K-111	Agitador Angulo Variable	25
<b>PRECIPITADOR ELECTROSTATICO</b>			
<b>SERVICIO</b>	<b>CARACTERISTICA PARTICULAR</b>	<b>AREA DE PLACA (ft²) (6)</b>	
Retener las partículas sólidas	Precipitador de placas	108.250,47	
<b>TRACEADO CON VAPOR</b>			
<b>SERVICIO</b>	<b>DIAMETRO (PULGADAS)</b>	<b>LONGITUD PIES</b>	
Línea emulsión Combustóleo-Agua hacia mezcladores	8	3160	

Línea mezclador S-07 A/B hacia tanque de almacenamiento final	10	500
<b> AISLAMIENTO </b>		
<b>SERVICIO</b>	<b>DIAMETRO PULGADAS</b>	<b>LONGITUD PIES</b>
P-2991 A/B/C/D- Suministro-Retorno Calderas U Balance	6	220
Premezclador S-02- Tanques K-01 - K-111	8	1560
Tanques K-04 - Bombas P-05 A/B - K-111	6	150
Tanque K-04 - Bombas P-05 A/B - K-04	6	650
Tanque K-111 - Bombas P-2991 A/B	10	325
<b> INSTRUMENTACION </b>		

## NOTAS

(1) Línea requerida para transportar la mezcla Carbón-tensoactivo-agua, es necesario realizar esta mezcla para el Carbón, para que se facilite su bombeo.

(2) Aditivo, tensoactivo tipo Aniónico Dodecilbenzeno sulfonato, suministrado directamente por el ICP, Piedecuesta en carrotanques.

(3) Tanque para recibo y distribución de la emulsión a las calderas de Balance (inicialmente a la B-2954).

(4) Mezcla Carbón+Tensoactivo+Agua.

(E): Existente

(N): Nuevo

(5) C = Centrífuga

RE = Reciprocante

Las bombas P-2991 A y B, son movidas por turbinas de vapor, ver consumos en el cuadro 28.

(6) Ver Anexo H.

**8.15.1 Programa anual y mensual de producción de CCTA.** Las ventas anuales para el proyecto consisten en la liberación de ALC que se pueda obtener al utilizar un Combustóleo base de más viscosidad, el cual requiere de menor cantidad de éste diluyente. La producción de la planta a su régimen normal de funcionamiento alcanzarían las 922.200 toneladas por año. Para el

primer año se ha estimado 1/8 de esta cantidad y para los años siguientes esta cifra se incrementaría en 115.275 toneladas al año hasta alcanzar la producción máxima en el octavo año de funcionamiento (Ver cuadro 30).

Cuadro 30. Programa anual de producción de CCTA.

AÑO	Fraccion de capacidad instalada	Producción anual planificada (Ton/año)	Producción mensual planificada (Ton/año)
Primero	0,125	115.275,0	9.606,25
Segundo	0,250	230.550,0	19.212,5
Tercero	0,375	345.825,0	28.818,75
Cuarto	0,500	461.100,0	38.425,0
Quinto	0,625	576.375,0	48.031,25
Sexto	0,750	691.650,0	57.637,5
Séptimo	0,875	806.925,0	67.243,75
Octavo	1,000	922.200	76.850,0
Noveno	1,000	922.200	76.850,0
Décimo	1,000	922.200	76.850,0

**8.15.2 Análisis de las reales posibilidades de poner en práctica la idea de inversión.** La tecnología requerida para la instalación de una planta de esta naturaleza es conocida y existen estudios a nivel de laboratorio<sup>42</sup> que indican que es totalmente factible llevar a escala industrial el mismo proceso.

---

<sup>42</sup> Estudios y pruebas de laboratorio hechas por el ICP a escala piloto, en cuanto a combustión de la CCTA, transporte de la emulsión, estudios de estabilidad y comportamiento ante almacenamientos durante largos periodos de tiempo, todos con resultados satisfactorios. Ver con mas detalle capitulo EVALUACION DE INTEGRIDAD.

El proceso esta basado en otros de similares características; como fue el realizado para la ECA, en los años 90's, donde esta emulsión no contenía carbón, cuyos equipos son de tecnología conocida y de simple instalación.

Todo lo anterior significa que la planta se hará sobre la base de tecnología confiable. Sin embargo, se debe tener en consideración la necesidad de estudios adicionales, cuyos costos se incluyen en el presente proyecto, al momento de su escalamiento.

## 9. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ALTERNATIVA

Con el fin de estimar los montos de inversión para la planta de producción de CCTA y la rentabilidad esperada, se detallan los costos en Inversión Directa, Inversión Indirecta, Capital de Trabajo, los costos fijos y los costos variables y los ingresos monetarios proyectados.

### 9.1 ACTIVOS TOTALES

Se entiende por *Activos fijos* a todas aquellas inversiones, que se realizan en los bienes tangibles utilizados en el proceso de transformación o que sirven de apoyo para la operación normal del proyecto.

Se entiende por *Activos nominales* o *Activos intangibles*, al conjunto de activos constituidos por servicios o bienes de propiedad de la empresa, necesarios para el funcionamiento de la planta ó empresa, como gastos de organización, estudios de prefactibilidad, patentes de inversión, nombre comercial, gastos preoperativos de instalación, contratos de servicio, entre otros. En el cuadro del anexo I, se detallan los costos de equipos, tubería e instrumentación requerida.

El valor del IVA es del 16 %, por lo cual el costo con IVA de los equipos es:  
Costo Total de los Equipos con IVA incluido:

US\$ 8.198.230,40 (M\$ 16.396,4)

## 9.2 INVERSIÓN TOTAL INICIAL

Incluye la adquisición de todos los activos fijos y tangibles mencionados en el estudio técnico y los diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones, no se incluye el capital de trabajo.

La inversión total del proyecto se distribuyo en tres grandes grupos: Inversión directa, Inversión indirecta y Capital de trabajo.

**9.2.1 Inversión Directa.** Es la inversión relacionada a la construcción de obras de infraestructura, a la adquisición de maquinaria, equipos, herramientas, mobiliario, vehículos y compra de terreno entre otros.

En el anexo I se puede ver en detalle el cálculo de los costos por concepto de Inversión Directa.

### a. Resumen de Inversiones Directas

Sobre la base de valores calculados en los puntos anteriores, es posible determinar el costo físico de la planta que corresponde a la suma de todas las inversiones en activo inmovilizado como se detalla a continuación.

En el cuadro 31 vemos el detalle de estos costos.

Cuadro 31. Detalle de los costos de Inversiones Directas (Activo Inmovilizado).

<b>Inversión directa correspondiente a una planta de producción de combustible tipo CCTA para una capacidad máxima de producción de 15000 barriles/día</b>	
<b>Ítem</b>	<b>Costo (US\$)</b>
Equipos de Proceso	8.198.230,40
Instalación de los Equipos	1.229.734,56
Instrumentación y control (instalado)	1.414.194,74
Tuberías de Proceso	942.796,50
Obras Civiles	2.828.389,49
Instalaciones Auxiliares	1.414.194,74
<b>COSTO FISICO DE LA PLANTA</b>	<b>16.027.540,43</b>

**9.2.2 Inversión Indirecta.** La inversión indirecta se asocia a gastos hechos por anticipado. Entre las que se destacan los estudios previos a la implantación del proyecto, gastos de constitución, montaje, interés en el periodo preoperativo, gastos de puesta en marcha, publicidad previa a la fase operativa, imprevistos. Este tipo de inversiones son amortizadas en el periodo operativo del proyecto.

En el anexo H se detalla el cálculo de este concepto.

**9.2.3 Resumen Costos Físicos de la Planta.** En el cuadro 32 se puede ver un resumen de los costos físicos de la planta.

Cuadro 32. Resumen costos físicos de la Planta.

<b>Inversión Indirecta del proyecto para una capacidad de procesamiento de 15000 barriles/día de Emulsión CCTA para ser quemada en calderas de UBal de la GCB</b>	
<b>Ítem</b>	<b>Costo (US\$)</b>
Ingeniería y Supervisión	1.414.194,74
Contingencias	3.205.508,09
Factor de Tamaño	160.275,40
<b>Inversión Indirecta</b>	<b>4.779.978,23</b>
<b>Inversión Directa</b>	<b>16.027.540,43</b>
<b>Total Costo físico de la Planta</b>	<b>20.807.518,67</b>

**9.2.4 Capital de Trabajo.** Este es el capital encargado de garantizar el normal funcionamiento de la planta. Es la cantidad de recursos de corto plazo que requiere la planta para la realización de sus actividades. Es equivalente a la diferencia entre el activo y el pasivo corriente.

Para efectos de este proyecto se tendrán en cuenta los costos del proyecto (costos de producción y materias primas) correspondientes a un periodo de 30 días (1 mes) del primer año de funcionamiento.

#### **a. Resumen Capital de Trabajo**

En el cuadro 33 podemos ver un resumen del cálculo del capital de trabajo.

Cuadro 33. Resumen del Cálculo de Capital de trabajo

<b>CAPITAL DE TRABAJO correspondiente a una capacidad de producción de 15000 barriles/día de emulsión CCTA; costos correspondientes a los 30 primeros días del primer año</b>	
<b>Ítem</b>	<b>Costo (US\$)</b>
<b>ACTIVOS</b>	
Materias Primas	8.771.086,31
Suministros	79.718,35
<b>PASIVOS</b>	
Sueldos y Costos de Operación	39.180
<b>TOTAL CAPITAL DE TRABAJO</b>	<b>8.889.984,66</b>

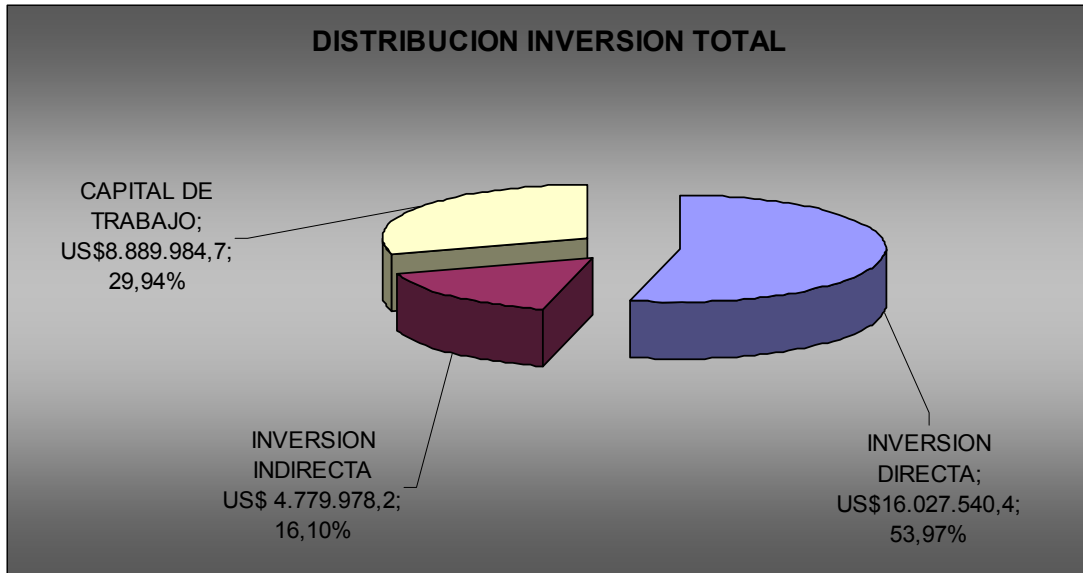
**Resumen de inversiones.** A continuación se presenta en el cuadro 34, encontramos un resumen de las inversiones que requiere el proyecto.

Cuadro 34. Resumen de inversiones

<b>Ítem</b>	<b>Costo (US\$)</b>
<b>Inversión Directa</b>	16.027.540,43
<b>Inversión Indirecta</b>	4.779.978,23
<b>Capital de Trabajo</b>	8.889.984,66
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>29.697.503,33</b>

En la figura 48 se puede ver la distribución de la inversión total.

Figura 48. Distribución de la Inversión Total, en US\$.



### 9.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción, también llamados costos de operación, son aquellos gastos necesarios para mantener una línea de procesamiento o un equipo en funcionamiento. Se dividen en costos fijos y costos variables.

**9.3.1 Costos Fijos.** Son aquellos costos cuyo comportamiento no está influenciado por el nivel de producción (Nivel de actividad) de la planta. En ellos se incurre haya o no haya producción.

Los costos fijos pueden ser, tales como mano de obra (salarios) de personal no involucrado directamente en el proceso, supervisión, depreciaciones, impuestos y seguros, entre otros, outsourcing, mantenimiento e imprevistos. (Ver en detalle ANEXO I).

**a. Resumen de costos fijos.** A continuación se presenta en el cuadro 35 con un resumen de todos los costos fijos.

Cuadro 35. Resumen de Costos Fijos

ITEM	Costo (US\$/año)
Mano de Obra y Supervisión	470.160,0
Depreciación	848.516,84
Mantenimiento	801.377,02
Seguros	160.275,40
Gastos Generales	235.080
Interés del préstamo	1.689.779,71
<b>TOTAL COSTOS FIJOS</b>	<b>4.205.188,97</b>

**Costos Variables.** Son aquellos costos cuyo comportamiento depende del nivel de producción (Nivel de actividad) de la planta. A mayor producción tiende a incrementarse el valor de costo variable. (Ver en detalle ANEXO I).

**a. Resumen de costos variables.**

En el cuadro 36 se muestra un resumen de los costos variables requeridos para el proyecto.

Cuadro 36. Resumen de Costos Variables para el proyecto.

ITEM	Costo por unidad de producto (US\$/Ton. CCTA)
Carbón	31,48
Combustóleo 600 SSF	81,35
Agua Clarificada (para preparar la emulsión)	0,00441
Aditivo	1,28
Total MATERIAS PRIMAS	<b>114,11</b>
Energía Eléctrica	0,326
Vapor 150 PSIG	1,4
Total SUMINISTROS	<b>1,731</b>
Total COSTOS VARIABLES	<b>115,84</b>

#### 9.4 COSTO DE PRODUCCIÓN

Con los valores ya calculados, es posible determinar el costo de producción, como se muestra en el cuadro 37.

Cuadro 37. Costos de Producción.

ITEM	Costo/unidad _ producto (US\$/Ton CCTA)
Costos Directos	
Carbón	31,48
Combustóleo 600 SSF	81,35
Agua Clarificada (para preparar la emulsión)	0,00441
Aditivo	1,28
Energía Eléctrica	0,326
Vapor 150 PSIG	1,4
ITEM	Costo/unidad _ producto

	(US\$/Ton CCTA)
Mano de Obra y Supervisión	0,509
Mantenimiento	0,869
Costos Indirectos	
Depreciación	0,920
Seguros	0,174
Gastos generales	0,254
<b>TOTAL COSTO PRODUCCION</b>	<b>118,54</b>

## 9.5 INGRESOS

El objetivo de la alternativa es llegar a utilizar para consumo interno en las calderas de la Unidad de Balance, un Combustóleo de menor contenido de diluyente con respecto a la situación actual. Los ingresos del proyecto corresponden al ahorro que se pueda lograr con el Aceite Liviano de Ciclo que se deja de utilizar empleando un Combustóleo mas pesado que el actual (600 SSF vs. 300 SSF, que se esta empleando en la actualidad).

Esta alternativa permite implementar esa liberación de ALC para destinarlo a diesel, lo cual conllevaría a producir más diesel que se puede destinar al uso nacional, e inclusive exportarlo a un muy buen precio.

El caso base para esta alternativa es la utilización de Combustóleo de 600 SSF @ 122 °F.

**VER ANEXO I** detalle del cálculo de los ingresos para el proyecto.

## 10. ESTUDIO FINANCIERO

### 10.1 TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

La evaluación económica del proyecto se llevo a cabo considerando un horizonte económico de 10 años, tomando en cuenta principalmente la vida útil de los equipos. El capital de inversión se estableció así: un 75% procedente de un préstamo a una entidad bancaria al 15% de interés anual, y el restante 25% capital propio de los inversionistas, el préstamo se haría a 10 años, con los dos primeros años de gracia. La depreciación se tuvo en cuenta únicamente a los equipos, y se considero que éstos se depreciarían en 15 años. La tasa de oportunidad del inversionista se estableció en un 12% anual, la cual es la tasa que maneja ECOPETROL S.A. para sus proyectos de inversión. La tasa de impuestos corresponde a un 30%, es la que maneja ECOPETROL S.A.

### 10.2 INDICADORES FINANCIEROS

Para definir la rentabilidad del proyecto y determinar si es o no factible económicamente, se utilizaron los criterios del Valor Presente Neto, VPN y la Tasa Interna de Retorno TIR.

**10.2.1 Valor Presente Neto (VPN).** El valor presente neto es la diferencia entre los ahorros netos totales durante un periodo determinado y la inversión

neta para el mismo periodo. Para el cálculo del VPN, se puede utilizar la siguiente expresión matemática:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_T - C_T}{(1+i)^t}$$

En donde:

$I_T$  = Ingreso total en el año  $t$ , en \$ col ó en US\$

$C_T$  = Costo Total en el año  $t$

$n$  = vida útil del proyecto, años

$i$  = Tasa de descuento (o tasa de oportunidad del inversionista), %

El criterio del VPN establece que el proyecto debe aceptarse si éste valor es igual o superior a cero, que significa que los ingresos esperados del proyecto alcanzarán a cubrir los costos y la inversión inicial, generando excedentes.

**10.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).** La TIR de un proyecto se define como aquella tasa que permite descontar los flujos netos de operación de un proyecto e igualarlos a la inversión inicial. La TIR se puede calcular, mediante la siguiente expresión matemática:

$$\sum_{t=0}^n \frac{I_T - C_T}{(1+TIR)^t} = 0$$

En donde,

$I_T$  = Ingreso total en el año  $t$ , en \$ col ó en US\$

$C_T$  = Costo Total en el año  $t$ , en \$ col ó en US\$

$n$  = vida útil del proyecto, años

$TIR = \text{Tasa interna de retorno, en \%}$ .

### **Las Reglas de decisión para la TIR.**

**Si  $TIR > i$**  Significa que el proyecto es rentable.

**Si  $TIR < i$**  Significa que el proyecto no es rentable, por lo tanto no es factible realizar la inversión.

**10.2.3 Viabilidad Económica de la Alternativa.** La evaluación económica del proyecto se realiza en una hoja en EXCEL, donde se detallaron todos los costos e ingresos del proyecto, así como los flujos netos para cada periodo del proyecto.

El resultado de la evaluación económica del proyecto de muestra en la tabla 18 del ANEXO I.

La alternativa es económicamente viable, puesto que presenta un valor presente neto positivo y una rentabilidad anual muy superior a exigida por ECOPETROL para sus proyectos, la cual es del 12%.

La rentabilidad estimada para el proyecto es de **50,93%** para la **TIR** (Tasa Interna de Retorno) y un **Valor Presente Neto de US\$ 104.283.250**. (Véase **Tabla 18 Anexo I**).

**10.2.4 Relación Beneficio-Costo del Proyecto.** La relación beneficio - costo de un proyecto a una tasa de interés  $i$ , es el cociente que resulta de dividir la sumatoria del valor presente de los ingresos netos a una tasa de interés  $i$ , entre la sumatoria del valor presente de los egresos netos a una tasa de interés  $i$ .

La expresión para hallar este indicador de rentabilidad es,

Donde,

$$(B/C)(i) = \frac{\sum_{t=0}^n VPI_j(i)}{\sum_{t=0}^n VPE_j(i)}$$

VPIj = es el valor presente de los ingresos o beneficios.

VPEj = es el valor presente de los costos o egresos.

i = Tasa de oportunidad del inversionista o tasa de descuento.

n = numero de años que dure el proyecto.

**Análisis.** Si i es la tasa de oportunidad del inversionista (12% en el caso de ECOPETROL), entonces:

$$B/C(i) \begin{cases} < 1: \text{el proyecto no se justifica desde el punto de vista financiero} \\ = 1: \text{el proyecto es indiferente} \\ > 1: \text{el proyecto es atractivo desde el punto de vista financiero} \end{cases}$$

Para el caso de este proyecto, la relación beneficio costo es de 1,56 por lo tanto el proyecto es atractivo desde el punto de vista financiero.

**Análisis pesimista y optimista.** Las condiciones pesimistas y optimistas del proyecto en las que se simulan cambios en el valor de los costos variables y en los precios de venta del Aceite Liviano de Ciclo, son los siguientes:

**Condición pesimista:** Aumento de los costos de producción en un 10% y disminución del precio de venta del ALC en un 10%.

**Condición optimista:** Disminución en un 10% de los costos de producción y aumento en el precio de venta del ALC en un 10%.

Los resultados los podemos apreciar en el cuadro 37.

Cuadro 8. Indicadores económicos para el proyecto para los diferentes escenarios analizados.

Escenario	VPN (12%) US\$	TIR	Benef./Costo
Pesimista	40.828.705	30,42%	1,28
Normal	104.283.250	50,93%	1,56
Optimista	167.737.797	67,75%	1,90

Nota: Ver tablas 19-20 anexo I.

### 10.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Un análisis de sensibilidad se lleva a cabo variando un elemento o combinación de elementos y determinando el efecto de ese cambio en el resultado.

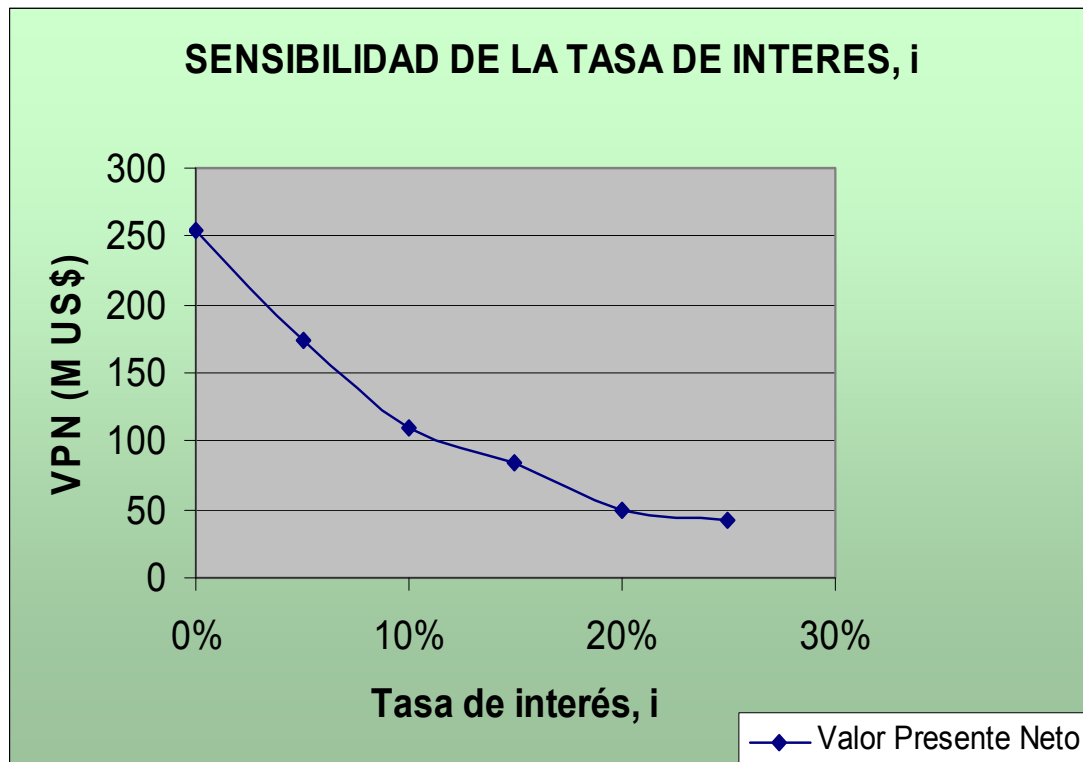
Las variables más comunes que influyen en mayor grado en los resultados son:

- Tasa de Interés
- Costos de materias primas.
- Costos de producción

En el anexo I se muestra en detalle los diferentes análisis de sensibilidad hechos al proyecto.

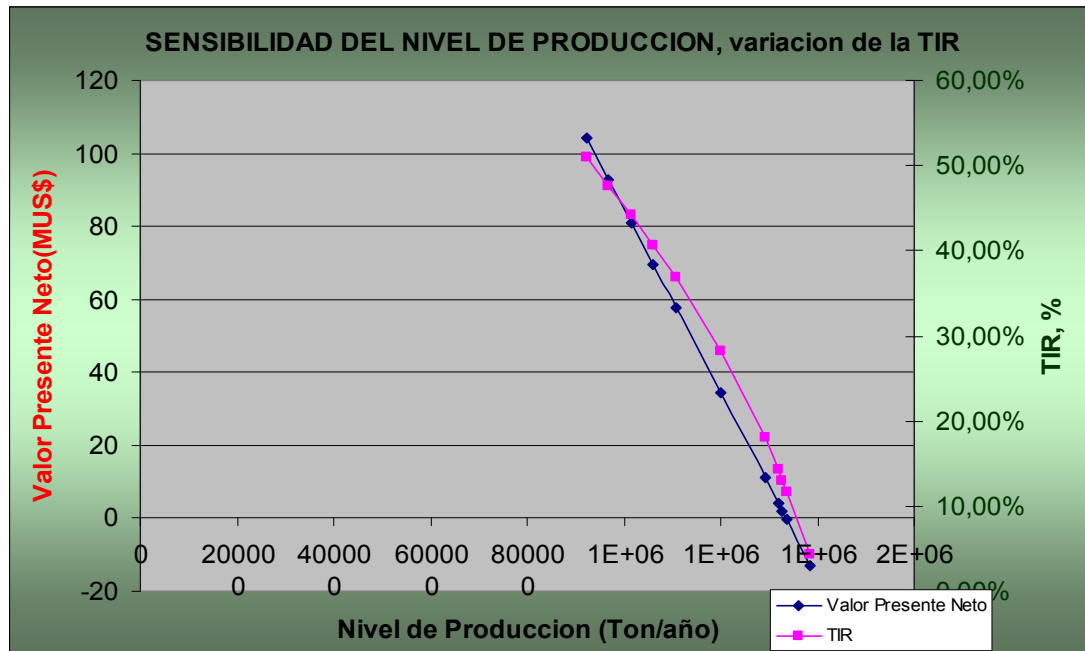
**10.3.1 Sensibilidad a la tasa de interés.** En la figura 49 se puede ver el comportamiento de los indicadores de rentabilidad ante un análisis de sensibilidad a la tasa de interés.

Figura 49. Representación grafica sensibilización en la tasa de interés de oportunidad del inversionista.



**10.3.2 Sensibilización por cambios en el nivel de producción.** En la figura 50 se puede ver el comportamiento del proyecto ante un análisis de sensibilidad hecho a cambios en el nivel de producción de CCTA.

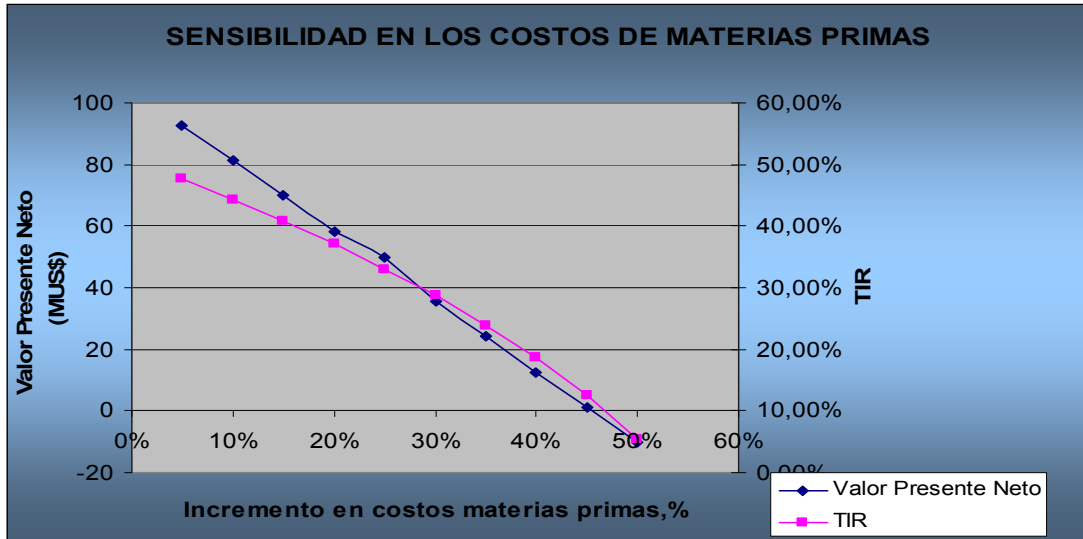
Figura 50. Variación del VPN y la TIR en función de los distintos Niveles de Producción.



De lo anterior se concluye que el nivel de producción del 100% establecido en 922.200 Toneladas por año, puede incrementarse hasta 1.327.968,0 toneladas al año que equivale a un **144%** de la capacidad de diseño, y el proyecto continua siendo atractivo desde el punto de vista financiero.

**10.3.3 Sensibilidad en los costos de materias primas.** Al realizar cambios en los costos de las materias primas, podemos ver como cambian los indicadores de rentabilidad del proyecto según la figura 51, vemos que los costos de las materias primas se pueden incrementar hasta en un 45%, y el proyecto seguiría siendo rentable.

Figura 51. Representación de los indicadores de rentabilidad del proyecto cuando se hace un análisis de sensibilidad a los costos de las materias primas.



De la anterior figura podemos concluir que los costos en las materias primas se pueden incrementar hasta en un 45% y el proyecto seguiría siendo rentable.

## CONCLUSIONES

Este estudio permitió la recolección de una gran cantidad de información técnica y operacional que será fundamental y servirá como punto de partida para establecer futuras aplicaciones de la CCTA como combustible primario en unidades generadoras de vapor

De acuerdo con la metodología trazada en este proyecto, las conclusiones se plantearán desde los siguientes puntos de vista:

**1. Desde el punto de vista de los recursos.** Colombia es un país productor de carbón térmico de buena calidad, con un alto valor de poder calorífico y bajo contenido de azufre y cenizas, lo que facilita la consecución de este mineral para la preparación de la emulsión tipo CCTA, si consideramos que éste es la materia prima más importante en la producción de la emulsión (40% Vol.).

Las minas de San Luís en Santander, son hoy en día una de las reservas más importantes de carbón térmico del país y dada su cercanía con el sitio de ubicación de la planta (GCB) las convierte en un atractivo para la consolidación del proyecto, sin embargo, el Gobierno Nacional, a través del INVIAS y el Ministerio de Transporte deben trabajar en un proyecto de inversión para la mejora de las condiciones de las vías de acceso a las minas puesto que su estado actual se encuentra en malas condiciones, sobre todo en épocas de lluvias.

El combustóleo pesado (Fuel-Oil N° 6) es un producto resultante del proceso de destilación primaria líquido-líquido de la planta de crudos pesados DEMEX, lo cuál garantiza permanentemente la disponibilidad de combustóleo para la preparación de la emulsión.

Adicionalmente, la realización del proyecto conlleva a la liberación de una cantidad considerable de diluyente ALC (Aceite Liviano de Ciclo), que podría emplearse para la preparación de ACPM, reduciendo de paso las importaciones de Diesel que realiza ECOPETROL para cubrir completamente la demanda nacional.

**2. Desde el punto de vista legal.** En Colombia no existen leyes y estándares específicos para la evaluación de emisiones de combustibles especiales tipo emulsión, por lo tanto, las emisiones a la atmósfera deberán estar regidas principalmente por las normas ambientales existentes en Colombia y por la EPA (Environmental Protection Agency) de los Estados Unidos.

**3. Desde el punto de vista Ambiental.** Dada la presencia de cenizas y material particulado en los gases de combustión producidos por la CCTA, este material particulado deberá ser recolectado y tratado especialmente, antes de ser enviado a la atmósfera, para ello recomendamos la selección de un precipitador electrostático, equipos que cumplen dicha función con una eficiencia hasta del 99.9%, lo cuál permitiría una reducción en el nivel de emisiones de la CCTA a valores cercanos a 0.2 Lb/MBtu, inferiores a los valores del Fuel-Oil, y muy cercano al valor estándar de la EPA.

Debido a la menor cantidad de vapor de atomización utilizada para la quema del CCTA, los valores de NO<sub>x</sub> resultantes son inferiores a los requeridos por la norma.

**4. Desde el punto de vista de la combustión.** La tecnología del sistema triple CCTA, contribuye al mejoramiento del proceso de combustión del carbón, facilitando su transporte en forma líquida, con un aumento en la eficiencia térmica del proceso y menor generación de residuos inquemados, lo que lo convierte en un gran atractivo para el empleo en unidades generadoras de vapor que utilizan actualmente carbón como combustible primario.

De acuerdo con los resultados obtenidos para la combustión de la CCTA, el calor transmitido por radiación de los gases de combustión es menor cuando se quema CCTA en un valor cercano al 16.4% comparado con la quema de Fuel-Oil en la misma unidad, sin variación alguna de las condiciones físicas, salvo la sustitución del combustible. Esta reducción del calor radiado se debe a que la emisividad de llama de los gases de combustión se ve afectada por las partículas sólidas de carbón contenidas en la CCTA. Para contrarrestar la disminución en la emisividad, es necesario aumentar la temperatura al interior del hogar y el flujo másico del combustible con el fin de mantener constante el calor radiado y las mismas condiciones de generación de vapor.

Como lo constataron las pruebas realizadas a escala piloto en los laboratorios del ICP, para implementar la quema de CCTA en las calderas de la GCB, no se necesitaría realizar ningún cambio o rediseño en los quemadores, ya que el tipo de quemadores utilizado para dichas pruebas es el mismo que utilizan las calderas actualmente para la quema de Fuel-Oil.

Es conocido que aproximadamente el 2.8% de la eficiencia neta generada por una emulsión de este tipo, es consumido cuando se evapora el agua contenido en el combustible. Esta energía es recuperada dentro de la caldera gracias a que se genera una mayor cantidad de calor como resultado de una combustión más eficiente (menores residuos de CO en los gases de chimenea), además, existe una mayor eficiencia en la recuperación del calor por la limpieza de las superficies y por las pérdidas en la combustión de los gases debido a un menor requerimiento de aire y de vapor.

**5. Desde el punto de vista económico.** De acuerdo a los indicadores económicos, el monto de inversión estimado a realizar para la implementación del proyecto asciende a US \$29.700.000 valorando el dólar a \$2000 colombianos.

La evaluación económica del proyecto fue realizada con base a criterio del VPN y la TIR, resultados que se indican a continuación, de acuerdo a las alternativas diseñadas durante el proyecto.

Escenario	Descripción	VPN (12%), (MUS\$)	TIR (%)
Pesimista	Costos suben un 10% anual y el ingreso baja un 10%	40,83	30,42%
Normal	Costos permanecen constantes.	104,30	50,93%
Optimista	Los ingresos suben un 10% anual y los costos bajan un 10% anual.	167,4	67,75%

## RECOMENDACIONES

En condiciones actuales de operación de la caldera B-2954, si se reduce la temperatura de los gases a la salida de la chimenea a 320 °F, y se disminuye la tasa de exceso de aire al 20 % (la norma recomienda: 15% < exceso de aire < 25%), la eficiencia de la caldera se elevará a un 85 %, obteniendo un aumento cercano al 5%.

Actualmente, el proceso de deshollinamiento se viene realizando una vez en cada turno de 8 horas y se recomienda que se siga realizando de la misma manera, así como la inspección permanente de las pistolas de Fuel-Oil, con el propósito de impedir la formación de escoria en las boquillas que impidan el paso normal de combustible al hogar.

De acuerdo con los requerimientos de agua clarificada plasmados en el estudio técnico, se considero con la planta UOP II y la coordinación de Aguas de ECOPETROL que en el momento de la implementación del proyecto, las implicaciones del retiro de 500 Barriles por día (día de 6 horas) de agua clarificada, del cabezal de agua clarificada de la UOP II y se llegó a las siguientes conclusiones:

1. No afecta el consumo de la UOP II, dado que esta agua clarificada se utiliza únicamente para recuperar nivel de la torre de enfriamiento la cual puede bajar hasta un 85%.
2. Recomendar a la UOPII llevar al 100% el nivel de la torre de enfriamiento de la UOPII antes de iniciar la preparación de CCTA.

3. En caso de requerir mayor flujo de agua se solicitará a la planta abastecedora de agua clarificada U850, el envío de más agua clarificada hacia la UOPII.

Se recomienda llevar a cabo las siguientes actividades mínimas requeridas para la preparación de la CCTA:

1. Desgasificación, retiro de lodos, limpieza interna mediante chorro de arena al fondo y primer anillo, inspección mecánica y puesta a punto del tanque K-51 (Almacenamiento de Aditivo), por ser el que lleva más años de funcionamiento de los tanques escogidos para la operación, además se deben efectuar posibles reparaciones requeridas, luego de la inspección.

2. Mantenimiento, revisión y puesta en marcha de las bombas P-2991 A/B/C/D, requeridas para el proyecto.

3. Mantenimiento y revisión del intercambiador R-3215 de casa bombas 2, el cual se requiere para enfriar la emulsión.

4. Suministro de camiones grúa para trasladar los tanques K-51 y K-111 desde casa bombas 2 hacia el área de Balance, sitio dispuesto para la preparación de la emulsión.

5. Contar con un operador de turno, dedicado exclusivamente durante todo el turno de preparación a realizar las medidas de nivel del tanque de preparación de la emulsión (K-111), y adicionalmente controlar las operaciones de transferencia, temperatura y tribología de bombas.

6. Prefabricar e instalar facilidad de conexión de los mezcladores estáticos, para ello usar tubería de 4 y 6", en material A-106 Gr. B cedula 80.
  
7. Instalar soporte para los mezcladores.

## BIBLIOGRAFÍA

ANDI, EEPPM, UPB. Guía para el uso racional de la energía por procesos en la industria. . 1997.

ARBOLEDA VELEZ, Germán. Proyectos, formulación, evaluación y control. AC Editores. 1998.

ARPEL. Evaluación de proyectos relacionados con la energía.1999.

ASME. Power Test Codes for fired steam generators, actualización de la norma ASME PTC-4.1. 1999.

CASTRO TORRES, Alexander; CACERES RUEDA, Rodolfo. Software Educativo Multimedia para la operación y mantenimiento de calderas acuotubulares de tiro forzado tipo D. Bucaramanga 2005. Tesis de grado Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería Mecánica.

DISTRAL S.A. Manual de operación y mantenimiento de la caldera B-2955 de la unidad de Balance. TOMO I. 1985

ECOPETROL S.A - GCB. Manual de generación de vapor. Barrancabermeja. 1996.

GUÍA ARPEL. Optimización de la combustión en calderas y hornos. 2000.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas colombianas para la presentación de trabajos de grado, Santa fe de Bogotá D.C., Quinta actualización, INCONTEC, 1996.

KOHAN, Anthony L. Manual de calderas. Volumen I y II. Editorial Mc Graw Hill. 1998.

PEABODY. Manual de instalación, operación y mantenimiento de los quemadores para las calderas de Balance B-2951/2/3/4/5.1985.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. El carbón colombiano; recursos, reservas y calidad. Santa fe de Bogotá D.C. Publicado por INGEOMINAS Y MINERCOL. 2004.

# ANEXOS

## **Anexo A.**

### **1. PROPIEDADES FÍSICAS DEL CARBÓN.**

El carbón tiene grandes variaciones en sus propiedades físicas, las cuales influyen en la facilidad de su manejo. En particular, la mayoría de los carbones se hinchan al calentarlos y el grado de hinchamiento se denomina “número de hinchamiento en crisol” o “índice de hinchamiento libre”. Algunas propiedades son más importantes que otras, como se indica a continuación.

#### **ENERGÍA ESPECÍFICA.**

La energía específica del carbón también se conoce como poder calorífico o energía térmica. Representa la cantidad de calor que se libera en combustión completa por cada unidad de material quemado. El poder calorífico es una propiedad con grandes variantes entre los carbones, la cual puede influir en forma importante en los requisitos del equipo para manejo y pulverización, así como su almacenamiento.

#### **HUMEDAD**

El contenido de humedad de un carbón consta de humedad inherente y libre. La humedad inherente es la humedad combinada y la retenida en los poros del carbón, la cual es una función del rango o categoría del carbón. La humedad libre, o externa, es la existente en la superficie del carbón y en los intersticios entre las partículas y es la contribución hecha por las aguas de la mina o la que se agrega con el lavado, supresión del polvo y la lluvia. Esta

última humedad normalmente se elimina en los procesos de desaguado y secado del carbón.

El aumento en la humedad del carbón subirá la capacidad y costo del equipo para su manejo, almacenamiento y pulverización. Además, se puede necesitar equipo calefactor adicional para secar el carbón. Pueden aumentar las dificultades y costos del manejo del carbón y crecerán los requisitos de potencia. La eficiencia de la caldera bajará alrededor de 0,5% por cada 5% de incremento en el contenido de humedad del carbón.

## **TAMAÑO**

El tamaño del carbón, la distribución por tamaños y el tamaño máximo, son importantes con respecto a la abrasión y obstrucciones en el sistema de manejo de carbón, para las tendencias de combustión espontánea en las pilas, para los problemas de polvo y para el rendimiento del pulverizador.

El tamaño máximo de carbón suministrado a los pulverizadores suele ser entre 19 y 75 mm. Hasta un tamaño máximo de unos 75 mm, no se afecta la capacidad de algunos tipos de pulverizador mientras que otros si muestran su sensibilidad en todo momento.

## **CONTENIDO DE AZUFRE**

Para la generación de electricidad en centrales termoeléctricas, se prefieren carbones con bajo contenido de azufre, generalmente del orden del 0,5 - 1% en peso, como limite máximo.

El nivel de emisiones de SO<sub>2</sub> y la precipitabilidad de la ceniza volante son influenciadas por el azufre del carbón y, asimismo, las necesidades y costos de poner en práctica las medidas necesarias para la limpieza. El contenido de azufre también tiene un papel muy importante en la corrosión del precalentador de aire cuyo control puede ser mediante la selección de materiales o la limitación de la temperatura de salida de los gases. El azufre influye en la tendencia a la formación de escoria en los hogares.

### **CONTENIDO DE VOLÁTILES.**

Este factor afecta la combustibilidad del carbón pulverizado. La finura requerida aumenta conforme se reduce el contenido de volátiles, lo cual da por resultado que se requiera un considerable aumento en la capacidad de los pulverizadores. Los carbones con bajo contenido de volátiles se inflaman con menos facilidad, necesitan más tiempo para la combustión y por lo tanto aumentan el tiempo de permanencia en el hogar y el volumen.

### **TRITURABILIDAD.**

La triturabilidad es el factor que afecta principalmente la capacidad del pulverizador y los costos de trituración o molienda. La capacidad del pulverizador no está en relación lineal con la triturabilidad o molienda.

### **ABRASIVIDAD**

Al igual que la triturabilidad, la abrasividad se clasifica sobre una base empírica.

El cuarzo y las piritas son los más perjudiciales. La abrasividad del carbón afecta en forma principal el desgaste de los pulverizadores y de los tubos para el carbón pulverizado. Por tanto, se deben proveer costosos materiales resistentes a la abrasión, a fin de reducir los costos de mantenimiento y los paros de la central. La abrasividad no se puede relacionar con la triturbabilidad.

### **COMBUSTIÓN.**

El carbón se puede quemar con elevada eficiencia, para producir bajas emisiones con poco mantenimiento del hogar, pero su combustión es un proceso complejo. El diseño de los quemadores y equipo asociado requiere considerable experiencia.

El proceso básico de combustión incluye la formación de CO<sub>2</sub> y la combustión de los volátiles. Los detalles todavía no son bien conocidos y, en cualquier caso, dependen del tipo de cargador o alimentador, pero hay puntos importantes como el tiempo de permanencia en el hogar, la temperatura, cantidad y distribución del aire turbulencia del aire; y la distribución del combustible sobre o dentro del lecho o en el hogar.

### **CLASIFICACIÓN DEL CARBON.**






Existen diferentes tipos de carbones minerales en función del grado de carbonificación que haya experimentado la materia vegetal que originó el carbón. Estos van desde la turba, que es el menos evolucionado y en que la


materia vegetal muestra poca alteración, hasta la antracita que es el carbón mineral con una mayor evolución. Esta evolución depende de la edad del carbón, así como de la profundidad y condiciones de presión, temperatura, entorno, etc. en las cuales la materia vegetal evolucionó hasta formar el carbón mineral.

El rango de un carbón mineral se determina en función de criterios tales como su contenido en materia volátil, contenido en carbono fijo, humedad, poder calorífico etc. Así, a mayor rango, mayor es contenido en carbono fijo y mayor el poder calorífico, mientras que disminuyen su humedad natural y la cantidad de materia volátil. Existen varias clasificaciones de los carbones según su rango. Una de las más utilizadas divide a los carbones de mayor a menor rango en: **antracita, bituminoso bajo en volátiles, bituminoso medio en volátiles, bituminoso alto en volátiles, sub-bituminoso, lignito y turba.**

La **hulla** es un carbón mineral de tipo bituminoso medio y alto en volátiles. En cuanto a los parámetros de rango estos también pueden variar de una clasificación a otra, aunque unos valores promedio podrían ser los que figuran en la figura A1.

Figura A1. Clasificación del carbon, de acuerdo a su poder calorífico.

RANGO		C fijo (%)	Humedad (%)	Materia Volátil (%)	Poder calorífico (MJ/kg)
Antracita		86 - 98	< 3	< 5	23 -33
Bituminoso (Hulla) (bajo, medio y alto en volátiles)		45 - 86	5 - 10	10 - 30	24-35
Sub- bituminoso		35 - 45	15 - 30	30 - 40	20-21
Lignito		25 - 42	40 - 60	40 - 50	10-20
Turba		< 25			



mayor contenido en C fijo, mayor poder calorífico  
AUMENTO DEL RANGO  
menor humedad, menor contenido en materia volátil

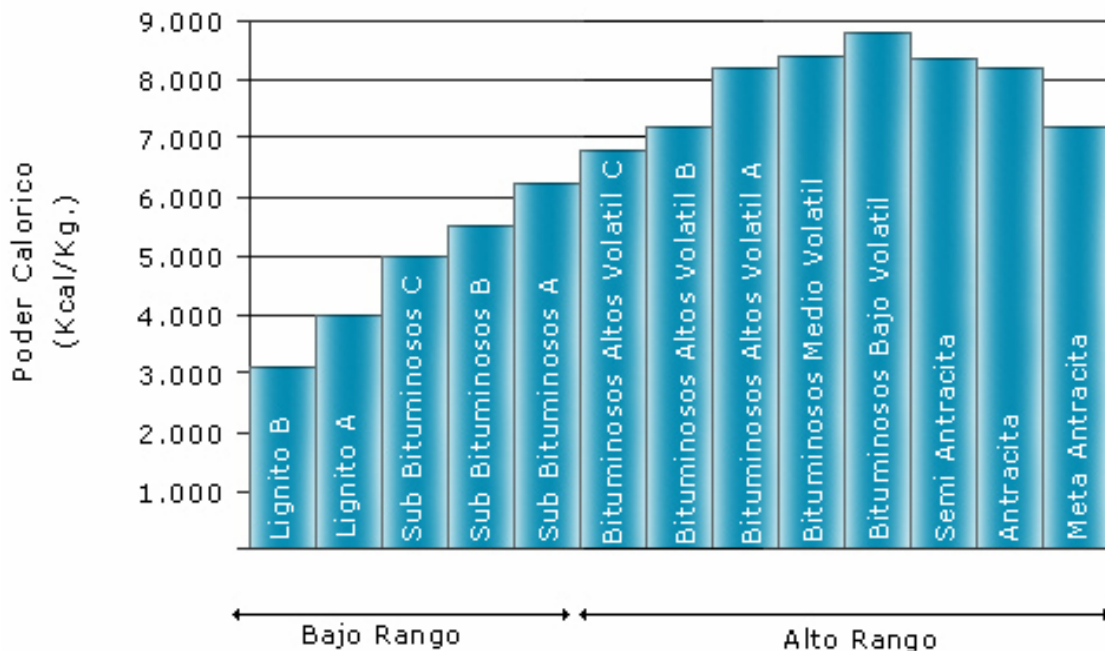
Fuente: [http://www.oviedo.es/personales/carbon/carbon\\_mineral/carbon%20mineral.htm](http://www.oviedo.es/personales/carbon/carbon_mineral/carbon%20mineral.htm).

## NORMAS ASTM

Las normas ASTM fijan un estándar en la clasificación de carbones. Esta norma define como carbones de bajo rango aquellos cuyo poder calorífico bruto, base húmeda sea menor a 6.390 Kcal/Kg., en este rango están los carbones denominados sub bituminosos y los lignitos. En los carbones de alto rango, con un poder calorífico mayor a 6.390 Kcal/Kg., se incluyen los carbones bituminosos y antracitas.

En la figura A2 podemos ver los distintos tipos de carbón clasificados según su poder Calorífico en base húmeda, hecha por la ASTM.

**Figura A2. Tipos de carbón de acuerdo a su poder Calorífico.**



Fuente: <http://www.carbonifera.cl/produccion/carbon/clasi.html>

## **CADENA DEL CARBÓN EN COLOMBIA.**

Describiremos a continuación las principales actividades que componen la cadena colombiana del carbón, donde se eslabonan diferentes etapas que van desde la exploración minera hasta los usos finales del carbón, teniendo en cuenta, además de los aspectos generales, las características más relevantes.

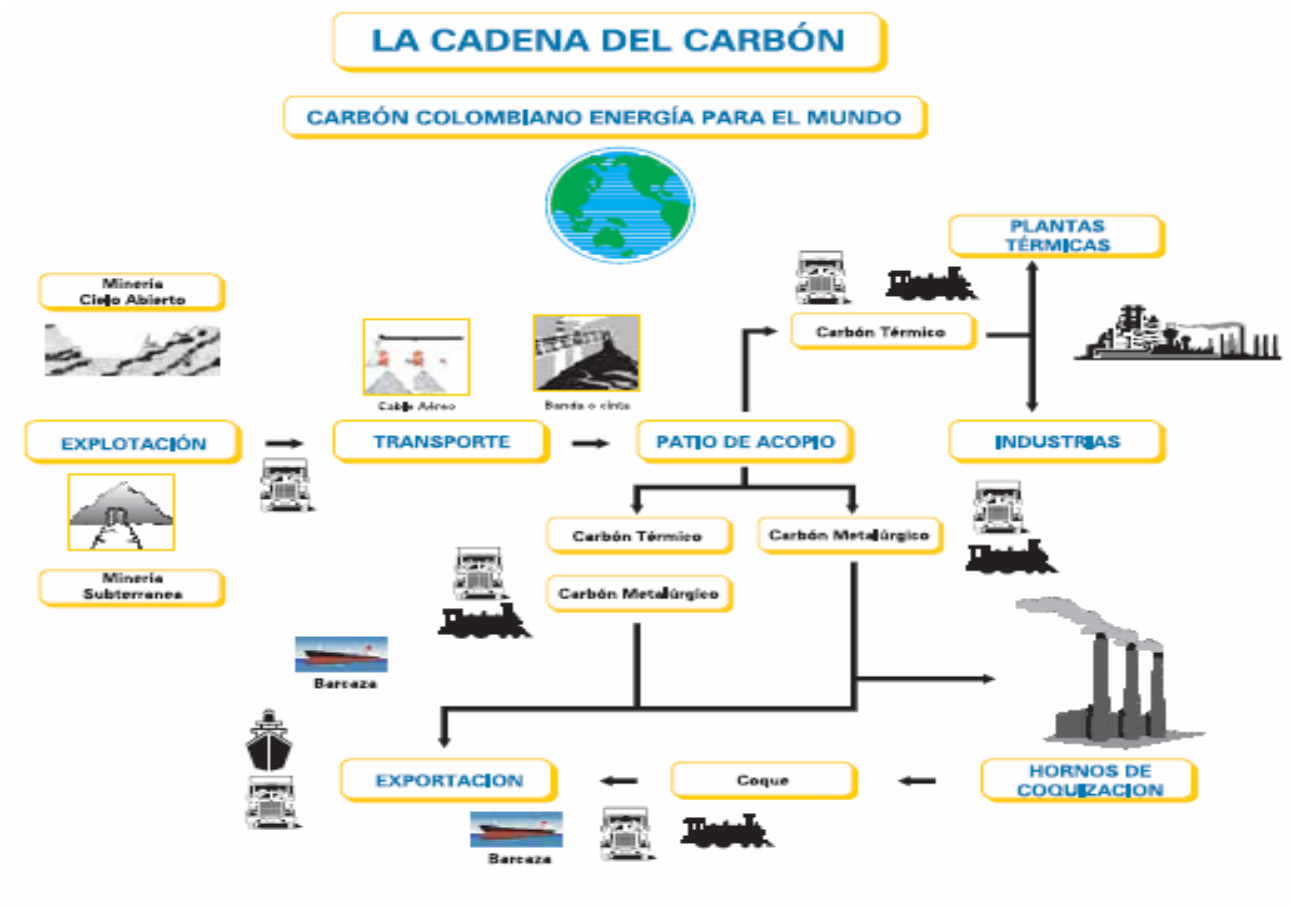
En el país la cadena del carbón puede explicarse en las siguientes etapas:

- Exploración - reservas y calidades.
- Explotación - desarrollo y montaje, preparación y producción.
- Beneficio - clasificación y lavado del carbón.
- Transformación, en la producción de coque y otros procesos
- Transporte desde la mina hasta el sitio de beneficio y los patios de acopio.
- Transporte, comercialización, distribución y usos.

La cadena del carbón se inicia con la etapa de exploración consistente en la búsqueda del yacimiento carbonífero cuyas condiciones geológicas, tales como potencialidad y calidad, serán valoradas.

En la figura A3 podemos ver el esquema de la cadena del carbón en Colombia.

Figura A3. Cadena del carbón en Colombia.



Fuente: Documento Cadena del carbón en Colombia, UPME.

### CENTRALES TERMOELECTRICAS QUE EMPLEAN CARBON COMO COMBUSTIBLE.

### CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.

Una central térmica es una instalación que produce energía eléctrica a partir de la generación de vapor, a partir de la combustión de carbón, fuel-oil, gas o cualquier otro combustible en una caldera diseñada para el efecto. El

funcionamiento de todas las centrales térmicas, o termoeléctricas, es semejante.

El carbón, el fuel o el gas son los combustibles que alimentan este tipo de centrales eléctricas. La energía eléctrica producida llega a los centros de consumo a través de las líneas de transporte.

Nosotros haremos énfasis únicamente en aquellas centrales que empleen carbón como combustible, debido al alcance del proyecto planteado al inicio de éste.

En el proceso general de cualquier central termoeléctrica que funcione con carbón como combustible se desarrollan cuatro tipos o clases de energía:

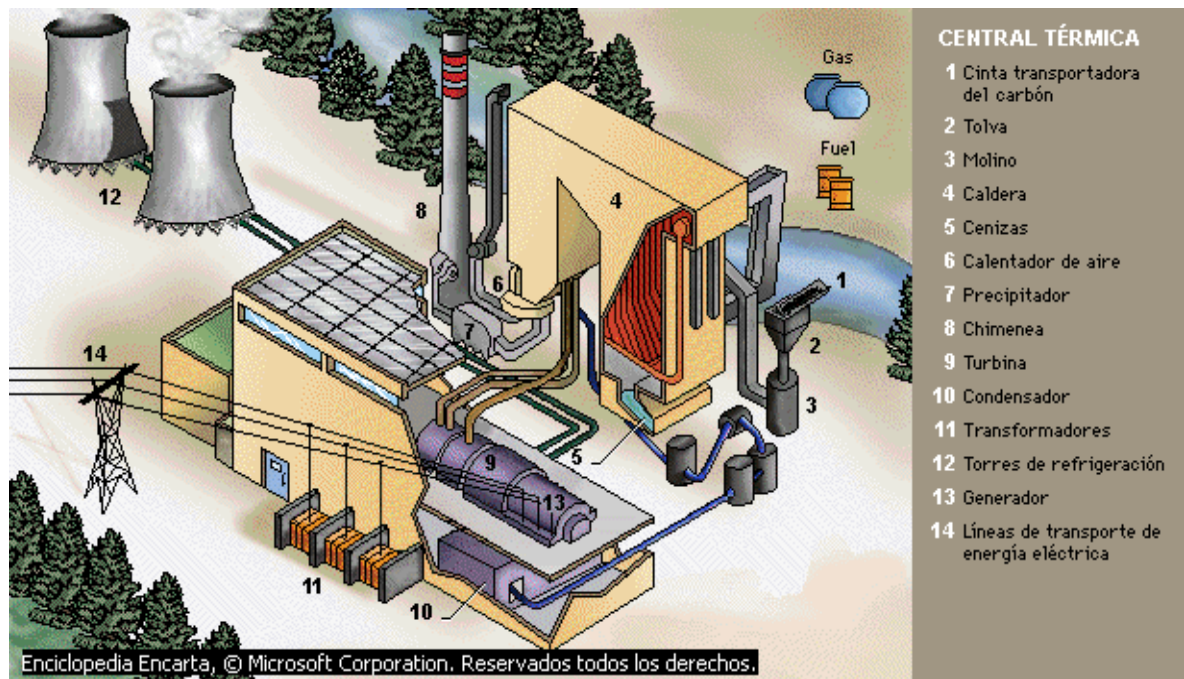
1. **Energía Química:** Se desarrolla en la caldera a partir de la reacción exotérmica del oxígeno presente en el aire y el combustible.
2. **Energía Térmica:** el calor producido en la caldera es absorbido por el agua, transformándola en vapor de alto contenido entálpico.
3. **Energía Mecánica:** se desarrolla a partir de la energía térmica, que entrega vapor para mover, a velocidad constante, la turbina.
4. **Energía Eléctrica:** Por medio del generador la energía mecánica se transforma en energía eléctrica, la cual es transmitida a los centros de consumo.

En las centrales térmicas convencionales, la energía química ligada por el combustible fósil (carbón, gas o fuel-oil) se transforma en energía eléctrica. Se trata de un proceso de refinado de energía. El esquema básico de funcionamiento de todas las centrales térmicas convencionales es prácticamente el mismo, independientemente del tipo de combustible. Las

únicas diferencias principales consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y el diseño de los quemadores de la misma, que varía según el tipo de combustible empleado.

En la figura A4 vemos el esquema básico de una central termoeléctrica típica que queme gas, fuel oil o carbón.

**Figura A4. Esquema general de una central termoeléctrica.**



Fuente: Microsoft Encarta, 2006.

## **FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA CON BASE EN CARBÓN <sup>43</sup>**

Una de las principales fuentes de energía como combustible empleado en calderas para generación de vapor tanto en Colombia, como en el mundo es el carbón, ya que es un combustible relativamente barato, con un poder calorífico alto, y además de esto hay grandes reservas de éste en Colombia. El carbón térmico existente en Colombia, se caracteriza por tener una humedad residual baja, poder calorífico alto, bajo contenido de azufre y las emisiones de CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub>, no sobrepasan los límites máximos establecidos por las normas internacionales.

El combustible se reduce primero a un polvo fino y se bombea después dentro del horno por medio de unos chorros de aire precalentados.

En definitiva, la energía liberada durante la combustión en la cámara de la caldera, independientemente del tipo de combustible, hace evaporarse el agua en los tubos de la caldera y produce vapor.

El vapor de agua se bombea a través de la caldera, a fin de obtener el mayor rendimiento posible. Gracias a esto, el vapor de agua puede llegar a alcanzar temperaturas de hasta 600 °C (vapor sobrecalentado).

Este vapor entra a gran presión en la turbina a través de un sistema de tuberías. La turbina consta de tres cuerpos; de alta, media y baja presión

---

<sup>43</sup> Central termoeléctrica con base en carbón, de ahora en adelante la llamaremos **carboeléctrica**.

respectivamente. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente. Así pues, el vapor de agua a presión hace girar la turbina, generando energía mecánica. Así hemos conseguido transformar la energía térmica en energía mecánica de rotación.

El vapor, con el calor residual no aprovechable, pasa de la turbina al condensador. Aquí, a muy baja presión (vacío) y temperatura, el vapor se convierte de nuevo en agua, la cual es conducida otra vez a la caldera a fin de reiniciar el ciclo.

El calor latente de condensación del vapor de agua es absorbido por el agua de refrigeración, que lo entrega al aire del exterior en las torres de enfriamiento.

La energía mecánica de rotación que lleva el eje de la turbina es transformada a su vez en energía eléctrica por medio de un generador síncrono acoplado a la turbina.

### **Principales componentes de una Carboeléctrica.**

Una carboeléctrica esta compuesta básicamente por una caldera, una turbina de vapor, un generador, y una subestación eléctrica, además existen otros componentes asociados a ésta, tales como el suministro de carbón, el sistema de recibo, manejo y almacenamiento de carbón, el sistema de enfriamiento, el sistema de tratamiento de aguas, los precipitadores electrostáticos y la chimenea, el sistema de manejo y almacenamiento de cenizas, el sistema de

contraincendio, el sistema de soporte (talleres, edificios administrativos, vías de acceso, sistema de captación y conducción de aguas) y la línea de conexión.

A continuación mencionaremos los principales sistemas que componen una Carboeléctrica, basándonos en la infraestructura que se emplea en la industria nacional.

### **Suministro de Carbón:**

La mayoría de las carboeléctricas que existen en Colombia, están ubicadas cerca de una mina de carbón, de la cual extraen el carbón para su funcionamiento además corresponde además, el tratamiento, el transporte y la entrega del mineral.

En la Tabla A1 se muestra la localización de las carboeléctricas en operación, en función de la cuenca carbonífera y de la fuente de abastecimiento del combustible, que actualmente existen en Colombia.

En general, el sistema utilizado para la producción de energía eléctrica a base de carbón en el país, corresponde al "Ciclo convencional de Carbón Pulverizado" y que los carbones utilizados son del tipo sub-bituminoso y bituminoso, los cuales ofrecen bajos contenidos de cenizas (hasta de un 20%), y un máximo de azufre de 1.5%, condición que les proporciona una muy buena calidad para su utilización en el proceso de producción de electricidad.

**Tabla A1. Localización de las centrales carboeléctricas respecto de las cuencas carboníferas.**

CARBOELECTRICA <sup>(1)</sup>	MUNICIPIO	CUENCA CARBONIFERA	PROYECTO O EXPLOTACIÓN
TERMOYUMBO	Yumbo		Minas subterráneas de la región
TERMOGUAJIRA	Riohacha	Formación Cerrejón	Cerrejón: Zonas Centro y Norte
TERMOTASAJERO	San Cayetano (N.Santander)	Formación Los Cuervos	Minas subterráneas diversas
TERMOZIPIA	Zipaquirá (Cund.)	Formación Guaduas	Minas subterráneas
TERMOPAIPA	Paipa (Boyacá)		Minas subterráneas

Fuente: [www.minambiente.gov.co/prensa/publicaciones/guias\\_ambientales/](http://www.minambiente.gov.co/prensa/publicaciones/guias_ambientales/)

12. Proyectos actualmente en operación.

Tanto el apilamiento de carbón en la mina como en el sitio de recepción en la planta, así como su transporte (entre la mina y la planta), son parte integral de este proceso de suministro de carbón para carboeléctricas. Generalmente, el transporte de carbón en las carboeléctricas de Colombia se realiza por modo terrestre o ferroviario, sin embargo, el primero de ellos es el más empleado en Colombia transportando el mineral, generalmente en tractomulas.

#### **Sistema de recibo, almacenamiento y manejo de carbón:**

Es el sitio que se dispone para recepción y apilamiento del carbón, consta básicamente de un patio de recibo y un patio de almacenamiento, este último

con una capacidad tal que garantiza un abastecimiento de combustible adecuado para por lo menos dos meses de operación de la planta. Este sistema es complementado por los dispositivos de recepción y descarga del mineral (camiones, cargadores, tolvas, bandas transportadoras).

### **Suministro de agua:**

Consiste de grandes caudales de agua relativamente altos, disponibles para la utilización en enfriamiento de cojinetes, condensación, manejo de cenizas, reposición de agua de caldera, servicios industriales, lavado de equipos y de superficies, servicios de laboratorio, sistema contraincendio y consumo humano. En tal virtud, dispone de un sistema de captación, pretratamiento y de conducción, para satisfacer de manera permanente la demanda ejercida por la central.

### **Sistema de tratamiento de aguas:**

#### **Desmineralización del agua**

El agua utilizada para la alimentación de las calderas debe ser desmineralizada de manera previa. Con esta finalidad, generalmente se utiliza el sistema de intercambio iónico, cuyo principio básico es el de hacer pasar el agua por un filtro provisto de una resina capaz de intercambiar iones. De acuerdo con el tipo de ión a ser intercambiado, la resina puede ser catiónica o aniónica.

El agua obtenida a través de este sistema puede ser utilizada para la reposición del ciclo de vapor, reposición de los sistemas auxiliares de enfriamiento y para el lavado de equipos.

### **Tratamiento del agua de enfriamiento.**

Para su utilización en el sistema de enfriamiento, especialmente se usan torres, antes de entrar al sistema el agua es sometida a un tratamiento químico que busca eliminar sus propiedades incrustantes y corrosivas, así como evitar el desarrollo de algas, bacterias y hongos. En consecuencia, para su tratamiento se utiliza un inhibidor de corrosión y un biocida.

### **Potabilización del agua.**

Con fines de utilización para consumo humano, servicios de laboratorio y otros usos diferentes de los ya citados, el agua proveniente de la fuente de captación es tratada mediante un sistema convencional, el cual permita llevarla a condición de potabilización.

### **Sistema de enfriamiento**

Existen tres sistemas básicos para el enfriamiento de las aguas utilizadas en la condensación del vapor de la caldera: 1) circulación abierta, 2) enfriamiento en torre húmeda y, 3) enfriamiento en torre seca.

### **Sistema de circulación abierta**

Utiliza agua de mar, de un río o de un lago por una sola vez y la devuelve a la misma fuente, con una temperatura aumentada en 10 o 15 °C. Este sistema, si bien es el más simple y económico, está condicionado a la existencia de la fuente de captación, además de representar un riesgo de contaminación térmica para la misma fuente.

### **Sistema de torre húmeda.**

En este sistema, parte del agua se evapora y la temperatura del agua recirculante baja de nuevo a su valor normal. La reposición de la fracción evaporada se realiza mediante purgas parciales del sistema para retirar una cantidad de agua que contiene sales, procurando que sea antes de que éstas alcancen su límite de solubilidad.

### **Sistema de torre seca:**

En este sistema, el agua circula dentro de tubos metálicos y es enfriada por una corriente de aire natural o forzado. No hay contacto del agua caliente con el aire refrigerante, de modo que no hay pérdidas por evaporación ni purgas constantes, con lo cual el agua de reposición es mucho menor que en los otros sistemas y no se presenta contaminación térmica ni atmosférica. Se recomienda su implementación en regiones secas.

### **Precipitadores electrostáticos y chimenea:**

Tienen como objeto remover el material particulado contenido en los gases de combustión durante la quema del carbón, con el fin de evitar que éstos sean enviados a la atmósfera, contribuyendo a la contaminación ambiental, por lo tanto se instalan equipos de control de emisiones que capturen dichas partículas.

Generalmente, son los precipitadores electrostáticos los equipos utilizados para este fin y, su proceso básico, consiste en cargar eléctricamente la ceniza

volante y dirigirla a unos electrodos de captación, de donde son finalmente retiradas de los gases de combustión. La ceniza capturada de esta manera es recolectada en tolvas, de donde son extraídas y enviadas a los patios de disposición de cenizas.

De acuerdo con la experiencia, la eficiencia de los precipitadores electrostáticos puede ser superior al 99%.

### **Sistema de manejo y almacenamiento de cenizas**

Una vez quemado el carbón en la central, las cenizas producidas en la combustión son retiradas y dispuestas en un lugar adecuado. Las cenizas pesadas provenientes del fondo del hogar de la caldera pueden ser manejadas a través de un sistema que conduce las partículas hasta un silo de almacenamiento temporal, el cual cuenta con descargadores mecánicos que alimentan los camiones encargados de hacer la disposición final en el patio de cenizas. Otro sistema, el húmedo, consiste en utilizar agua para el transporte de las cenizas hasta el sitio de disposición final.

### **Sistemas de tratamiento de aguas residuales:**

En una central termoeléctrica, se generan residuos líquidos provenientes de la purga del sistema de potabilización, del sistema de desmineralización del agua, de la limpieza de equipos, del sistema de enfriamiento del agua y del drenaje de las pilas de carbón. De igual manera, se producen aguas residuales domésticas, aguas residuales de los laboratorios y los residuos líquidos de las aguas de limpieza de superficies y demás instalaciones.

Para el tratamiento de estas aguas residuales existen sistemas idóneos, los cuales deben ser diseñados de acuerdo con los consumos de agua destinada para cada uso y con base en las cantidades de productos químicos o materiales utilizados en cada uno de los procesos de donde proceden.

**Infraestructura de soporte:**

Comprende taller mecánico (mantenimiento de equipos), laboratorio químico, almacén y bodega, zona de almacenamiento de combustibles líquidos, tanque de agua contraincendio, Edificios de administración, alojamientos casino, zonas de parqueo, etc.

**Subestación eléctrica de salida:**

Corresponde al conjunto de equipos encargados de manejar la energía producida y su conexión al sistema interconectado nacional a través de la línea de transmisión.

**Anexo B.**

**PRECIOS DEL CARBON SEGÚN UBICACIÓN DE LA  
TERMOELECTRICA**

Es necesario tener en cuenta que el precio histórico presentado en la siguiente tabla no hace referencia a un poder calorífico determinado, sino que simplemente es el precio promedio con el que cada central de generación ha comprado carbón durante cada año.

**Tabla B1. PRECIOS PROMEDIO ANUAL DE COMPRA DE CARBON EN PLANTA CARBOELECTRICA EN LOS ULTIMOS CUATRO AÑOS (pesos /Ton).**

Planta	2003	2004	2005	2006
TERMOTASAJERO	38.015	38.015	38.015	38.015
TERMOPAIPA	36.183	36.183	36.183	36.183
TERMOZIPA	36.412	36.412	36.412	36.412
TERMOGUAJIRA	75.694	75.694	75.694	75.694

**Para Colombia, Carbón:** Los precios promedio de compra de carbón en plantas térmicas se actualizan de acuerdo con el “Boletín mensual de precios” de la UPME del mes de enero de 2005, así:

**Tabla B2. PRODUCCION NACIONAL DE CARBÓN POR ZONAS 2000-2005 EN MILES DE TONELADAS.**

Zona Carbonífera	PROYECTOS	2000	2001	2002	2003			2004(PR)	2005
					TERMICO	METALURGICO	TOTAL		
La Guajira	Zona Norte	18.400	19.405	15.035	16.461	0	16.461	20.458	18.782
	Carbones Colombianos del Cerrejón	800	1.002	833	800	0	800	601	737
	Carbones del Cerrejón	2.900	3.269	1.625	4.210	0	4.210	2.307	1.777
	Carbones del Cerrejón-Oreganal			584	1.113	0	1.113	1.181	1.002
	Consortio cerrejón-área patilla								4.881
<b>Total La Guajira</b>		22.100	23.676	18.077	22.584	0	22.584	24.547	27.179
Cesar	La Loma-Drummond	8.874	12.336	12.967	16.363	0	16.363	20.454	21.464
	Carboandes	285	314	798	1.423	0	1.423	394	685
	Carbones del caribe (1)	2.020	1.916	1.723	2.310	0	2.310	2.387	1.836
	Consortio Minero Unido	750	713	810	1.023	0	1.023	1.071	1.349
	Cerrolargo Centro	100	0		0	0	0	0	0
	C.I Prodeco S.A			34	0	0	0	612	1.502
	Siminera	0	0	0	0	0	0	0	0
	Norcarbón	0	16		0,5	0	1	77	150
	Sororia								724
	Compañía carbones del cesar								
<b>Total Cesar</b>		12.029	15.385	16.385	21.152	0	21.152	25.028	27.729
<b>Total Córdoba</b>		100	141	119	204	0	204	351	183
Interior del país	Antioquia	700	648	674	780	0	780	257	71
	Boyacá	1.200	1.765	1.549	1.444	456	1.900	1.204	1.280
	Cundinamarca	970	1.029	1.440	1.020	480	1.500	917	1.176
	Norte de Santander	760	929	906	1.168	432	1.600	1.283	1.404
	Valle del Cauca	294	242	272	269	0	269	106	32
	Santander	0	0		0	0	0	0	
	Cauca	89	96	62	39	0	39	---	29
<b>Total interior</b>		4.013	4.709	4.903	4.720	1.368	6.088	3.767	3.992
<b>Total nacional</b>		38.242	43.911	39.484	48.660	1.368	50.028	53.693	59.064

**Tabla B3. CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA SEGÚN EL TIPO DE FUENTE <sup>(1)</sup> (MW).**

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA POR TIPO DE FUENTE (1)								
2001-2005								
MW								
AÑO	HIDRAÚLICA	%	CARBÓN	GAS	ÉOLICA	OTROS	%	TOTAL
2001	8.682	66	720	3.700		67	34	13.169
2002	9.036	67	690	3.676		28	33	13.431
2003	8.852	66	692	3.633		54	34	13.231
2004	8.915	67	692	3.724	19,5	48	33	13.399
2005	8.943	67	694	3.659	9,8	43	33	13.348

Fuente: UPME.

(1) Incluye plantas no despachadas centralmente.

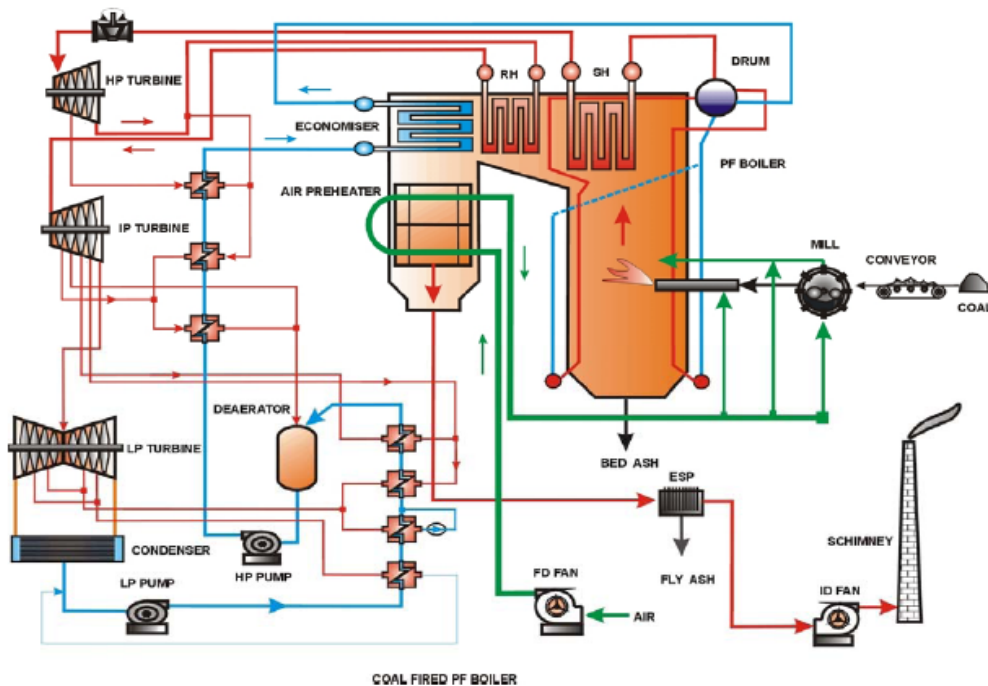
## TECNOLOGÍAS EXISTENTES PARA LA COMBUSTION DE CARBON.

### COMBUSTIÓN DE CARBÓN PULVERIZADO

La combustión de carbón pulverizado es el método más ampliamente usado para quemar carbón para generación eléctrica. En este método, el carbón es molido, pulverizado e inyectado con aire a la caldera. El carbón pulverizado tiene una gran área superficial, lo cual facilita su combustión en los quemadores. En la actualidad casi toda la electricidad generada en el mundo en plantas térmicas a carbón es producida usando sistemas de carbón pulverizado.

Las emisiones de la combustión de carbón pulverizado pueden ser reducidas mediante tecnologías de limpieza de los gases de combustión. Los precipitadores electrostáticos y/o filtros de manga pueden remover más del 99% de la ceniza volante de los gases de combustión. Los métodos de desulfurización de gases de combustión (FGD) pueden remover de 90 a 97% de los óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>) de los gases y pueden convertirlos en yeso para uso en construcción. En la actualidad, es la tecnología que más está siendo usada tanto en Latinoamérica, como en el resto del mundo para centrales termoeléctricas a base de carbón, debido a los bajos costos de inversión en equipos, pero posee la desventaja de producir demasiadas emisiones de SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub>.

**Figura B1. Diagrama esquemático típico de una planta de potencia de carbón pulverizado.**



Fuente: "Fossil Fuel Power Generation - State of the Art. Power Clean Thematic Network.

## **TECNOLOGÍAS DE LECHO FLUIDIZADO.**

La combustión en lecho fluidizado está comenzando a lograr una cuota más importante del mercado, ya que es mas económica que otras tecnologías cuando de quemar carbón se trata.

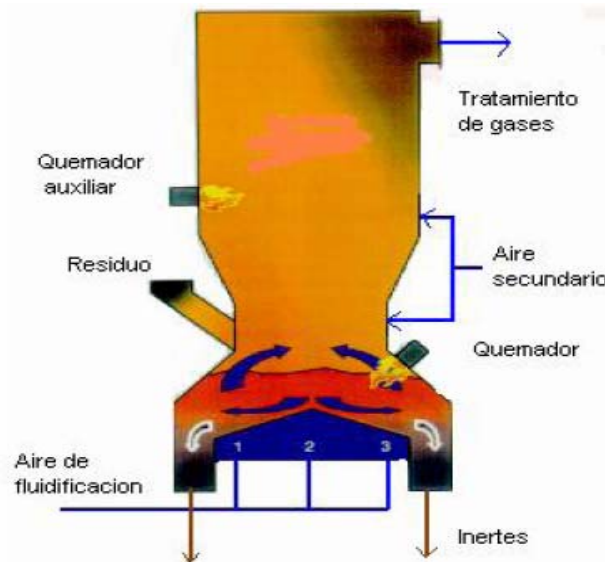
La combustión en lecho fluidizado es un método para quemar carbón en un lecho de partículas calientes suspendidas en una corriente de gas. A una tasa de flujo suficiente, el lecho actúa como un fluido y permite una mezcla rápida de las partículas. El carbón es adicionado al lecho y la mezcla continua estimula la combustión completa y una menor temperatura que en los sistemas de combustión con carbón pulverizado.

Los lechos fluidizados tienen las ventajas de producir menos NOx en el gas de salida, y debido a las menores temperaturas de combustión producen menos SOx cuando se adiciona continuamente caliza al carbón.

La eficiencia de la mayoría de los lechos fluidizados usados para la generación de electricidad es similar a la de las plantas convencionales de carbón pulverizado. Sin embargo, el uso de esta tecnología ha sido estimulado debido a su mejor desempeño ambiental. Los lechos fluidizados presurizados, los cuales pueden alcanzar eficiencias del 45%, están en etapas avanzadas de demostración. Como en las plantas de combustibles pulverizados, la utilización de condiciones de vapor más altas podría aumentar aún más la eficiencia. En la figura B2 podemos ver el esquema básico de un lecho fluidizado.

Esta tecnología puede también usar un rango más amplio de combustibles que las tecnologías de combustibles pulverizados. Los lechos fluidizados de presión atmosférica están comercialmente disponibles en dos tipos: lecho burbujeante (conocido como combustión en lecho fluidizado atmosférico - AFBCs<sup>44</sup>) y el lecho circulante (CFBCs<sup>45</sup>).

**Figura B2. Esquema de un lecho fluidizado.**



Fuente: Co-utilización de carbón y biomasa para la generación de energía eléctrica. Fernando Rubiera. Instituto Nacional del Carbón. Valladolid-España. Octubre de 2005.

## COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE

En la figura B3 podemos ver un esquema de una caldera de lecho fluidizado circulante.

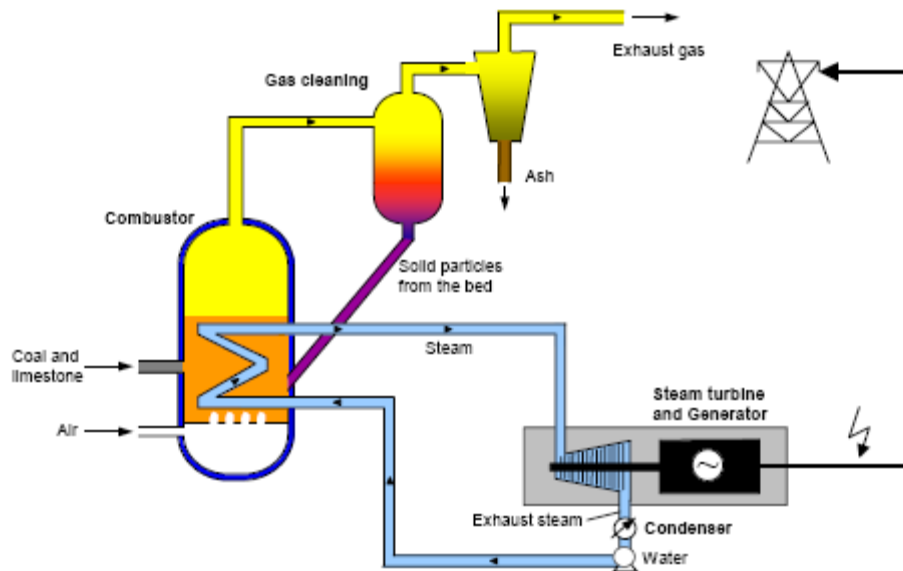
---

<sup>44</sup> Siglas en ingles de Atmospheric Fluidised Bed Combustion.

<sup>45</sup> Siglas en ingles de Circulating Fluidised Bed Combustion.

Esta tecnología puede también usar un rango más amplio de combustibles que las tecnologías de combustibles pulverizados. Los lechos fluidizados de presión atmosférica están comercialmente disponibles en dos tipos: lecho burbujeante (conocido como combustión en lecho fluidizado atmosférico - AFBCs<sup>46</sup>) y el lecho circulante (CFBCs<sup>47</sup>).

**Figura B3. Proceso de lecho fluidizado circulante en calderas.**



Fuente: "Guide to Clean Fossil Technologies for the Power Sector", de la OLADE (Organización Latinoamericana de Energía).

Es necesaria la pulverización del carbón, hasta lograr el tamaño deseado con el fin de obtener un combustible residual de valor calorífico y tamaño de los fragmentos uniformes. Por lo tanto, las instalaciones de combustión en lecho

---

<sup>46</sup> Siglas en ingles de Atmospheric Fluidised Bed Combustion.

<sup>47</sup> Siglas en ingles de Circulating Fluidised Bed Combustion.

fluidizado requieren equipo de trituración y pulverización además de las instalaciones para la recepción, el almacenamiento, la clasificación y la mezcla de residuos que necesitan las plantas de combustión en masa.

### **Ventajas y desventajas de la Combustión en Lecho Fluidizado Circulante**

- Bajos niveles de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> pueden ser logrados con frecuencia sin la adición de sistemas especiales de limpieza.
- El costo capital de un sistema de este tipo puede ser aproximadamente un 10% menos que los asociados con un sistema de combustión de Carbón pulverizado de la misma capacidad.
- Un sistema de combustión en lecho fluidizado circulante es con frecuencia capaz de operar en un amplio rango de tipos de combustible, inclusive aquellos que no pueden ser quemados en muchos sistemas convencionales.
- Para un rendimiento dado, una unidad combustión en lecho circulante equivalente es a menudo físicamente más pequeña que una instalación de combustión de Carbón pulverizado.

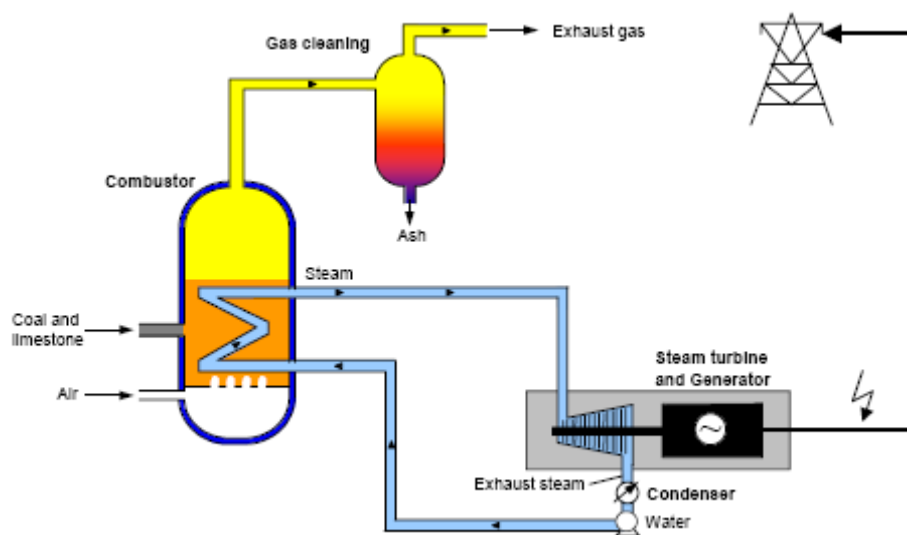
### **Desventajas**

- Eficiencias térmicas son limitadas y comparables con aquellas instalaciones de Carbón pulverizado.
- Relativamente grandes volúmenes de residuos pueden en algunas ocasiones ser generados.

## COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO ATMOSFÉRICO

En la figura B4 vemos el esquema básico de una planta de potencia con lecho fluidizado atmosférico.

**Figura B4. Principio básico de una planta de potencia con lecho fluidizado atmosférico.**



Fuente: "Guide to Clean Fossil Technologies for the Power Sector", de la OLADE.

El carbón se quema en un lecho de ceniza caliente o de arena aportada a través del cual se insufla aire, solamente entre un 2 y 3 % del lecho es carbonoso.

El lecho se comporta como un líquido en ebullición y el calor se transfiere rápidamente a las paredes. Debido a altas velocidades de reacción, los lechos fluidizados funcionan a temperaturas, por lo general 800-900°C, inferiores a temperaturas en que las partículas de ceniza comienzan a aglomerarse. A esta temperatura, si se añade caliza al lecho ésta reacciona con el azufre de carbón

y forma compuestos sólidos que se eliminan con la ceniza. La temperatura relativamente baja de lecho también reduce la cantidad de óxidos de nitrógeno que se forman en el mismo, en especial si se puede inyectar el aire por etapas según vaya teniendo lugar la combustión.

### **Ventajas de la combustión en lecho fluidizado atmosférico**

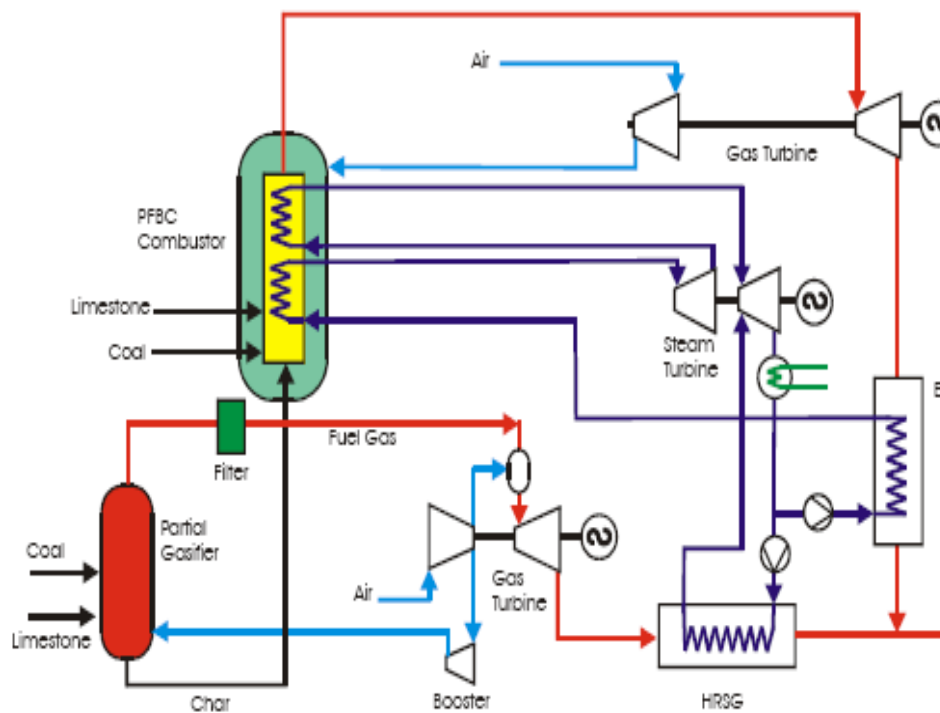
1. Alta eficiencia en la combustión.
2. Flexibilidad en los combustibles, un amplio rango de combustibles sólidos han sido utilizados exitosamente en unidades diseñadas apropiadamente.
3. La combustión puede ser mantenida en una condición estable aun durante cambios en las características del combustible.
4. Costos de operación relativamente bajos, se pueden lograr con este tipo de tecnología.
5. Bajas emisiones a la atmósfera, comparadas con las de la tecnología de Carbón pulverizado.

### **SISTEMAS HÍBRIDOS**

Los ciclos combinados híbridos se encuentran actualmente en desarrollo. Estos combinan las mejores características de las tecnologías de gasificación y combustión, usando carbón en un proceso de dos etapas. La primera etapa gasifica la mayoría del carbón y mueve una turbina de gas, la segunda etapa quema el carbón residual (carbonizado) para producir vapor. Con estos sistemas puede ser posible alcanzar eficiencias mayores al 50%.(Ver figura B5).

Entre las ventajas de esta tecnología se incluyen la reducción en emisiones de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_x$  y  $\text{NO}_x$ , en relación con plantas que queman únicamente carbón, evitando construir plantas con este propósito. De aquí que la industria de generación de electricidad con carbón puede apoyar las industrias de energía renovable y manejo de residuos.

**Figura B5. Diagrama esquemático de una planta de generación de potencia de sistema híbrido.**



Fuente: Documento: "Fossil Fuel Power Generation – State of the Art. Power Clean Thematic Network.

## CARBOELECTRICAS EXISTENTES EN COLOMBIA EN LA ACTUALIDAD<sup>48</sup>

Actualmente operan en el país cinco plantas termoeléctricas a base de carbón: Termozipa, Termoyumbo, Termopaipa, TermoTasajero y Termoguajira, las cuales de acuerdo a la capacidad de generación son las más grandes en el país. De acuerdo con Ecocarbón & UPME, el equipo de las unidades térmicas tiene una edad tecnológica promedio de 25 años, pese a que algunos de ellos fueron construidos hace no más de 10 años. En su gran mayoría, la tecnología utilizada por estas plantas es antigua y, a lo largo de su existencia, no se han introducido cambios tecnológicos de importancia para su funcionamiento.

Sólo Termozipa (unidades 2, 4 y 5) y Termopaipa (unidades 1, 2 y 3) han emprendido procesos de renovación tecnológica o modernización de las calderas, orientado especialmente a la instalación de sistemas de control e instrumentación y al montaje de precipitadores electrostáticos.

En general, el sistema utilizado para la producción de energía eléctrica a base de carbón en el país, corresponde al "Ciclo convencional de Carbón Pulverizado" y que los carbones utilizados son del tipo sub-bituminoso y bituminoso, los cuales ofrecen bajos contenidos de cenizas (hasta de un 20%), y un máximo de azufre de 1.5%, condición que les proporciona una muy buena calidad para su utilización en el proceso de generación de vapor y producción de electricidad. Los principales tipos de quemadores utilizados en estas calderas son de fuego frontal y tangencial.

---

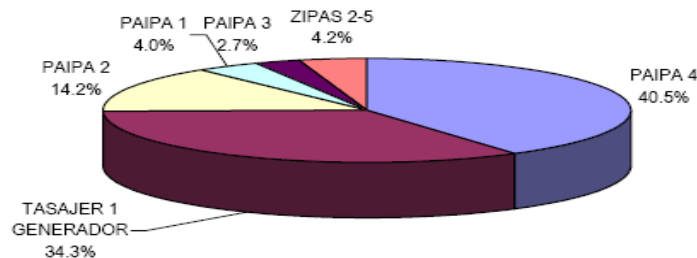
<sup>48</sup> Se tomaran para este estudio únicamente las existentes a la fecha de hoy.

En general el combustible principal empleado en estas centrales termoeléctricas, es el carbón, aunque algunas de ellas emplean otros combustibles ya sea para el encendido inicial de la caldera, o ante una deficiencia en el sistema de alimentación del carbón, estos combustibles secundarios suelen ser del tipo líquido, por su facilidad y alta facilidad de consecución y transporte se emplean el Fuel oil No. 6 y/o el ACPM.

### ESTADO ACTUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CARBÓN EN COLOMBIA

En el 2006, la generación atendida por las plantas que operan con carbón mineral fue de 1,634 GWh de los cuales el 40.5 % fue realizado por Paipa 4, el 34.3% por la planta de Tasajero y el 14.2% por la planta de Paipa 3. En la figura B6 puede observarse la participación de las diferentes plantas de generación que operan con carbón mineral.

**Figura B6. Porcentaje de participación en la generación de plantas a carbón en el 2006<sup>49</sup>.**



Fuente  
UPME.

<sup>49</sup> TermoGuajira no participa en la generación eléctrica de plantas a carbón, ya que en la actualidad esta central emplea como combustible principal Gas Natural.

## CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS CARBOELECTRICAS EXISTENTES EN COLOMBIA

### CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE LA GUAJIRA TERMOGUAJIRA.

#### Descripción.

TermoGuajira es una central que genera energía eléctrica, a partir de la combustión de carbón como combustible principal y de gas natural como combustible alternativo, este último se emplea gracias a las grandes cantidades de gas disponibles en los yacimientos que se encuentran en la región. Esta central fue instalada hace 25 años, posee 2 unidades generadoras de vapor, cada unidad tiene una capacidad de generación de 160 MW.

**Sitio de ubicación:** Corregimiento de Mingueo, Municipio Dibulla, Departamento de La Guajira a 96 Km. de Santa Marta en la troncal del Caribe rumbo a Riohacha.

En la figura B7 vemos el sitio exacto de localización de la central eléctrica.

**Figura B7. Localización de Termoguajira en el país.**



Fuente: [www.corelca.com.co](http://www.corelca.com.co).

### Consumo de la planta

Su consumo estando a máxima capacidad se puede ver en la tabla B4.

**Tabla B4. Consumo de Termoguajira**

CONSUMO A MAXIMA CAPACIDAD	
COMBUSTIBLE	CONSUMO
GAS NATURAL (MPC)	78
CARBON (Ton/día) <sup>(1)</sup>	2.640

(1) Aproximadamente.

Fuente: Datos de operación Termoguajira

Anteriormente, Termoguajira usaba el gas natural y el carbón para producir energía, pero desde 1999 dejó de utilizar el mineral ante problemas con el medio ambiente. Ahora dentro de sus planes de inversión piensa comprar un equipo especial que instalará para la disposición final de las cenizas que emana el carbón. Con ello se evita la contaminación ambiental.

En la actualidad la planta térmica usa las dos alternativas ya que el gas natural ha tenido un incremento importante debido a los altos precios del petróleo a nivel mundial, lo cual hace muy costoso el uso del mismo.

Además el carbón es más barato para quemarlo y producir energía eléctrica, y adicionalmente se puede obtener de la misma región, donde hay yacimientos importantes del mineral. La Costa es hoy una zona netamente exportadora del mineral.

### Características técnicas de la central

La planta termoeléctrica de la Guajira, esta compuesta por dos unidades marca Mitsubishi de 160 MW cada una.

En la tabla B5 se muestran las características técnicas más importantes de cada unidad.

**Tabla B5. Características técnicas de la Caldera.**

<b>CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA CALDERA</b>		
<b>Parámetro</b>	<b>Unidad 1</b>	<b>Unidad 2</b>
<b>Marca</b>	Mitsubishi	Mitsubishi
<b>Hogar</b>	Balanceado	
<b>Quemadores de gas tangenciales en 4</b>	16	8 Dúplex
<b>Elevaciones</b>	5	4
<b>Molino de carbón</b>	2	2
<b>Ventiladores de tiro forzado</b>	2	2
<b>Ventiladores de tiro inducido</b>	2	2
<b>Bomba agua alimentación</b>	330 tons/h	330 tons/h
<b>Eficiencia(con base en gas)</b>	90,5 %	
<b>Consumo de Gas</b>	992.000 m <sup>3</sup> /día (Turbina a plena carga)	992.000 m <sup>3</sup> /día (Turbina a plena carga)
<b>Consumo de Carbón</b>	1.200 tons/día (Turbina a plena carga)	1.200 tons/día (Turbina a plena carga)

Fuente: [www.corelca.com.co](http://www.corelca.com.co).

En la tabla B6 se muestran las especificaciones técnicas de la turbina.

**Tabla B6. Características técnicas de la Turbina**

CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA TURBINA		
	Unidad 1	Unidad 2
Capacidad nominal, MW	162	-----
Capacidad máxima, MW	168,2	-----
Velocidad de rotación, RPM	3600	-----
Temperatura vapor alimentación, °C	538	-----

Fuente: [www.corelca.com.co](http://www.corelca.com.co)

En la tabla B7 podemos ver las características del grupo generador.

**Tabla B7. Características técnicas del Generador**

CARACTERISTICAS TECNICAS DEL GENERADOR	
Capacidad, KVA	202.500
Aislamiento	Clase F
Enfriamiento	Hidrogeno @ 30 psig

Fuente: [www.corelca.com.co](http://www.corelca.com.co)

## **CENTRAL TERMOELÉCTRICA MARTÍN DEL CORRAL (TERMOZIPIA).**

### **Descripción de la central**

La central termoeléctrica Martín del Corral, ubicada en Tocancipá, Cundinamarca, es una unidad que genera exclusivamente energía eléctrica, a partir de la combustión del carbón mineral. Cuenta con una capacidad instalada de 235,5 MW.

La Central está conformada por cinco unidades de generación de vapor (en operación solo se encuentran cuatro unidades, dado que la unidad No. I está fuera de servicio), las cuales utilizan como combustible primario el carbón, abundante en las inmediaciones de la planta y como combustibles opcionales y para arranque fuel oil y ACPM.

Posee dos patios de almacenamiento de carbón con una capacidad técnica de 200 000 toneladas que ocupan un área de 5,4 Ha.

### Características técnicas de las unidades generadoras

En la tabla B8 podemos ver las características técnicas de diseño y operación de la central termoeléctrica Termozipa.

**Tabla B8. Características técnicas termoeléctricas Martín del corral (termozipa).**

CARACTERISTICAS TECNICAS CENTRAL TERMOELECTRICA "MARTIN DEL CORRAL"(TERMOZIPIA)						
Unidad	Entrada en operación	Tipo y marca de la caldera	Capacidad Generación nominal (MW)	Vapor generado(Ton /h)	Condiciones Vapor generado	
					Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Temp ( °C)
I	Julio 1963	Acuotubular	NA	NA	NA	482,2
II	Dic. 1964	Acuotubular - Foster Wheeler	37,5	155,6	59,8	510
III	Enero 1976	Acuotubular - Distral	66	276,6	87,9	510
IV	Marzo 1981	Acuotubular - Distral	66	276,6	87,9	510
V	Mayo 1984	Acuotubular - Distral	66	NA	NA	NA

Fuente: [www.ingetec.com.co](http://www.ingetec.com.co)

Las unidades han tenido una recuperación a partir de 1997, lo cual ha permitido elevar su factor de 68,4% en 1997 a 93,6% en 1998, lo cual se puede considerar como un excelente índice si se tiene en cuenta el tiempo de servicio de las unidades y se le compara con el promedio de las centrales térmicas del país, que se encuentra alrededor del 70%.

Por otra parte, el consumo de carbón de la central es, en promedio, de 476 gr/Kw-h, lo cual para un carbón de un poder calorífico medio de 6.854 kcal/kg, representa un consumo térmico específico de 3.262 kcal/kWh, equivalente a una eficiencia de más de 26%. Esta eficiencia es normal para centrales a vapor de estas características de capacidad y condiciones de presión y temperatura del vapor y, si bien no es comparable con las eficiencias de las centrales más modernas a base de turbinas de gas en ciclo simple (32 a 35% para los modelos más recientes) o en ciclo combinado (48 a 56%), el hecho de poder consumir un combustible mucho más económico, como lo es el carbón del interior del país, hace atractiva su operación desde el punto de vista del costo total de generación.

La central no tiene limitaciones en cuanto al suministro de carbón. En la actualidad se cuenta con reservas superiores a las 200.000 toneladas, que son suficientes para operar la planta por dos meses en caso de ser despachada a plena carga. La producción de carbón en la zona es suficiente para abastecer la máxima demanda que se pueda presentar en caso de un período seco.

El consumo térmico específico para cada unidad de Termozipa, se puede ver en la tabla B9.

**Tabla B9. Consumo térmico específico de Termozipa.**

CONSUMO TERMICO ESPECIFICO DE TERMOZIPA	
EQUIPO	CONSUMO TERMICO ESPECIFICO (Ton/MWh)
UNIDAD II	0,4978
UNIDAD III	0,4711
UNIDAD IV	0,4670
UNIDAD V	0,4532

Fuente: [www.ingetec.com.co](http://www.ingetec.com.co)

## **CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE TASAJERO, TERMOTASAJERO**

**Localización:** Cúcuta, Norte de Santander.

La Central Termoeléctrica de Tasajero, TERMOTASAJERO está ubicada aproximadamente a 20 Km. al sur-occidente de la ciudad de Cúcuta, sobre la margen derecha del río Zulia, en el departamento Norte de Santander, en jurisdicción del municipio de San Cayetano, en los 7° 51' latitud norte y 72° 38' de longitud al oeste del meridiano de Greenwich; en el sistema de coordenadas planas del Instituto Geográfico Agustín Codazzi las coordenadas del sitio son: norte = 1'359.700, este = 1'159.300.

### **Historia**

En un principio se consideró más conveniente la instalación de una primera unidad de 150 MW nominales, pensando siempre en la posibilidad de futuras ampliaciones con unidades de la misma ó mayor capacidad.

La construcción de la central inició el 5 de Agosto de 1981 y finalizó el 17 de Diciembre de 1984, fecha en la cual finalizó la prueba de operación comercial de la central. La inversión en el proyecto costo alrededor de los US

\$107.732.401 dólares americanos, y fue la mas grande hecha por el gobierno en esta región del país durante toda la historia.

Inicialmente, la central fue administrada y explotada comercialmente directamente por el ICEL, Instituto Colombiano de Energía Electrica, posteriormente conservando la explotacion comercial de la Central cedió mediante un contrato AOM, la administración, operación y mantenimiento a Centrales Electricas del Norte de Santander, CENS, actualmente la Central Termoelectrica de Tasajero, pertenece a la recién creada TERMOTASAJERO S.A ESP, convirtiendose en el principal activo de la actual corporación.

#### **Descripción de la planta.**

La Central cuenta con una Estación Primaria donde se capta el agua del río Zulia mediante tres bombas tornillo, una Estación Secundaria con tres bombas de agua de circulación para refrigeración del condensador; una Planta de Tratamiento de Agua para la producción de las aguas de uso interno de la Central; un Sistema de carbón que incluye desde el recibo en báscula hasta su quemado en caldera y una Subestación de tres módulos a 230 kV.

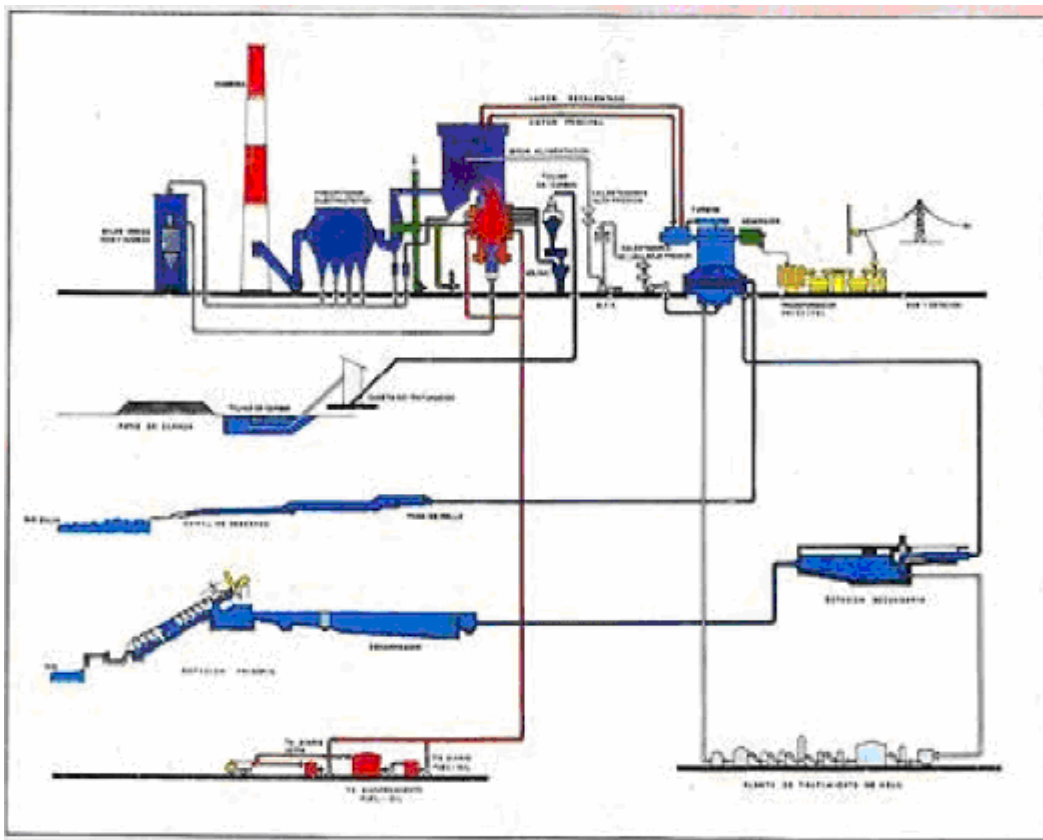
#### **Características técnicas de la Central.**

La Central Termoeléctrica de Tasajero (TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.) posee una potencia de generación de 150 MW netos. Esta se basa en la combustión de carbón. A máxima potencia, la central consume 53.05 ton. /h de carbón, suficientes para producir 488 t/h de vapor, que actúan sobre una turbina de 3 etapas. La energía generada por esta central es suficiente para satisfacer la

demanda del departamento de Norte de Santander en Colombia. La Central consiste en una unidad turbogeneradora a vapor, compuesta por una turbina de dos cilindros en tándem, de tres etapas, con doble exhosto al condensador y seis extracciones; que opera con vapor, un generador de, totalmente cerrado, enfriado por hidrógeno. Está provista de una caldera colgante, de un tambor, radiante, con recirculación y circulación natural la cual utiliza carbón pulverizado, tiene precipitadores electrostáticos y altura de chimenea de 90 metros para protección del medio ambiente, cumpliendo con los requerimientos de las autoridades ambientales.

En la figura B8 podemos ver lo anterior con más detalle.

**Figura B8. Diagrama básico proceso de generación de Tasajero.**



Fuente: [www.termotasajero.com.co](http://www.termotasajero.com.co)

Las características técnicas de la Central se pueden ver en la tabla B10.

**Tabla B10. Características técnicas central TERMOTASAJERO**

<b>CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS TERMOTASAJERO</b>	
<b>Parámetro</b>	<b>Unidades</b>
Capacidad nominal	163 MW
Capacidad neta	155 MW
Tipo de Combustible	Carbón (principal) Fuel - Oil y ACPM (auxiliares).
Eficiencia neta	35,7 %
Consumo Especifico térmico neto	2.410 Kcal/KWh

### Equipos de la planta

Las principales características de la caldera se muestran en la tabla B11.

**Tabla B11. Especificaciones técnicas de la caldera**

<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA CALDERA</b>	
Tipo caldera	Combustión Engineering, un tambor, radiante, circulación natural. Recalentamiento. Intemperie
Generación de vapor	495 t/h
Presión de diseño	152,57 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura del vapor producido	541 °C (sobrecalentado)
Sistema de tiro	Balanceado
Fabricante	Distral S.A.

Fuente: [www.termotasajero.com.co](http://www.termotasajero.com.co)

Las principales características de la turbina a vapor se muestran en la tabla B12.

**Tabla B12. Características técnicas turbina de Termotasajero.**

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA TURBINA	
<b>Tipo</b>	Dos cilindros en tándem. 3 etapas, doble exhosto al condensador
<b>Capacidad de generación</b>	163.000 kW
<b>Presión de vapor</b>	127 kg/cm <sup>2</sup> (sobrecalentado) 30 kg/cm <sup>2</sup> (recalentado)
<b>Temperatura de vapor</b>	541 °C (sobrecalentado) 538 °C (sobrecalentado)
<b>Velocidad de rotación</b>	3.600 rpm
<b>Presión de exhosto</b>	63,5 mm Hg a 40°C
<b>Extracciones de vapor</b>	6
<b>Fabricante</b>	Mitsubishi Heavy Industries

Fuente: [www.termotasajero.com.co](http://www.termotasajero.com.co)

Las características del generador se pueden ver en la tabla B13.

**Tabla B13. Características técnicas Generador Termotasajero.**

ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL GENERADOR	
<b>Tipo</b>	Totalmente cerrado, enfriado por hidrógeno, 3 fases A.C
<b>Capacidad</b>	204.400 MVA
<b>Voltaje en Bornes</b>	20 kV.
<b>Frecuencia</b>	60 Hz.
<b>Factor de potencia</b>	0,85
<b>Temperatura de vapor</b>	538 °C (sobrecalentado)
<b>Fabricante</b>	Mitsubishi Electric Co.

Fuente: [www.termotasajero.com.co](http://www.termotasajero.com.co)

Las características del transformador principal se muestran en la tabla B14

**Tabla B14. Características técnicas del transformador principal.**

ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL TRANSFORMADOR	
Tipo	Intemperie Flujo aceite forzado Enfriamiento: ONAN/ONAF/OFAF
Capacidad	43/54/67 MVA
Voltaje	20 kV (primario) 245/ %3 kV (secundario)
Fabricante	Mitsubishi Electric Co.

Fuente: [www.termotasajero.com.co](http://www.termotasajero.com.co)

Cuando la Planta se halla a máxima carga, es decir, generando 163.000 kilovatios-hora, consume aproximadamente 1.300 toneladas de carbón diarias. El consumo de carbón es variable dependiendo de los programas de carga, pero no es directamente proporcional a la generación.

### **Planta de hidrogeno**

La central cuenta además con una pequeña planta de hidrogeno, que se utiliza para enfriar el generador. La planta de hidrógeno está diseñada para producir 3Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno con una pureza mayor al 99.8% y está dividida en dos partes: una para producción y otra para compresión y llenado de botellas. El hidrógeno se produce mediante un generador de tipo electrolítico y se almacena, a baja presión, en un tanque de 6 m<sup>3</sup> (volumen de agua); compresores de tipo diafragma succionan el hidrógeno de este tanque y elevan su presión a 200 kg/cm<sup>2</sup> (manometricos). De la descarga de estos compresores se pueden llenar directamente los cilindros convencionales de

46.7 litros (volumen de agua) mediante dos cabezales de llenado donde se pueden cargar a la vez hasta 10 cilindros.

La tabla B15 muestra el consumo de combustibles entre 2000 y 2003:

**Tabla B15. Consumo de gas y carbón entre 2000 y 2003.**

CONSUMO DE COMBUSTIBLES 2000-2003				
Combustibles	2000	2001	2002	2003
Carbón (Ton)	296420,48	236514,83	252299,17	299099,11
Fuel-Oil (m <sup>3</sup> )	127,43	284,43	111,42	196,41
ACPM (m <sup>3</sup> )	197,25	411,83	218,05	324,36

Fuente: [www.termotasajero.com.co](http://www.termotasajero.com.co)

## **CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE PAIPA, TERMOPAIPA**

### **Localización**

La central termoeléctrica de Paipa, TERMOPAIPA, se encuentra ubicada en el municipio de Paipa en el departamento de Boyacá, su creación, fue posible en gran parte a las grandes reservas de carbón térmico, ubicadas en cercanías al municipio e inclusive en el mismo municipio. Esta central termoeléctrica, funciona con base en carbón, utilizado como combustible principal, su operación comercial tuvo sus inicios en 1999.

### **Descripción de la Planta**

Esta planta tiene una capacidad de generación máxima de 150 MW.

El carbón (tipo bituminoso) suministrado por las minas de carbón que se encuentran alrededor, Paipa, Topaga, Corrales, se almacena en los patios de carbón de la planta, desde donde es transportado mediante cintas transportadoras primero hasta los trituradores (el carbón llega con una granulometría entre 0 y 400 mm y sale con una granulometría entre 0 y 32 mm), luego continua por cinta transportadora hasta la tolva de cada molino.

El vapor generado a alta temperatura y presión, impulsa la turbina, en este caso la turbina de alta presión haciendo mover sus alabes, logrando que esta gire a una gran velocidad, luego el vapor sale por la extracción de la turbina de alta, una parte de este vapor se envía al calentador, y el porcentaje restante aproximadamente el 88% regresa nuevamente a la caldera.

La turbina se encuentra unida rígidamente con el rotor del generador, del cual resulta la energía eléctrica debido al movimiento giratorio. En un transformador se incrementa la tensión del generador a 230 KV, para poder así, alimentar la red Nacional.

## **CENTRAL TERMOELECTRICA DE YUMBO, TERMOYUMBO**

**Localización:** Yumbo, Cundinamarca

### **Descripción de la planta**

La central termoeléctrica de Yumbo, TERMOYUMBO, es una termoeléctrica que funciona en su totalidad con carbón. Esta central esta compuesta por 3 unidades generadoras de vapor. Las 2 primeras unidades fueron retiradas desde Agosto de 1995 por no ser económicamente rentable.

La unidad III de termoyumbo es una unidad generadora de vapor, con una capacidad neta de 29 MW, con una vida útil de 25 años y que viene operando desde hace 36 años sin ninguna modernización.

El mayor consumo de insumos corresponde al carbón, el cual se compra en un 50% de origen local y el otro 50% proveniente de Cundinamarca y Boyacá con un balance que incrementa los costos finales. Debido a lo anterior TermoYumbo es tecnológicamente obsoleta y es ineficiente desde el punto de vista de conversión energética.

La unidad, no ha sido incluida dentro del programa de reconversión tecnológica reglamentado por el Ministerio del Medio Ambiente y la empresa no prevé la inversión de recursos en tal sentido.

Los costos variables de la unidad no son competitivos. Desde el 23 de abril de 1998 no ha sido despachada.

La unidad no genera utilidad operacional. La pérdida económica durante los últimos tres (3) años, se estima en más de \$ 20,000 millones de pesos.

Durante el periodo de operación de 1998 se produjeron 53'599.800 Kw, considerándose una producción excepcional y a pesar de que no muestra un margen económico positivo, era válido por la presencia inclemente del fenómeno del Pacífico (del Niño). Tal como se mencionó, la unidad estuvo en operación hasta el 23 de abril de 1998.

## Anexo C.

### INESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES.

La inestabilidad en las emulsiones puede manifestarse con la presencia de cualquiera de los siguientes mecanismos.

13. Cremado

14. Sedimentación

15. Floculación

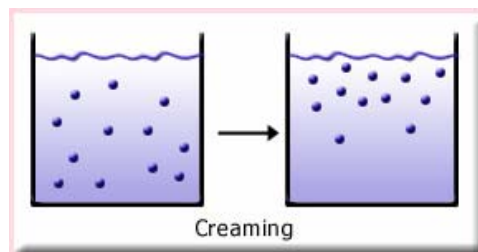
16. Maduración de Ostwald

17. Coalescencia

#### 18. CREMADO "CREAMING"

Durante el almacenamiento, debido a la diferencia de densidad entre la mayoría de los hidrocarburos líquidos y el agua, hay una tendencia de la fase de aceite a concentrarse en la parte superior de la emulsión. La velocidad de cremado puede disminuirse reduciendo el tamaño de la gota, bajando la diferencia de densidad entre el aceite y la fase acuosa, y aumentando la viscosidad del medio (ver figura C1).

**Figura C1. Mecanismo de Cremado en una emulsión**

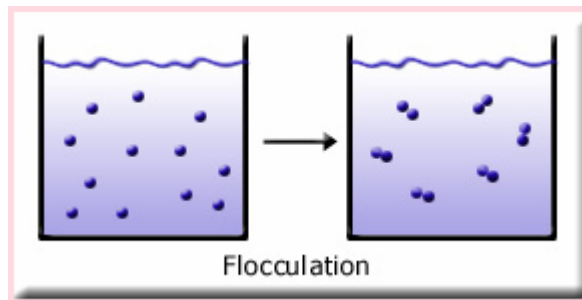


Fuente: Facultad de Agronomía y Agroindustrias -Universidad Nacional de Santiago del Estero.

## FLOCULACIÓN

Se define como un proceso por el cual dos o más gotas se agregan sin perder su identidad individual (ver figura C2). En la práctica, en las emulsiones de alimentos, las gotas más grandes ( $> 2 \text{ mm}$ ) flocculan más rápido y la flocculación es promovida por el cremado.

**Figura C2. Mecanismo de flocculación en una emulsión**

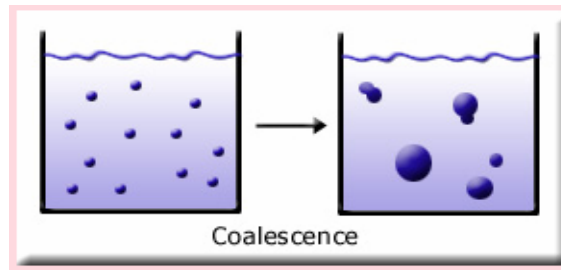


Fuente: Facultad de Agronomía y Agroindustrias -Universidad Nacional de Santiago del Estero.

## COALESCENCIA

Se produce cuando dos o más gotitas chocan una con otra y resulta en la formación de una gota más grande. La coalescencia involucra la ruptura de la película superficial y es **irreversible**. Varios factores, como: la solubilidad y la concentración del emulsificador, pH, sales, relación fase-volumen, temperatura y propiedades de la película, afectan la estabilidad por coalescencia de la emulsión. (Ver figura C3).

**Figura C3. Mecanismo de Coalescencia**

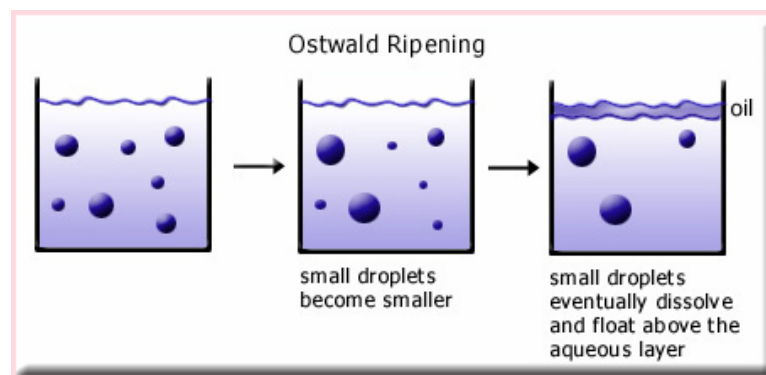


Fuente: Facultad de Agronomía y Agroindustrias -Universidad Nacional de Santiago del Estero.

### **MADURACIÓN DE OSTWALD**

Se debe al crecimiento de las gotas más grandes a costa de las más pequeñas hasta que éstas últimas prácticamente desaparecen. Este proceso ocurre a una velocidad que es función de la solubilidad de la fase dispersa en la fase continua y se debe a que la presión interna de las gotas (presión de Laplace) es mayor en las gotas más pequeñas (Ver figura C4).

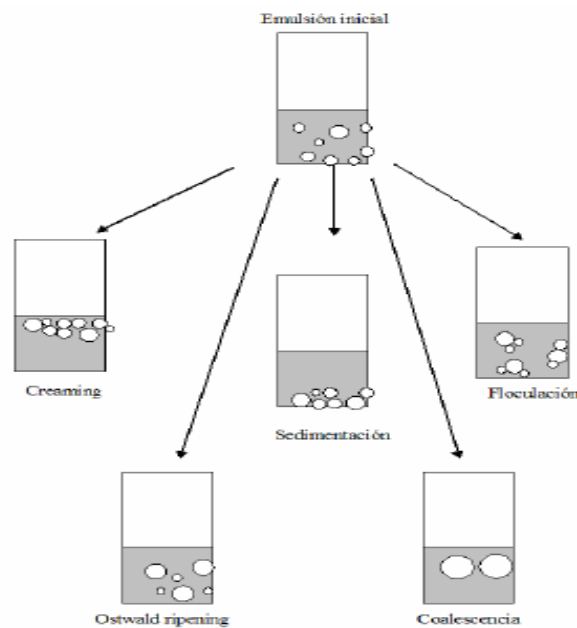
**Figura C4. Mecanismo de Maduración de Ostwald**



Fuente: Facultad de Agronomía y Agroindustrias -Universidad Nacional de Santiago del Estero.

En la figura C5 podemos apreciar la representación de los diferentes mecanismos que ayudan a desestabilizar las emulsiones.

**Figura C5. Mecanismos que contribuyen a la inestabilidad de las emulsiones.**



Fuente: Revista Iberoamericana de Polímeros Aranberri et al.Volumen 7(3), Agosto de 2006. Emulsiones estabilizadas

## **MATERIAS PRIMAS Y COMPOSICIÓN DE LA CCTA**

Una formula apropiada se seleccionará con respecto a la concentración de aditivos, la distribución de tamaño de partícula del carbón, para obtener una mezcla de CCTA con volumen de carbón entre 30-40%, usando un carbón de tipo exportación térmico sub-bituminoso obtenido de las minas de San Luís (Santander), con poder calorífico de 14000 BTU/lb, Combustóleo Fuel Oil de

600 SSF de viscosidad y un agente aditivo dispersante y emulsionante desarrollado por el ICP.

## CARACTERÍSTICAS DE MATERIAS PRIMAS Y PRODUCTOS PARA LA PRODUCCIÓN DE LA CCTA.

### Especificaciones de materias primas

#### *Combustóleo Base*

Se empleará para la preparación de la emulsión, Combustóleo de 600 SSF, las especificaciones técnicas se muestran en la tabla C1.

**Tabla C1. Características técnicas de Combustóleo 600 SSF**

PARAMETRO	VALOR
Especificación GCB	Combustóleo 600 SSF (Fuel Oil No. 6)
Gravedad, °API	6-15
Poder Calorífico, BTU/lb	17845 Btu/lb
Viscosidad cinemática @ 50 °C	1272 cSt
Viscosidad, SSF @ 50 °C	600
Azufre, % en peso	< 1.7
Vanadio (Kg/m <sup>3</sup> )	0.250
Níquel (Kg/m <sup>3</sup> )	0.121
Sodio (Kg/m <sup>3</sup> )	0.080

Fuente: Departamento de Materias Primas MPP - Gerencia Complejo Barrancabermeja. ECOPETROL S.A

El Combustóleo se debe emulsionar entre 40 y 75 °C para obtener un fácil manejo y cuando se forme la emulsión garantice una rápida reducción del tamaño de partícula, haciendo la emulsión más estable. También se debe asegurar flujo turbulento en el momento que se homogeniza la emulsión en los mezcladores estáticos.

### *Carbón*

El carbón que se empleara será un carbón térmico bituminoso, procedente de las minas de San Luís (Santander), con las siguientes especificaciones técnicas dadas en la tabla C2.

**Tabla C2. Caracterización Carbón minas de San Luís**

PROPIEDAD	VALOR
Combustible	Carbón térmico
Clasificación ASTM	Bituminoso Alto Volátil A
Poder Calorífico, BTU/lb	13318 - 6451
Cenizas, %	25.95
Azufre total, %	1.76
Material volátil, %	28.11
Humedad, %	0.36
Carbono fijo, %	43.23
Tamaño de partícula, $\mu\text{m}$	75

Fuente: El Carbón Colombiano. Recursos, reservas y calidad. Ministerio de Minas y Energía, 2004.

*Agua.* El agua a utilizar en la preparación de la emulsión es agua clarificada proveniente del cabezal de agua clarificada de la planta UOP II, ubicada en la refinería, con un pH entre 6-8.

***Tensoactivo***

El aditivo a utilizar para la formación y estabilización de la emulsión tipo CCTA, es una mezcla de tensoactivos aniónicos, Emulgrosón, fue desarrollado por el ICP, y sus propiedades físicas se pueden ver en la tabla C3.

**Tabla C3. Propiedades físicas del aditivo tensoactivo empleado para estabilizar la emulsión**

PARAMETRO	VALOR
Tipo y nombre de tensoactivo	Aniónico, tipo Dodecil Benceno sulfonato
Estado físico	Líquido
Densidad, lb/ft <sup>3</sup>	60-62
Viscosidad, cP @ 25 °C	50-80
Temperatura almacenamiento, °F	95
Pureza del ingrediente activo	18% en peso
Diluyente	Agua
Suministro de la GCB	Carrotanques
Sitio de almacenamiento	Tanques (posiblemente el K-51)
Procedencia	Producto nacional ICP
Dosificación	5000-10000 ppm <sup>50</sup> en peso (5% en Volumen)

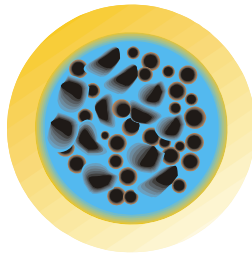
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo - ICP, Piedecuesta, 2006.

<sup>50</sup> Esta concentración de aditivo emulsificante (tensoactivo) es con respecto a la emulsión.

## ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA EMULSION TIPO CCTA

A continuación en la figura C6, podemos ver las especificaciones técnicas de la mezcla tipo CCTA.

Figura C6. Especificaciones técnicas<sup>51</sup> de la CCTA



<b>Poder Calorífico</b>	
<b>Densidad</b>	<b>1059 -1062 Kg/m3</b>
<b>Agua por destilación</b>	<b>29 - 30 % peso</b>
<b>Viscosidad 30°C</b>	<b>210 - 240 Cp</b>
<b>%C</b>	<b>58.01</b>
<b>%H</b>	<b>5.56</b>
<b>%N</b>	<b>0.79</b>
<b>%S</b>	<b>0.74</b>
<b>Cenizas</b>	<b>2.64</b>
<b>Carbón Conradson</b>	<b>24.22</b>
<b>Tamaño Partícula</b>	<b>13 - 14.2 Micras</b>

---

<sup>51</sup> Las especificaciones técnicas de la CCTA, pueden variar debido principalmente a: las características técnicas y procedencia del Carbón a utilizar, tipo de Combustóleo (Fuel oil No. 6, crudo castilla, ACPM), características físico -químicas del agua a utilizar y tipo, concentración y cantidad del tensoactivo a utilizar (aditivo).

## Formulación de la emulsión CCTA

La emulsión CCTA a preparar con Combustóleo de 600 SSF @ 122 °F con carbón - tensoactivo y agua tiene las siguientes composiciones en volumen de sus elementos constituyentes, en la tabla C4 podemos ver estas composiciones.

**Tabla C4. Porcentajes en volumen y concentración en ppm de las materias primas para la preparación de la emulsión CCTA**

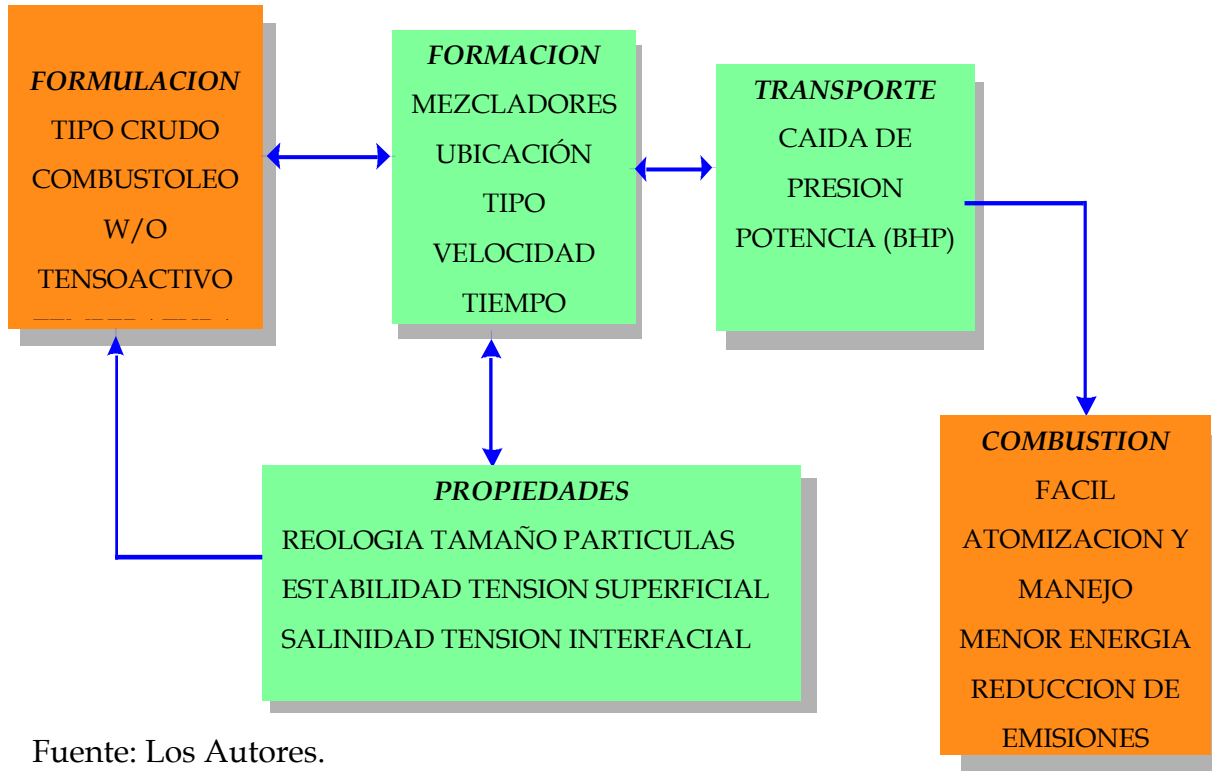
ELEMENTO CONSTITUYENTE	% EN VOLUMEN ó CONCENTRACION (ppm)
Combustóleo 600 SSF	30
Carbón San Luís (Santander)	40
Agua	30
Tensoactivo	5000 - 10000 ppm

Fuente: Pruebas de laboratorio desarrolladas en el ICP, Piedecuesta.

## FASES EN EL PROCESO DE PREPARACION

En la figura C7 podemos ver el desarrollo de éstas fases de manera resumida.


Figura C7. Etapas en el desarrollo de la técnica de emulsiones tipo CCTA.



Fuente: Los Autores.

## Anexo D. REGISTROS DE LAS CORRIDAS PARA EL CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA B-2954


**Tabla. D1.** Datos promedio de la corrida de combustóleo a 60% de la carga nominal.

 EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA		<b>BOILER PERFORMANCE BY HEAT LOSS METHOD</b> <b>ASME PTC - 4. 1998</b>									
EQUIPO:	B-2954	UNIDAD:	U-2950	REV.		HOJA	1	DE	4	FECHA	10-02-07
COMBUSTIBLE UTILIZADO:	COMBUSTÓLEO	CARG	60%	HORA INICIO:	08:00 a.m	HORA FINAL:	12:00 m				
DATOS DEL EQUIPO					ANÁLISIS DEL AGUA DE CALDERA						
1	PRESIÓN DE DISEÑO	$P_d$	700	psi	31	ALCALINIDAD	228	ppm			
2	MÁXIMA ENERGÍA CEDIDA AL CICLO	$E_{m-ciclo}$	420	MBTU/h	32	SÍLICE	18	ppm			
3	CAPACIDAD DISEÑO	$C_{ap}$	325000	LBH	33	SULFITO	40	ppm			
4	CARGA DE PRUEBA DE CORRIDA	$C_{corr}$	195000	LBH	34	PH	11,2	pH			
5	TEMPERATURA PROMEDIO DE PARED	$T_p$	165	° F	COMBUSTIBLE						
CONDICIONES AMBIENTALES					35	TIPO DE COMBUSTIBLE	COMBUSTÓLEO				
6	PRESIÓN ATMOSFÉRICA	$P_{Atm}$	14,31	psia	36	NÚMERO DE QUEMADORES	4				
7	TEMP. REFERENCIA (Norma ASME PTC-4)	$T_{RA}$	77	° F	37	FLUJO MÁSCO DEL COMBUSTIBLE	1215	BPD			
8	TEMPERATURA DEL AIRE CIRCUNDANTE	$T_{amb}$	86	° F	38	TEMPERATURA DE ENTRADA	210	° F			
9	VELOCIDAD DEL VIENTO	$V_{viento}$	7,50	FPS	39	PRESIÓN DE ENTRADA	147,15	psia			
10	DENSIDAD DEL AIRE	$\rho_{AIRE}$	0,0727	Lb/ft <sup>3</sup>	ANÁLISIS MÁSCO DEL COMBUSTIBLE						
11	HUMEDAD RELATIVA	$\phi$	90	%	40	CARBONO	86,45	%			
12	P. PARCIAL DEL VAPOR DE AGUA @ Tamb; Patm	$P_v$	0,6217	psia	41	HIDRÓGENO	9,5	%			
13	ENTALPÍA DE LÍQUIDO SATURADO A $T_{RA}$	$H_{RW}$	45,026	Btu/Lb	42	NITRÓGENO	0,7	%			
14	ENTALPÍA DEL VAPOR SATURADO A $T_{RA}$	$H_{RV}$	1095,31	Btu/Lb	43	AZUFRE	1,35	%			
AIRE DE COMBUSTIÓN					44	AGUA	0	%			
15	FLUJO MÁSCO DE AIRE A LA ENTRADA	$M_a$	60	MPCED	45	CENIZAS	0,006	%			
16	TEMPERATURA AIRE AL CALENTADOR	$T_{A1}$	159,10	° F	46	PODER CALORÍFICO SUP	18047	%			
17	TEMPERATURA AIRE DEL CALENTADOR	$T_{A2}$	382,10	° F	47	GRAVEDAD ESPECÍFICA	1,022	%			
AGUA DE ALIMENTACIÓN					ORSAT DE LOS GASES DE COMBUSTION						
18	FLUJO MÁSCO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN	$M_w$	210600	LBH	48	CO <sub>2</sub>	11,6	%			
19	FLUJO MÁSCO DEL AGUA DE PURGAS	$M_w'$	15600	LBH	49	CO	0,01	%			
20	TEMPERATURA AGUA A LA ENTRADA	$T_{A1}$	260	° F	50	O <sub>2</sub>	6,39	%			
21	TEMPERATURA AGUA SALIDA DEL ECONOMIZADOR	$T_{A1}$	295	° F	51	N <sub>2</sub>	82	%			
22	PRESIÓN DE ENTRADA A LA UNIDAD	$P_{A1}$	819,31	psia	CÁLCULO DE PÉRDIDAS			Btu/Lb	%		
VAPOR GENERADO					52	PERD. EN GASES SECOS	1229,800	6,814			
23	FLUJO MÁSCO DEL VAPOR GENERADO	$M_v$	195000	KLBH	53	PERD. HUMEDAD EN EL FUEL-OIL	0,000	0,000			
24	PRESIÓN DEL VAPOR A LA SALIDA	$P_v$	617,31	psia	54	PERD. HIDRÓGENO EN FUEL-OIL	995,532	5,516			
25	TEMPERATURA DEL VAPOR A LA SALIDA	$T_v$	712	° F	55	PERD. POR HUMEDAD EN EL AIRE	64,450	0,357			
26	FLUJO DE VAPOR DE ATOMIZACIÓN	$M_x$	1770	KLBH	56	PERD. VAPOR DE ATOMIZACIÓN	11,947	0,066			
27	PRESIÓN VAPOR DE ATOMIZACIÓN	$P_x$	164,31	psia	57	PERD. POR FORMACIÓN DE CO	7,565	0,042			
GASES DE COMBUSTION					58	PERD. CONVECCIÓN Y RADIACIÓN	303,190	1,680			
28	TEMPERATURA DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN	$T_G$	347,8	° F	59	<b>TOTAL DE PERDIDAS</b>	2612,484	14,476			
29	PRESIÓN PARCIAL DEL VAPOR EN LOS GASES	$P_{PV}$	1,1	psia	EFICIENCIA [100 - item 59]			85,524	%		
30	ENTALPÍA DEL VAPOR A $P_{PV}$ Y $T_G$	$H_{PV}$	1217,73	° F							
OBSERVACIONES:											


**Tabla. D2.** Datos promedio de la corrida de combustóleo a 75% de la carga nominal.

 GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA		BOILER PERFORMANCE BY HEAT LOSS METHOD ASME PTC - 4. 1998									
EQUIPO:	B-2954	UNIDAD:	U-2950	REV.		HOJA	2	DE	4	FECHA	10-02-07
COMBUSTIBLE UTILIZADO:	COMBUSTÓLEO	CARG	75%	HORA INICIO:			01:00 p.m	HORA FINAL:			05:00 p.m
DATOS DEL EQUIPO					ANÁLISIS DEL AGUA DE CALDERA						
1	PRESIÓN DE DISEÑO	$P_d$	700	psi	31	ALCALINIDAD		228		ppm	
2	MÁXIMA ENERGÍA CEDIDA AL CICLO	$E_{m-ciclo}$	420	MBTU/h	32	SÍLICE		18		ppm	
3	CAPACIDAD DISEÑO	Cap	325000	LBH	33	SULFITO		40		ppm	
4	CARGA DE PRUEBA DE CORRIDA	$C_{corr}$	243750	LBH	34	PH		11,2		pH	
5	TEMPERATURA PROMEDIO DE PARED	$T_p$	168	° F	COMBUSTIBLE						
CONDICIONES AMBIENTALES					35	TIPO DE COMBUSTIBLE		COMBUSTÓLEO			
6	PRESIÓN ATMOSFÉRICA	$P_{Atm}$	14,31	psia	36	NÚMERO DE QUEMADORES		4			
7	TEMP. REFERENCIA (Norma ASME PTC-4)	$T_{RA}$	77	° F	37	FLUJO MÁSCO DEL COMBUSTIBLE		1200		BPD	
8	TEMPERATURA. DEL AIRE CIRCUNDANTE	$T_{amb}$	86	° F	38	TEMPERATURA DE ENTRADA		210		° F	
9	VELOCIDAD DEL VIENTO	$V_{viento}$	7,50	FPS	39	PRESIÓN DE ENTRADA		147,15		psia	
10	DENSIDAD DEL AIRE	$\rho_{AIRE}$	0,0727	Lb/ft <sup>3</sup>	ANÁLISIS MÁSCO DEL COMBUSTIBLE						
11	HUMEDAD RELATIVA	$\phi$	90	%	40	CARBONO		86,45		%	
12	P. PARCIAL DEL VAPOR DE AGUA @ Tamb; Patm	$P_v$	0,6217	psia	41	HIDRÓGENO		9,5		%	
13	ENTALPÍA DE LÍQUIDO SATURADO A $T_{RA}$	$H_{RW}$	45,026	Btu/Lb	42	NITRÓGENO		0,7		%	
14	ENTALPÍA DEL VAPOR SATURADO A $T_{RA}$	$H_{RV}$	1095,31	Btu/Lb	43	AZUFRE		1,35		%	
AIRE DE COMBUSTIÓN					44	AGUA		0		%	
15	FLUJO MÁSCO DE AIRE A LA ENTRADA	$M_a$	75,30	MPCED	45	CENIZAS		0,006		%	
16	TEMPERATURA AIRE AL CALENTADOR	$T_{A1}$	146	° F	46	PODER CALORÍFICO SUP		18047		%	
17	TEMPERATURA AIRE DEL CALENTADOR	$T_{A2}$	391	° F	47	GRAVEDAD ESPECÍFICA		1,022		%	
AGUA DE ALIMENTACIÓN					ORSAT DE LOS GASES DE COMBUSTION						
18	FLUJO MÁSCO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN	$M_w$	260812	LBH	48	CO <sub>2</sub>		11,4		%	
19	FLUJO MÁSCO DEL AGUA DE PURGAS	$M_w'$	17062	LBH	49	CO		0,01		%	
20	TEMPERATURA AGUA A LA ENTRADA	$T_{A1}$	260	° F	50	O <sub>2</sub>		6,7		%	
21	TEMPERATURA AGUA SALIDA DEL ECONOMIZADOR	$T_{A1}$	295	° F	51	N <sub>2</sub>		81,89		%	
22	PRESIÓN DE ENTRADA A LA UNIDAD	$P_{A1}$	817,31	psia	CÁLCULO DE PÉRDIDAS			Btu/Lb		%	
VAPOR GENERADO					52	PERD. EN GASES SECOS		1335,140		7,398	
23	FLUJO MÁSCO DEL VAPOR GENERADO	$M_v$	243750	KLBH	53	PERD. HUMEDAD EN EL FUEL-OIL		0,000		0,000	
24	PRESIÓN DEL VAPOR A LA SALIDA	$P_v$	616,31	psia	54	PERD. HIDRÓGENO EN FUEL-OIL		995,532		5,556	
25	TEMPERATURA DEL VAPOR A LA SALIDA	$T_v$	746	° F	55	PERD. POR HUMEDAD EN EL AIRE		65,492		0,388	
26	FLUJO DE VAPOR DE ATOMIZACIÓN	$M_x$	1770	KLBH	56	PERD. VAPOR DE ATOMIZACIÓN		12,097		0,072	
27	PRESIÓN VAPOR DE ATOMIZACIÓN	$P_x$	164,31	psia	57	PERD. POR FORMACIÓN DE CO		7,698		0,043	
GASES DE COMBUSTIÓN					58	PERD. CONVECCIÓN Y RADIACIÓN		214,759		1,260	
28	TEMPERATURA DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN	$T_G$	366	° F	59	TOTAL DE PÉRDIDAS		2630,717		14,716	
29	PRESIÓN PARCIAL DEL VAPOR EN LOS GASES	$P_{PV}$	1,101	psia	EFICIENCIA [100 - item 59]			85,284		%	
30	ENTALPÍA DEL VAPOR A $P_{PV}$ Y $T_G$	$H_G$	1226,08	° F							
OBSERVACIONES:											


**Tabla. D3.** Datos promedio de la corrida de gas de refinería a 60% de la carga nominal.

 GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA		BOILER PERFORMANCE BY HEAT LOSS METHOD ASME PTC - 4. 1998									
EQUIPO:	B-2954	UNIDAD:	U-2950	REV.		HOJA	3	DE	4	FECHA	11-02-07
COMBUSTIBLE UTILIZADO:	GAS DE REFINERÍA		CARGA:	60%	HORA INICIO:	08:00 a.m		HORA FINAL:	12:00 m		
<b>DATOS DEL EQUIPO</b>						<b>ANÁLISIS DEL AGUA DE CALDERA</b>					
1	PRESIÓN DE DISEÑO	$P_d$	700	psi	31	ALCALINIDAD	227		ppm		
2	MÁXIMA ENERGÍA CEDIDA AL CICLO	$E_{m-ciclo}$	455	MBTU/h	32	SÍLICE	18		ppm		
3	CAPACIDAD DISEÑO	Cap	325000	LBH	33	SULFITO	42		ppm		
4	CARGA DE PRUEBA DE CORRIDA	$C_{corr}$	195000	LBH	34	PH	11,2		pH		
5	TEMPERATURA PROMEDIO DE PARED	$T_p$	167	° F	<b>COMBUSTIBLE</b>						
<b>CONDICIONES AMBIENTALES</b>					35	TIPO DE COMBUSTIBLE	GAS DE REFIN.				
6	PRESIÓN ATMOSFÉRICA	$P_{Atm}$	14,31	psia	36	NÚMERO DE QUEMADORES	4				
7	TEMP. REFERENCIA (Norma ASME PTC-4)	$T_{RA}$	77	° F	37	FLUJO MÁSCO DEL COMBUSTIBLE	4,8	MPCED			
8	TEMPERATURA DEL AIRE CIRCUNDANTE	$T_{amb}$	87	° F	38	TEMPERATURA DE ENTRADA	75	° F			
9	VELOCIDAD DEL VIENTO	$V_{viento}$	7,50	FPS	39	PRESIÓN DE ENTRADA	81	psia			
10	DENSIDAD DEL AIRE	$\rho_{AIRE}$	0,0727	Lb/ft <sup>3</sup>	<b>ANALISIS MASICO DEL COMBUSTIBLE</b>						
11	HUMEDAD RELATIVA	$\phi$	90	%	40	CARBONO	69,143	%			
12	P. PARCIAL DEL VAPOR DE AGUA @ Tamb; Patm	$P_v$	0,64081	psia	41	HIDRÓGENO	25,365	%			
13	ENTALPÍA DE LÍQUIDO SATURADO A $T_{RA}$	$H_{RW}$	45,026	Btu/Lb	42	NITRÓGENO	0,780	%			
14	ENTALPÍA DEL VAPOR SATURADO A $T_{RA}$	$H_{RV}$	703,54	Btu/Lb	43	AZUFRE	4,020	%			
<b>AIRE DE COMBUSTIÓN</b>					44	AGUA	0,691	%			
15	FLUJO MÁSCO DE AIRE A LA ENTRADA	$M_a$	60,00	MPCED	45	CENIZAS	0	%			
16	TEMPERATURA AIRE AL CALENTADOR	$T_{A1}$	159,10	° F	46	PODER CALORÍFICO SUP	23746,76	%			
17	TEMPERATURA AIRE DEL CALENTADOR	$T_{A2}$	382,10	° F	47	GRAVEDAD ESPECÍFICA	0,54	%			
<b>AGUA DE ALIMENTACIÓN</b>					<b>ORSAT DE LOS GASES DE COMBUSTION</b>						
18	FLUJO MÁSCO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN	$M_w$	210600	KLBH	48	CO <sub>2</sub>	7,5	%			
19	FLUJO MÁSCO DEL AGUA DE PURGAS	$M_w^1$	15600	KLBH	49	CO	0,01	%			
20	TEMPERATURA AGUA A LA ENTRADA	$T_{A1}$	260	° F	50	O <sub>2</sub>	7,5	%			
21	TEMPERATURA AGUA SALIDA DEL ECONOMIZADOR	$T_{A1}$	295	° F	51	N <sub>2</sub>	84,99	%			
22	PRESIÓN DE ENTRADA A LA UNIDAD	$P_{A1}$	818,31	psia	<b>CÁLCULO DE PÉRDIDAS</b>		<b>Btu/Lb</b>	<b>%</b>			
<b>VAPOR GENERADO</b>					52	PERD. EN GASES SECOS	81,012	5,972			
23	FLUJO MÁSCO DEL VAPOR GENERADO	$M_v$	195000	KLBH	53	PERD. HUMEDAD EN EL FUEL-OIL	0,000	0,000			
24	PRESIÓN DEL VAPOR A LA SALIDA	$P_v$	617,31	psia	54	PERD. HIDRÓGENO EN FUEL-OIL	2640,132	11,118			
25	TEMPERATURA DEL VAPOR A LA SALIDA	$T_v$	739	° F	55	PERD. POR HUMEDAD EN EL AIRE	81,012	0,341			
26	FLUJO DE VAPOR DE ATOMIZACIÓN	$M_x$	0	KLBH	56	PERD. VAPOR DE ATOMIZACIÓN	0,000	0,000			
27	PRESIÓN VAPOR DE ATOMIZACIÓN	$P_x$	0	psia	57	PERD. POR FORMACIÓN DE CO	9,354	0,039			
<b>GASES DE COMBUSTIÓN</b>					58	PERD. CONVECCIÓN Y RADIACIÓN	398,946	0,600			
28	TEMPERATURA DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN	$T_G$	331	° F	59	<b>TOTAL DE PÉRDIDAS</b>	3210,456	18,071			
29	PRESIÓN PARCIAL DEL VAPOR EN LOS GASES	$P_{PV}$	2,188	psia	<b>EFICIENCIA</b> [100 - ítem 56]		81,929	%			
30	ENTALPÍA DEL VAPOR A $P_{PV}$ Y $T_G$	$H_G$	1209,66	° F							
<b>OBSERVACIONES:</b>											

**Tabla. D4.** Datos promedio de la corrida de gas de refinería a 75% de la carga nominal.

 EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA		BOILER PERFORMANCE BY HEAT LOSS METHOD ASME PTC - 4. 1998									
EQUIPO:	B-2954	UNIDAD:	U-2950	REV.		HOJA:	4	DE:	4	FECHA:	11-02-07
COMBUSTIBLE UTILIZADO:	GAS DE REFINERÍA		CARGA:	75%	HORA INICIO:	01:00 p.m		HORA FINAL:	05:00 p.m		
DATOS DEL EQUIPO					ANÁLISIS DEL AGUA DE CALDERA						
1	PRESIÓN DE DISEÑO	$P_d$	700	psi	31	ALCALINIDAD	227		ppm		
2	MÁXIMA ENERGÍA CEDIDA AL CICLO	$E_{m-ciclo}$	455	MBTU/h	32	SÍLICE	18		ppm		
3	CAPACIDAD DISEÑO	Cap	325000	LBH	33	SULFITO	42		ppm		
4	CARGA DE PRUEBA DE CORRIDA	$C_{corr}$	243750	LBH	34	PH	11,2		pH		
5	TEMPERATURA PROMEDIO DE PARED	$T_p$	168	° F	COMBUSTIBLE						
CONDICIONES AMBIENTALES					35	TIPO DE COMBUSTIBLE	GAS DE REFIN.				
6	PRESIÓN ATMOSFÉRICA	$P_{Atm}$	14,31	psia	36	NÚMERO DE QUEMADORES	4				
7	TEMP. REFERENCIA (Norma ASME PTC-4)	$T_{RA}$	77	° F	37	FLUJO MÁSCO DEL COMBUSTIBLE	7,76		MPCED		
8	TEMPERATURA. DEL AIRE CIRCUNDANTE	$T_{amb}$	87	° F	38	TEMPERATURA DE ENTRADA	75		° F		
9	VELOCIDAD DEL VIENTO	$V_{viento}$	7,50	FPS	39	PRESIÓN DE ENTRADA	81		psia		
10	DENSIDAD DEL AIRE	$\rho_{AIRE}$	0,0727	Lb/ft <sup>3</sup>	ANÁLISIS MASCICO DEL COMBUSTIBLE						
11	HUMEDAD RELATIVA	$\phi$	90	%	40	CARBONO	69,143		%		
12	P. PARCIAL DEL VAPOR DE AGUA @ Tamb; Patm	$P_v$	0,6217	psia	41	HIDRÓGENO	25,365		%		
13	ENTALPÍA DE LÍQUIDO SATURADO A $T_{RA}$	$H_{RW}$	45,026	Btu/Lb	42	NITRÓGENO	0,780		%		
14	ENTALPÍA DEL VAPOR SATURADO A $T_{RA}$	$H_{RV}$	703,54	Btu/Lb	43	AZUFRE	4,020		%		
AIRE DE COMBUSTIÓN					44	OXÍGENO	0,691		%		
15	FLUJO MÁSCO DE AIRE A LA ENTRADA	$M_a$	79	MPCED	45	AGUA	0		%		
16	TEMPERATURA AIRE AL CALENTADOR	$T_{A1}$	150	° F	46	PODER CALORÍFICO SUP	23746,76		%		
17	TEMPERATURA AIRE DEL CALENTADOR	$T_{A2}$	371	° F	47	GRAVEDAD ESPECÍFICA	0,54		%		
AGUA DE ALIMENTACIÓN					ORSAT DE LOS GASES DE COMBUSTION						
18	FLUJO MÁSCO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN	$M_w$	260812	KLBH	48	CO <sub>2</sub>	7,5		%		
19	FLUJO MÁSCO DEL AGUA DE PURGAS	$M_w'$	17062	KLBH	49	CO	0,01		%		
20	TEMPERATURA AGUA A LA ENTRADA	$T_{A1}$	260	° F	50	O <sub>2</sub>	7,5		%		
21	TEMPERATURA AGUA SALIDA DEL ECONOMIZADOR	$T_{A1}$	295	° F	51	N <sub>2</sub>	84,99		%		
22	PRESIÓN DE ENTRADA A LA UNIDAD	$P_{A1}$	820,31	psia	CÁLCULO DE PÉRDIDAS		Btu/Lb	%			
VAPOR GENERADO					52	PERD. EN GASES SECOS	363,953	5,829			
23	FLUJO MÁSCO DEL VAPOR GENERADO	$M_v$	243750	KLBH	53	PERD. HUMEDAD EN EL FUEL-OIL	0,000	0,000			
24	PRESIÓN DEL VAPOR A LA SALIDA	$P_v$	616,31	psia	54	PERD. HIDRÓGENO EN FUEL-OIL	2658,63	11,196			
25	TEMPERATURA DEL VAPOR A LA SALIDA	$T_v$	745,40	° F	55	PERD. POR HUMEDAD EN EL AIRE	363,953	1,533			
26	FLUJO DE VAPOR DE ATOMIZACIÓN	$M_x$	0	KLBH	56	PERD. VAPOR DE ATOMIZACIÓN	0,000	0,000			
27	PRESIÓN VAPOR DE ATOMIZACIÓN	$P_x$	0	psia	57	PERD. POR FORMACIÓN DE CO	9,354	0,039			
GASES DE COMBUSTIÓN					58	PERD. CONVECCIÓN Y RADIACIÓN	299,209	0,450			
28	TEMPERATURA DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN	$T_G$	325	° F	59	TOTAL DE PÉRDIDAS	3695,10	19,047			
29	PRESIÓN PARCIAL DEL VAPOR EN LOS GASES	$P_{pv}$	2,123	psia	EFICIENCIA [100 - item 56]		80,9532	%			
30	ENTALPÍA DEL VAPOR A $P_{pv}$ Y $T_G$	$H_G$	1207,07	° F							
OBSERVACIONES:											

## Anexo E. - EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD - FASE I

	<b>ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES DE LA CALDERA ACUOTUBULAR TIPO D B-2954.</b>																																																	
Página 1	REVISION: 1	Elaboró: Carlos Humberto Loza. Fabián Emiro Martínez.	Fecha : Abril / 2007																																															
<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 45%;">Nombre</td> <td>: CALDERA DE VAPOR</td> </tr> <tr> <td>Planta</td> <td>: Unidad 2950</td> </tr> <tr> <td>Tag</td> <td>: B-2954</td> </tr> <tr> <td>Tipo</td> <td>: Acuotubular tipo D</td> </tr> <tr> <td>Función</td> <td>: Generar vapor de 600 psi</td> </tr> <tr> <td>Constructor</td> <td>: DISTRAL</td> </tr> <tr> <td>Año Final de Fabricación</td> <td>: 1979</td> </tr> <tr> <td>Capacidad</td> <td>: 325.000 Lbs de vapor-hora</td> </tr> <tr> <td>Presión de diseño</td> <td>: 700 psi</td> </tr> <tr> <td>Presión vapor supercalentador</td> <td>: 600 psi</td> </tr> <tr> <td>Temperatura del vapor</td> <td>: 750 °F</td> </tr> <tr> <td>Temperatura agua alimentación</td> <td>: 250 °F</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Calor generado con aceite</td> <td>: 27.927 BTU/ ft<sup>3</sup>.hr (Fuel #6)</td> </tr> <tr> <td>: 118.696 BTU/ ft<sup>2</sup>.hr (Fuel # 6)</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Calor generado con gas</td> <td>: 30.778 BTU/ ft<sup>3</sup>.hr</td> </tr> <tr> <td>: 124.185 BTU/ ft<sup>2</sup>.hr</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Eficiencia de la caldera</td> <td>: LHV = 87.92 (gas) → 90.89 (fuel)</td> </tr> <tr> <td>: HHV = 80.03 (gas) → 86.04 (fuel)</td> </tr> <tr> <td>Área de radiación</td> <td>: 3.723 ft<sup>2</sup></td> </tr> <tr> <td>Área del supercalentador</td> <td>: 3.962 ft<sup>2</sup></td> </tr> <tr> <td>Área del Banco Principal</td> <td>: 18.540 ft<sup>2</sup></td> </tr> <tr> <td>Área del Economizador</td> <td>: 3.500 ft<sup>2</sup></td> </tr> <tr> <td>Área del calentador de aire</td> <td>: 30.600 ft<sup>2</sup></td> </tr> <tr> <td>Volumen del Hogar</td> <td>: 15.490 ft<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>Ubicación</td> <td>: Planta Eléctrica Balance</td> </tr> </table>				Nombre	: CALDERA DE VAPOR	Planta	: Unidad 2950	Tag	: B-2954	Tipo	: Acuotubular tipo D	Función	: Generar vapor de 600 psi	Constructor	: DISTRAL	Año Final de Fabricación	: 1979	Capacidad	: 325.000 Lbs de vapor-hora	Presión de diseño	: 700 psi	Presión vapor supercalentador	: 600 psi	Temperatura del vapor	: 750 °F	Temperatura agua alimentación	: 250 °F	Calor generado con aceite	: 27.927 BTU/ ft <sup>3</sup> .hr (Fuel #6)	: 118.696 BTU/ ft <sup>2</sup> .hr (Fuel # 6)	Calor generado con gas	: 30.778 BTU/ ft <sup>3</sup> .hr	: 124.185 BTU/ ft <sup>2</sup> .hr	Eficiencia de la caldera	: LHV = 87.92 (gas) → 90.89 (fuel)	: HHV = 80.03 (gas) → 86.04 (fuel)	Área de radiación	: 3.723 ft <sup>2</sup>	Área del supercalentador	: 3.962 ft <sup>2</sup>	Área del Banco Principal	: 18.540 ft <sup>2</sup>	Área del Economizador	: 3.500 ft <sup>2</sup>	Área del calentador de aire	: 30.600 ft <sup>2</sup>	Volumen del Hogar	: 15.490 ft <sup>3</sup>	Ubicación	: Planta Eléctrica Balance
Nombre	: CALDERA DE VAPOR																																																	
Planta	: Unidad 2950																																																	
Tag	: B-2954																																																	
Tipo	: Acuotubular tipo D																																																	
Función	: Generar vapor de 600 psi																																																	
Constructor	: DISTRAL																																																	
Año Final de Fabricación	: 1979																																																	
Capacidad	: 325.000 Lbs de vapor-hora																																																	
Presión de diseño	: 700 psi																																																	
Presión vapor supercalentador	: 600 psi																																																	
Temperatura del vapor	: 750 °F																																																	
Temperatura agua alimentación	: 250 °F																																																	
Calor generado con aceite	: 27.927 BTU/ ft <sup>3</sup> .hr (Fuel #6)																																																	
	: 118.696 BTU/ ft <sup>2</sup> .hr (Fuel # 6)																																																	
Calor generado con gas	: 30.778 BTU/ ft <sup>3</sup> .hr																																																	
	: 124.185 BTU/ ft <sup>2</sup> .hr																																																	
Eficiencia de la caldera	: LHV = 87.92 (gas) → 90.89 (fuel)																																																	
	: HHV = 80.03 (gas) → 86.04 (fuel)																																																	
Área de radiación	: 3.723 ft <sup>2</sup>																																																	
Área del supercalentador	: 3.962 ft <sup>2</sup>																																																	
Área del Banco Principal	: 18.540 ft <sup>2</sup>																																																	
Área del Economizador	: 3.500 ft <sup>2</sup>																																																	
Área del calentador de aire	: 30.600 ft <sup>2</sup>																																																	
Volumen del Hogar	: 15.490 ft <sup>3</sup>																																																	
Ubicación	: Planta Eléctrica Balance																																																	

**Fuente:** Catalogo del fabricante DISTRAL.

**Tabla E1\*. Dimensiones principales de cada componente de la caldera.**

COMPONENTE ESTRUCTURAL	DESCRIPCION PARTE	DIMENSIONES	
		DIAM. EXTERNO	ESPESOR
Tambor vapor	Cuerpo cilíndrico	71.25"	2 5/8"
	Cabezas	64.75"	2 3/8"
Tambor de lodos	Cuerpo cilíndrico	45.75"	1 7/8"
	Cabezas	43.375"	1 11/16"
<b>Sobrecalentador</b>			
Cabezal de entrada	Cuerpo cilíndrico	10 "	0.594"
	Cabezas	9.313"	1 1/8"
Cabezal de salida	Cuerpo cilíndrico	12"	0.688"
	Cabezas	11.125"	2 1/8"
Tubería	Tubos TS-1	2 ¼"	0.165"
	Tubos TS-2	2 ¼"	0.165"
	Tubos TS-3	2 ¼"	0.165"
Tubería banco principal	Tubos	2 ½"	0.120"
Tubería del hogar	Tubos	3 ¼"	0.135"
Colectores laterales	Cuerpo cilíndrico	12 ¾"	1 3/8"

**1.1.1 Superficies de calefacción nominales.** Las superficies de calefacción de la caldera y las paredes de agua constan de todos aquellos equipos de transferencia de calor cuyo interior está en contacto con el agua o el vapor húmedo objeto de calentamiento y cuyo exterior esta en contacto con los gases o refractarios objeto de enfriamiento. Esta superficie se mide del lado que recibe el calor, incluyendo las paredes de agua del hogar que se miden como área proyectada. Todas las otras superficies de la caldera incluyendo los

---

\* **Fuente:** Catalogo del fabricante DISTRAL.

tubos de la pantalla se miden como un área neta de transferencia de calor. La caldera en estudio presenta las siguientes superficies de intercambio de calor.

**Tabla E2\*. Superficies de calor de la caldera B-2954.**

SUPERFICIES	B-2954
Convección	18.540 ft <sup>2</sup>
De radiación, total del hogar	3723 ft <sup>2</sup>
Del economizador	3500 ft <sup>2</sup>
Del calentador de aire	30600 ft <sup>2</sup>
Del supercalentador	3962 ft <sup>2</sup>

**1.1.2 Hogar.** El hogar de las calderas de Balance es de paredes tipo soldadas. Los tubos se sueldan a los colectores laterales y las conexiones de alivio a los tambores se aseguran por expansión, las principales dimensiones del hogar se presentan a continuación.

**Tabla E3\*. Dimensiones del hogar de la caldera B-2954.**

DIMENSIONES	B-2954
Volumen del hogar	15490 ft <sup>3</sup>
Profundidad del hogar	20' - 9 15/16"
Ancho del hogar	25' - 7"

---

\* **Fuente:** Catálogo general del fabricante DISTRAL.

Todos los tubos son de  $\frac{3}{4}$ " de diámetro exterior con un espaciamiento entre tubos de  $3\frac{5}{16}$ " y construidos en material SA-192 ó SA-210 Gr-A1. Los colectores laterales tanto inferiores como superiores son  $12\frac{3}{4}$ " O.D X 1" de espesor y de material SA-106 Gr-B. La tubería del banco principal es de  $2\frac{1}{2}$ " O.D, espaciados  $5\frac{13}{16}$ " entre centros y fabricadas de material SA-192 ó SA-210 Gr A.

**1.1.3 Colectores y cabezales.** Ver especificaciones en la tabla E4.

**Tabla. E4\***. Especificación de colectores y cabezales de la caldera B-2954.

DENOMINACIÓN	LOCALIZACIÓN	MATERIAL	Diám. - Esp.	CANTIDAD
Colectores inferiores.	Hogar	SA-106 Gr B	12" - Sch 140	2
Colectores superiores	Hogar	SA-106 Gr B	8" Sch 140	6
Cabezal primario	Supercalentador	SA-106 Gr B	10" Sch 80	1
Cabezal secundario	Supercalentador	SA-106 Gr B	10" Sch 80	1
Cabezal de salida	Supercalentador	SA-106 Gr B	12" Sch 80	1
Cabezal de entrada	Economizador	SA-106 Gr B	6" Sch 120	1
Cabezal de salida	Economizador	SA-106 Gr B	6" Sch 120	1

**1.1.4. Deshollinadores.** La caldera B-2954 posee ocho sopladores giratorios (modelo D5E) operados mecánicamente, ubicados cuatro en cada lado de la caldera y cuatro en el banco principal; dos sopladores retráctiles (MODELO T20E) operados mecánicamente, con una lanza de 10'-6", ubicados en el supercalentador a lado y lado de la caldera y tres sopladores no rotatorios (modelo T30) uno con 5'8  $\frac{1}{4}$ " para el calentador de aire y otro con 12' - 8"

---

\* **Fuente:** Catálogo general del fabricante DISTRAL.

para el economizador. El vapor para los sopladores de hollín debe ser tomado del tambor de vapor de 650 psig y 680 °F aproximadamente.

**Tabla E5\*. Sopladores de hollín.**

CANTIDAD	TIPO	MODELO	LONGITUD LANZA	FABRICANTE
8	Rotatorios Estacionarios	D5E	10'-6"	Clide Bergeman
2	Rotatorios Retractiles	T20E	5'-8 ¼" - 12' -8"	Clide Bergeman
3	Fijos Retractiles	T30	10" -6"	Clide Bergeman

**1.1.5 Equipos de combustión.** La cámara de combustión es de lámina de acero soldada con soporte y refuerzos adecuados y refuerzos adecuados a prueba de escapes. La caldera B-2954 posee un sistema de 4 quemadores de gas de refinería como combustible primario y combustóleo como combustible sustituto marca PEABODY, con un registro de aire tipo M-33 (DISTRAL), quemador de aceite Fuel Oil # 6 tipo ABT atomizado con vapor y un anillo de gas de 33" con dos hileras de 150 agujeros drill 26 (9/64 - 5/32"Ø) en materiales SS-304. A continuación, se enuncian las principales características del quemador de Fuel-Oil.

**Tabla E6\*. Especificaciones técnicas del quemador de Fuel Oil.**

Máximo tamaño de partículas sólidas	50 micrones
Máxima viscosidad de diseño	300 SSU
Presión de Fuel-Oil en el quemador	130 psig
Presión de vapor en el quemador	150 psig

### 1.1.6 Especificación de materiales<sup>52</sup>.

Los diferentes materiales empleados en la fabricación de los principales componentes de las calderas de DISTRAL de la unidad de Balance se encuentran especificados en la siguiente tabla.

**Tabla E7\*. Materiales utilizados en la fabricación de la caldera B-2954.**

LOCALIZACIÓN	MATERIAL	DIAMETRO x ESPESOR	LONG. APROX.
<b>Hogar</b>			
Pared lateral occidental	SA-192	3 ¼" x 0.135"	40'
Pared lateral oriental	SA-192	3 ¼" x 0.135"	40'
Pared pantalla	SA-192	3 ¼" x 0.135"	40' - 50'
Pared de quemadores	SA-192	3 ¼" x 0.135"	30' - 40'
Tubería del piso	SA-192	3 ¼" x 0.135"	27' - 30'
Tubería del techo	SA-192	3 ¼" x 0.135"	27' - 30'
Reducciones	SA-192	3 ¼" x 2 ½"	7"
Refuerzos exteriores/soportes	Acero estructural A-36		

\* **Fuente:** Catálogo general del fabricante DISTRAL.

<sup>52</sup> Los materiales y el trabajo de todas las partes a presión se encuentran en estricto cumplimiento con el Código ASME, las normas ICONTEC y los requisitos de "The Hartford Steam Boiler Inspection and Insurance Company".

\* **Fuente:** Catálogo general del fabricante DISTRAL.

LOCALIZACIÓN	MATERIAL	DIAMETRO x ESPESOR	LONG. APROX.
<b>Banco principal</b>			
Tubería	SA-192	2½" x 0.120"	30' - 40'
Baffles/abrazaderas	Acero carbono	1/8"; 3/8"	
<b>Supercalentador</b>			
Serpentín S1	SA - 192	45' - 10"	45' - 10"
Serpentín S2	SA - 192	78' - 5"	78' - 5"
Serpentín S3	SA - 213 - T11	42' - 3"	42' - 3"
Soportes	Inoxidable Cromado		
<b>Economizador</b>			
Tubos	SA - 192	2" x 0.150"	36"
Cabezales	SA - 106 Gr B	6"; sch 120	
Niples	SA - 106 Gr B	2 ½" sch 0.150".	7"
Bridas	SA - 105/181	6" X 600#, WN-RF	
Tapas planas	SA - 515 Gr 70	5 ¼" x 11/16"	
<b>Calentador de aire</b>			
Tubos	SA-513 MT 1010	2 ½" x 0.095"	10' - 10"
Ferrules	Acero Carbono	2 ½" x 0.096"	4"
<b>Tubos Riser</b>	SA - 192	3 ¼" x 0.135"	
<b>Precalentador de aire</b>	Cobre + Al	5/8" x 0.035"	
<b>Colectores y cabezales</b>			
Colectores inferiores (Hogar)			
Colectores superiores (Hogar)			
Cabezal primario (SH)	SA - 106 Gr B	12" Sch 140	
Cabezal secundario (SH)	SA - 106 Gr B	8" Sch 140	
Cabezal salida (SH)	SA - 106 Gr B	10" Sch 80	
Cabezal de entrada (ECO)	SA - 106 Gr B	10" Sch 80	
Cabezal de salida (ECO)	SA - 106 Gr B	12" Sch 80	
Drenajes	SA - 106 Gr B	6" Sch 120	
(cabezales/colectores)	SA - 106 Gr B	6" Sch 120	
	SA - 106 Gr B		

LOCALIZACIÓN	MATERIAL	DIAMETRO x ESPESOR	LONG. APROX.
<b>Tambor de vapor</b>			
Casco	SA - 515 Gr 70	2 5/8"	327"
Caps	SA - 515 Gr 70	2 3/8"	
<b>Tambor de Lodos</b>			
Casco	SA - 515 Gr 70	1- 7/8"	341"
Caps	SA - 515 Gr 70	1 11/16"	

## 1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA.

Las condiciones ambientales donde están ubicadas las unidades generadoras de vapor del área de balance se consideradas severas, los aspectos principales que se deben tener en cuenta son:

<b>Temperatura al sol:</b>	20 a 45 °C
<b>Temperatura a la sombra:</b>	15 a 40 °C
<b>Presión atmosférica:</b>	740 mm Hg.
<b>Nivel Pluviométrico</b>	2.718 mm (Prom. anual)
<b>Humedad relativa:</b>	90%
<b>Interferencia de Radiofrecuencia:</b>	50 volt. /mt @ 27-900 Mhz
<b>Nivel sobre el nivel del Mar:</b>	Menor a 1.000 metros.

### **1.3 HISTÓRICO DE PROCESO Y OPERACIÓN.**

En este numeral se consigna la información referente a la materia prima involucrada en el proceso. Se consideran las materias primas directas a aquellas que sufren una transformación en el proceso para obtener un producto y las materias primas indirectas a aquellas que intervienen en el proceso, pero no hacen parte del producto final. Para cada uno de estos elementos se presenta la información más importante desde el punto de vista de propiedades físicas, químicas, estándares de calidad y parámetros operacionales.

**1.3.1 Materias primas directas.** Se considera como materia primas directa al agua de calderas suministrada por las plantas de agua y el condensado proveniente del ciclo de vapor o de utilización en equipos de proceso, sin embargo el condensado se puede considerar desde otro punto de vista como un efluente, para este caso se considero de esta forma.

#### **1.3.1.1 Características físico - químicas del agua de alimentación.**

El agua utilizada en calderas debe cumplir con requisitos mínimos específicos de calidad. El agua completamente pura y lista para alimentación de calderas no existe, por lo cual se hace necesario el uso de tratamientos previos que la hagan apta para su uso industrial. El fallo en los tratamientos acarrea una serie de problemas que generan consecuencias graves sobre los equipos. El control de parámetros como: Oxígeno disuelto, pH, dureza, aceite, iones cloro, fosfatos y sólidos totales disueltos, ayudan a minimizar las incrustaciones, los depósitos corrosivos y la fragilización de metales. La

formación de incrustaciones es causada por una práctica ineficiente en el tratamiento del agua de alimentación. Las tablas siguientes presentan las concentraciones recomendadas industrialmente para el agua de alimentación y el agua de calderas respectivamente. En la tabla E8, se ven algunas causas y consecuencias con respecto a las condiciones del agua que alimenta las calderas.

**Tabla E8. Causas y consecuencias por deficiente tratamiento del agua.**

CAUSA	CONSECUENCIA
Formación de depósitos	Fallas en la tubería por sobrecalentamiento.
Inadecuado pH	Altas velocidades de Corrosión en la caldera. Rango seguro del pH entre 8,5 y 12,7.
Presencia de cloruros	Los cloruros tienden a romperse bajo ciertas condiciones, acumulándose en líneas estáticas en ensambles presurizados.
Secuestrantes de oxígeno	Sulfito de sodio, es inestable a altas temperaturas y forma ácidos.
Hierro insoluble	Puede obstruir válvulas y formar depósitos. También puede afectar el vapor disminuyendo su calidad.

**Fuente:** Manual de proceso – planta de aguas Balance.

Normalmente la adecuación o acondicionamiento del agua para ser utilizada en las calderas requiere de 3 pasos básicos preliminares antes de su uso, estos son:

**a). Tratamiento del agua cruda.** Consiste en el retiro de impurezas por medio físicos y / ó tratamientos químicos. Las impurezas que trae el agua cruda son: Sólidos disueltos: Carbonatos, sales de metales, materia orgánica.

Gases asociados: Oxígeno disuelto, dióxido de carbono, amoníaco, etc.

Material suspendido, Desechos, Lodos.

El tratamiento del agua cruda incluye los siguientes sub-tratamientos:

19. Clarificación.

20. Coagulación y Floculación.

21. Osmosis Inversa.

22.

**b). Tratamiento externo.** Consiste en adicionar varios tipos de tratamientos químicos para eliminar impurezas que afectan el normal funcionamiento de la caldera. Se debe eliminar la dureza del agua con el fin de evitar incrustaciones en la tubería, mantener la suficiente alcalinidad para evitar la formación de gases ácidos.

El externo del agua incluye los siguientes sub-tratamientos:

23. Ablandamiento químico.

24. Remoción de Sílice.

25. Métodos de intercambio de iones.

26. Desaireación.

**c). Tratamiento interno:** Se relaciona a la eliminación de pequeñas trazas de contaminantes que pueden causar problemas en la caldera, mediante la inyección de diferentes tipos de aditivos y tratamientos aplicados directamente al agua de alimentación. Estos tratamientos dependen de las condiciones de presión y temperatura de la caldera. La tabla E9, presenta los

valores límites utilizados para el agua de calderas dependiendo de las presiones de operación.

De la tabla E9, se puede concluir que para producir mayor presión, es necesario que la calidad de agua sea mayor y así evitar problemas de operación y de corrosión de los componentes de la caldera.

**Tabla E9. Valores máximos de concentraciones recomendadas industrialmente para el agua de alimentación de calderas de la GCB.**

Presión (psig)	Sílice (ppm)	Dureza total CaCO <sub>3</sub> (ppm)	Oxígeno (ppm)	Hierro (ppm)	Cobre (ppm)
0 - 300	7.5 - 15	0.3	0.007	0.10	0.05
301 - 450	2.5 - 50	0.3	0.007	0.10	0.05
451 - 600	1.3 - 2.5	0.2	0.007	0.10	0.05
601 - 750	1.3 - 2.5	<b>0.2</b>	<b>0.007</b>	<b>0.05</b>	<b>0.03</b>
751 - 900	0.8 - 1-5	0.1	0.007	0.05	0.03
901 - 1000		0.05	0.007	0.05	0.03

**Continuación tabla 10.**

PRESIÓN (PSIG)	SÓLIDOS TOTALES	ALCALINIDAD TOTAL	SÓLIDOS SUSPENDIDOS	SÍLICE
0 - 300	3500	700	300	125
301 - 450	3000	600	250	90
451 - 600	2500	500	150	50
<b>601 - 750</b>	<b>2000</b>	<b>400</b>	<b>100</b>	<b>35</b>
751 - 900	1500	300	60	20
901 - 1000	1250	250	40	8

**Fuente:** Manual de proceso - planta de aguas de Balance.

Los análisis químicos realizados al agua de calderas y desaireador son almacenados en bases de datos, las cuales fueron consultadas con ayuda de las interfases CDLAB y MDO (monitoreo del desempeño operacional). Existen valores definidos por la GCB como límites de control para los siguientes parámetros:

**Tabla E10. Valores límites para control de desaireadores definidos por la GCB.**

<b>Parámetro para agua de desaireadores</b>	<b>Valores definidos</b>
Cloruros	< 3.00 ppm
Hierro	< 0.20 ppm
Dureza	< 1 ppm
Alcalinidad	< 20 ppm
Ph	9<pH<9.5
Sílice	< 1.00 ppm

**Fuente:** Valores definidos por ATP<sup>53</sup>.

---

<sup>53</sup> ATP son las siglas de Apoyo Técnico a la Producción. Éste es el departamento encargado de prestar apoyo y soporte ingenieril a las áreas de operaciones de todas las plantas de la GCB.

**1.3.2. Materias primas indirectas.** Se considera como materias primas indirectas del proceso de generación de vapor al aire y los combustibles quemados en las calderas.

El aire atmosférico es una mezcla de gases y vapores no estrictamente constantes no obstante para simplificar el estudio de la combustión se considera habitualmente 21% de oxígeno y 79% de nitrógeno.

Los combustibles empleados en las calderas de Balance son:

**a). Gas Combustible de refinería:** Está constituido por hidrocarburos ligeros, resulta de la mezcla entre fracciones de gas natural y corrientes de gas de refinería. El gas de refinería es un subproducto de las plantas de proceso; debido a sus diferentes fuentes puede llegar a contener combustible líquido, compuestos azufrados y agua, los cuales deben ser eliminados en un tambor separador antes de ser conducidos a hornos y calderas. Mientras que el gas natural es más uniforme en sus propiedades, lo que origina menos contaminantes que el gas de refinería. En la siguiente tabla se presenta un análisis físico químico típico para el gas de refinería quemado en las calderas de balance.

**Tabla E11. Características físico - químicas del gas de refinería producido en la GCB.**

Análisis Ultimo [% en Vol.]	Unidad	Composición Gas de Refinería
H <sub>2</sub>	%	26.94
O <sub>2</sub>	%	0.01
N <sub>2</sub>	%	0.40
CO	%	0.10
CO <sub>2</sub>	%	0.25
H <sub>2</sub> S	%	1.80
CH <sub>4</sub>	%	62.00
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	%	0.40
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	%	5.50
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	%	0.40
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	%	1.50
C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	%	0.10
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	%	0.60
Gravedad Específica		0.54
Presión calentador	psig	50
Presión quemador	psig	20
Eficiencia Unidad (HHV)	%	82,97
Valor alto de Calentamiento (HHV)	BTU/ft <sup>3</sup>	900,7

**Fuente:** Análisis del laboratorio GCB.

**b). Fuel-Oil # 6 (Combustóleo).** Es un combustible líquido (producto de los fondos de las torres destiladoras primarias procesadas en la planta DEMEX) que contiene un alto poder calorífico. Éste resulta de mezclar una fracción de alto peso molecular (de 40 y más átomos de carbón) con aceite liviano de ciclo. En la GCB se preparan combustóleos de diferentes especificaciones, dependiendo si es para ventas o para consumo interno, es decir, como

combustible de las calderas en caso de una caída de presión en el sistema de gas combustible, falla física del quemador de gas, por requerimientos operacionales o por altos inventarios. En la siguiente tabla se presenta un análisis físico químico típico para el combustóleo quemado en las calderas de balance.

**Tabla. E12. Rangos de trabajo para el combustóleo utilizado en calderas.**

PROPIEDADES	COMBUSTOLEO DE REFINERIA		
	Valor Máximo.	Valor Mínimo.	Valor Promedio.
Gravedad específica	1.0239	1.0209	1.0224
Gravedad API	7.1	6.7	6.9
Poder Calorífico, BTU/Lb.	18112	18015	18047
Viscosidad SSU @ 122 °F	607	403	505
Carbón %W	87.626	82.96	86.41
Hidrógeno %W	10.00	9.00	9.50
Nitrógeno %W	0.72	0.68	0.70
Azufre %W	1.46	1.24	1.35
Agua %W	0.00	0.00	0.00
Cenizas %W	0.0078	0.0029	0.0060
Sodio ppm	26	26	26
Níquel ppm	112	112	112
Vanadio ppm	148	148	148
Hierro ppm	20	20	20

**Fuente:** Análisis del laboratorio GCB.

**1.3.3. Productos.** Como producto se considera exclusivamente el vapor sobrecalentado de 600 psig, las demás calidades de vapor se consideraron como subproductos. En la tabla E13 se presenta las principales propiedades del vapor de 600 psig producido en el área de planta eléctrica de la UBAL.

**Tabla E13. Propiedades del vapor de 600 psig.**

PROPIEDADES FÍSICAS	VAPOR DE 600 PSIG
Flujo promedio (KLBH)	960
Temperatura (°F)	740
Presión (psia)	617.37
Temperatura saturación <sup>54</sup> (°F)	486.72
Entalpía <sup>55</sup> (Btu/lb.)	1373.58
Volumen específico <sup>56</sup> (pies <sup>3</sup> /lb.)	1.115
Temperatura de sobrecalentamiento <sup>57</sup> (°F)	250.77

**Fuente:** Análisis del laboratorio GCB.

**1.3.4 Efluentes:** Se incluyeron como efluentes las corrientes que salen del proceso, como desechos que pueden ser utilizados en otro proceso siguiente, o simplemente salen a la atmósfera. Para nuestro caso consideramos como efluentes los gases de chimenea y el agua de purgas.

**1.3.4.1. Gases de chimenea:** Los gases de combustión son el producto de la reacción química que ocurre al interior del hogar de la caldera, y son finalmente descargados a la atmósfera. Su composición depende de la naturaleza del combustible empleado, tipo de quemadores y de condiciones operacionales tales como la proporción aire / combustible, frecuencia de deshollinado etc.

---

<sup>54</sup> Tomado de tablas de vapor a P: 617.37 psia (presión de operación).

<sup>55</sup> Entalpía de vapor sobrecalentado a 740 °F y 617.37 psia (presión de operación).

<sup>3</sup> Volumen específico de vapor sobrecalentado a 740 °F y 617.37 psia (presión de operación).

<sup>57</sup> Se llama temperatura de sobrecalentamiento del vapor a la diferencia de temperatura entre el vapor sobrecalentado y el vapor saturado seco a la misma presión.

Si la combustión es completa la composición de estos gases es básicamente anhídrido carbónico, vapor de agua y nitrógeno del aire comburente, llevando además oxígeno del exceso de aire, anhídridos de azufre (si lo tenía el combustible), óxidos de nitrógeno y de otros metales del combustible, así como los gases nobles aportados en pequeñas proporciones por el aire. Si la combustión es incompleta se tendrá en los productos de la combustión además de los anteriormente citados, el monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H<sub>2</sub>) y dependiendo del combustible metano (CH<sub>4</sub>), etc., también pueden aparecer sólidos inquemados en suspensión.

**Tabla. E14. Análisis volumétrico en base seca para los gases de combustión de la caldera B-2954 (Análisis ORSAT).**

COMPOSICIÓN VOLUMÉTRICA	%
CO <sub>2</sub>	7,5
CO	0,01
O <sub>2</sub>	7,5
N <sub>2</sub>	84,99

Fuente: Laboratorio GCB - Pruebas realizadas anualmente.

**1.3.4.2. Agua de purgas:** La purga es el líquido que se extrae de la caldera para mantener baja la concentración de sólidos en el agua de alimentación. Inclusive con el tratamiento del agua de carga de la caldera, habrá acumulación estable de minerales disueltos y sales en el agua. Por lo tanto, es necesario purgar cierta parte del agua de la caldera y reemplazarla con agua limpia de compensación. La concentración de sólidos disueltos es más alta justo debajo del nivel del agua, donde se separan las burbujas del vapor y el líquido. Normalmente hay dos corrientes de purga; una purga continua de

una cantidad fija de agua, la cual se ajusta para mantener el agua de calderas dentro de especificaciones de sólidos disueltos, a veces, este arreglo se denomina “purga superior”. Además, sedimentos y sales se acumulan en forma de lodo en el espacio del agua. Estos deben ser extraídos periódicamente, por medio de una purga intermitente “inferior”. Para la caldera B-2954, el porcentaje de purgas esta entre el 7-8 % según recomendaciones.

#### **1.4 HISTÓRICO DE OPERACIÓN DE LA CALDERA A CONDICIONES NORMALES DE TRABAJO.**

Cuando la unidad opera a las siguientes condiciones se considera como condición normal de trabajo:

- Generación de vapor de 325 KLBH quemando gas de refinería o fuel-oil N° 6 en sus 4 quemadores.
- La temperatura promedio el vapor a la salida del sobrecalentador de 750 °F.
- Caída de presión del vapor entre el domo de vapor y la salida del sobrecalentador no mayo a 50 psi.
- Promedio de sólidos totales en el vapor a la salida del tambor de vapor de la caldera no mayor a 1 ppm.
- Presión de vapor promedio a la salida del sobrecalentador no mayor a 603 PSIG.

Para ver completamente los datos de operación de la caldera B-2954 a diferentes cargas, (Véase Tabla E15.)

Perdidas en ductos aire	in H <sub>2</sub> O	0,76	0,27	0,05	0,69	0,24	0,04
-------------------------	---------------------	------	------	------	------	------	------

**Tabla E15. Datos de operación a régimen normal de caldera**

Presión de diseño:	psig	700					
		100%	60%	25%	100%	60%	25%
Tipo de combustible:		Gas			Aceite		
Flujo de vapor:	Klb/h	325	195	81,25	325	195	81,25
Purga continua:	% F.W	5	5	5	5	5	5
Presión salida supercalentador:	psig	600	600	600	600	600	600
Temperatura salida supercalentador:	° F	750	745	735	700	690	675
Exceso de aire:	%	10	10	10	15	15	15
Presión tambor vapor:	psig	650	618	603	650	618	603
Flujo aire entrada calentador:	Klb/h	399,4	236,6	97,4	377,2	223,4	91,8
Flujo gases salida calentador.:	Klb/h	421,2	249,5	102,7	400	237,3	97,5
Temperatura agua alimentación:	° F	260	260	260	260	260	260
Temperatura agua salida economizador:	° F	306	303	292	200	295	284
Temperatura aire entrando caldera:	° F	75	75	75	75	75	75
Temperatura aire saliendo calentador:	° F	392	338	290	385	355	295
Temperatura gases del horno:	° F	2405	2130	1735	2235	1935	1560
Temperatura gases de la caldera:	° F	800	700	576	753	678	540
Temperatura gases salida economizador	° F	640	556	455	605	535	430
Temperatura gases salida calentador:	° F	425	383	319	383	341	286
Perdidas en calentador Aire	in H <sub>2</sub> O	2,23	0,78	0,13	2,08	0,73	0,12

Perdidas calor en horno	BTU/ft <sup>2</sup> - h	124185	72695	29690	118696	69176	28104
Eficiencia caldera (Base HHV)	%	80,03	80,8	81,6	86,04	86,79	87,38
Eficiencia caldera (Base LHV)	%	87,92	88,76	89,65	90,89	92,98	92,31

**Continuación de tabla E15.**

		100%	60%	25%	100%	60%	25%
		Gas			Aceite		
Perdidas a través precalentador aire	in H <sub>2</sub> O	1	0,36	0,06	0,91	0,32	0,05
Perdidas a través quemadores	in H <sub>2</sub> O	4,75	1,67	0,28	4,3	1,51	0,25
Perdidas x gases supercalentador	in H <sub>2</sub> O	0,13	0,05	0,01	0,12	0,04	0,01
Perdidas x gases en caldera	in H <sub>2</sub> O	4,17	1,46	0,25	3,78	1,33	0,22
Perdidas a través economizadores	in H <sub>2</sub> O	1,07	0,38	0,06	0,97	0,34	0,06
Perdidas a través calentador aire	in H <sub>2</sub> O	1,16	0,41	0,07	1,05	0,37	0,06
Perdidas a través ductos gases	in H <sub>2</sub> O	0,61	0,21	0,04	0,56	0,2	0,03
		100%	60%	25%	100%	60%	25%
Tipo de combustible:		Gas			Aceite		
Perdidas totales aire+gases	in H <sub>2</sub> O	17,85	6,3	1,07	16,25	5,71	0,95
Caída presión en supercalentador	psig	50	18	3	50	18	3
Flujo combustible quemado	lb/h	21736	12874	5302	23653	14005	5732
		BTU/ft <sup>3</sup>			BTU/Gal		
Poder calorífico en bruto		931	931	931	149406	149400	149400
Perdidas calor en horno	BTU/ft <sup>3</sup> - h	30778	18229	7507	27927	16536	6791

## 1.5. HISTÓRICO DE MANTENIMIENTO

Las calderas de la unidad de Balance vienen operando desde 1979 (B-2951/2/3/4) y B-2955 desde 1986. La Principal causa de apagadas en las calderas de Balance ha sido por daños en la tubería, seguida por errores de procedimiento y suministro de aire. La tubería del hogar presenta daños tales como abombamientos, corrosión exterior, poros, pérdida de espesor por roce con la tubería del supercalentador. Los tubos del supercalentador han presentado corrosión exterior por compuestos de azufre, al igual que pérdida de espesor, poros y demás daños.

La caldera B-2954 viene operando desde el 9 de junio de 1979 y ha sido sometida en total a 41 apagadas (la de mayor número de paradas en Balance) entre programadas, no programadas y de emergencia.

El primer lavado ácido se realiza en Diciembre del 83 y dentro de la reparación general del semestre del 96, se efectuó también la limpieza ácida de la caldera incluyendo el supercalentador. De esta última se pudo observar que la tubería de la caldera se encontraba sucia y la remoción de depósitos fue satisfactoria; además se concluyó que el supercalentador no requería de limpieza y se recomienda no realizar limpieza de esta tubería en futuros procedimientos a otras calderas.

Para un resumen más detallado del histórico de paradas programadas, no programadas y de emergencia realizados al equipo. (Véase Tabla E16).

**Tabla E16. Histórico parcial de paradas de la Caldera B-2954.**

TIPO APAGADA	FECHA SALIDA	FECHA ENTRADA	COMPONENTE DE FALLA	DESCRIPCION	DIAS FUERA DE SERVICIO
PP	3-May-79	19-May-79	TUBERIA	Roce entre tubería del supercalentador y del hogar.	16
			QUEMADORES	Unión entre olla quemadores y pared de tubos.	
PP	14-Jul-80	28-Jul-80	CHIMENEA	Junta de expansión de la chimenea.	14
PG	1-Feb-81	28-Feb-81	QUEMADORES	Ollas quemadores. Boquillas terminales parte inferior conjunto condensadores. Tubos guía de los quemadores. Mirillas del hogar.	27
PP	24-Nov-81	8-Dic-81	QUEMADORES	Anillos de gas quemadores inferiores	14
PE	12-Nov-83	29-Nov-83	TUBERIA	Tubos rotos 17, 16 y 35 S (Pared pantalla) con incrustaciones.	17
PE	8-Nov-84	24-Nov-84	QUEMADORES	Anillos de gas. Difusores. Tubos guía quemadores de aceite extremo	16
PG	5-May-86	30-May-86	TUBERIA	Rellenos por fricción tubos 9, 11, 12, 15,17, 22 y 23 (Oriental-Occidental), Zona supercal. y hogar.	25
			CALENTADOR DE AIRE	55% tubos precalent. de aire obstruidos. Se cambiaron por corrosión y obstrucción.	
PG	3-Sep-89	20-Sep-89	TUBERIA	Tubo pared Or. que conforma mirilla sup. S-Or. Parche de refuerzo	17
			CALENTADOR DE AIRE	Cambio tubos calentadores de aire secundario. Inf. y sup. Se cambio sección sup. 100%	
PG	20-Oct-89	31-Oct-89	TUBERIA	Tubos supercal y hogar por roce entre ellos. Se reforzaron 14 tubos pared choque del hogar.	11
			QUEMADORES	Refractario mirillas. Ollas quemadores	
PP	20-Jun-90	28-Jun-90	CAUSA DESCONOCIDA		8

TIPO APAGADA	FECHA SALIDA	FECHA ENTRADA	COMPONENTE DE FALLA	DESCRIPCION	DIAS FUERA DE SERVICIO
PG	20-Ene-92	26-Mar-92	CALENTADOR DE AIRE	Lamina 1ª hilera de módulos caja de aire S-N. Calentador de aire banco inferior. Cambio 50% tubos calentador de aire banco sup. Corono difusores. Refractario ollas, mirillas y zócalos y 100% zona inferior.	66
PE	28-May-93	2-Jun-93	TUBERIA	Rotura de tubos del hogar altura manhole Occ. Sobrecalentador. Tubos 3-13 del Sur Hogar se taponaron por sobrecalentamiento de corto plazo.	5
PP	26-Jul-93	15-Ago-93	CAUSA DESCONOCIDA		20
PP	11-Abr--94	15-May-94	QUEMADORES	Anillo de gas	34
PP	9-Dic-94	24-Dic-94	TUBERIA	Fuera de línea por presentar tubos rotos. Pared pantalla: 2 tubos abombados uno con grieta y otro con poro, se cambio la sección. Pared oriental 3 tubos agrietados y rotos, se cambiaron. Piso hogar 2 tubos con poro, se repararon. Rotura de tubos por contaminación con hidrocarburos.	15
PP	6-May-95	7-May-95	SUMINISTRO DE AIRE	Cambio del MUF-2954	1
PE	4-Ago-95	13-Ago-95	TUBERIA	Tubos rotos (piso hogar, pared occidental.)	9
PP	25-Oct-95	26-Oct-95	TUBERIA	Tubos rotos pared oriental.	1
			DISPONIBILIDAD OPERACIONAL	Para reparar punto caliente y arreglar escape por drenajes del 1er paso del SH.	
PG	20-Feb-96	13-Jul-96	DISPONIBILIDAD OPERACIONAL	Quedo fuera de servicio con el fin de efectuar trabajo eléctrico a los transformadores TX-3025 AA/B	144
<b>A P</b>	<b>FECHA</b>	<b>FECHA</b>	<b>COMPONENTE DE</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>DIAS</b>

	SALIDA	ENTRADA	FALLA		FUERA DE SERVICIO
			TUBERIA	Cambiar 3 tubos pared Oriental por abombamientos. En pared Occ. Abombamiento en tubo # 1 (martillar y rellenar con soldadura), Cambio de tramos en tubos #4 y 51 pared pantalla 11 tubos abombados, reparar.	
			TUBERIA	Se realiza PH y se detectan 2 tubos rotos en la zona superior de los cabezales del supercalentador, tramo horizontal antes de la reducción a la llegada al tambor de lodos.	
			TUBERIA	Se tomo la decisión de cambiar los 26 tubos de generación (1er tendido) tramo recto hasta el tambor de lodos (SH).	
PE	14-Jul-96	14-Jul-96	SUMINISTRO AGUA	Falla en celda de nivel de agua, duro 16 min.	0
PE	18-Jul-96	18-Jul-96	SUMINISTRO AIRE	Bajo flujo de aire de combustión, 1 HR.	0
PE	23-Jul-96	29-Jul-96	TUBERIA	Salio de servicio el 22 de julio a las 10:45 a.m., se estallo tubo # 1 pared lat. Oriental a 50 cm. del piso del hogar, posiblemente quedo sin fluido y se sobrecalentó, presiono y estallo, esto debido a taponamiento (ensuciamiento) colector lateral inferior	6
PE	24-Ago-96	24-Ago-96	SUMINISTRO COMBUSTIBLE	Se disparo transformador TX3027 barra A se disparo P2945A/E/F a las 00:41 /24/08, salio de servicio	0
PE	3-Sep-96	3-Sep-96	ERROR PROCEDIMIENTO	Salio de servicio a las 7:27 duro 15 min. Por fuera aparentemente es mínimo flujo de aire pero en realidad fue problema operacional.	0
APA GAD	FECHA SALIDA	FECHA ENTRADA	COMPONENTE DE FALLA	DESCRIPCION	DIAS FUERA

					DE SERVICIO
PE	30-Sep-96	30-Sep-96	ERROR PROCEDIMIENTO	Salio de serv. A las 8:00 y entro 8:15. Alta variación del ARC, cerrando la válvula de gas, la presión del cabezal cayo a 557 psig Transf. 9 MW de refinería. Continúan los problemas de error humano	0
PE	11-Oct-96	11-Oct-96	TAMBOR DE VAPOR	Salio de servicio a las 4:30 a.m. por descalibración en válvula de seguridad del TV , entro en servicio a las 10:00.	0
PP	15-Nov-96	24-Nov-96	TUBERIA	Tubo #1 roto pared de agua lado occidental. contando de s-n cercano al cabezal superior colector lateral(desgarrado) alcalinidad agua de calderas, reparación precalentador	9
PP	1-Mar-97	3-Mar-97	SUMINISTRO DE AIRE		2
PP	18-Jul-97	23-Julio-97	TAMBOR DE VAPOR		5
PE	17-Mar-98	17-Mar-98	SUMINISTRO AGUA	Se apago por bajo nivel de agua, al quedarse pegada la válvula de entrada de agua. Hubo necesidad de bajar la carga	0
PE	30-Mar-98	30-Mar-98	ERROR PROCEDIMIENTO	Se salio de servicio la caldera por deficiencia en el sistema de suministro de aceite debido a problemas en el PIC-29911, entrada en servicio de P-2991B (sobrepresión suministro aceite 190 Bls.) y posterior caída de presión por apagada de bomba P-2991B.	0
PP	1-Mar-97	3-Mar-97	SUMINISTRO DE AIRE		2
PP	18-Jul-97	23-Julio-97	TAMBOR DE VAPOR		5
APAGADA	FECHA SALIDA	FECHA ENTRADA	COMPONENTE DE FALLA	DESCRIPCION	DIAS FUERA DE

					SERVICIO
PE	16-Jun-98	16-Jun-98	ERROR PROCEDIMIENTO	Se apago sin establecerse causa aparente. Eléctricos encontraron un fusible quemado en circuito del bombillo indicación del By-pass aire de purga.	0
PE	26-Jul-98	27-Jul-98	CAUSA DESCONOCIDA	Se apago a las 10:48 a.m., sin mostrar razón en los nuevos controles. Normalizada a las 11:00 a.m. El cabezal de vapor cayo a 566 psig	1
PP	29-Jul-98	3-Ago-98	PROGRAMADOR	Se saco de servicio a las 4:45 p.m. para cambio del programador de encendido.	5
PP	20-Oct-98	22-Oct-98	TUBERIA	Fuera de servicio a la 1:00 p.m. por escape (poro) en la pared oriental.	2
PE	2-May-99	5-May-99	SUMINISTRO AGUA DE ALIMENTACION	Falla de control de nivel en la caldera. Falla en la válvula de control de agua de alimentación.	3
PP	30-Ago-98	19-Oct-98	TUBERIA	Instalados ciegos en línea de gas para reparar tubería rota.	50
PP	20-Oct-98	22-Oct-98	TUBERIA	Fuera de servicio a la 1:00 p.m. por escape (poro) en la pared oriental.	2
PE	2-May-99	5-May-99	SUMINISTRO AGUA DE ALIMENTACION	Falla de control de nivel en la caldera. Falla en la válvula de control de agua de alimentación.	3
PP	15-Jun-00	22-Jun-00	TUBERIA	Se saco de servicio, ya que se detectaron puntos calientes en las paredes laterales en la parte adyacente al tambor de vapor hasta la tercera plataforma en las paredes Occ. y Or.	8
PP	10-Jul-00	20-Jul-00	TUBERIA	Se saco de servicio para reparar la pared interna de refractario de la caldera, así mismo las laminas adyacentes en la parte inferior del tambor de vapor	10
<b>APAGA DA</b>	<b>FECHA SALIDA</b>	<b>FECHA ENTRADA</b>	<b>COMPONENTE DE FALLA</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>DIAS FUERA</b>

					DE SERVICIO
PG	2-May-01	25-Ago-01	DISPONIBILIDAD OPERACIONAL	Sale de servicio, para efectuar trabajos generales a la caldera, reposición de tubos rotos, reparación a tambores de vapor y lodos, reparación a anillos de gas de quemadores.	143
PE	5-Feb-2002 9:36 a.m.	5-Feb-2002 10:00 a.m.	ERROR HUMANO	La apagada de la caldera se presento por error involuntario del tablerista al colocar el valor del ratio en 1.8.	0
PE	4 - Mar - 03 10:40 a.m	4-03-2003 11:07:00	ERROR HUMANO	Al encontrarse el operador en el tablero de calderas sorteando la emergencia ocurrida al apagarse la B-2955 y ajustar la producción de vapor de la caldera B-2954 y al registrar el valor de ratio, este digito un valor mas bajo que produjo la apagada de tres quemadores y la bajada de carga.	0
PP	22-Abr-03 21:38:31	15-May-03 00:00:00	OPORTUNIDAD DE MANTENIMIENTO	La caldera presentaba problemas en los registros de los quemadores y ensuciamiento interno.	22
PE	6-Jun-03	7-Jun-03	FALLA EN SERVICIOS OPERACIONALES	A las 5:36 p.m. se apaga la caldera como consecuencia de una apagada general de la unidad de balance, disturbios operacionales. A las 00:00 a.m. se reestablece y es puesta en funcionamiento.	0
PE	16-Jun-03	6-Jul-03	FALLA DE EQUIPOS	Daño en chumaceras de ventilador	20
PE	17-Jul-03	18-Jul-03	FUERA DE CONTROL AGUAS ABAJO	Registro de producción de vapor errado, ocasiono cierre en válvula de gas.	1
PP	30-Mar-04	10-Abr-04	MANTENIMIENTO RUTINARIO FALLA DE EQUIPOS	Rotura de tubos de la caldera	11
PE	18-Ago-04	30-Sep-04	MANTENIMIENTO RUTINARIO FALLA DE EQUIPOS	El corte sucedió por bajo nivel de agua en el tambor de vapor, a causa de rotura en tubería interna. En la caldera se presentaron fallas por rotura en tubería interna, daño en quemadores, daño en registros de aire, falla en válvula de no	43

				retorno (EDWARD).	
PE	22-Jun-2005	28-Jun-2005	RELACIONADA CON EL PROCESO O REGULATORIA	Después de la entrada en servicio de la caldera después de la reparación general de 90 días, la caldera operó aproximadamente un mes y se tuvo que apagar para corregir rotura de tubos no intervenidos en la reparación general. Esta rotura es relacionada con la operación normal de la caldera y localizada en puntos débiles de la tubería (Tramos no cambiados y soldaduras vulnerables).	6

Fuente: Carpetas de mantenimiento y sistema de servicios en línea de la GCB.

## MECANISMOS DE DAÑO.

### 1.6.1. Pérdida de estabilidad estructural.

Esto se daría en zonas donde puede darse un incremento en el esfuerzo localmente por disminución del espesor de pared, el cual puede presentarse debido a:

a) Sobrecalentamiento del material: El cual puede ser favorecido por desalineamiento de los quemadores de las calderas, presencia de depósitos refractarios en la superficie interna de la tubería, debido a tratamientos deficientes en el agua de alimentación, la no realización de limpiezas químicas y purgas de fondo en las calderas entre otros.

b) Corrosión exterior por cenizas de combustión: Para evitar esto, hay que realizar un análisis de las concentraciones de Va, S y Ni en las cenizas de

combustión y revisar que los resultados no estén por encima del valor permitido.

c) Corrosión a baja temperatura: según los históricos se han presentado numerosas fallas en los precalentadores de aire de las calderas.

d) Erosión por flujo de cenizas: Como consecuencia de presencia de gran cantidad de estas en la parte inferior del sobrecalentador y una pobre frecuencia de remoción de las mismas.

e) Desalineamiento de tuberías: Lo que ocasiona fricción entre ellas y pérdida de espesor.

**Termofluencia.** Se define como la deformación permanente del material debida a esfuerzos constantes en el tiempo. La cantidad de deformación y daño del material es función del tipo y magnitud del esfuerzo, del tiempo de exposición y de la temperatura. Si los valores de esfuerzo y temperatura superan los de diseño, el material del componente experimentará una alta velocidad de deformación y fallará por termofluencia antes de lo esperado. Básicamente este mecanismo de daño se presenta en la tubería del hogar y en el cabezal de salida del sobrecalentador debido a que son las zonas donde es mayor la temperatura. Con el fin de evaluar si estos componentes están sometidos a este mecanismo de daño, es importante conocer la temperatura de piel de la tubería.

**1.6.3. Fatiga.** Debido a los cambios de temperatura involucrados en la puesta fuera y retorno a servicio de la caldera y las fluctuaciones normales de temperatura durante la operación, el metal en las partes de la caldera puede

fatigarse por la expansión y contracción. Los tubos también pueden ser fatigados como resultado del mojado alternante entre el vapor y agua, el cual causa condiciones fluctuantes. Si la corrosión actúa en conjunto con fatiga, la resistencia a la fatiga del metal se ve reducida.

La rotura y desgaste de partes mecánicas son probablemente la forma más común de deterioro de varios componentes auxiliares de las calderas, especialmente quemadores y ventiladores. Las calderas de Balance han presentado rotura de su tubería debido al roce entre la tubería del supercalentador con la del hogar.

Es factible que se presente este mecanismo de daño, el cual puede darse en el cabezal de salida del economizador, en la zona de unión de cabezal y la tubería en forma de agrietamiento en los ligamentos.

**1.6.4 Sobrecalentamiento.** Es una de las causas mas serias de deterioro o falla en las calderas. El sobrecalentamiento de la tubería de la caldera y otros componentes a presión, puede llevar a la oxidación, corrosión acelerada o falla debida a ruptura por esfuerzos. Puede desarrollarse a partir de condiciones anormales, incluyendo pérdida de flujo refrigerante o excesiva temperatura de gases de combustión. Estas condiciones pueden ser debidas a fallas en la circulación u obstrucción del flujo por sedimento, incrustaciones y depósitos en el interior de la tubería. El sobrecalentamiento o calentamiento desigual de los quemadores de la caldera pueden causar choque de la llama, sobrecalentamiento de corto tiempo y por consiguiente la rotura del tubo.

La presencia de abombamiento y rotura de tubería son reflejo de que este mecanismo se ha presentado en esta caldera.

**1.6.5. Corrosión.** La corrosión puede ocurrir en todas las superficies internas y externas de los componentes de las calderas, economizador y precalentador de aire. El alcance y velocidad de deterioro causado por la corrosión dependerá de factores como el tipo de combustible quemado, la calidad del agua, la cantidad de exceso de aire utilizado en la combustión y también de la frecuencia de apagadas y arrancadas entre otras.

En las calderas de la unidad de Balance, la principal causa de paradas no programadas o de emergencia son las fallas en la tubería; aproximadamente un 40% de todas las fallas ocurren en las tuberías de pared de agua, un 30% de las fallas ocurre en las tuberías del supercalentador. La Tubería del precalentador y del economizador fallan aproximadamente entre un 10 a un 15 %. La severidad del medio ambiente de calderas que usan combustibles fósiles en su mayoría, es la razón de las fallas y los efectos combinados de esfuerzo, temperatura, corrosión, erosión y vibración producen la degradación del material de los diferentes componentes de las calderas. La corrosión por oxidación, por productos de combustión, e impurezas en el agua de alimentación reducen significativamente el espesor de pared y producen fallas en los tubos años antes de cumplir su vida útil esperada ó de diseño.

El material de los diferentes componentes de la caldera al ser expuesto a elevadas temperaturas puede sufrir cambios microestructurales en los constituyentes del acero tales como esferoidización de la perlita en los aceros al carbono, grafitización en los aceros al carbono y al carbono - Molibdeno. Los aceros inoxidable austeníticos formarán precipitados de carburos o componentes intermetálicos como la fase sigma que es una combinación del Hierro y el Cromo. Los cambios microestructurales pueden ocurrir aún

trabajando dentro de condiciones de diseño por largos tiempos de servicio, su formación se acelera cuando el material es utilizado a temperaturas de operación superiores a las condiciones de diseño.

Los mecanismos de falla son procesos que degradan el componente pero que requieren de una circunstancia especial para que el daño se inicie. Por ejemplo, la calidad del combustible y mal funcionamiento de un equipo o su incorrecta operación son considerados como la causa raíz para que existan las condiciones de generación de un mecanismo de daño.

Un resumen de los mecanismos de falla característicos de las calderas de la GCB se presenta en la tabla E17.

Tabla. E17. Mecanismos de daño actuantes para diferentes componentes de una caldera industrial.

ITEM	PRINCIPALES COMPONENTES DE CALDERAS	MECANISMO DE DAÑO	MORFOLOGÍA DEL DAÑO	CAUSAS	ACCIONES DE MANTENIMIENTO
1	TAMBOR DE VAPOR	Corrosión por Quelatos	Líneas marcadas de flujo. Pérdida de espesor	Alta concentración de oxígeno. Alta velocidad de flujo.	Control del tratamiento químico del agua (quelatos y oxígeno disuelto).
		Corrosión localizada	Picadura	Alta concentración de oxígeno.	Control del tratamiento químico del agua.
		Fatiga térmica	Grietas cuarteadas	Choque térmico, por cambios inesperados en temperaturas de piel.	Control de la temperatura del vapor, termografía y replicas cada 5 años.
2	TAMBOR DE LODOS	Corrosión localizada	Picadura	Alta concentración de oxígeno.	Control del tratamiento químico del agua.
		Corrosión bajo esfuerzo	Agrietamiento	Esfuerzos residuales. Contaminación agua de calderas o del vapor.	
3	CABEZALES DE ENTRADA Y SALIDA DEL SUPERCALENTADOR	Termofluencia - Creep	Degradación microestructural. Grietas longitudinales en uniones soldadas.	Esfuerzos. Altas temperaturas. Largo tiempo de exposición.	Control de la temperatura del vapor y gases de combustión. Replicas metalográficas cada 5 años.
		Fatiga térmica	Grietas cuarteadas	Choque térmico, por cambios inesperados en temperaturas de piel.	Procedimientos de arranque de las calderas. Replicas metalográficas cada 5 años.
4	TUBOS DEL SUPERCALENTADOR	Sobrecalentamiento	Abombamiento. Ruptura	Incrustaciones y depósitos al interior de la tubería.	Limpieza química. Monitorear temperatura de piel de la tubería con termocupla. Revisar operación deshollinadores. Corrientes de Eddy.
		Termofluencia - Creep	Agrietamiento longitudinal.	Aumento temperatura de piel. Altas temperaturas de gases de combustión. Sobrecalentamiento periódico o desigual.	Limpieza química. Monitorear temperatura de piel de la tubería con termocupla. Revisar operación deshollinadores.
		Corrosión por cenizas (carbón y/o Fuel - Oil)	Pérdida de espesor	Compuestos de azufre	Composición del combustible y eficiencia de la combustión.
		Corrosión - fatiga	Falla de labios gruesos con grietas.	Concentrador de esfuerzos por picado. Ciclo térmico de expansión y contracción.	Remoción de esfuerzos residuales y concentradores. Limpieza interna. Medición de espesores.
		Erosión - Abrasión (Cenizas, deshollinadores, partículas de carbono).	Adelgazamiento. Ruptura.	Flujo de partículas.	Remoción de cenizas.

**Continuación. Tabla 17.**

ITEM	PRINCIPALES COMPONENTES DE CALDERAS	MECANISMO DE DAÑO	MORFOLOGÍA DEL DAÑO	CAUSAS	ACCIONES DE MANTENIMIENTO
5	LIGAMENTOS DEL SUPERCALENTADOR	Fatiga térmica	Grietas cuarteadas	Choque térmico, por cambios inesperados en temperaturas de piel.	Procedimientos de arranque de las calderas. Replicas metalográficas cada 5 años.
6	COLECTORES LATERALES	Corrosión localizada	Picadura	Alta concentración de oxígeno.	Control del tratamiento químico del agua.
		Corrosión bajo esfuerzo	Agrietamiento transversal	Contaminación agua de calderas.	
7	TUBERÍA PARED AGUA	Sobrecalentamiento - Corto tiempo de exposición.	Abombamiento, ruptura con borde afilado.	Taponamiento de tubos, bajo nivel de agua en el tambor de vapor, fugas de tubos de agua, llama directa.	Alineamiento de quemadores. Termografía.
		Sobrecalentamiento - Largo tiempo de exposición.	Abombamiento, ruptura.	Efecto aislante de incrustaciones y depósitos al interior de la tubería.	Control del tratamiento químico del agua. Medición de temperatura de piel. Termografía.
		Corrosión cáustica.	Adelgazamiento, socavaduras.	Solución Cáustica concentrada bajo depósitos porosos.	Reducción de NaOH. Control del tratamiento químico del agua.
		Corrosión por Quelatos	Líneas marcadas de flujo. Perdida de espesor	Alta concentración de oxígeno. Alta velocidad de flujo.	Control del tratamiento químico del agua (quelatos y oxígeno disuelto). Medición de espesores.
	TUBOS DEL HOGAR	Corrosión por hidrogeno	Agrietamiento, con labios gruesos.	Contaminación agua de calderas por presencia del HCl.	PH del agua básico.
		Corrosión bajo esfuerzo	Agrietamiento transversal	Esfuerzos residuales. Contaminación agua de calderas o del vapor.	
		Erosión - Abrasión (Deshollinadores, cenizas y partículas de carbono)	Adelgazamiento. Ruptura.	Deshollinadores, caída de escoria, partículas de carbono. Flujo de gas no uniforme.	Aditivos químicos al combustible. Eficiencia de la combustión.
		Corrosión - fatiga	Falla de labios gruesos con grietas.	Concentrador de esfuerzos por picado. Ciclo térmico de expansión y contracción.	Remoción de esfuerzos residuales y concentradores. Limpieza interna. Medición de espesores.
8	TUBOS DE CONVECCIÓN "BANCO PRINCIPAL"	Sobrecalentamiento	Abombamiento. Ruptura	Incrustaciones y depósitos al interior de la tubería.	Limpieza química. Corrientes de Eddy.
		Corrosión por hidrogeno	Agrietamiento, con labios gruesos.	Contaminación agua de calderas por presencia del HCl.	PH del agua básico.

**Continuación Tabla. 17.**

ITEM	PRINCIPALES COMPONENTES DE CALDERAS	MECANISMO DE DAÑO	MORFOLOGÍA DEL DAÑO	CAUSAS	ACCIONES DE MANTENIMIENTO
9	CABEZALES DE ENTRADA Y SALIDA DEL ECONOMIZADOR	Corrosión localizada	Picadura	Alta concentración de oxígeno.	Control del tratamiento químico del agua.
		Fatiga térmica	Grietas cuarteadas	Choque térmico, por cambios inesperados en temperaturas de piel.	Procedimientos de arranque de las calderas. Replicas metalográficas cada 5 años.
10	TUBERÍA ECONOMIZADOR	Corrosión a baja Temp.	Desgaste superficial	Cantidad de azufre del combustible.	Controlar azufre en combustible.
		Corrosión por Quelatos	Líneas marcadas Perdida de espesor	Alta concentración de oxígeno. Alta velocidad de flujo.	Control del tratamiento químico del agua. Medición de espesores.
		Erosión - Abrasión	Adelgaza. y ruptura	Flujo de partículas.	Remoción de cenizas.
		Corrosión - fatiga	Falla de labios gruesos con grietas.	Concentrador de esfuerzos por picado. Ciclo térmico de expansión y contracción.	Remoción de esfuerzos residuales y concentradores. Limpieza interna. Medición de espesores.

**Fuente:** ECOPETROL. S.A.; “Análisis de fallas en calderas”.

Para mayor detalle sobre las bases teóricas de los mecanismos de daño que afectan los materiales que conforman las calderas industriales, se encuentran consignados en el anexo C.

## **Anexo F. PRUEBA DE COMBUSTIÓN DE LA CCTA A ESCALA INDUSTRIAL EN LA PLANTA DE BAVARIA - SANTAFÉ DE BOGOTÁ**

Para evaluar a escala industrial la eficiencia de combustión y generación de vapor, la integridad de los equipos involucrados y el impacto ambiental de este combustible, se planificó y desarrolló una prueba en la caldera Combustión Engineering, de la empresa Bavaria S.A. Cervecería de Bogotá.

Las materias primas, empleadas en la prueba fueron:

- Con la asesoría de MINERCOL, se selecciono una mina de la zona de Lenguaque -Suesca, por tener carbones térmicos de muy buena calidad (azufre 0.6%, poder calorífico 14.000 Btu/lb. y cenizas 6.5%).
- Crudo Castilla, combustible que usaba Bavaria, con un contenido de azufre de 2.6%, poder calorífico de 18200 Btu/lb y una viscosidad de 7600 cP a 77 °F.

Para el desarrollo de la prueba se construyeron dos patines o plantas portátiles donde se ensamblaron los equipos de bombeo, control, mezcladores y una serie de múltiples de tubería tanto de succión como de descarga de tal forma que permitiera a cada una de las plantas una operación flexible.

El equipo de combustión fue una caldera Combustión Engineering del tipo acuotubular con una capacidad instalada de 55000 Lb de vapor/Hora, diseñada inicialmente para carbón, en el año 2000 quemaba alrededor de 320 BPD de crudo de Castilla. La presión y temperatura de diseño son 304 psig y

932 °F y una presión y temperatura de operación normal de 247 psig y 572°F, con una eficiencia entre el 82 y 85% (Datos suministrados personal técnico de la Planta de Bavaria)

## **EVALUACION DE EFICIENCIA DE COMBUSTIÓN Y GENERACION DE VAPOR**

En esta etapa se tuvo en cuenta parámetros operacionales del proceso de combustión como presión, temperatura, caudal del combustible, condiciones de aire, perfiles térmicos dentro de la caldera, medición de la potencia de equipos y parámetros como la relación de atomización que es fundamental para lograr una combustión eficiente.

La prueba se inició haciendo un ajuste de las variables de operación y del sistema de control, empleando CCTA, con concentraciones de carbón del orden del 8% hasta alcanzar un 28.5%.

Las boquillas empleadas durante la prueba industrial conservaron el diseño original que habitualmente se utiliza en la caldera, en los quemadores TODD.

Debido al diseño de las boquillas, fue imposible conseguir elevar consumo de combustible a niveles superiores a 2650Lb/h para conseguir flujos de vapor mayores a 26450 Lb/h. Por esta razón las cargas a las cuales se hizo la evaluación oscilan entre 19000 y 26500 Lb de vapor/h, rango en el cual se obtuvo el mejor desempeño del equipo.

La atomización de la CCTA, se realizó a temperatura ambiente, sin presentar problemas en la arrancada de la caldera, ni taponamientos en las líneas de suministro, luego de paradas prolongadas de fin de semana.

Las pérdidas por cenizas y combustión incompleta son bajas, debido a la alta eficiencia en la combustión del combustible. El porcentaje de calor que se pierde al evaporar el agua presente en la emulsión es del 2.2%.

La concentración de carbón en la CCTA fue incrementándose gradualmente hasta llegar a un valor de 28.4%, evaluando todos los parámetros de combustión a diferentes flujos de combustible: eficiencias de combustión y generación de vapor, la calidad de las emisiones generadas y la integridad de los equipos asociados a la prueba, durante 15 días.

La cantidad de calor perdido en la evaporación de la humedad de la CCTA, varía entre el 2.8 y el 3% del calor total generado.

Las eficiencias de generación de vapor fueron del mismo orden de magnitud para los tres combustibles evaluados, crudo Castilla, ECA y CCTA.

En la tabla F1, se pueden comparar los datos obtenidos en la combustión de los tres combustibles evaluados en la prueba; a cargas similares y en operación manual de la caldera.

La comparación se estableció desde diferentes puntos de vista: manejo del combustible, iniciación y apagado de la caldera de la caldera, atomización, generación de vapor, consumo de aire, perfil térmico y eficiencias; todas estas variables analizadas desde el punto de vista de la combustión.

**Tabla F1.** Datos de la evaluación de la CCTA a escala industrial en la planta de Bavaria-Bogotá.

Variable	Combustible Evaluado					
	Castilla		ECA		CCTA	
Carga, Lb/h de vapor	21369	27408	21453	26747	21028	26518
Flujo de combustible, Lb/h	1662	1993	1650	2150	1475	2011
Temperatura combustible, entrada quemadores, °F	203 a 212		65 a 77		65 a 77	
Poder calorífico [Btu/Lb]	18252	18252	13650	13536	11365	12380
% Carbón					28.42	7.72
% Agua			25.2	25.8	30.1	30.1
Exceso de Aire %	117	106	54.5	56.5	53.7	61.0
Lb aire/ Lb Combustible	24.34	28.55	15.62	15.96	13.6	14.95
Eficiencia Térmica %	82.65	86.23	82.81	82.13	84.6	78.82
Eficiencia de combustión %	99.97	99.89	99.81	99.97	99.82	99.93
Eficiencia Global %	82.62	86.13	82.66	82.11	84.45	78.77

**Fuente:** Datos suministrados por el ICP, de acuerdo a las pruebas de combustión realizadas en la planta de Bavaria-Bogotá;

## 2. COMPARACIÓN DE LA COMBUSTIÓN DE CRUDO CASTILLA, EMULSIÓN Y CCTA.

El crudo Castilla debido a su alta viscosidad debe manejarse a temperaturas elevadas, entre 203 a 212 °F para mantener su fluidez a un nivel tal que su viscosidad sea del orden de 100 centipoises. Para bajar la viscosidad, el calentamiento del crudo se realiza con vapor, proceso que implica un costo adicional que debe ser sumado al precio del combustible.

Para el caso de las emulsiones ECA y CCTA, no se requieren calentamiento, ya que su manejo es a temperatura ambiente.

Para mejorar el patrón de flujo y de llama dentro del hogar de combustión, se apreció que era necesario adecuar los parámetros geométricos de diseño de la boquilla de combustión de acuerdo con las variables fluido-dinámicas de los dos combustibles no convencionales.

### **3. EFICIENCIAS Y BALANCE TÉRMICO.**

Según los resultados mostrados en la tabla anterior, se puede observar que la eficiencia global es similar en orden de magnitud para los tres combustibles evaluados, sin influir de manera marcada la composición del combustible (concentración de carbón) en el caso de la CCTA.

De acuerdo con los datos, la cantidad de calor gastado en la evaporación del agua contenida en los combustibles ECA y CCTA varía entre el 2 y el 2.8 por ciento, calor que es compensado con la disminución de la pérdida en los gases o humos de combustión como efecto de poder quemar los combustibles no convencionales con una menor cantidad de aire.

Con excepción de las pérdidas de calor en humos y en evaporación del agua presente en el combustible, las cuales se compensan, la distribución del calor generado en la combustión de los tres combustibles es similar.

#### **4. EMISIONES.**

Se realizaron mediciones para determinar las concentraciones de contaminantes y las emisiones en la chimenea de la caldera Combustion Engineering, todo el ejercicio se realizó bajo condiciones normales con cada una de las plantas en operación.

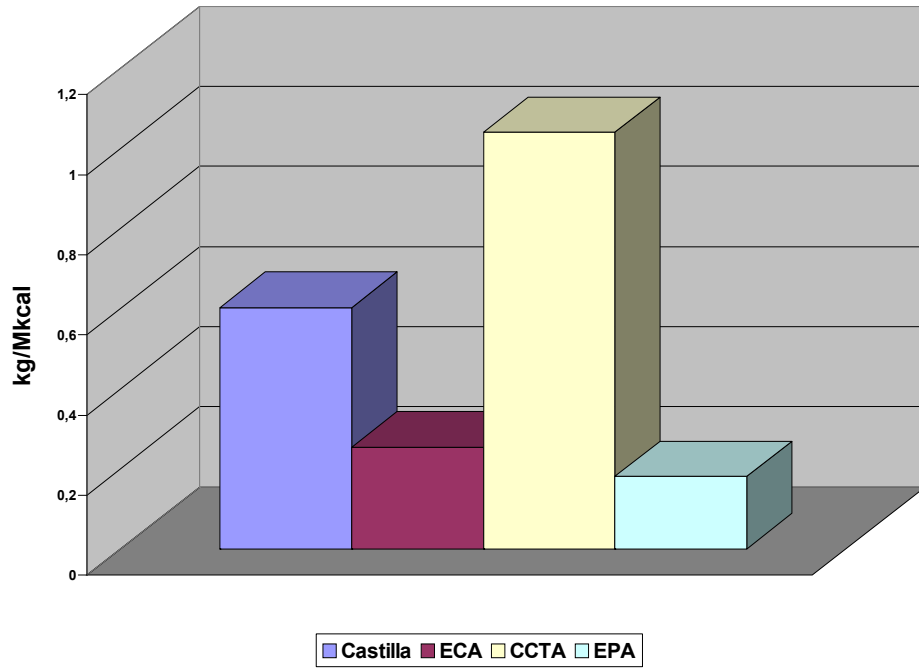
Con los resultados de las mediciones se calculan factores de emisión (FE) los cuales sirven para establecer una base común de comparación entre los tres combustibles, y además permiten hacer comparaciones con las normas Colombianas aplicables y como referencia se comparan también con los límites establecidos para equipos similares en los Estados Unidos.

Los resultados se presentan como una concentración en unidades de masa de contaminante por unidad de volumen de gas seco en la chimenea a condiciones de referencia de 77 °F de temperatura y 15 psig de presión. También se presentan los resultados como emisión expresados como masa de contaminantes emitido por millón de Btu de calor de entrada suministrado por el combustible.

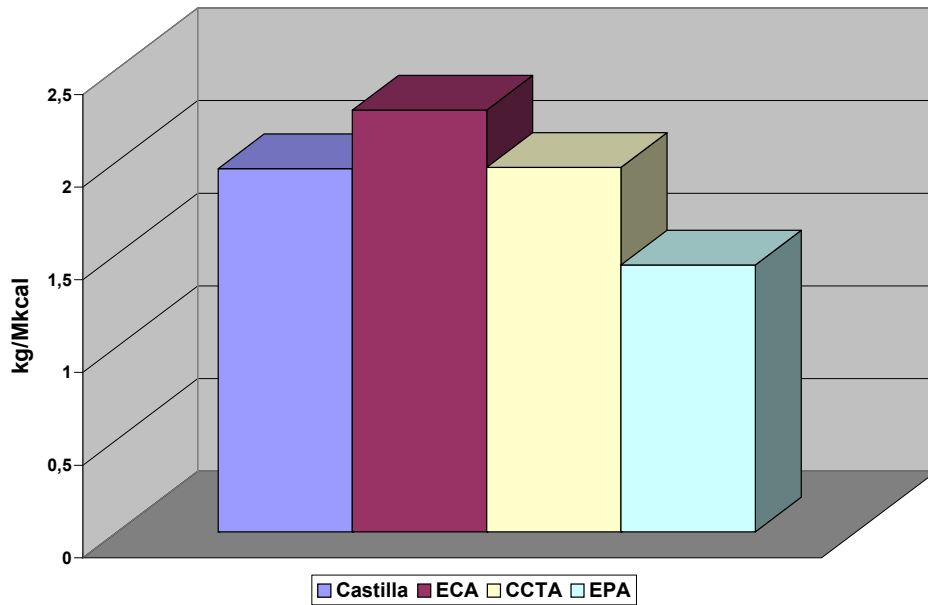
#### **5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE RESULTADOS.**

En las siguientes figuras, se pueden comparar entre sí los índices de emisión de los tres combustibles, y además se presenta como referencia la norma de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos.

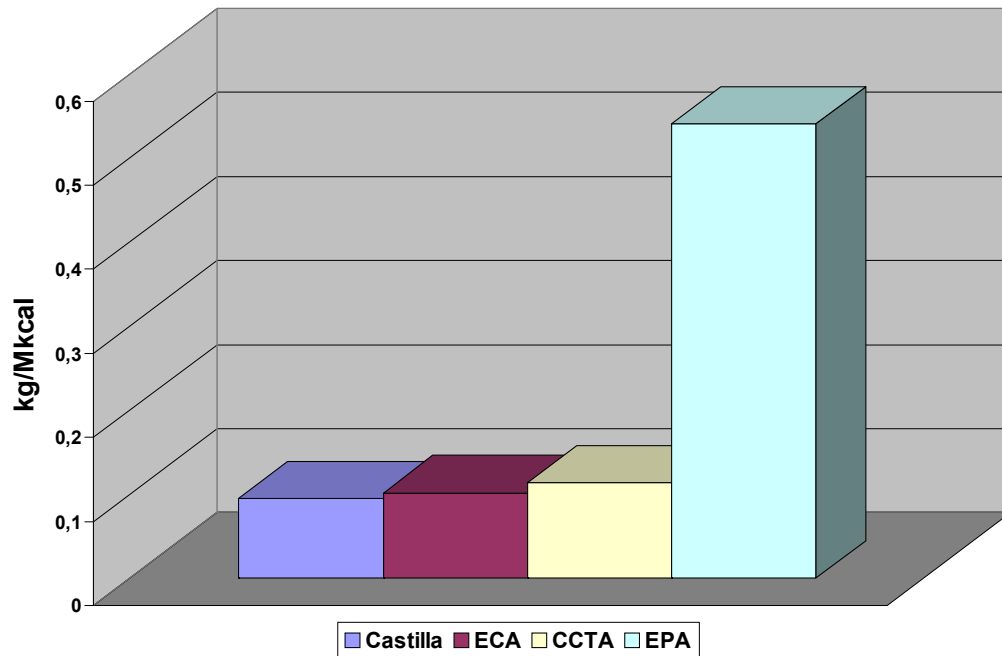
Índice de Emisión de Material Particulado



Índices de Emisión de SO2 de los Tres Combustibles



Índices de Emisión de NOx de los Tres Combustibles



Bajo las condiciones en las cuales se realizaron las pruebas, debido al estado actual de la caldera, entradas de aire adicionales e incontroladas, se desprende de esta evaluación, que la CCTA no tiene ventajas ambientales comparativas, por lo cual los datos presentados solo no pueden tomarse como cifras absolutas sino que deben ser usadas solo con fines netamente comparativos.

El efecto del no control del aire, da como resultado unas emisiones de dióxido de azufre menores y de similar orden de magnitud, que en condiciones normales de ajuste del exceso de oxígeno, alrededor del 3%, la emisión de SO<sub>2</sub> de la CCTA sería del orden de 40% menor que el crudo Castilla.

Para los tres combustibles, los índices de emisión de material particulado y dióxido de azufre, expresados como masa de contaminante emitida por unidad de calor suministrado por el combustible a la caldera, muestran valores mayores que los límites de referencia de la norma de EPA para combustibles líquidos.

Para óxidos de nitrógeno los tres combustibles muestran valores inferiores a los límites de referencia de la norma de EPA. El cumplimiento de las normas, haría indispensable la utilización de equipos de control de emisiones en equipos que utilicen cualquiera de los tres combustibles.

## **6. ANALISIS DE INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y CORROSION DE MATERIALES**

Las diferentes secciones de tubería; hogar, supercalentador, banco principal y economizador presentaron espesores adecuados para las condiciones de presión y temperatura de operación de las pruebas con los diferentes combustibles, lo que indica que no existen problemas localizados de corrosión y/o erosión en las superficies internas y externas de las tuberías.

Una vez finalizadas las pruebas, no se observaron cambios estructurales que afecten la operación posterior de la caldera.

Los compuestos orgánicos encontrados en diferentes zonas de la caldera proceden del combustible utilizado y generalmente son el resultado de una combustión incompleta, produciendo una capa aislante sobre la tubería, esto fue evidente en la tubería del hogar, en donde los depósitos originados por el Crudo Castilla fueron de mayor espesor y de adherencia mas fuerte que los de la CCTA, además el contenido de carbono es mayor en la combustión del crudo Castilla en todas las muestras de depósitos analizadas.

## Anexo G. BASES DE CÁLCULO PARA EL ESTUDIO TECNICO

### BASES DE CÁLCULO DE MATERIAS PRIMAS E INSUMOS

#### BALANCE DE MASA

De acuerdo con el calculo hecho para el consumo de CCTA (Ver Capitulo Estudio Tecnico), se requieren 2037.2 BPD de Emulsion tipo CCTA, para la caldera B-2954, por lo tanto, se requieren entonces en total 10186 BPD de CCTA para las cinco (5) calderas de la unidad de Balance.

El sistema preparara 10 KBPD de CCTA, el cual se establecerá como el flujo mínimo para calcular y seleccionar equipo de bombeo, tanques, intercambiadores, etc.

El balance de materia para una producción de 10 KBPD de CCTA por cochadas de 5 KBl es como se muestra en la tabla G1, con tiempo de preparación de 4 horas, homogenización de 6 horas y monitoreo y análisis (visto bueno) de 2 horas, en total 12 horas de preparación efectiva.

**Tabla G1. Balance de materia para una producción de 10 KBPD en 2 cochadas de 5 KBl.**

Flujos a manejar	CCTA	Materia Prima			
		Combustóleo 600 SSF	Carbón	Agua	Aditivo
BPH	1250	375	500	368.75	6.25
GPM	875	262.5	350	258,13	4.37

## Composición de materias primas

Como lo mencionamos anteriormente la formulación escogida para la preparación de la CCTA, será así:

Combustóleo base	30% Volumen
Carbón	40% Volumen
Agua	30% Volumen
Aditivo	5000 ppm (Se mezclara inicialmente con el Agua clarificada antes de formar la emulsión)

Para tener suficiente almacenamiento de emulsión ante cualquier eventualidad se ha establecido para el diseño de la planta la producción de 15 KBPD en tres cochadas de 5 KBl.

El balance de materia para la producción de 15000 Barriles/día (flujo máximo para calculo equipo de bombeo, intercambiadores, etc.) por cochadas de 5 KBl, es como se muestra en la tabla F2, con tiempo de preparación de 3 horas, homogenización de 3 horas y monitoreo y análisis (visto bueno) de 2 horas.

**Tabla G2. Balance de materia para una producción de 15 KBPD en tres baches de 5000 Barriles.**

Flujos a manejar	CCTA	Materia Prima			
		Combustóleo 600 SSF	Carbón	Agua	Aditivo
BPH	1667	500	666.8	491.77	8.33
GPM	1166.9	350.07	466.76	344.24	5.83

## Especificaciones Generales

Los equipos requeridos para la implementación del sistema deben ser seleccionados, diseñados o modificados tomando como base los datos de presión, temperatura, caudal y fluidos indicados en la tabla G3.

**Tabla G3. Flujos Máximo y mínimo para cada una de las materias primas requeridas.**

Bomba	Flujos, GPM	
	Mínimo	Máximo
Combustóleo	262,5	350,07
Agua	258,13	344,24
Aditivo	4,37	5,83
Carbon*	350,07	466,76
CCTA	875	1166,9

\*El Carbón se mezclara previamente con agua clarificada y aditivo, para poder ser bombeado.

## REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y $\Delta P$ PARA LAS BOMBAS

Los requerimientos de potencia y caída de presión para las bombas se muestran en la tabla G4.

**Tabla G4. Requerimientos de potencia y  $\Delta P$  para las bombas**

Requerimientos	Bomba Fuel Oil	Bomba Mezcla CTA	Bomba Agua	Bomba Aditivo	Bomba ECA	Bomba CCTA
Flujo, GPM	350	641,8	344,24	5,83	525,1	1167
$\Delta P$ , psi	150	1000	150	125	165	150
Potencia, HP	41	500	41	0,6	67,5	136

$$\text{POTENCIA} = \frac{\Delta P * Q}{1714 * \eta}$$

Donde,

$\Delta P$  = Caída de presión, en PSI

Q = Caudal requerido, en GPM

$\eta$  = Eficiencia total de las bombas (Asumiendo  $\eta = 0,75$ )

## CÁLCULO DE MATERIAS PRIMAS REQUERIDAS AL AÑO.

### CARBÓN.

Se requiere un volumen de Carbón pulverizado de

Flujo: 1400,28 Gal/min.

$$\text{Consumo a plena capacidad: } 2000 \frac{\text{barriles}}{\text{hora}} \times \frac{365 \text{ dias}}{\text{año}} \times \frac{3 \text{ horas}}{\text{día}}$$

$$\rightarrow 2.190.000 \text{ Barriles/año}$$

Necesitamos saber ese volumen a cuantas toneladas equivalen, ya que el carbón en el mercado se vende es por tonelada.

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{Volumen}}$$

masa =  $\rho$  \* Volumen; La gravedad específica del Carbón de San Luís es de 1.39, Por lo tanto su densidad es;

$$\rho = \text{Gr.Esp.} * \rho_{\text{agua}} = 1390 \text{ Kg/m}^3$$

Su volumen en  $\text{m}^3$ , es:

$$V = 2.190.000 \text{ Barriles} \times 0,158987 \text{ m}^3/1 \text{ barril} = 348.181,53 \text{ m}^3;$$

Su masa en toneladas será:

$$m = 1390 \text{ Kg/m}^3 \times 348.181,53 \text{ m}^3$$

$$m = 483.972.326,7 \text{ Kg.}$$

$$m = 483.972,32 \text{ Ton/año}$$

La cantidad requerida anual en pleno funcionamiento de la planta será de 483.972,32 toneladas por año y que serán adquiridas en los meses de febrero, marzo y abril de cada año. Se considero un precio fijo durante toda la vida útil del proyecto de 120.000 \$/tonelada, pulverizado y puesto en el sitio de preparación de la planta.

Para el periodo de vida útil del proyecto, se tienen los siguientes consumos de carbón por periodo, mostrados en la tabla G5.

**Tabla G5. Consumo de carbón en ton/año para cada año para el periodo de vida útil del proyecto.**

AÑO	Producción CCTA (BPD)	Producción CCTA (GPA)	Cantidad carbón Ton/año	Precio neto \$/Ton	Total anual M\$/año
1	1875	28.743.750	60.496,54	120.000	7259,5848
2	3750	57.487.500	120.993,08	120.000	14519,1696
3	5625	86.231.250	181.489,62	120.000	21778,7544
4	7500	114.975.000	241.986,16	120.000	29038,3392
5	9375	143.718.750	302.482,7	120.000	36297,924
6	11250	172.462.500	362.979,24	120.000	43557,5088

AÑO	Producción CCTA (BPD)	Producción CCTA (GPA)	Cantidad carbón Ton/año	Precio neto \$/Ton	Total anual M\$/año
7	13125	201.206.250	423.475,78	120.000	50817,0936
8	15000	229.950.000	483.972,32	120.000	58076,6784
9	15000	229.950.000	483.972,32	120.000	58076,6784
10	15000	229.950.000	483.972,32	120.000	58076,6784

## COMBUSTÓLEO

Se requiere un flujo de 1050,21 GPM de Combustóleo de 600 SSF, calcularemos a cuantos barriles equivale ese flujo.

$$Flujo_{combustoleo} = 1050,21 \frac{Gal}{min} * \frac{1Barril}{42Gal} * \frac{180}{1día} = 4500BPD$$

Se requieren entonces 6000 BPD, que equivalen a 1.642.500 Barriles/año de Combustóleo base de 600 SSF de viscosidad, para un funcionamiento a plena capacidad.

Para el periodo de vida útil del proyecto, se tienen los siguientes consumos de Combustóleo 600 SSF por periodo, mostrados en la tabla G6.

El costo para el Combustóleo, se le llama costo de oportunidad, es decir el Combustóleo para la Refinería no cuesta nada, por destinarse al consumo interno en calderas y hornos. El costo de oportunidad es de US\$ 45,68/Barril, es decir ese es el precio que se deja de recibir si por ejemplo ese Combustóleo se vende o se exporta.

**Tabla G6. Consumos de Combustóleo por periodo.**

<b>AÑO</b>	<b>Producción CCTA (BPD)</b>	<b>Producción CCTA (GPA)</b>	<b>Cantidad Combustóleo Barriles/año</b>	<b>Precio neto \$/Barril</b>	<b>Total anual M\$/año</b>
1	1875	28.743.750	205.312,5	92000	18888,75
2	3750	57.487.500	410.625	92000	37777,5
3	5625	86.231.250	615.937,5	92000	56666,25
4	7500	114.975.000	821.250	92000	75555
5	9375	143.718.750	1.026.562,5	92000	94443,75
6	11250	172.462.500	1.231.875	92000	113332,5
7	13125	201.206.250	1.437.187,5	92000	132221,25
8	15000	229.950.000	1.642.500	92000	151110
9	15000	229.950.000	1.642.500	92000	151110
10	15000	229.950.000	1.642.500	92000	151110

**AGUA CLARIFICADA.**

Para consumo a plena capacidad de la planta se requieren 1032,72 Galones/min. de agua clarificada, eso equivale a 185,85 KGalones/día.

El agua clarificada tiene un precio neto de \$120/KGal.

En la tabla G7 podemos ver los consumos de agua clarificada por periodo para los 10 años de vida útil que tiene el proyecto.

**Tabla G7. Consumos de Agua clarificada por periodo.**

<b>AÑO</b>	<b>Producción CCTA (BPD)</b>	<b>Producción CCTA (GPA)</b>	<b>Cantidad Agua Clarificada KGal/año</b>	<b>Precio neto \$/KGal</b>	<b>Total anual M\$/año</b>
1	1875	28.743.750	8.479,41	120	1,01752875
2	3750	57.487.500	16.958,81	120	2,0350575
3	5625	86.231.250	25.438,22	120	3,05258625
4	7500	114.975.000	33.917,62	120	4,070115
5	9375	143.718.750	42.397	120	5,08764375
6	11250	172.462.500	50.876,44	120	6,1051725
7	13125	201.206.250	59.355,84	120	7,12270125
8	15000	229.950.000	67.835,25	120	8,14023
9	15000	229.950.000	67.835,25	120	8,14023
10	15000	229.950.000	67.835,25	120	8,14023

### **ADITIVO**

De acuerdo al balance de masa hecho se requieren 17.5 Galones/min. de aditivo para una producción de CCTA a plena capacidad.

Esto equivale a 27.375 Barriles/año de consumo total de aditivo. El aditivo tiene un costo total de 86.300 \$/Barril.

En la tabla G8 podemos ver los consumos de aditivo por periodo para los 10 años de vida útil que tiene el proyecto.

**Tabla G8. Consumos de aditivo por periodo para cada año.**

<b>AÑO</b>	<b>Producción CCTA (BPD)</b>	<b>Producción CCTA (GPA)</b>	<b>Producción CCTA (BPA)</b>	<b>Cantidad Aditivo Barriles/año</b>	<b>Precio neto \$/Barril</b>	<b>Total anual M\$/año</b>
1	1875	28.743.750	684.375	3.421,9	86.300	295,3
2	3750	57.487.500	1.368.750	6.843,7	86.300	590,6
3	5625	86.231.250	2.053.125	10.265,6	86.300	885,9
4	7500	114.975.000	2.737.500	13.687,5	86.300	1181,2
5	9375	143.718.750	3.421.875	17.109,4	86.300	1476,5
6	11250	172.462.500	4.106.250	20.531,2	86.300	1771,8
7	13125	201.206.250	4.790.625	23.953,1	86.300	2067,1
8	15000	229.950.000	5.475.000	27375	86.300	2362,4
9	15000	229.950.000	5.475.000	27.375	86.300	2362,4
10	15000	229.950.000	5.475.000	27.375	86.300	2362,4

## **Anexo H. CALCULO DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS DEL PROCESO**

### **CALCULO DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS DEL PROCESO**

#### **TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

##### **Tanque de almacenamiento de Aditivo**

De acuerdo con las bases de calculo de materias primas y suministros (Ver Anexo F), se requieren 75 barriles de aditivo para preparar los 15000 barriles de emulsión CCTA al día, pero pensando en que esta materia prima es suministrada desde el ICP, se pensó en tener suficiente existencia de éste, así se planteo la posibilidad de tener aditivo para un periodo comprendido entre 15 y 20 días.

$$V_{\text{tanque}} = 75 \text{ Barriles/día} \times 20 \text{ días almacenamiento} = 1500 \text{ Barriles,}$$

Para esto se escoge el tanque K-51, existente en el área de casa bombas 2, por lo tanto hay que trasladarlo hacia el área de balance, lugar donde se preparara la emulsión, este tanque tiene una capacidad máxima de 2100 barriles, dimensiones, D = 25 ft, y H = 24 ft.

##### **Tanque para la mezcla ECA**

Para determinar la capacidad de este tanque, partimos de los flujos de cada componente, así,

La mezcla ECA esta formada por Combustóleo y agua, con los siguientes volúmenes:

Flujo requerido de Combustóleo = 1500 barriles/h.

Flujo requerido Agua + Aditivo = 750,15 barriles/h

$V_{mezcla} = V_{comb.} + V_{Agua} = 2250,15 \text{ bbl/h (438 m}^3\text{/h)}$ .

Seleccionamos un tanque de 5000 Bbls pero según la API, D = 30', y H = 41' 9<sup>3</sup>/<sub>4</sub>", capacidad nominal de 5260 Bbls.

### **Tanque para la mezcla Carbón - Tensoactivo - Agua**

Los flujos de cada componente son:

Volumen agua+aditivo = 750,15 BPH

Volumen Carbón = 2000 BPH

Volumen mezcla = 2750,15 BPH, para una cochada de 5000 Barriles de emulsión CCTA, para los 15000 Barriles totales el volumen de esta mezcla es:

Volumen total de la mezcla = 2750,15 Barriles/hora (358 m<sup>3</sup>/h)

Se selecciona un tanque de capacidad 5260 Bbls, dimensiones D = 30', y H = 41' 9<sup>3</sup>/<sub>4</sub>",

### **Tanque de almacenamiento de carbón pulverizado**

De acuerdo a las bases de cálculo se requieren 6000 barriles al día de carbón pulverizado para producir 15000 barriles de emulsión CCTA, por lo tanto un

tanque de almacenamiento de 5260 barriles es suficiente para cada cochada de 5000 barriles de emulsión.

Los demás tanques requeridos para el proyecto existen en la refinería y están disponibles para las operaciones necesarias. Las dimensiones y capacidades de éstos se detallan en el capítulo Estudio Técnico.

**Tabla H1. Dimensiones y características principales de tanques, según norma API.**

c. Large Vertical, API Standard

Dimensions		Capacity		Shell Plates (Butt Welded)							Top Angle	Roof Plates		
Diameter	Height	42 gal per bbl	U.S. Gal	Bottom Plates	Ring 1	Ring 2	Ring 3	Ring 4	Ring 5	Ring 6			Ring 7	
21'0"	18'0 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> "	1,114	46,788	1/4	3/16	3/16	3/16						3" X 3" X 1/4	3/16
24'0"	24'0"	1,933	81,186	1/4	3/16	3/16	3/16	3/16					3" X 3" X 1/4	3/16
30'0"	24'0"	3,024	127,008	1/4	3/16	3/16	3/16	3/16					3" X 3" X 1/4	3/16
30'0"	29'11 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> "	3,769	158,300	1/4	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16				3" X 3" X 1/4	3/16
30'0"	35'10 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> "	4,510	189,420	1/4	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16			3" X 3" X 1/4	3/16
30'0"	37'10 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> "	4,766	200,161	1/4	1/4	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16		3" X 3" X 1/4	3/16
30'0"	41'9 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> "	5,264	221,088	1/4	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16		3" X 3" X 1/4	3/16
40'0"	33'10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> "	7,586	318,612	1/4	1/4	1/4	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3" X 3" X 1/4	3/16
50'0"	47'9"	16,700	701,400	1/4	0.35"	0.29"	0.25"	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	3" X 3" X 1/4	3/16
60'0"	39'10"	20,054	842,268	1/4	0.34"	0.27"	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	3" X 3" X 1/4	3/16
70'0"	40'1"	27,472	1,153,824	1/4	0.40"	0.32"	0.25"	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	3" X 3" X 1/4	3/16
100'0"	40'0"	55,960	2,350,320	1/4	0.57"	0.45"	0.33"	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	3" X 3" X 1/4	3/16
150'0"	48'0"	151,076	6,345,192	1/4	1.03"	0.85"	0.68"	0.50"	0.33"	1/4	1/4	1/4	3" X 3" X 1/4	3/16

Fuente: CHEMICAL PROCESS EQUIPMENT. Selection and Design. Stanley M. Walas.

**BOMBAS.**

En esta parte se calcularán únicamente los requerimientos de las bombas nuevas necesarias para el proyecto, las demás bombas requeridas para el proyecto son bombas existentes y se encuentran disponibles.

Para especificar una bomba por completo, se requieren los siguientes datos,

$\Delta H$  = Altura de impulsión, en pies.

$Q_b$  = Caudal de la bomba, en GPM

$\eta_b$  = Eficiencia de la bomba, en %

$\eta_m$  = Eficiencia mecánica, en %, (Eficiencia para todas las bombas  $\eta_m = 75\%$ ).

$P_b$  = Potencia al freno, en HP.

$\Delta P$  = Diferencial de presión entre la succión y la descarga de la bomba, en psi.

La potencia al freno de una bomba se calcula como sigue,

$$Potencia = \frac{\Delta P * Q_b}{1714 * \eta_m}$$

Para calcular la altura de impulsión, en pies, se puede usar la siguiente expresión, dada por el fabricante de bombas Gouldspumps, así:

$$\Delta H(ft) = \frac{\Delta P(psi) \times 2.31}{gr.esp.}$$

### **Bomba P-01**

Función: Suministrar el agua requerida para preparar la emulsión.

Caudal =  $Q_b = 345$  GPM

$\Delta P = 150$  psi

Potencia,

$$Potencia = \frac{\Delta P * Q_b}{1714 * \eta_b} = \frac{150 psi \times 345 GPM}{1714 \times 0.75} = 40,25 \text{ HP}$$

Calculo de la altura de impulsión,  $\Delta H$ ,

$$\Delta H = \frac{150 \times 2.31}{1,00} = 346,5 \text{ pies}$$

La gravedad específica del fluido es 1.00 por tratarse de agua.

Entonces se requiere una bomba que de un caudal de 345 GPM y una cabeza total de 346,5 pies, para suministrar el agua clarificada requerida para preparar la emulsión.

### **Bomba P-02**

Función: suministrar el aditivo para preparar la emulsión.

Caudal requerido,  $Q = 6 \text{ GPM}$

$\Delta P = 125 \text{ psi}$

Potencia,

$$Potencia = \frac{\Delta P * Q_b}{1714 * \eta_b} = \frac{125(\text{psi}) \times 6(\text{GPM})}{1714 \times 0.75} = 0,58 \text{ HP}$$

Potencia = 0,6 HP

Calculo de la altura de impulsión,  $\Delta H$ ,

El aditivo tiene una densidad de 977 kg/m<sup>3</sup>, por lo tanto su gravedad específica es 0,977.

$$\Delta H = \frac{125 \times 2.31}{0,977} = 295,5 \text{ pies.}$$

Las características de la bomba son  $Q = 6$  GPM, y  $\Delta H = 295,5$  pies, y un motor con una potencia de 0,6 HP.

### **Bomba P-03**

Función: Suministrar el Combustóleo base necesario para preparar la emulsión.

Caudal,  $Q = 350$  GPM

$\Delta P = 150$  psi

$$Potencia = \frac{\Delta P * Q_b}{1714 * \eta_b} = \frac{150(psi) \times 350(GPM)}{1714 \times 0.75} = 40,85 \text{ HP}$$

Calculo de la cabeza,

El Combustóleo tiene una densidad de 1007,11 Kg/m<sup>3</sup>.

$$\Delta H = \frac{150 \times 2.31}{1,007} = 344,09 \text{ pies}$$

Por lo tanto las características de la bomba requerida son  $Q = 350$  GPM,  $\Delta H = 344,5$  pies y un motor de 55 HP.

### **Bomba P-04**

Función: Recibo de aditivo de carrotanques.

Caudal,  $Q = 200$  GPM

$\Delta P = 11$  psi

$$Potencia = \frac{\Delta P * Q_b}{1714 * \eta_b} = \frac{11(psi) \times 200(GPM)}{1714 \times 0.75} = 1,7 \text{ HP}$$

### **Cabeza**

$$\Delta H = \frac{11 \times 2.31}{0.977} = 26 \text{ pies}$$

### **Bomba P-05**

Función: Transporte de la mezcla CTA hacia mezcladores estáticos

Caudal, Q = 642 GPM

$\Delta P = 650 \text{ psi}$

$$\text{Potencia} = \frac{\Delta P * Q_b}{1714 * \eta_b} = \frac{500(\text{psi}) \times 642(\text{GPM})}{1714 \times 0.75} = 249,63 \text{ HP}$$

### **Cabeza**

$$\Delta H = \frac{500 \times 2.31}{1.25} = 924 \text{ pies}$$

### **Bomba P-06**

Función: Transporte de la mezcla ECA hacia mezcladores estáticos

Caudal, Q = 525,1 GPM

$\Delta P = 165 \text{ psi}$

$$\text{Potencia} = \frac{\Delta P * Q_b}{1714 * \eta_b} = \frac{165(\text{psi}) \times 525,1(\text{GPM})}{1714 \times 0.75} = 67.3 \text{ HP}$$

### **Cabeza**

$$\Delta H = \frac{165 \times 2.31}{1.007} = 378,5 \text{ pies}$$

## **Bomba P-07**

Función: Trasiego de la emulsión CCTA

Caudal, Q = 890 GPM

$\Delta P = 41$  psi

$$\text{Potencia} = \frac{\Delta P * Q_b}{1714 * \eta_b} = \frac{55(\text{psi}) \times 890(\text{GPM})}{1714 \times 0.75} = 38,08 \text{ HP}$$

## **Cabeza**

$$\Delta H = \frac{55 \times 2.31}{1,060} = 119,85 \text{ pies}$$

## **MEZCLADORES ESTATICOS**

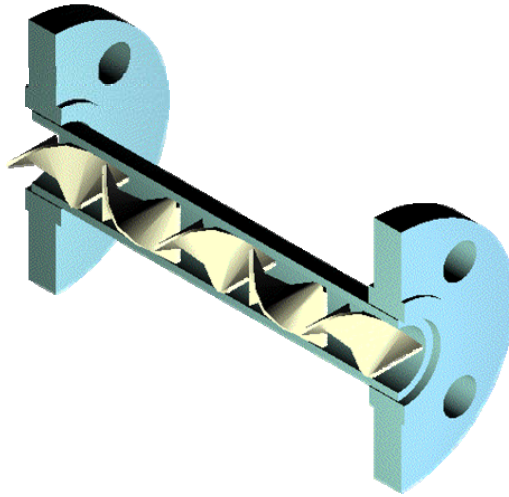
Los mezcladores estáticos están especialmente diseñados para efectuar una mezcla estable de dos o más fluidos. Son apropiados para mezclar líquidos pero se pueden usar para dispersar un gas en un líquido.

Los elementos internos son segmentos de hélices, izquierdas y derechas alternativamente de manera de dividir la corriente, crear un movimiento de rotación y cambios de dirección.

La ventaja principal de estos dispositivos es el ahorro de energía, ya que trabajan con la misma energía de la corriente fluida.

En la figura H1 podemos ver internamente la configuración de un mezclador estático.

**Figura H1. Vista interna de un mezclador estático en línea.**



Fuente: [www.jmpedroni.com](http://www.jmpedroni.com)

**Procedimiento de diseño para la selección de los mezcladores estáticos.**

**Paso 1.** Calcular el número de Reynolds. Usar el diámetro dado en las tablas. Si ambos diámetros interno y externo son proporcionados, usar el diámetro interno.

El número de Reynolds se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$RE = \frac{3157 \times Q \times S}{D \times MU}$$

Donde,

RE = Numero de Reynolds, Adimensional.

Q = Flujo, en Galones/minuto.

S = Gravedad Especifica de la mezcla, adimensional.

D = Diámetro, en pulgadas.

MU = Viscosidad del fluido, en cP.

**Paso 2. Seleccione un modelo basado en el Número de Reynolds.**

El fabricante Omega ofrece la siguiente serie de mezcladores de acuerdo a la aplicación, así:

**Serie de Mezcladores FMX8000**

**Tabla H2. No de elementos requeridos según el Numero de Reynolds.**

<u>No. de Reynolds</u>	<u>No. de Elementos</u>
<10	24 - 32
10 - 500	16 - 24
500 - 2000	8 - 16
>2000	4 - 8

**Tabla H3. Aplicaciones típicas para este rango de número de Reynolds.**

<b>Typical Application</b>	<b>No. of Elements</b>
1-1 Epoxies	24
Urethanes/Elastomers	32
Urethane Foam	16
In-line Aeration	8
Admixing of Additivies	8

Fuente: [www.omega.com](http://www.omega.com)

**Paso 3. Determine la caída de Presión**

**Para Flujo laminar**

Numero de Reynolds < 500

$$DP = Q \times MU \times L$$

### Para Flujo turbulento

Numero de Reynolds > 500

$$DP = Q^2 \times S \times T$$

Donde,

DP = Caída de Presión, en psi

L = Factor Laminar (Dado por el fabricante)

T = Factor turbulento (Dado por el fabricante)

**NOTA:** Si la caída de presión a lo largo del mezclador excede su máximo valor, es requerido un mezclador modular, es decir se requiere montar 2 ó 3 mezcladores en serie, según se requiera.

Para este proyecto emplearemos mezcladores de diámetro 4" - 6", ya que así fue seleccionada la tubería.

### Selección de los mezcladores

\* **Mezclador S-01 A/B.** Mezclar los fondos de la planta Demex con ALC como diluyente, en proporción volumétrica 70% fondos/30% Aceite liviano de ciclo, para formar el combustóleo base de 600 SSF.

Flujo = Flujo Fondos Demex + Flujo ALC

Q = 306,25 GPM + 131,25 = 437,5 GPM de combustóleo

S = 1,007 (9 °API)

MU = 1 x10<sup>6</sup> cP

Calculamos el número de Reynolds,

$$RE = \frac{3157 \times Q \times S}{D \times MU} = \frac{3157 \times 437,5 \times 1,007}{6 \times 1 \times 10^6} = 0,2318 < 500, \text{ tenemos flujo laminar.}$$

De acuerdo a la tabla G2 se requieren 24 elementos, seleccionamos el modelo FMX 9408.

\* **Mezclador S-02 A/B/C.** Mezclar las corrientes de combustóleo y agua +aditivo para formar la mezcla ECA.

Flujo = Flujo combustóleo + Flujo Agua + Flujo aditivo

$$Q = 350,1 + 172,12 + 2,915 = 525,1 \text{ GPM}$$

$$S = 1,007$$

$$MU = 250 \text{ cP}$$

Calculamos el número de Reynolds,

$$RE = \frac{3157 \times Q \times S}{D \times MU} = \frac{3157 \times 525,1 \times 1,007}{6 \times 250} = 1112,9 > 500, \text{ tenemos por lo tanto}$$

flujo turbulento.

De acuerdo a la tabla G2, se requieren de entre 8 - 16 elementos, escogemos 16 elementos, y seleccionamos tres mezcladores de 6 elementos.

Seleccionamos el modelo FMX 9408.

\* **Mezclador S-03 A/B/C.** Mezclar el agua y el aditivo para formar una sola corriente.

Flujo = Flujo Agua + Flujo aditivo

$$Q = 344,2 + 5,83 = 350,1 \text{ GPM}$$

$$S = 0,979$$

$$MU = 0,918 \text{ cP}$$

Se seleccionaran dos mezcladores de capacidades iguales, cada uno con la mitad del flujo total, se requiere 1 para formar la mezcla combustóleo-agua, y otro para formar la mezcla carbón-aditivo-agua, CTA.

Calculo de la densidad de la mezcla Agua-Aditivo,

$$\rho = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^2 \%V_i \times \rho_i = \frac{1}{100} [98,3 \times 980 + 1,7 \times 961,10] \frac{kg}{m^3}$$

$$\rho = 979,7 \frac{Kg}{m^3}$$

Seleccionamos un mezclador de  $D = 4$  in, por ser esta una mezcla no tan critica, como las otras.

Calculamos el número de Reynolds,

$$RE = \frac{3157 \times Q \times S}{D \times MU} = \frac{3157 \times 175,035 \times 0,9797}{4 \times 0,918} = 147428,16 > 500, \text{ tenemos por lo}$$

tanto flujo turbulento.

De acuerdo a la tabla G2, se requieren de entre 4 - 8 elementos, escogemos 6 elementos, y seleccionamos tres mezcladores de 6 elementos.

Seleccionamos el modelo FMX 9406.

\* **Mezclador S-04.** Reprocesar la emulsión CCTA que no pase los estándares de calidad.

$$Q = 890 \text{ GPM}$$

$$S = 1,06$$

$$MU = 220 \text{ cP}$$

Seleccionamos un mezclador de  $D = 6$  in.

Calculamos el número de Reynolds,

$$RE = \frac{3157 \times Q \times S}{D \times MU} = \frac{3157 \times 890 \times 1,06}{4 \times 220} = 2256,3 > 500, \text{ tenemos por lo tanto flujo}$$

turbulento.

De acuerdo a la tabla G2, se requieren de entre 4 - 8 elementos, escogemos 6 elementos, y seleccionamos un solo mezclador de 6 elementos.

Seleccionamos el modelo FMX 9408.

\* **Mezclador S-05 A/B.** Mezclar el carbón y el Aditivo-agua para formar la mezcla CTA.

Flujo = Flujo carbón + Flujo Agua + Flujo Aditivo

$$Q = 466,8 + 172,12 + 2,915 = 642 \text{ GPM}$$

$$S = 1,278$$

$$MU = 580 \text{ cP}$$

Calculo de la densidad de la mezcla Carbón-Aditivo-Agua,

$$\rho = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^2 \%V_i \times \rho_i = \frac{1}{100} [72,71 \times 1390 + 26,8 \times 980 + 0,49 \times 961,1] \frac{kg}{m^3}$$

$$\rho = 1278,01 \frac{Kg}{m^3}$$

Seleccionamos un mezclador de  $D = 6$  in.

Calculamos el número de Reynolds,

$$RE = \frac{3157 \times Q \times S}{D \times MU} = \frac{3157 \times 642 \times 1,278}{6 \times 220} = 744,32 > 500, \text{ tenemos por lo tanto flujo}$$

turbulento.

De acuerdo a la tabla G2, se requieren de entre 8-16 elementos, escogemos 12 elementos, y seleccionamos dos mezcladores de 6 elementos cada uno.

Seleccionamos el modelo FMX 9408.

\* **Mezclador S-06 A/B/C.** Mezclar las corrientes ECA y CTA, para formar finalmente la emulsión CCTA.

Flujo = Flujo de ECA + Flujo de CTA

$$Q = 525,1 + 642 = 1167 \text{ GPM}$$

$$S = 1,06$$

$$MU = 220 \text{ cP}$$

Seleccionamos un mezclador de  $D = 6 \text{ in.}$

Calculamos el número de Reynolds,

$$RE = \frac{3157 \times Q \times S}{D \times MU} = \frac{3157 \times 1167 \times 1,06}{4 \times 220} = 2958,28 > 500, \text{ tenemos por lo tanto}$$

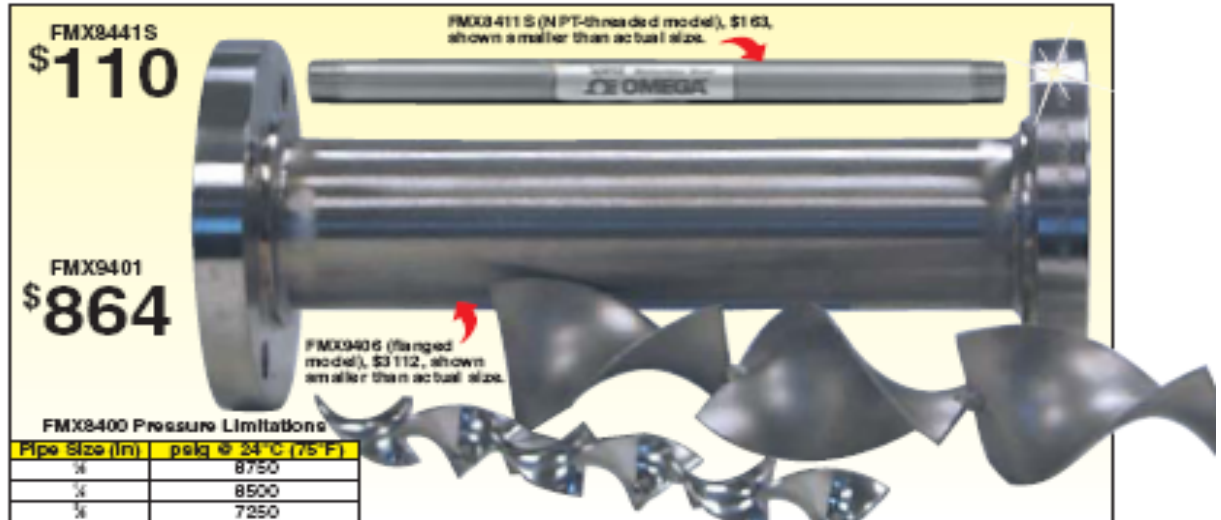
flujo turbulento.

De acuerdo a la tabla G2, se requieren de entre 4 - 8 elementos, escogemos 6 elementos, y seleccionamos tres mezcladores de 6 elementos cada uno.

Seleccionamos el modelo FMX 9408.

Figura H3. CATALOGO DE MEZCLADORES ESTÁTICOS FABRICANTE OMEGA.

## ALL STAINLESS STEEL STATIC MIXERS With Optional PFA-Coated Elements



### FMX8400 Pressure Limitations

Pipe Size (in)	psig @ 24 °C (75 °F)
1/4	8750
1/2	8500
3/4	7250
1	7250
1 1/2	6000
2	4500

FMX8400 Series pipe mixers feature 304 SS piping (schedule 40 nominal) with 316 SS elements. This series is available with PFA coating or non-coated stainless elements. PFA coating does not impart greater chemical resistance than stainless steel. The coating simply enhances the cleanability of the mixing elements. For routine maintenance, the elements can be pushed out and cleaned.

The leading and trailing edges of the mixers are "knife edged" to flush clean with less solvent, having no flat leading edges to accumulate material.

The FMX8400 and FMX9400 Series consist of effective motionless mixers. When combined with metering pumps, these mixers replace expensive treatment tanks and dynamic mixers. Consider these advantages: zero maintenance, low cost, easy installation, and low energy consumption.

Typical applications include laminar or turbulent blending, liquid/gas contacting, and enhanced heat transfer. The mixing process is modular: the more difficult the application, the greater the number of elements required.

**MOST POPULAR MODELS HIGHLIGHTED!**

### To Order (Specify Model Number)

Model No.	Price	Pipe Size	Housing ID (in)	No. of Elements	Length (in)	Weight (lb)	Flow Range (USGPM)	Pressure Drop Range (psf)
FMX9401	\$864	2"Sch40	2.05	3	10.7	15	5 to 100	0.02 to 8
FMX9402	1000	2"Sch40	2.05	6	18.5	19	5 to 100	0.04 to 2
FMX9409	1752	3"Sch40	3.07	3	15.8	33	25 to 250	0.07 to 7
FMX9404	2576	3"Sch40	3.07	6	28	42	25 to 250	0.14 to 13
FMX9405	2368	4"Sch40	4.03	3	20	54	30 to 300	0.04 to 9
FMX9406	3112	4"Sch40	4.03	6	39	69	30 to 300	0.09 to 17
FMX9407	2832	6"Sch40	6.06	3	29	95	80 to 1000	0.05 to 6
FMX9408	4192	6"Sch40	6.06	6	56	140	80 to 1000	0.10 to 12

### To Order (Specify Model Number)

Model No. 316 SS Elements	Price	Model No. PFA-Coated Elements	Price	ID (in)	No. of Elements	Ends MNPT	Length (in)	Factors	
								L	T
FMX8441S	\$110	FMX8441T	\$140	0.28	6	1/4	2.7	0.0588	6.1
FMX8442S	147	FMX8442T	178	0.28	12	1/4	5.4	0.1176	12.2
FMX8451S	120	FMX8451T	160	0.37	6	1/4	3.7	0.0237	1.9
FMX8452S	160	FMX8452T	193	0.37	12	1/4	7.0	0.0474	3.8
FMX8451S	128	FMX8461T	163	0.51	6	1/2	5.0	0.0092	.55
FMX8452S	170	FMX8462T	200	0.51	12	1/2	9.5	0.0184	1.1
FMX8481S	140	FMX8481T	183	0.64	6	1/2	5.7	0.0049	0.22
FMX8482S	201	FMX8482T	230	0.64	12	1/2	11.0	0.0098	0.44
FMX8411S	163	FMX8411T	208	0.80	6	3/4	7.7	0.0023	0.04
FMX8412S	218	FMX8412T	296	0.80	12	3/4	14.7	0.0046	0.08
FMX8413S	207	FMX8413T	265	1.06	6	1	9.5	0.001	0.024
FMX8414S	275	FMX8414T	342	1.06	12	1	18.5	0.002	0.048
FMX8415S	303	FMX8415T	394	1.61	6	1 1/2	14.0	0.0002	0.004
FMX8416S	408	FMX8416T	470	1.61	12	1 1/2	27.2	0.0004	0.008
FMX8421S	365	FMX8421T	487	2.07	6	2	17.5	0.0001	0.0013
FMX8422S	481	FMX8422T	670	2.07	12	2	34.5	0.0002	0.0026

Comes with complete operator's manual.  
Ordering Example: FMX8411S, 316 SS element mixer, \$163.

## **AGITADORES**

### **Procedimiento para la selección de los Agitadores**

Como se menciona en el estudio técnico, es necesario la selección de agitadores, que permitan mantener estables las diferentes mezclas y a una temperatura adecuada, según se menciona en los requerimientos de equipos, se requieren Agitadores en los tanques de preparación de:

emulsión Combustóleo base - Agua (ECA)

emulsión Carbón - Tensoactivo - Agua (CTA)

Tanque de Almacenamiento de Aditivo

emulsión final CCTA

Tanque Aseguramiento de calidad de emulsión CCTA.

### **Principio básico**

La agitación es un medio en donde el mezclado de fases puede ser logrado y por la cual la masa y la transferencia de calor puede reforzarse entre las fases o con superficies externas. En sentido más general, el proceso de mezclado esta involucrado con todas las combinaciones de fases, de las cuales las que ocurren más frecuentemente son:

1. Gases con gases.
2. Gases en los líquidos: la dispersión.
3. Gases con los sólidos granulares: el procedimiento en lecho fluidizado, transporte neumático, secado.

4. Líquidos en los gases: rociado y atomización.
5. Líquidos con líquidos: la disolución, la emulsificación, la dispersión.
6. Líquidos con sólidos granulares: la suspensión.
7. Pastas entre sí y con sólidos.
8. Sólidos con sólidos: mezclado de polvos

Tres de los procesos que involucran los líquidos, números 2, 5, y 6, emplean el mismo tipo de equipo; a saber, tanques en el que el líquido es circulado y sujeta a una cierta cantidad de esfuerzo cortante.

Este tipo de equipo se ha estudiado más extensivamente. Aunque algunos casos raros de líquido mezclado pueden requerir la comprobación de la planta modelo, las reglas generales han sido desarrolladas con el que el mezclado en el equipo pueda diseñarse satisfactoriamente.

### **Criterios de selección de Agitadores**

La relación de diámetro del impulsor a diámetro del tanque debe estar dentro del rango:

$$d/D = 0.22 - 0.6$$

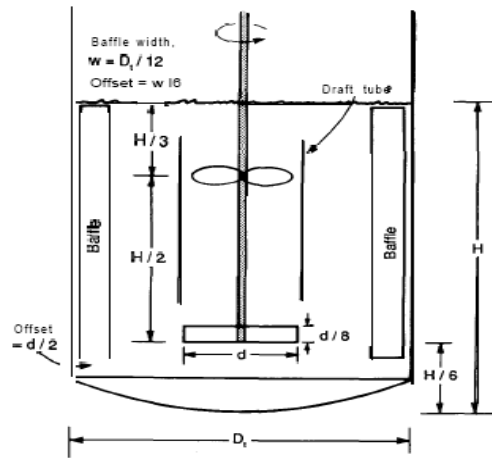
Donde,

d: Diámetro del impulsor

D: Diámetro del tanque

En la figura H4 podemos ver la geometría del Agitador en un tanque.

**Figura H4. Geometría del agitador en un tanque.**



Fuente. Chemical Process Equipment. Selection and Agitation. Stanley M. Walas. Chapter 10.

### **Velocidad del impulsor**

Comercialmente se pueden disponer de los siguientes motores con las siguientes velocidades: 37, 45, 56, 68, 84, 100, 125, 155, 190, y 320rpm.

### **Localización del impulsor**

En todos los casos, el agitador ira ubicado en la línea central del tanque.

### **Selección del impulsor adecuado**

Según el fabricante de agitadores Chemineer, se debe seleccionar el impulsor adecuado de acuerdo a la aplicación que se requiera. Para ello Chemineer products Co. En la figura G5, se muestra la guía de selección de impulsores.

**Figura H5. Guía de selección del impulsor de acuerdo al tipo de aplicación que se requiera.**

Impeller Selection Guide					
<b>Application</b>	Miscible Fluids Blending	Solids Suspension	Three Phase Process	Immiscible Fluids Blending	High Viscosity
<b>Impeller Type(s)</b>	High Efficiency (HE-3, SC-3)	High Efficiency (HE-3, SC-3, Maxflo W)	Gas Dispersion (BT-6, Maxflo W)	ChemShear, Dispersion, P-4	Helix, Anchor, Screw

Fuente: [www.lightninmixers.com](http://www.lightninmixers.com)

Todas las aplicaciones que se requieren para el proyecto son mezclado de líquidos miscibles es decir podemos emplear impulsores del tipo HE - 3 ó SC - 3, de alta eficiencia o impulsores del tipo turbina P-4.

### Numero de Reynolds

El numero de Reynolds es importante para la selección del agitador, y nos indica si el flujo desarrollado en el tanque es laminar o turbulento.

$N_{Re} > 10^4$  se tiene flujo turbulento

$N_{Re} < 10$ ,

Si esta comprendido entre  $10 < N_{Re} < 10^4$ , se tiene la zona conocida como transición.

En teoría de agitadores el número de Reynolds se puede hallar por la siguiente ecuación<sup>58</sup>:

$$N_{Re} = \frac{N * d^2 * \rho}{\mu}$$

Donde,

N: Velocidad de rotación del impulsor, en s<sup>-1</sup>.

d: diámetro del impulsor, en pies.

ρ: Densidad de la mezcla, en lb/ft<sup>3</sup>.

μ: Viscosidad dinámica, en lb/et-s

### **Numero de potencia**

Con el número de Reynolds y la ayuda de la figura G6, podemos hallar el número de potencia, N<sub>p</sub>.

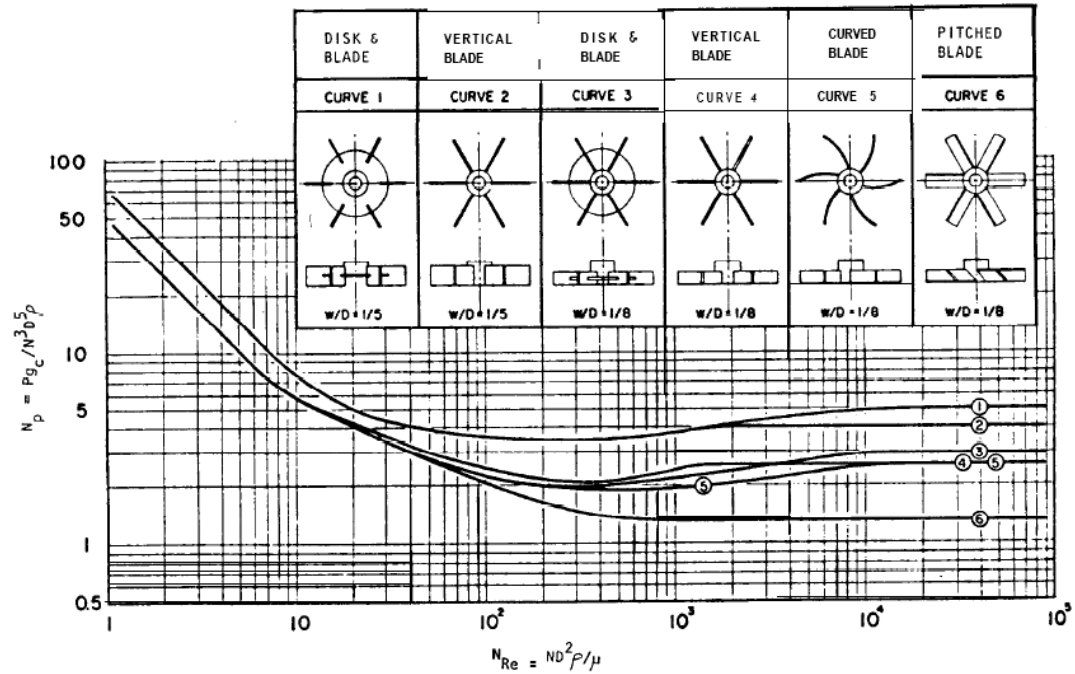
### **Consumo de potencia y volumen descargado por el impulsor**

La figura H6 muestra la relación entre el número de Reynolds y el número de potencia para distintos tipos de impulsores, en nuestro caso se utilizara el ilustrado en la curva 6, el cual es el mas comercialmente empleado, por sus ventajas características y bajo costo.

---

<sup>58</sup> Chemical Process Equipment. Stanley Walas. Chapter 10.

Figura H6. Numero de Potencia contra el Número de Reynolds de algunos tipos impulsores.



Fuente: Chemical Process Equipment. Stanley Walas. Chapter 10.

### Consumo de potencia

La potencia requerida por el impulsor, esta dada por la siguiente ecuación<sup>59</sup>:

$$P = \frac{N_p * \rho * N^3 d^5}{g_c}$$

### Volumen descargado

El volumen descargado por el impulsor esta dado por la ecuación:

<sup>59</sup> Chemical Process Equipment. Stanley Walas. Chapter 10.

$$Q = N_Q * N * d^3;$$

Donde,

Q: volumen descargado por el impulsor, en ft<sup>3</sup>/s

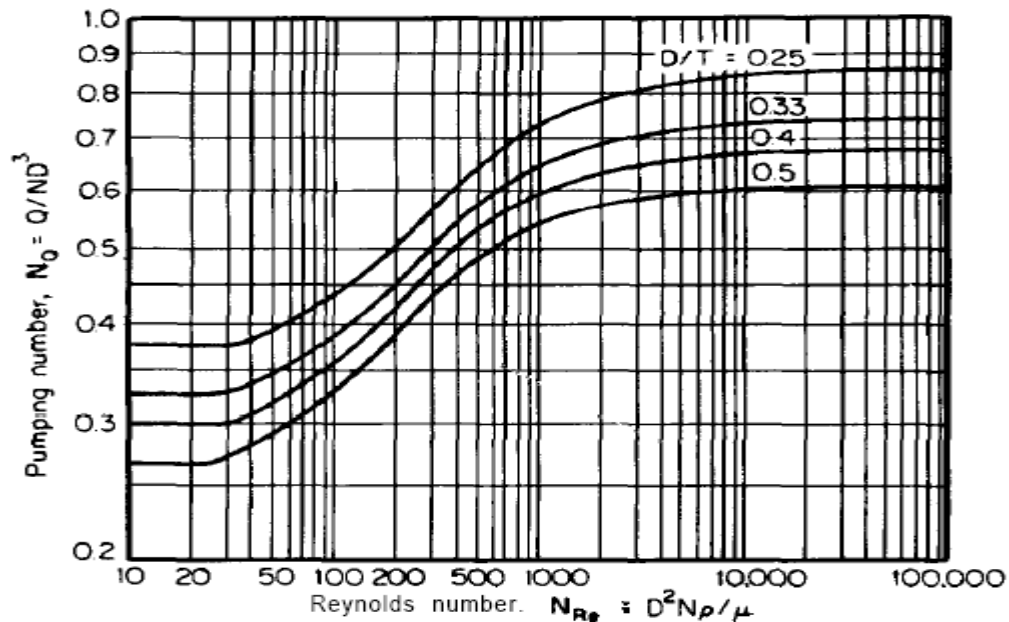
N<sub>Q</sub>: numero de flujo, adimensional

N: Velocidad de rotación del impulsor, en s<sup>-1</sup>.

d: diámetro del impulsor, en ft

N<sub>Q</sub> se conoce como numero de flujo y es adimensional, depende del numero de Reynolds, y de la relación d/D, diámetro del impulsor a diámetro de tanque.

**Figura H7. Numero de Flujo como una función del número de Reynolds del impulsor para un impulsor tipo turbina.**



Fuente: Chemical Process Equipment. Stanley Walas. Chapter 10.

D/T es la relación de diámetros del impulsor y el tanque respectivamente.

## SELECCIÓN DE LOS AGITADORES PARA CADA PROPÓSITO

### Agitador para el aditivo

Las propiedades características para el aditivo son:

Viscosidad:	65 cP
Densidad:	61 lb/ft <sup>3</sup> (977 Kg/m <sup>3</sup> )
Gravedad específica:	0.977

Se asumirá una relación  $d/D = 0.25$  para todos los impulsores de los agitadores.

Las dimensiones del tanque de almacenamiento son altura  $H = 24$  ft, y diámetro  $D = 25$  ft, para una capacidad máxima de 2100 Barriles.

De acuerdo a la relación  $d/D$ , el diámetro requerido para este impulsor es:

$$d = 0.25 * 25 = 6.25 \text{ ft}$$

$$d = 6.25 \text{ ft (75 pulg.)}$$

escogemos  $N = 37$  rpm y  $d = 88$  in

$$N_{Re} = \frac{N * d^2 * \rho}{\mu} = \frac{\left(\frac{37 * \pi}{30}\right) * (1,91)^2 * 977}{0,065} = 212460 > 10^4 \text{ flujo turbulento}$$

Con la ayuda de la figura H6, entramos con el número de Reynolds y donde corte la curva 6, para buscar el  $N_p$ .

$$N_p = 1,3$$

Figura G8. Catalogo del fabricante de agitadores Chemineer.

Standard Turbine P-4				High-Efficiency Impeller HE-3			
Case Size	Motor Power	Agitator Speed	P-4 Dia.	Case Size	Motor Power	Agitator Speed	HE-3 Dia.
<b>Process Situation A</b>							
3HT	3 hp @	30 rpm	64 in.	2HT	3 hp @	56 rpm	57 in.
3HT	7.5 hp @	68 rpm	44 in.	2HT	2 hp @	37 rpm	68 in.
3HT	10 hp @	84 rpm	40 in.	2HT	5 hp @	84 rpm	50 in.
3HT	15 hp @	125 rpm	36 in.	2HT	7.5 hp @	125 rpm	43 in.
<b>Process Situation B</b>							
5HT	15 hp @	45 rpm	66 in.	4HT	5 hp @	30 rpm	92 in.
5HT	20 hp @	56 rpm	64 in.	<del>4HT</del>	<del>10 hp @</del>	<del>56 rpm</del>	<del>71 in.</del>
6HT	30 hp @	68 rpm	62 in.	<del>4HT</del>	<del>7.5 hp @</del>	<del>37 rpm</del>	<del>88 in.</del>
6HT	40 hp @	84 rpm	56 in.	4HT	15 hp @	68 rpm	71 in.

Fuente: [www.chemineer.com](http://www.chemineer.com)

----- Agitador seleccionado para el aditivo

Potencia requerida = 7.5 HP

**Agitador para la mezcla ECA**

Las propiedades de esta mezcla son las siguientes:

Viscosidad: 250 Cp

Densidad: 1007,1 Kg/m<sup>3</sup>

Gravedad específica: 1,007 (9° API)

Flujo requerido de Combustóleo: 666,8 BPH

Flujo requerido Agua + Aditivo: 250,05 BPH

$V_{\text{mezcla}} = V_{\text{comb.}} + V_{\text{Agua}} = 916,85 \text{ BPH (146 m}^3/\text{h)}$ , para un bache de 5KBls.

Para preparar los 15KBls se requiere un flujo de 438 m<sup>3</sup>/h (2750 barriles).

Para volúmenes superiores a los 200 m<sup>3</sup> se aconseja utilizar agitadores tipo turbina<sup>60</sup>.

Seleccionamos un tanque de 5000 Bbls dimensiones según la API, D = 30', y H = 41' 9<sup>3</sup>/<sub>4</sub>", capacidad nominal de 5260 Bbls.

d/D = 0,25 entonces el diámetro del impulsor será

d = 0,25 \* 30 = 7,5 ft (90 in), y N = 37 rpm

El número de Reynolds, es:

$$N_{\text{Re}} = \frac{(2,29)^2 * \left(\frac{37 * \pi}{30}\right) 1070}{0,25} = 86965,11 > 10^4 \text{ se tiene flujo turbulento.}$$

De la figura G6, se tiene que  $N_p = 1,3$

---

<sup>60</sup> Chemical Process Equipment. Stanley Walas. Chapter 10.

Calculamos la potencia requerida, mediante la ecuación:

$$P = \frac{N_p * \rho * N^3 d^5}{g_c}$$

P: potencia requerida, en lb<sub>f</sub> -ft/s

N: Velocidad de rotación en rev/s

ρ: Densidad de la mezcla, en lb/ft<sup>3</sup>

d: diámetro del impulsor, en ft

g<sub>c</sub>: Constante dimensional = 32,2 ft-lb/lb<sub>f</sub>-s<sup>2</sup>.

$$P = \frac{1,3 * 66,8 * \left(\frac{37}{60}\right)^3 * (7,5)^5}{32,2} = 27,7 \text{ HP}$$

### **Agitador para la mezcla CTA**

La mezcla CTA esta formada por partículas sólidas pulverizadas de carbón, mezcladas con agua + aditivo.

Las propiedades de esta mezcla son:

Viscosidad: 580 Cp

Densidad: 1253,24 Kg/m<sup>3</sup>

Gravedad específica: 1,253

El volumen de cada componente es el siguiente

Volumen Carbón = 500,1 BPH

Volumen agua+aditivo = 250,05 BPH

Volumen mezcla = 750,15 BPH, para una cochada de 5000 Barriles de emulsión CCTA, para los 15000 Barriles totales el volumen de esta mezcla es:

Volumen total de la mezcla = 2250,45 Barriles/hora (358 m<sup>3</sup>/h)

Se utilizara un agitador de  $d = 92$  in, y se escogera una velocidad baja  $N = 30$  rpm, por tratarse de una mezcla altamente viscosa.

$d/D = 0,25$  el diámetro del tanque será de:

$$D = 92/0,25 = 368 \text{ in (30,67 ft)}$$

El área transversal del tanque será:

$$A_T = \frac{\pi}{4} * D^2 = \frac{\pi}{4} * (368)^2 = 106361,76 \text{ pulg}^2$$

El volumen del tanque es  $V_T = A_T * h_T$ , entonces la altura será de:

$$h_T = V_T / A_T = 2,18 * 10^7 \text{ pulg}^3 / 106361,76 \text{ pulg}^2 = 205 \text{ in (17,08 ft)}$$

El número de Reynolds es:

$$N_{Re} = 44.488,2 > 10^4 \text{ se tiene flujo turbulento}$$

De la figura G6,  $N_p = 1.3$

La potencia será:

$$P = \frac{1,3 * 93,6 * \left(\frac{30}{60}\right)^3}{32,2} * 7,67^5 = 12538,63 \frac{lb_f - ft}{s} = 23,1HP$$

$$P = 23,1 \text{ HP}$$

### **Agitador para el tanque de CCTA**

El tanque de distribución de CCTA, debe mantener agitación todo el tiempo para garantizar estabilidad de la emulsión antes de entrar a los quemadores de las calderas, este tanque será de 11143 barriles, dimensiones  $D = 45 \text{ ft}$ ,  $H = 40 \text{ ft}$ .

Las propiedades del fluido son:

Viscosidad: 220 Cp

Densidad: 1060 Kg/m<sup>3</sup>

Gravedad específica: 1,060

Escogemos un agitador de diámetro de impulsor,  $d = 88 \text{ in}$ , y velocidad de rotación  $N = 37 \text{ rpm}$ .

$$d = 0,2D$$

$$d = 0,2 * 45 = 9 \text{ ft (108 in)}$$

Se escoge  $d = 100$  in por ser el máximo diámetro disponible por el fabricante

Numero de Reynolds igual a  $N_{Re} = 1,098 \cdot 10^5 > 10^4$  se tiene flujo turbulento.

De la figura G6  $N_p = 1,3$

La potencia requerida será:

$$P = \frac{1,3 * 66,2 * \left(\frac{37}{60}\right)^3 * 7,34^5}{32,2} = 24,6 HP$$

$$P = 24,6 \text{ HP}$$

### **Agitador para el tanque K-111.**

El agitador para este tanque será de las mismas características que el diseñado para el tanque K-2991, básicamente por almacenar el mismo fluido.

## **PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL PRECIPITADOR ELECTROSTATICO**

El precipitador a diseñar será del tipo placa plana, dado que son precipitadores que manejan un flujo de gases comprendido dentro del

intervalo 100.000 – 200.000 cfm<sup>61</sup>, y en nuestro caso tenemos un flujo de gases de 138.660 cfm (65,44 m<sup>3</sup>/s).

El procedimiento completo consiste de 15 pasos que se detallan a continuación:

### **DATOS**

Flujo de gases de combustión = 138.660 pies<sup>3</sup>/min (65,44 m<sup>3</sup>/s)

Temperatura de salida de gases de combustión = 348 °F

Suposiciones

MMD = 10µm

Resistividad menor a  $2 \times 10^{11}$  ohm-cm.

Periodo de operación = 8760 horas (365 días)

Eficiencia de recolección = 99.9 %

**Paso 1.** Determine la eficiencia de diseño, Eff (%). La eficiencia es el término más comúnmente utilizado en la industria y es el valor de referencia para las garantías. Sin embargo, la hemos especificado en un 99.9%.

Eff = 99.9%

**Paso 2.** Calcular la penetración de diseño,  $p$ :

---

<sup>61</sup> Ver Sección 6. Controles de Materia Particulada. Capítulo 3. Precipitadores Electrostaticos. James Turner. Phil A. Lawless. Innovative Strategies and Economics Group, OAQPS. US Environmental Protection Agency. Septiembre 1999.

$$p = 1 - \left( \frac{Eff}{100} \right) = 1 - \left( \frac{99.9}{100} \right) = 0,001$$

**Paso 3.** Calcular la temperatura de operación,  $T_k$ , en Kelvin. En los cálculos que siguen se requiere la Temperatura en Kelvin.

$$(348 \text{ }^\circ\text{F} - 32 \text{ }^\circ\text{F}) \times \frac{5}{9} + 273 \text{ }^\circ\text{C} = 448,56 \text{ }^\circ\text{K}$$

**Paso 4.** Determine si está o no presente corona invertida severa. Usualmente ocurre corona invertida severa para resistividades de polvo arriba de  $2 \times 10^{11}$  ohm-cm. Su presencia incrementará grandemente el tamaño del PES requerido para alcanzar una cierta eficiencia.

Puesto que la resistividad de los gases de combustión es menor a  $2 \times 10^{11}$  ohm-cm no se espera corona invertida severa y la corona invertida = 0.

**Paso 5.** Determine el *MMD* de la distribución de partícula de entrada  $MMD_i$  ( $\mu\text{m}$ ). Si éste no es conocido, suponga un valor de la siguiente tabla.

El *MMD* es el diámetro para el cual, una mitad de la masa de particulados consiste de partículas más chicas y la otra mitad es más grande (ver el Procedimiento. Si el *MMD* de una distribución es mayor de cerca de  $3 \mu\text{m}$ , el PES recolectará todas las partículas mayores que el *MMD*, al menos tan bien como una partícula de  $3 \mu\text{m}$ , representando la mitad de la masa en la distribución de tamaño de entrada.

El *MMD* de la ceniza flotante está dado como  $10 \mu\text{m}$ .

**Paso 6.** Suponga un valor para el escabullimiento,  $S_N$ , y para el reencauzamiento por golpeteo, RR, de las tablas<sup>62</sup> H9 y H10,

**Tabla H9. Valores para el escabullimiento  $S_N$ , dependiendo del tipo de precipitador.**

Tipo ESP	$S_N$
Placa-alambre	0.07
Pared Húmeda	0.05
Placa Plana	0.10

**Tabla H10. Valores para el reencauzamiento por golpeteo RR, dependiendo del tipo de precipitador y el tipo de ceniza flotante.**

ESP/Ash Type	RR
Ceniza flotante de carbón, o desconocida	0.14
Pared húmeda	0.0
Placa plana, con velocidad de gas > 1.5 m/s (ni vidrio ni cemento)	0.15
Vidrio o cemento	0.10

El escabullimiento ocurre cuando una parte del flujo del gas evita la zona de recolección de una sección. Generalmente, la porción del gas que evita la

---

<sup>62</sup> Fuente. Sección 6. Controles de Materia Particulada. Capitulo 3. Precipitadores Electrostaticos. James Turner. Phil A. Lawless. Innovative Strategies and Economics Group, OAQPS. US Environmental Protection Agency. Septiembre 1999.

zona, esta totalmente mezclado con el gas que pasa a través de la zona antes de que todo el gas entre a la siguiente sección.

El reencauzamiento por golpeteo esta directamente relacionado con los ciclos de golpeteo aplicados al precipitador.

De las tablas H9 y H10,

$$SN = 0.1$$

$$RR = 0.14$$

**Paso 7.** Suponga valores para los tamaños más penetrantes,  $MMD_p$ , y tamaño de la humareda por golpeteo,  $MMD_r$ :

El tamaño de partícula más penetrante es,

$$MMD_p = 2 \mu m,$$

Esto es el diámetro medio de las partículas emergiendo de una zona de recolección muy eficiente.

El tamaño de la humareda por golpeteo es,

$$MMD_r = 5 \mu m.$$

$$MMD_p = 2 \mu m$$

$$MMD_r = 5 \mu m \text{ para cenizas con } MMD_i > 5 \mu m$$

$$MMD_r = 3 \mu m \text{ para cenizas con } MMD_i < 5 \mu m$$

**Paso 8.** Calcular los siguientes factores para aire puro:

$$\epsilon_0 = 8.845 \times 10^{-12} \text{ permitividad del espacio libre } \left( \frac{F}{m} \right)$$

Viscosidad del gas

$$\eta = 1.72 \times 10^{-5} \left( \frac{T_k}{273} \right)^{0.71} = 1.72 \times 10^{-5} \left( \frac{448,56}{273} \right)^{0.71} = 2.44 \times 10^{-5} \left( \frac{Kg}{m \cdot s} \right)$$

Campo eléctrico al cenellear

$$E_{bd} = 6.3 \times 10^5 \left( \frac{273}{T_K} \right)^{1.65} = 6.3 \times 10^5 \left( \frac{273}{448,56} \right)^{1.65} = 2.78 \times 10^5 \left( \frac{V}{m} \right)$$

Factor de perdida (adimensional)

$$LF = S_N + RR(1 - S_N) = 0.1 + 0.14(1 - 0.1) = 0.226$$

**Para PESs de placa plana:**

$E_{avg} = E_{bd} \times \frac{5}{6.3}$  campo promedio, sin corona invertida, polaridad positiva.

$$E_{avg} = 2.78 \times 10^5 \left( \frac{5}{6.3} \right) = 2.2 \times 10^5 \text{ V/m}$$

**Paso 9.** Suponga el número más pequeño de secciones para el PES, n, tal que  $LF^n < p$ . Los valores sugeridos para n se muestran en la tabla H11:

**Tabla H11. Numero de secciones dependiendo de la eficiencia de recolección.**

Eficiencia (%)	n
<96.5	2
<99	3
<99.8	4
<99.9	5
<99.9	6

Calculo del número de secciones requeridas para el precipitador

$LF^n < p$ ,  $p = 0.001$ , intentaremos inicialmente con cuatro secciones, tenemos:

$LF^n = 0.226^4 = 0.002608 > p$ , no sirve, intentaremos con cinco secciones, tenemos:

$LF^n = 0.226^5 = 0.0005896 < p$ , sirve, tomamos entonces cinco secciones para el precipitador.

**Paso 10.** Calcular la penetración promedio de la sección,  $p_s$ :

$$p_s = p^{\frac{1}{n}} = 0.001^{\frac{1}{5}} = 0.251$$

**Paso 11.** Calcular la penetración de la sección de recolección,  $p_c$ :

$$p_c = \frac{p_s - LF}{1 - LF} = \frac{0.251 - 0.226}{1 - 0.226} = 0.03230$$

**Paso 12.** Calcular los factores de cambio de tamaño de partícula,  $D$  y  $MMD_{rp}$ , los cuales son constantes utilizadas para calcular el cambio del tamaño de partícula de sección en sección:

$$D = p_s = S_N + p_c(1 - S_N) + RR(1 - S_N)(1 - p_c)$$
$$D = 0.1 + 0.03230(1 - 0.1) + 0.14(1 - 0.1)(1 - 0.03230) = 0.251$$

$$MMD_{rp} = \frac{RR(1 - S_N)(1 - p_c)}{D} MMD_r$$

$$MMD_{rp} = \frac{0.14(1 - 0.1)(1 - 0.0323)}{0.251} x5 = 2.42$$

**Paso 13.** Hacer una tabla de tamaños de partículas para las secciones 1 a la n:

**Tabla H12. Tamaño de partícula de sección en sección para un precipitador electrostático.**

sección	MMD (µm)
1	$MMD_1 = MMD_i$
2	$MMD_2 = \{MMD_1 x S_N + [(1 - p_c) x MMD_p + p_c x MMD_1] * p_c\} / D + MMD_{rp}$
3	$MMD_3 = \{MMD_2 x S_N + [(1 - p_c) x MMD_p + p_c x MMD_2] * p_c\} / D + MMD_{rp}$
.	.
.	.
n	$MMD_n = \{MMD_n x S_N + [(1 - p_c) x MMD_p + p_c x MMD_n] * p_c\} / D + MMD_{rp}$

**Tabla H13. Calculo del Diámetro Promedio de Masa (MMD) para cada sección.**

sección	MMD (µm)
1	$MMD_1 = MMD_i = 10$
2	$MMD_2 = \{10x0,1 + [(1 - 0,0323)x2 + 0,0323x10] * 0,0323\} / 0,251 + 2,42 = 6,41$
3	$MMD_3 = \{6,41x0,1 + [(1 - 0,0323)x2 + 0,0323x6,41] * 0,0323\} / 0,251 + 2,42 = 5,25$
4	$MMD_4 = \{5,25x0,1 + [(1 - 0,0323)x2 + 0,0323x5,25] * 0,0323\} / 0,251 + 2,42 = 4,78$
5	$MMD_5 = \{4,78x0,1 + [(1 - 0,0323)x2 + 0,0323x4,78] * 0,0323\} / 0,251 + 2,42 = 4,78$

**Paso 14.** Calcular el SCA<sup>63</sup> para las secciones 1 a la 5, utilizando  $MMD_n$ ,  $\eta$ ,  $E_{avg}$ , y  $p_e$ :

El SCA para cada sección se puede calcular como sigue,

$$SCA_1 = -\left(\frac{\eta}{\varepsilon}\right)x(1 - S_N)x\frac{\ln(p_c)}{E^2_{avg}xMMD_1x10^{-6}}$$

$$SCA_n = -\left(\frac{\eta}{\varepsilon}\right)x(1 - S_N)x\frac{\ln(p_c)}{E^2_{avg}xMMD_nx10^{-6}}$$

Donde el factor  $10^{-6}$  convierte micras a metros. Como podemos ver que la única cantidad que cambia en estas expresiones es  $MMD_x$ ; por lo tanto, podemos usar la siguiente relación:

$$SCA_{n+1} = SCA_n * \frac{MMD_n}{MMD_{n+1}}$$

El SCA para cada sección lo podemos ver en la tabla H14.

**Tabla H14. Calculo del SCA para cada sección del precipitador.**

sección	SCA (s/m)
1	$SCA_1 = -\left(\frac{2.44x10^{-5}}{8.845x10^{-12}}\right) * (1 - 0.1) * \frac{\ln(0.03230)}{(2.2x10^5)^2 x10x10^{-6}} = 17.6$
2	$SCA_2 = SCA_1 * \frac{MMD_1}{MMD_2} = 17.6 * \frac{10}{6.41} = 27.45$
3	$SCA_3 = SCA_2 * \frac{MMD_2}{MMD_3} = 27.45 * \frac{6.41}{5.25} = 33.51$
4	$SCA_4 = SCA_3 * \frac{MMD_3}{MMD_4} = 33.51 * \frac{5.25}{4.78} = 36.8$
5	$SCA_5 = SCA_4 * \frac{MMD_4}{MMD_5} = 36.8 * \frac{4.78}{4.59} = 38.32$

<sup>63</sup> Specific Collection Area, que significa Area Especifica de Recolección del precipitador.

**Paso 15.** Calcular el SCA total y el SCA en unidades Inglesas ESCA:

$$SCA_{Total} = \sum_{i=1}^n SCA_i \left( \frac{s}{m} \right)$$

$$SCA_{Total} = 17.6 + 27.45 + 33.51 + 36.8 + 38.32 = 153.68 \frac{s}{m}$$

$$SCA(inglesas) = 5,08 \times SCA \left( \frac{s}{m} \right) = 5,08 \times 153.68 = 780,69 \frac{ft^2}{kacfm}$$

**Calculo del Área total de la placa de recolección,**

$$780,69 \frac{ft^2}{kacfm} \times 138,66 kacfm = 108.250,47 \text{ } ft^2$$

**Costo del Precipitador Electrostatico**

El costo del precipitador electrostático según fabricantes americanos y de acuerdo al área total de la placa de recolección, es de:

**Costo = 1.642.857 US\$**

Este costo incluye todas las opciones estándar, es decir, boquillas a la entrada y la salida, auxiliares a la campana, cubiertas, soportes, aislante, etc.

Pero al anterior costo hay que incluirle el costo capital, el cual se detalla a continuación,

Costos Directos

Costo del Precipitador +Equipo auxiliar US\$1.642.857  
Sum = A US\$1.642.857

Instrumentación, 0.1A 164.285,71  
Impuestos de Venta, 0.03A 49.285,71  
Transporte, 0.05A 82.142,85  
Costo de Equipo comprado, B US\$1.938.571,42

Costos Directos de Instalación

Cimientos y Soportes, 0.04B 77.542,85  
Manejo y Erección, 0.50B 969.285,71  
eléctrico, 0.08B 155.085,71  
Plomería, 0.01B 19.385,71  
Aislamiento de ductos, 0.02B 38.771,42  
Pintura, 0.02B 38771,42

Costos directos de Instalación, 0.67B US\$1.298.842,85

**Total de Costos Directos, DC = 1.67B US\$3.237.414,27**

Costos Indirectos (Instalación)

Ingeniería, 0.20B 387.714,28  
Gastos de construcción y terreno, 0.20B 387.714,28  
Tarifas de contratista, 0.10B 193.857,14  
Inicio, 0.01B 19.385,71  
Prueba de desempeño, 0.01B 19.385,71  
Estudio de modelo, 0.02B 38.771,42  
Contingencias, 0.03B 58.157,14

**Total de Costos Indirectos, IC = 0.57B US\$1.104.985,7**

**INVERSION TOTAL DE CAPITAL = DC+IC  
US\$4.350.000**

## Anexo I. BASES DE CALCULO PARA EL ESTUDIO ECONÓMICO

### ESTIMATIVO DE COSTOS DE EQUIPOS

En la tabla I1, se muestra en detalle el costo de equipos asociados al proyecto.

**Tabla I1. Estimativo de costos de equipos asociada a la producción de 15000 Barriles /día, de Emulsión tipo CCTA, cotizaciones obtenidas de proveedores nacionales e internacionales, teniendo en cuenta el costo del transporte a planta.**

Aproximación presupuesto =  $\pm 25\%$   
 Año base = 2007  
 Tasa de cambio = 2000 \$/US\$

DESCRIPCIÓN	Unidades		Valor unitario (US\$)	Valor Total (US\$)	Valor Total (\$)
<b>TANQUES</b>					
K-01 Preparación ECA	Barriles	5000	196.000	196.000,00	392.000.000,00
K-02 Almacenamiento Carbón pulverizado	Barriles	5000	250.000	250.000,00	500.000.000,00
K-03 Preparación mezcla CTA	Barriles	5000	196.000	196.000,00	392.000.000,00
K-04 Agua para la emulsión	Barriles	10740	295.000	295.000,00	590.000.000,00
<b>BOMBAS</b>					
P-01 A/B Bomba Agua para emulsión, 350 GPM - 40 HP	Cant.	2	8.000	16.000,00	32.000.000,00
P-02 A/B Bomba Aditivo para la emulsión, 6 GPM - 1 HP	Cant.	2	2.500	5.000,00	10.000.000,00
P-03 A/B Bomba suministro Combustóleo base, 350 GPM - 41 HP	Cant.	2	7.500	15.000,00	30.000.000,00
P-04 A/B Recibo Aditivo de carrotanques, 200 GPM - 5 HP	Cant.	2	3.500	7.000,00	14.000.000,00
P-05 A/B Bomba mezcla CTA hacia mezcladores estáticos, 642 GPM - 250 HP	Cant.	2	22.000	44.000,00	88.000.000,00
P-06 A/B Bombeo mezcla ECA, 525 GPM - 68 HP	Cant.	2	9.000	18.000,00	36.000.000,00
P-07 A/B Bomba Trasiego emulsión, 890 GPM - 40 HP	Cant.	2	8.500	17.000,00	34.000.000,00
<b>MEZCLADORES ESTATICOS</b>					

DESCRIPCIÓN	Unidades		Valor unitario (US\$)	Valor Total (US\$)	Valor Total (\$)
S-01 A/B Mezcla fondos Demex y ALC	Cant.	2	4.200	8.400,00	16.800.000,00
S-02 A/B/C Mezclado Combustóleo - Agua	Cant.	3	4.200	12.600,00	25.200.000,00
S-03 A/B Mezcla Agua-Aditivo	Cant.	3	3.200	6.400,00	12.800.000,00
S-04 Reproceso de emulsión	Cant.	1	4.200	4.200,00	8.400.000,00
S-05 A/B Mezcla Carbón-Aditivo- Agua	Cant.	2	4.200	8.400,00	16.800.000,00
S-06 A/B/C Mezcla final CCTA	Cant.	3	4.200	12.600,00	25.200.000,00
<b>AGITADORES</b>					
AG-01 Agitador Emulsión CCTA K-2991, HP = 30	Cant.	1	38.000	38.000,00	76.000.000,00
AG-02 Agitador Aditivo K-51, HP = 7.5	Cant.	1	18.000	18.000,00	36.000.000,00
AG-03 Agitador Emulsión Combustóleo-Agua K-01, HP = 25	Cant.	1	36.000	36.000,00	72.000.000,00
AG-04 Agitador Mezcla CTA K-03, HP = 25	Cant.	1	36.000	36.000,00	72.000.000,00
AG-05 Agitador Emulsion K-111, HP = 25	Cant.	1	36.000	36.000,00	72.000.000,00
<b>PRECIPITADOR ELECTROSTATICO</b>					
Precipitador de placas Area de placa 108.250,42 ft²	Cant.	1	4.350.000	4.350.000,00	8.700.000.000,00
<b>AISLAMIENTO</b>					
6"			50.000	100.000,00	200.000.000,00
8"			60.000	180.000,00	360.000.000,00
10"			80.000	240.000,00	480.000.000,00
<b>SUBTOTAL COSTO DE EQUIPOS</b>				<b>6.145.600,00</b>	<b>12.291.200.000,00</b>
<b>GASTOS DE IMPORTACION (15 % sobre el valor de los equipos)</b>				921.840,00	1.843.680.000,00
<b>TOTAL COSTO EQUIPOS</b>				<b>7.067.440,00</b>	<b>14.134.880.000,00</b>

(1) Para obtener el costo por consumo de agua de enfriamiento se estima una pérdida del 20% del agua utilizada.

(2) Se requiere un operador por turno. Se consideraran 4 operadores para tener en cuenta reemplazos por vacaciones, y el aporte a la supervisión, operación desde los cuartos de control. Se estima un salario básico de \$1.200.000 mensual, y se aplica un factor de 2.5 para obtener un salario integral equivalente que incluye sobretiempos (nocturnos y festivos), prestaciones sociales y beneficios en general.

## **BASES ECONÓMICAS**

Costo vapor 150 psig:	26 \$/Kg.
Costo energía eléctrica:	140 \$/KW-h
Costo agua enfriamiento:	600 \$/KGal.
Costo agua clarificada:	120 \$/KGal.
Costo aditivo (tensoactivo):	86.300 \$/Barril
Costo Combustóleo, 600 SSF:	92000 \$/Barril
Costo Carbón:	120.000 \$/Ton

## **INVERSIÓN DIRECTA**

### **Costo físico de la planta**

### **Costo de Equipos instalados**

Se considera el costo de instalación equivalente al 15% del costo total de los equipos de proceso (con IVA)

Costo Instalación = US\$ 1.229.734,56

Costo Total de los Equipos Instalados = US\$ 9.427.964,96

### **Costo de Instrumentación y Control**

Considerando que la planta debe disponer de una automatización alta, se estima por este concepto un costo equivalente al 15% del costo de equipos instalados.

Costo de Instrumentación = US\$ 1.414.194,74

### **Costo tuberías de proceso**

Como lo mencionamos en el listado de tubería, se requiere tubería de 4", 6", 8" y 10" para los distintos procesos que se van a llevar a cabo en la planta.

Por tratarse de una planta de proceso combinado entre fluido y sólido, el costo asignado es de un 10 % de los equipos instalados. Este costo incluye accesorios y demás auxiliares que se requieran.

Costo Tuberías de Proceso = US\$ 942.796,50

### **Costo de Terreno, Mejoras al terreno y Obras Previas**

Para concepto de costo de terreno aplicaremos un 5% del costo total de los equipos instalados.

Costo Terreno = US\$ 471.398,25

Las mejoras al terreno incluyen aquellas obras relacionadas con la nivelación y estabilización del mismo, así como las demás acciones encaminadas a optimizar el terreno a disponer para la planta, para ello aplicaremos un 5% del costo total de los equipos instalados, así:

Costo Mejoras al Terreno = US\$ 471.398,25

El concepto de obras previas se refiere a todas aquellas estructuras y edificaciones necesarias tanto para el personal técnico como para el administrativo, como son oficinas, cuartos de control, cafeterías, patios de

almacenamiento de Carbón, materias primas y suministros, para este concepto aplicaremos un 20% del costo total de los equipos instalados, así:

Costo Obras Previas = US\$ 1.885.592,99

La tabla I2 muestra un resumen del costo de obras civiles.

**Tabla I2. Resumen del Costo de Obras Civiles**

Ítem	Costo (US\$)
Terreno	471.398,25
Mejoras al Terreno	471.398,25
Obras Previas	1.885.592,99
<b>TOTAL COSTO OBRAS CIVILES:</b>	<b>2.828.389,49</b>

### **Instalaciones Auxiliares**

Para las instalaciones auxiliares de energía eléctrica, sistema de aire acondicionado para oficinas y cuartos de control, tratamiento de agua potable, y tendido eléctrico, en el interior de la planta se considera un 15% del costo de los equipos instalados.

El costo de instalaciones auxiliares puede ser dividido así,

Instalaciones Eléctricas = 5%, esto representa US\$ 471.398,25

Instalaciones de Servicios = 10% esto representa US\$ 942.796,50

Costo total instalaciones Auxiliares = US\$ 1.414.194,74

### **INVERSIÓN INDIRECTA**

## **Ingeniería y Supervisión**

En las plantas de procesos Sólido-Fluido, el costo asociado a la ingeniería y supervisión es de 15% del costo de los equipos instalados.

Costo Ingeniería y Supervisión = US\$ 1.414.194,74

## **Contingencias o imprevistos**

Dado que se trata de un estudio de factibilidad, la tecnología se encuentra sujeta a cambios y dado al mismo tiempo el tamaño de la inversión, se considera un equivalente al 20% del costo físico de la planta.

La contingencia es una provisión que debe agregarse al final del estimativo para cubrir costos no definidos aún por el nivel de detalle dentro del alcance del proyecto.

Costo Contingencias = US\$ 3.205.508,09

## **Factor de Tamaño de la Planta**

Por ser una planta de mediano tamaño, se considera un 1% del costo físico de la planta para este factor.

Costo Factor Tamaño = US\$ 160.275,40

## **CALCULO DEL CAPITAL DE TRABAJO**

### **Inventario Materias Primas**

**1 mes a precio de costo**

En la tabla I3 podemos ver el inventario de materias primas para el primer mes de funcionamiento de la planta.

**Tabla I3. Inventario de materias primas para el primer mes de funcionamiento de la planta.**

<b>Materia Prima</b>	<b>Carbon</b>	<b>Combustóleo base</b>	<b>Aditivo</b>	<b>Agua Clarificada</b>
<b>Consumo</b>	40.331,02 Ton	136.875 barriles	2281,25 barriles	5.652,94 KGalones
<b>Precio</b>	60 US\$ /Ton	45,68 US\$/barril	43,15 US\$ /barril	0,06 US\$/KGal
<b>Capital</b>	US\$2.419.861,2	US\$ 6.252.450	US\$ 98.435,94	US\$ 339,17
<b>Costo total materias primas</b>	US\$ 8.771.086,31			

### **Suministros de servicios industriales**

Periodo = 30 días

En la tabla I4 se puede apreciar la distribución del capital de trabajo por concepto de suministros de servicios industriales.

**Tabla I4. Distribución del capital de trabajo por concepto de suministros**

Suministro	Insumo (cantidad)	Precio Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
Energía Eléctrica	497,5 Kwh.	0,07 US\$/KW-h	25.074
Vapor	9.164.160 lbs.	0,013 US\$/Kg	54.151,85
Agua de Enfriamiento	1641,6 KGalones	0,3 US\$ / KGal	492,5
<b>TOTAL SUMINISTROS</b>			<b>79.225,85</b>

**Sueldos y costos de operación**

Sueldos

El valor de 1 mes de sueldos

En la tabla I5 podemos apreciar en detalle los costos de sueldos de mano de obra fija.

**Tabla I5. Detalle de Sueldos de Mano de Obra**

Labor	Cantidad	Costo Unitario (US\$/mes)
Supervisión y dirección	1	4.500
Operarios	4	6.000
Mantenimiento	14	17.040
Administración	3	7.200
Otros	7	4.440
<b>Total Costo</b>		<b>39.180</b>

Costo de Sueldos = US\$ 39.180 al mes.

**COSTOS DE PRODUCCION**

### Costos Fijos

Para efectos de este proyecto se tendrán en cuenta los costos del proyecto (Costos de producción y materias primas), correspondientes a un periodo de mes (30 días) del primer año de funcionamiento

### Mano de Obra y Supervisión

El costo de sueldos y salarios se calcula sobre la base del personal necesario, como se muestra en la tabla I6.

**Tabla I6. Detalle costo de sueldos y operadores.**

Personal de la planta	Cant.	Sueldo unitario (US\$/mes)	Costo unitario (US\$/mes)	Costo Total (US\$/mes)
Administrador	1	3750	4500	4500
Jefe de Turno	3	2000	2400	7200
Operadores	4	1250	1500	6000
Jefe de Taller	2	2000	2400	4800
Mantenimiento Mecánico	3	800	960	2880
Mantenimiento Eléctrico	3	800	960	2880
Instrumentista	3	1000	1200	3600
Mantenimiento Civil y Estructural	3	800	960	2880
Celador	3	500	600	1800
Chóferes	3	600	720	2160
Ayudante	1	400	480	480
<b>TOTAL</b>	<b>29</b>	<b>13900</b>	<b>16680</b>	<b>39180</b>

El costo unitario está compuesto por el sueldo unitario y las leyes sociales, que corresponden a un 20% sobre el sueldo líquido.

Costo Anual de Sueldos = US\$ 470.160

## **Depreciación**

### **Depreciación de la Inversión Directa (Activo Inmovilizado)**

El costo físico de la planta (activo inmovilizado) sin incluir el valor del terreno ni de las obras civiles se deprecia en 15 años.

Monto a Depreciar = US\$ 12.727.752,70

Depreciación = 848.516,84 US\$/año

Depreciación Total = 848.516,84 US\$/año

## **Mantenimiento**

El costo del mantenimiento de la planta, se estima en un 5% anual de la inversión directa (activo inmovilizado).

Costo Mantenimiento = 801.377,02 US\$/año

## **Seguros**

El costo del seguro de la planta, se estima en un 1% anual del activo inmovilizado.

Costo Seguro = 160.275,40 US\$/año

## **e. Gastos Generales**

Se estima que alcanza un 50% del costo de sueldos anuales del personal, es decir:

Costo Gastos Generales = 235.080 US\$/año

#### **f. Interés Del Préstamo**

Las condiciones del préstamo son las siguientes:

Monto: 75% del costo físico total de la planta.

Plazo: 10 años con dos años de gracia

Interés: 15% anual sobre el saldo insoluto.

Forma de Pago: Cuotas anuales iguales de amortización e interés.

Debido a que el costo físico total de la planta es de US\$ 20.807.518,67

Monto Préstamo = US\$ 15.605.639

Inversión Fija (propia) = US\$ 5.201.879,67

La cuota anual "a" de reembolso constante está dada por la siguiente ecuación:

$$P = A \left[ \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right]$$

Donde,

A = Cota anual (intereses más abono a capital)

i = Tasa de interés, fijada en 15% anual

P = Monto del préstamo

n = Periodo de pago del préstamo, años

Tenemos,

$i = 0,15$  y  $n = (10-2) = 8$  años

Calculamos el valor de la cuota anual, tenemos

$$15.605.639 = A \left[ \frac{1 - (1,15)^{-8}}{0,15} \right]$$

Tenemos que  $A = \text{US\$ } 3.477.718,05$

Si se descompone la cuota anual en amortización e interés, se obtiene la tabla I7 con los siguientes valores:

**Tabla I7. Servicio del préstamo**

Año	Anualidad (US\$/año)	Abono a capital Amortizacion (US\$/año)	Interes (US\$/año)	Saldo
0	2.340.845,85	0,00	2.340.845,85	
1	2.340.845,85	0,00	2.340.845,85	
2	3.477.718,05	1.136.872,20	2.340.845,85	
3	3.477.718,05	1.307.403,03	2.170.315,02	14.468.766,80
4	3.477.718,05	1.503.513,48	1.974.204,57	13.161.363,77
5	3.477.718,05	1.729.040,51	1.748.677,54	11.657.850,29

<b>Año</b>	<b>Anualidad (US\$/año)</b>	<b>Abono a capital Amortizacion (US\$/año)</b>	<b>Interes (US\$/año)</b>	<b>Saldo</b>
6	3.477.718,05	1.988.396,58	1.489.321,47	9.928.809,78
7	3.477.718,05	2.286.656,07	1.191.061,98	7.940.413,20
8	3.477.718,05	2.629.654,48	848.063,57	5.653.757,12
9	3.477.718,05	3.024.102,65	453.615,40	3.024.102,64
10	0,00	0,00	0,00	0,00
				0,00
<b>TOTAL</b>	<b>32.503.436,10</b>	<b>15.605.639,01</b>	<b>16.897.797,09</b>	

**Interés préstamo US\$ 16.897.797,09 durante los 10 años de duración.**

Con el interés de tener un valor medio de los intereses anuales, se divide el costo total del préstamo por el número de años durante los cuales se pagan intereses, y se estima que el valor resultante es el costo del interés del préstamo.

**Costo Interés Préstamo = US\$ 1.689.779,71**

**Costos Variables**

**Inventario de materias primas**

**Tabla I8. Inventario de materias primas.**

<b>Materia Prima</b>	<b>Carbon</b>	<b>Combustóleo base</b>	<b>Aditivo</b>	<b>Agua Clarificada</b>
<b>Consumo Mensual</b>	40.331,02 Ton	136.875 barriles	2281,25 barriles	5.652,94 KGls
<b>Precio Estimado</b>	60 US\$ /Ton	45,68 US\$/barril	43,15 US\$ /barril	0,06 US\$/KGal
<b>Costo Mensual</b>	US\$2.419.861,2	US\$ 6.252.450	US\$ 98.435,94	US\$ 339,17
<b>Costo Anual</b>	US\$ 29.038.334,4	US\$ 75.029.400	US\$ 1.181.231,25	US\$ 4070,11
<b>Costo/Ton_ CCTA</b>	US\$ 31,48	US\$ 81,35	US\$ 1,28	US\$ 0,00441

## Suministros de servicios industriales

Tabla I9. Inventario Servicios industriales.

Suministro	Energia Electrica	Vapor de 150 psig
Consumo Mensual	358.200 Kw-hr.	18.328,32 Klbs
Precio Estimado	0,07 US\$/Kw-hr	5,90 US\$/KLb
Costo Mensual	US\$ 25.074	US\$ 108.137,08
Costo Anual	US\$300.888	US\$ 1.297.645
Costo/Ton_ CCTA	US\$ 0,326	US\$ 1,4

## CALCULO DE LOS INGRESOS DEL PROYECTO

Los ahorros en el consumo de diluyente se calculan con base en la información indicada en la tabla I10.

Tabla I10. Contenido de ALC y Brea en el Combustóleo de 600 SSF comparado con el Combustóleo de 300 SSF que se emplea en la actualidad en las calderas de Balance.

TIPO DE COMBUSTOLEO	CONTENIDO DE ALC % VOL	CONTENIDO DE FONDOS VISCORREDUCTORA II
600 SSF @ 122 °F	30,1	69,9
300 SSF @ 122 °F	37,1	62,9

Fuente: Departamento de Planeación y Producción, PLP - GCB. ECOPETROL S.A.

El ingreso de esta alternativa lo constituye el valor del ALC que se recupera, dado que el Combustóleo que se emplearía para preparar la emulsión tipo CCTA tiene menor contenido de diluyente, como lo muestra la anterior tabla.,

el cual se reemplaza por mas cantidad de Fondos de Viscorreductora II. El ahorro de ALC varía según la alternativa.

Como vemos en la anterior tabla se ahorraría un 7% en volumen de diluyente. Es decir por cada 1000 barriles de Fuel Oil 600 SSF se lograría un ahorro de 70 barriles de Aceite Liviano de Ciclo (ALC), adicionalmente en la GCB se preparan 15000 Barriles/día de fuel de 300 SSF, con lo cual la liberación diaria de ALC equivaldría 1050 barriles de ALC.

### **Precio Aceite Liviano de Ciclo (ALC)**

La tabla I11 muestra el precio del ALC por barril

**Tabla I11. Precio<sup>64</sup> de contado para el ALC en Barrancabermeja**

ACEITE LIVIANO DE CICLO <sup>65</sup>	INGRESO AL PRODUCTOR USD/Barril	IVA (16%) USD/Barril	PRECIO VENTA USD/Barril
PRECIO DE CONTADO-BARRANCABERMEJA	65,61	10,50	76,11

Fuente: [www.ecopetrol.com.co/productos y servicios/ventas nacionales/precios de productos](http://www.ecopetrol.com.co/productos_y_servicios/ventas_nacionales/precios_de_productos).

Por lo tanto el ingreso por ALC equivaldría a US\$ 79915,5 por día, pero considerando un precio constante de US\$ 76,11/Barril.

<sup>64</sup> Precio actualizado comprendido entre el periodo 28 Mayo al 4 Junio de 2007.

<sup>65</sup> Este producto se vende como diluyente para la preparación de IFO, combustible para motores de buque y marinos.

## Ingreso Total

El ingreso total anual para el proyecto obtenido por el ahorro de ALC que se dejaría de utilizar, así tenemos:  $I = \text{US\$ } 29.169.157,5$

Para calcular los ingresos anuales año tras año se asume un incremento anual de US\$ 50 dólares por barril para el ALC.

## Requerimientos de Energía Eléctrica

**Tabla I12. Requerimientos de Energía Eléctrica.**

<b>EQUIPO</b>	<b>POTENCIA HP</b>	<b>Energía Eléctrica kW/hr</b>
<b>BOMBAS</b>		
Bomba Agua para emulsión	40	29,84
Bomba Aditivo para la emulsión	0,6	0,4476
Bomba suministro Combustóleo base	41	41,03
Bomba recibo de Aditivo de carrotanques	5	3,73
Bomba mezcla CTA hacia mezcladores	250	201,42
Bomba mezcla ECA hacia mezcladores	68	61,92
Bomba trasiego Emulsion CCTA	40	29,84
Bombas suministro emulsión a las calderas	110	82,06
<b>AGITADORES</b>		
Agitador Emulsión CCTA K-2991	25	18,65
Agitador Aditivo K-51	7,5	5,6
Agitador Emulsión Combustóleo-Agua K-01	30	22,38
Agitador mezcla CTA K-03	25	18,65
Agitador Emulsion CCTA K-111	25	18,65
<b>SUBTOTAL (Base 1 hora)</b>	<b>667,1</b>	<b>497,5</b>
<b>TOTAL CONSUMO EN UNA HORA</b>	<b>667,1</b>	<b>497,5</b>
<b>TIEMPO DE PRODUCCION ANUAL 8,760 HORAS</b>		
<b>TOTAL CONSUMO ANUAL</b>	<b>5.843.796</b>	<b>4.358.100</b>

El detalle del consumo de energía eléctrica por periodo es el siguiente:

**Tabla I13. Consumo de energía eléctrica por periodos.**

Periodos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Horas Producción	1095	2190	3285	4380	5475	6570	7665	8760	8760	8760

Consumo Potencia, HP	730.474,5	1.460.949	2.191.423,5	2.921.898	3.652.372,5	4.382.847	5.113.321,5	5.843.796	5.843.796	5.843.796
Consumo de Electricidad, Kw-h	544.762,5	1.089.525	1.634.287,5	2.179.050	2.723.812,5	3.268.575	3.813.337,5	4.358.100	4358100	4358100

## COSTOS CONSIDERADOS EN EL PROYECTO

**Tabla I14. Costos Fijos considerados en el proyecto, en US\$.**

ITEM COSTOS FIJOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mano de Obra	470.160,00	470.160,00	470.160,00	470.160,00	470.160,00	470.160,00	470.160,00	470.160,00	470.160,00	470.160,00
Depreciacion	848.157,00	848.157,00	848.157,00	848.157,00	848.157,00	848.157,00	848.157,00	848.157,00	848.157,00	848.157,00
Mantenimiento	801.377,02	801.377,02	801.377,02	801.377,02	801.377,02	801.377,02	801.377,02	801.377,02	801.377,02	801.377,02
Seguros	160.275,00	160.275,00	160.275,00	160.275,00	160.275,00	160.275,00	160.275,00	160.275,00	160.275,00	160.275,00
Gastos generales	235.080,00	235.080,00	235.080,00	235.080,00	235.080,00	235.080,00	235.080,00	235.080,00	235.080,00	235.080,00
Interes Prestamo	0,00	1.136.872	1.307.403	1.503.513	1.729.041	1.988.397	2.286.656	2.629.654	3.024.103	0,00
<b>TOTAL COSTOS FIJOS</b>	<b>2.515.409</b>	<b>3.625.281</b>	<b>3.822.812</b>	<b>4.018.923</b>	<b>-4.244.450</b>	<b>-4.503.806</b>	<b>-4.802.065</b>	<b>-5.145.064</b>	<b>-5.539.512</b>	<b>-2.515.409</b>

**Tabla I15. Costos Variables considerados en el proyecto, en US\$.**

<b>COSTOS VARIABLES</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>MATERIAS PRIMAS</b>										
Carbon	3.628.857,0	7.257.714,0	10.886.571,0	14.515.428,0	18.144.285,0	21.773.142,0	25.401.999,0	29.030.856,0	29.030.856,0	29.030.856,0
Combustoleo 600 SSF	9.377.621,3	18.755.242,5	28.132.863,8	37.510.485,0	46.888.106,3	56.265.727,5	65.643.348,8	75.020.970,0	75.020.970,0	75.020.970,0
Agua Clarificada	508,4	1.016,7	1.525,1	2.033,5	2.541,8	3.050,2	3.558,5	4.066,9	4.066,9	4.066,9
Aditivo	147.552,0	295.104,0	442.656,0	590.208,0	737.760,0	885.312,0	1.032.864,0	1.180.416,0	1.180.416,0	1.180.416,0
<b>TOTAL MATERIAS PRIMAS</b>	<b>13.154.538,6</b>	<b>26.309.077,2</b>	<b>39.463.615,8</b>	<b>52.618.154,5</b>	<b>65.772.693,1</b>	<b>78.927.231,7</b>	<b>92.081.770,3</b>	<b>105.236.308,9</b>	<b>105.236.308,9</b>	<b>105.236.308,9</b>
<b>SUMINISTROS</b>										
Energia Electrica	37.579,7	75.159,3	112.739,0	150.318,6	187.898,3	225.477,9	263.057,6	300.637,2	300.637,2	300.637,2
Vapor de 150 psig	161.385,0	322.770,0	484.155,0	645.540,0	806.925,0	968.310,0	1.129.695,0	1.291.080,0	1.291.080,0	1.291.080,0
<b>TOTAL SUMINISTROS</b>	<b>199.622,4</b>	<b>399.244,8</b>	<b>598.867,2</b>	<b>798.489,6</b>	<b>998.112,0</b>	<b>1.197.734,5</b>	<b>1.397.356,9</b>	<b>1.596.979,3</b>	<b>1.596.979,3</b>	<b>1.596.979,3</b>
<b>TOTAL COSTOS VARIABLES</b>	<b>13.354.161,0</b>	<b>26.708.322,0</b>	<b>40.062.483,1</b>	<b>53.416.644,1</b>	<b>66.770.805,1</b>	<b>80.124.966,1</b>	<b>93.479.127,2</b>	<b>106.833.288,2</b>	<b>106.833.288,2</b>	<b>106.833.288,2</b>

**Tabla I16. Ingresos por Ahorro de Aceite Liviano de Ciclo-ALC.**

<b>LA ALTERNATIVA PERMITE UN AHORRO DE ALC DE 1050 BPD</b>		
<b>LA GCB PREPARA 15000 BARRILES AL DIA DE COMBUSTOLEO DE 300 SSF PARA SER QUEMADOS EN HORNOS Y LAS CALDERAS</b>		
Precio del ALC: 76,11 US\$/barril		
Fecha:	Mayo 28 de 2007	
El ALC tiene un incremento mensual de <b>4,385 US\$/barril</b>		
Se asume un incremento anual en el diluyente de <b>US\$50/barril</b>		
Base: 365días		
<b>DETALLE DE INGRESOS ANUAL POR AHORRO DE ALC</b>		
AÑO	Precio ALC/barril (US\$)	Ingreso anual por ALC (US\$)
1	76,11	29.169.157,50
2	126,11	48.331.657,50
3	176,11	67.494.157,50
4	226,11	86.656.657,50
5	276,11	105.819.157,50
6	326,11	124.981.657,50

7	376,11	144.144.157,50
8	426,11	163.306.657,50
9	476,11	182.469.157,50
10	526,11	201.631.657,50

**Tabla I17. Calculo amortización e Intereses del Prestamo .**

PRESTAMO A ENTIDAD BANCARIA				
Las condiciones del prestamo son las siguientes:				
<b>Monto a prestar</b>	75% del costo fisico total de la planta			
<b>Plazo</b>	10 años con dos años de gracia			
<b>Interes</b>	15% anual sobre el saldo insoluto			
<b>Forma de pago</b>	Cuotas anuales iguales de amortizacion e interes			
<b>Monto prestamo</b>	US\$ 15.605.639,00			
<b>Capital Propio</b>	US\$ 5.201.879,67			
Año	Anualidad (US\$/año)	Abono a capital Amortizacion (US\$/año)	Interes (US\$/año)	Saldo
0	2.340.845,85	0,00	2.340.845,85	
1	2.340.845,85	0,00	2.340.845,85	
2	3.477.718,05	1.136.872,20	2.340.845,85	
3	3.477.718,05	1.307.403,03	2.170.315,02	14.468.766,80
4	3.477.718,05	1.503.513,48	1.974.204,57	13.161.363,77



1.1.5 Mejoras al Terreno	-471.398,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.6 Obras Previas	-1.885.593,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.7 Instalaciones Auxiliares	-1.414.194,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Inversiones Indirectas</b>											
1.1.8 Ingenieria y Supervision	-1.414.194,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.9 Contingencias	-3.205.508,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.10 Factor de Tamaño	-160.275,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.11 Capital de Trabajo	-8.889.984,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-29.697.503,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FLUJO DE INVERSION&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	<b>-29.697.503,3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2. COSTOS</b>											
<b>2.1 COSTOS DIRECTOS (VARIABLES)</b>		<b>-14.625.108</b>	<b>-27.978.680</b>	<b>-41.332.251</b>	<b>-54.685.822</b>	<b>-68.039.393</b>	<b>-81.392.965</b>	<b>-94.746.536</b>	<b>-108.100.107</b>	<b>-108.100.107</b>	<b>-108.100.107</b>
2.1.1. MATERIAS PRIMAS		-13.154.030	-26.308.061	-39.462.091	-52.616.121	-65.770.151	-78.924.182	-92.078.212	-105.232.242	-105.232.242	-105.232.242
2.1.2 SUMINISTROS (SERVIC. IND.)		-199.541	-399.082	-598.623	-798.164	-997.705	-1.197.246	-1.396.787	-1.596.328	-1.596.328	-1.596.328
2.1.3 MANO DE OBRA Y SUPERVISION		-470.160	-470.160	-470.160	-470.160	-470.160	-470.160	-470.160	-470.160	-470.160	-470.160
2.1.4 MANTENIMIENTO		-801.377	-801.377	-801.377	-801.377	-801.377	-801.377	-801.377	-801.377	-801.377	-801.377
<b>2.2 COSTOS INDIRECTOS</b>		<b>-1.243.872</b>	<b>-2.380.744</b>	<b>-2.551.275</b>	<b>-2.747.386</b>	<b>-2.972.913</b>	<b>-3.232.269</b>	<b>-3.530.528</b>	<b>-3.873.527</b>	<b>-4.267.975</b>	<b>-1.243.872</b>
2.2.1 DEPRECIACION EQUIPOS		-848.517	-848.517	-848.517	-848.517	-848.517	-848.517	-848.517	-848.517	-848.517	-848.517
2.2.2 SEGUROS		-160.275	-160.275	-160.275	-160.275	-160.275	-160.275	-160.275	-160.275	-160.275	-160.275
2.2.3 GASTOS GENERALES		-235.080	-235.080	-235.080	-235.080	-235.080	-235.080	-235.080	-235.080	-235.080	-235.080
2.2.4 ABONO A CAPITAL		0	-1.136.872	-1.307.403,03	-1.503.513	-1.729.041	-1.988.397	-2.286.656	-2.629.654	-3.024.103	0
<b>FLUJO DE COSTOS&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;</b>		<b>-15.868.981</b>	<b>-30.359.424</b>	<b>-43.883.526</b>	<b>-57.433.208</b>	<b>-71.012.306</b>	<b>-84.625.233</b>	<b>-98.277.064</b>	<b>-111.973.634</b>	<b>-112.368.082</b>	<b>-109.343.979</b>
		-2.515.409	-3.652.281	-3.822.812	-4.018.923	-4.244.450	-4.503.806	-4.802.065	-5.145.064	-5.539.512	-2.515.409
<b>3. BENEFICIOS INCREMENTALES</b>											
3.1 AHORRO DE ALC	0	29.169.158	48.331.658	67.494.158	86.656.658	105.819.158	124.981.658	144.144.158	163.306.658	182.469.158	201.631.658
<b>FLUJO DE BENEFICIOS&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	<b>0</b>	<b>29.169.158</b>	<b>48.331.658</b>	<b>67.494.158</b>	<b>86.656.658</b>	<b>105.819.158</b>	<b>124.981.658</b>	<b>144.144.158</b>	<b>163.306.658</b>	<b>182.469.158</b>	<b>201.631.658</b>
<b>4. UTILIDAD BRUTA ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>13.300.177</b>	<b>17.972.233</b>	<b>23.610.631</b>	<b>29.223.450</b>	<b>34.806.851</b>	<b>40.356.424</b>	<b>45.867.093</b>	<b>51.333.024</b>	<b>70.101.075</b>	<b>92.287.678</b>
<b>5. -IMPUESTOS (30%)</b>		<b>3.990.053</b>	<b>5.391.670</b>	<b>7.083.189</b>	<b>8.767.035</b>	<b>10.442.055</b>	<b>12.106.927</b>	<b>13.760.128</b>	<b>15.399.907</b>	<b>21.030.323</b>	<b>27.686.303</b>
<b>6. UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS</b>		<b>9.310.124</b>	<b>12.580.563</b>	<b>16.527.442</b>	<b>20.456.415</b>	<b>24.364.796</b>	<b>28.249.497</b>	<b>32.106.965</b>	<b>35.933.116</b>	<b>49.070.753</b>	<b>64.601.375</b>



1.1.4 Terreno	-471.398,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.5 Mejoras al Terreno	-471.398,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.6 Obras Previas	-1.885.593,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.7 Instalaciones Auxiliares	-1.414.194,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Inversiones Indirectas</b>											
1.1.8 Ingenieria y Supervision	-1.414.194,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.9 Contingencias	-3.205.508,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.10 Factor de Tamaño	-160.275,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.11 Capital de Trabajo	-8.889.984,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-29.697.503,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FLUJO DE INVERSION&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	<b>-29.697.503,3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2. COSTOS</b>											
<b>2.1 COSTOS DIRECTOS (VARIABLES)</b>	<b>-16.087.619</b>	<b>-30.776.548</b>	<b>-45.465.476</b>	<b>-60.154.404</b>	<b>-74.843.333</b>	<b>-89.532.261</b>	<b>-104.221.190</b>	<b>-118.910.118</b>	<b>-118.910.118</b>	<b>-118.910.118</b>	<b>-118.910.118</b>
2.1.1. MATERIAS PRIMAS	-14.469.433	-28.938.867	-43.408.300	-57.877.733	-72.347.166	-86.816.600	-101.286.033	-115.755.466	-115.755.466	-115.755.466	-115.755.466
2.1.2 SUMINISTROS (SERVIC. IND.)	-219.495	-438.990	-658.485	-877.981	-1.097.476	-1.316.971	-1.536.466	-1.755.961	-1.755.961	-1.755.961	-1.755.961
2.1.3 MANO DE OBRA Y SUPERVISION	-517.176	-517.176	-517.176	-517.176	-517.176	-517.176	-517.176	-517.176	-517.176	-517.176	-517.176
2.1.4 MANTENIMIENTO	-881.515	-881.515	-881.515	-881.515	-881.515	-881.515	-881.515	-881.515	-881.515	-881.515	-881.515
<b>2.2 COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>-1.368.259</b>	<b>-2.505.132</b>	<b>-2.675.662</b>	<b>-2.871.773</b>	<b>-3.097.300</b>	<b>-3.356.656</b>	<b>-3.654.916</b>	<b>-3.997.914</b>	<b>-4.392.362</b>	<b>-4.392.362</b>	<b>-4.392.362</b>
2.2.1 DEPRECIACION EQUIPOS	-933.369	-933.369	-933.369	-933.369	-933.369	-933.369	-933.369	-933.369	-933.369	-933.369	-933.369
2.2.2 SEGUROS	-176.303	-176.303	-176.303	-176.303	-176.303	-176.303	-176.303	-176.303	-176.303	-176.303	-176.303
2.2.3 GASTOS GENERALES	-258.588	-258.588	-258.588	-258.588	-258.588	-258.588	-258.588	-258.588	-258.588	-258.588	-258.588
2.2.4 ABONO A CAPITAL	0	-1.136.872	-1.307.403,03	-1.503.513	-1.729.041	-1.988.397	-2.286.656	-2.629.654	-3.024.103	-3.024.103	-3.024.103
<b>FLUJO DE COSTOS&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	<b>-17.455.879</b>	<b>-33.281.679</b>	<b>-48.141.138</b>	<b>-63.026.177</b>	<b>-77.940.633</b>	<b>-92.888.917</b>	<b>-107.876.105</b>	<b>-122.908.032</b>	<b>-123.302.480</b>	<b>-123.302.480</b>	<b>-123.302.480</b>
	-2.766.950	-3.903.822	-4.074.353	-4.270.464	-4.495.991	-4.755.347	-5.053.606	-5.396.605	-5.791.053	-5.791.053	-5.791.053
<b>3. BENEFICIOS INCREMENTALES</b>											
3.1 AHORRO DE ALC	0	26.252.242	43.498.492	60.744.742	77.990.992	95.237.242	112.483.492	129.729.742	146.975.992	164.222.242	181.468.492
<b>FLUJO DE BENEFICIOS&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	<b>0</b>	<b>26.252.242</b>	<b>43.498.492</b>	<b>60.744.742</b>	<b>77.990.992</b>	<b>95.237.242</b>	<b>112.483.492</b>	<b>129.729.742</b>	<b>146.975.992</b>	<b>164.222.242</b>	<b>181.468.492</b>
<b>4. UTILIDAD BRUTA ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>8.796.363</b>	<b>10.216.813</b>	<b>12.603.603</b>	<b>14.964.814</b>	<b>17.296.609</b>	<b>19.594.575</b>	<b>21.853.637</b>	<b>24.067.960</b>	<b>40.919.762</b>	<b>40.919.762</b>	<b>61.190.114</b>
<b>5. -IMPUESTOS (30%)</b>	<b>2.638.909</b>	<b>3.065.044</b>	<b>3.781.081</b>	<b>4.489.444</b>	<b>5.188.983</b>	<b>5.878.372</b>	<b>6.556.091</b>	<b>7.220.388</b>	<b>12.275.929</b>	<b>12.275.929</b>	<b>18.357.034</b>
<b>6. UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>6.157.454</b>	<b>7.151.769</b>	<b>8.822.522</b>	<b>10.475.370</b>	<b>12.107.626</b>	<b>13.716.202</b>	<b>15.297.546</b>	<b>16.847.572</b>	<b>28.643.833</b>	<b>28.643.833</b>	<b>42.833.080</b>
<b>7. + DEPRECIACIONES</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>	<b>-933.369</b>
<b>8. + AMORTIZACION DIFERIDOS</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>9. FLUJO DE PRODUCCION &gt;&gt;&gt;</b>	<b>5.224.086</b>	<b>6.218.400</b>	<b>7.889.154</b>	<b>9.542.002</b>	<b>11.174.258</b>	<b>12.782.834</b>	<b>14.364.177</b>	<b>15.914.203</b>	<b>27.710.465</b>	<b>27.710.465</b>	<b>41.899.712</b>

FLUJO NETO DE CAJA >>>>> MONEDA DOLARES (US\$) CONSTANTES DEL 2007											
FLUJO DE INVERSION	-29.697.503	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE PRODUCCION		5.224.086	6.218.400	7.889.154	9.542.002	11.174.258	12.782.834	14.364.177	15.914.203	27.710.465	41.899.712
10. FLUJO NETO DEL PROYECTO	-29.697.503	5.224.086	6.218.400	7.889.154	9.542.002	11.174.258	12.782.834	14.364.177	15.914.203	27.710.465	41.899.712
INDICADORES DE RENTABILIDAD											
VPN	US\$ 40.828.704,39										
TIR	30,42%										



			<b>25.180.812</b>								
2.1.1. MATERIAS PRIMAS		-11.838.627	23.677.254	-35.515.882	-47.354.509	-59.193.136	-71.031.763	-82.870.391	-94.709.018	-94.709.018	-94.709.018
2.1.2 SUMINISTROS (SERVIC. IND.)		-179.587	-359.174	-538.761	-718.348	-897.935	-1.077.522	-1.257.108	-1.436.695	-1.436.695	-1.436.695
2.1.3 MANO DE OBRA Y SUPERVISION		-423.144	-423.144	-423.144	-423.144	-423.144	-423.144	-423.144	-423.144	-423.144	-423.144
2.1.4 MANTENIMIENTO		-721.239	-721.239	-721.239	-721.239	-721.239	-721.239	-721.239	-721.239	-721.239	-721.239
<b>2.2 COSTOS INDIRECTOS</b>		<b>-1.119.485</b>	<b>-2.256.357</b>	<b>-2.426.888</b>	<b>-2.622.999</b>	<b>-2.848.526</b>	<b>-3.107.882</b>	<b>-3.406.141</b>	<b>-3.749.139</b>	<b>-4.143.588</b>	<b>-1.119.485</b>
2.2.1 DEPRECIACION EQUIPOS		-763.665	-763.665	-763.665	-763.665	-763.665	-763.665	-763.665	-763.665	-763.665	-763.665
2.2.2 SEGUROS		-144.248	-144.248	-144.248	-144.248	-144.248	-144.248	-144.248	-144.248	-144.248	-144.248
2.2.3 GASTOS GENERALES		-211.572	-211.572	-211.572	-211.572	-211.572	-211.572	-211.572	-211.572	-211.572	-211.572
2.2.4 ABONO A CAPITAL		0	-1.136.872	-1.307.403,03	-1.503.513	-1.729.041	-1.988.397	-2.286.656	-2.629.654	-3.024.103	0
<b>FLUJO DE COSTOS&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;</b>		<b>-14.282.082</b>	<b>27.437.169</b>	<b>-39.625.914</b>	<b>-51.840.238</b>	<b>-64.083.980</b>	<b>-76.361.550</b>	<b>-88.678.023</b>	<b>-101.039.236</b>	<b>-101.433.684</b>	<b>-98.409.582</b>
		-2.263.868	-3.400.741	-3.571.271	-3.767.382	-3.992.909	-4.252.265	-4.550.524	-4.893.523	-5.287.971	-2.263.868
<b>3. BENEFICIOS INCREMENTALES</b>											
3.1 AHORRO DE ALC	0	29.169.158	48.331.658	67.494.158	86.656.658	105.819.158	124.981.658	144.144.158	163.306.658	182.469.158	201.631.658
<b>FLUJO DE BENEFICIOS&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	<b>0</b>	<b>32.086.073</b>	<b>53.164.823</b>	<b>74.243.573</b>	<b>95.322.323</b>	<b>116.401.073</b>	<b>137.479.823</b>	<b>158.558.573</b>	<b>179.637.323</b>	<b>200.716.073</b>	<b>221.794.823</b>
<b>4. UTILIDAD BRUTA ANT DE IMP.</b>		<b>17.803.991</b>	<b>25.727.654</b>	<b>34.617.659</b>	<b>43.482.085</b>	<b>52.317.094</b>	<b>61.118.273</b>	<b>69.880.550</b>	<b>78.598.087</b>	<b>99.282.389</b>	<b>123.385.242</b>
<b>5. -IMPUESTOS (30%)</b>		<b>5.341.197</b>	<b>7.718.296</b>	<b>10.385.298</b>	<b>13.044.625</b>	<b>15.695.128</b>	<b>18.335.482</b>	<b>20.964.165</b>	<b>23.579.426</b>	<b>29.784.717</b>	<b>37.015.573</b>
<b>6. UTIL. DESP. DE IMPUESTOS</b>		<b>12.462.794</b>	<b>18.009.358</b>	<b>24.232.362</b>	<b>30.437.459</b>	<b>36.621.966</b>	<b>42.782.791</b>	<b>48.916.385</b>	<b>55.018.661</b>	<b>69.497.672</b>	<b>86.369.669</b>
<b>7. + DEPRECIACIONES</b>		<b>-763.665</b>	<b>-763.665</b>	<b>-763.665</b>	<b>-763.665</b>	<b>-763.665</b>	<b>-763.665</b>	<b>-763.665</b>	<b>-763.665</b>	<b>-763.665</b>	<b>-763.665</b>
<b>8. + AMORTIZ. DIFERIDOS</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>9. FLUJO DE PRODUCCION &gt;&gt;&gt;</b>		<b>11.699.128</b>	<b>17.245.693</b>	<b>23.468.696</b>	<b>29.673.794</b>	<b>35.858.300</b>	<b>42.019.126</b>	<b>48.152.720</b>	<b>54.254.996</b>	<b>68.734.007</b>	<b>85.606.004</b>
<b>FLUJO NETO DE CAJA &gt;&gt;&gt;&gt;&gt; MONEDA DOLARES (US\$) CONSTANTES DEL 2007</b>											
<b>FLUJO DE INVERSION</b>		-29.697.503	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FLUJO DE PRODUCCION</b>			11.699.128	17.245.693	23.468.696	29.673.794	35.858.300	42.019.126	48.152.720	54.254.996	68.734.007
<b>10. FLUJO NETO DEL PROYECTO</b>		-29.697.503	11.699.128	17.245.693	23.468.696	29.673.794	35.858.300	42.019.126	48.152.720	54.254.996	68.734.007
<b>INDICADORES DE RENTABILIDAD</b>											
<b>VPN</b>	US\$	167.737.796,93									
<b>TIR</b>		67,75 %									

## Sensibilización de la tasa de interés

Como una forma de conocer el comportamiento del criterio VPN ante cambios en la tasa de interés, se obtuvieron los siguientes resultados que se presentan en la tabla I21.

**Tabla I21. Indicadores del valor presente neto a diferentes tasas de interés.**

Tasa de interés, i	VPN (i) (M US\$)
0,00%	255,018
5,00%	173,74
10,00%	120,37
15,00%	84,28
20,00%	59,18
25,00%	41,28

## 27. Sensibilización por cambios en el nivel de producción del 100%

Al considerar cambios en el nivel de producción, superiores e inferiores a la capacidad de diseño (100%), establecido en 922.200 Ton/año.

Los valores de los indicadores de rentabilidad se pueden ver en la tabla I22.

**Tabla I22. Indicadores correspondientes a diferentes niveles de producción del 100%.**

<b>% del Nivel de Producción</b>	<b>Nivel de Producción (Ton/año)</b>	<b>VPN (12%) (MUS\$)</b>	<b>TIR</b>
150,00%	1.383.300,0	-12,9	4,29%
145,00%	1.337.190,0	-0,45	11,74%
144,00%	1.327.968,0	1,87	13,07%
143,00%	1.318.746,0	4,2	14,36%
140,00%	1.291.080,0	11,18	17,99%
130,00%	1.198.860,0	34,46	28,29%
120,00%	1.106.640,0	57,73	36,79%
115,00%	1.060.530,0	69,37	40,61%
110,00%	1.014.420,0	81	44,22%
105,00%	968.310,0	92,64	47,65%

De lo anterior se concluye que el nivel de producción del 100% establecido en 922.200 Toneladas por año, puede incrementarse hasta 1.327.968,0 toneladas al año que equivale a un **144%** de la capacidad de diseño, y el proyecto continua siendo atractivo desde el punto de vista financiero, como lo muestra la anterior tabla.

## **28. Sensibilidad en los costos de materias primas**

Al realizar cambios en los costos de las materias primas, podemos ver como cambian los indicadores de rentabilidad del proyecto según la tabla I23, vemos que los costos de las materias primas se pueden incrementar hasta en un 45%, y el proyecto seguiria siendo rentable.

La tabla I23 muestra los distintos valores que toman los indicadores de rentabilidad del proyecto cuando se hace un análisis de sensibilidad a la tasa de impuestos. En esta tabla se ve claramente que cuando los costos de las materias primas se incrementan por encima del 45%, los indicadores de rentabilidad comienzan a decaer.

**Tabla I23. Indicadores de Rentabilidad ante un análisis de sensibilidad hecho a los costos de las materias primas.**

	VPN (MUS\$)	TIR, %
5%	92,82	47,70%
10%	81,4	44,32%
15%	69,9	40,78%
20%	58,42	37,03%
25%	49,96	33,02%
30%	35,5	28,70%
35%	24,04	23,96%
40,0%	12,57	18,68%
45%	1,1	12,64%
50%	-10,35	6%